

Danmark har et meget brændselseffektivt energisystem, idet der er blevet satset på vindkraft, kraftvarmesamproduktion og energibeparelser. Samspillet mellem disse er komplekst, og problemer ved integrationen er i takt med stadig stigende brændselseffektivitet begyndt at vise sig. Energisystemet er således ved at nå grænsen for, hvor meget vindkraft og kraftvarme der er plads til. Med henblik på opfyldelse af f.eks. Kyoto-forpligtelsen er en så høj brændselseffektivitet som muligt formålstjenlig, og der er da f.eks. også potentiale for større andel vindkraft, men der er en række betingelser, der skal opfyldes.

Decentrale kraftvarmeverker og vindmøller skal blandt andet gives de eltekniske egenskaber, der gør, at de kan medvirke til løsning af de effektbalancereguleringsopgaver, der eksisterer. De skal ikke mindst være i stand til at levere kortslutningseffekt, og de skal følgelig være mere tolerante overfor netfejl. Dette vil endvidere øges deres økonomiske værdi for ejerne, hvis de forskellige netstabiliseringsopgaver udbydes i en åben licitation.

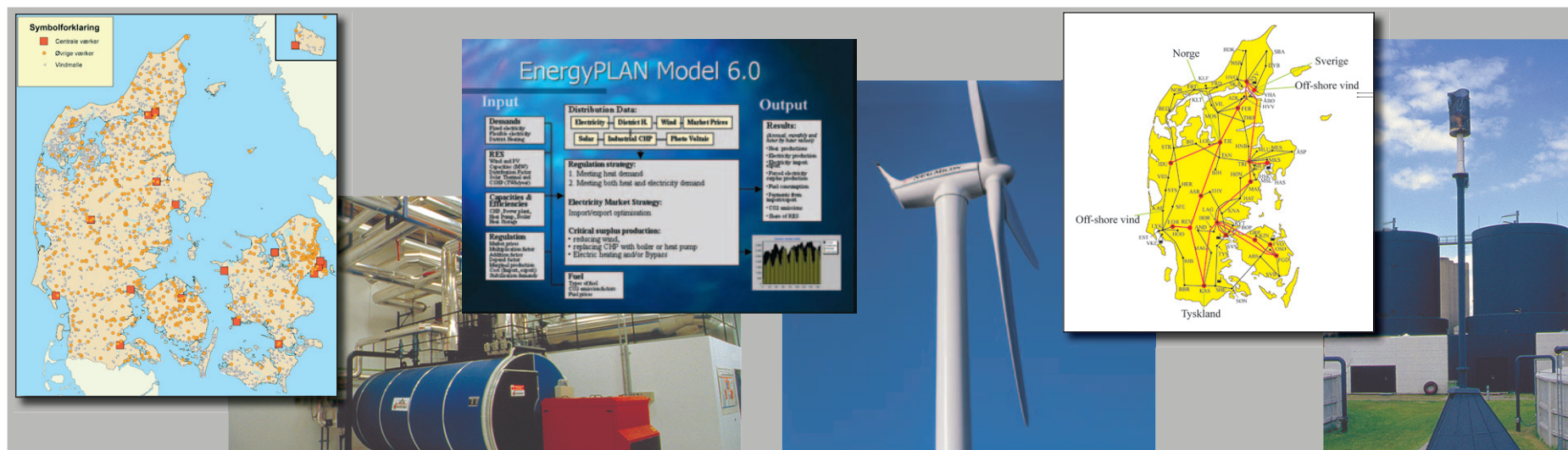
Som situationen er nu, kan elsystemet i Jylland-Fyn området kun indregulere vindkraft svarende til knap 20% af forbruget uden eloverløb. Med inddragelse af de decentrale kraftvarmeverker øges dette potentiale, og tages varmepumper og elektrificering af transport i anvendelse, kan op mod 80% af elforbruget dækkes af vindkraft.

En udvidelse af vindkraftproduktionen vil også påvirke transmissionsnettet. Der er en klar sammenhæng mellem indfødnig af vindkraft og netbelastning, men denne sammenhæng kan mindskes gennem sikring af en decentral indregulering. Dette nødvendiggøres også af manglende muligheder af eksport af eloverløb.

MOSAIK

## MOSAIK

### Model af samspillet mellem integrerede kraftproducenter



Poul Alberg Østergaard m. fl.

**Poul Alberg Østergaard**  
**Henrik Lund**  
**Frede Blåbjerg**  
**Anders N. Andersen**  
**Henning Mæng**

# MOSAIK

Model af samspillet mellem integrerede  
kraftproducenter

Poul Alberg Østergaard, Henrik Lund, Frede  
Blåbjerg, Henning Mæng & Anders N. Andersen

MOSAIK - Model af samspillet mellem integrerede kraftproducenter

MOSAIK - Model of the interplay between distributed generation units

Copyright 2004

Poul Alberg Østergaard & Henrik Lund, Institut for Samfundsudvikling og  
Planlægning, Aalborg Universitet

Frede Blåbjerg, Institut for Energiteknik, Aalborg Universitet

Henning Mæng & Anders N. Andersen, Energi og Miljødata

Forsidemosaik

Ania Andersen på grundlag af grafik og fotos fra Energistyrelsen, NEG-  
MICON, Gerda Tosti, Henrik Lund, Poul Alberg Østergaard

Trykt af

Centertryk, Aalborg Universitet

Udgivet af

Institut for Samfundsudvikling og Planlægning, Aalborg Universitet

Skriftserienummer 294

ISBN 87-90893-55-7

ISSN 1397-3169

# Indholdsfortegnelse

<b>Forord</b> .....	<b>7</b>
<b>1 Indledning</b> .....	<b>9</b>
1.1 Projektets opbygning .....	14
1.2 Projektets resultater .....	17
<b>2 Tekniske krav til systemydelser</b> .....	<b>25</b>
2.1 Vindmøllers elektriske egenskaber.....	26
2.1.1 Vindmøller uden effektkonverter .....	27
2.1.2 Vindmøller med mellem-skala effektkonverter .....	29
2.1.3 Vindmøller med fuld-skala effektkonverter .....	30
2.1.4 Vindmølleparker – systemløsninger .....	31
2.1.5 Sammenligning og vurdering af møller og vindmølleparker ....	34
2.2 Decentrale kraftvarmeværkers egenskaber.....	37
2.2.1 Systembeskrivelse .....	37
2.2.2 Styrings- og reguleringsstrategi.....	38
2.2.3 Beskyttelse.....	39
2.3 Forbedring af de decentrale anlæg.....	40
2.3.1 Løsningsmuligheder for vindmøller og vindmølleparker .....	42
2.3.2 Løsningsmuligheder for decentral kraftvarme.....	47
2.3.3 Eltekniske systemer med større energimæssig fleksibilitet.....	51
2.4 Delkonklusion.....	54
<b>3 Effektbalancemodel</b> .....	<b>57</b>
3.1 EnergyPLAN modellen .....	57
3.2 Modelling af Eltra og Elkraft System scenario år 2020 .....	59
3.3 Valg af referencescenario .....	61
3.4 Følsomhedsanalyser .....	64
3.5 Delkonklusion.....	67
<b>4 Aggregeret kontra disaggregeret modellering</b> .....	<b>69</b>
4.1 Dimensionering af eksisterende danske kraftvarmeværker .....	70
4.2 energyPRO som regional energimodel.....	72
4.3 Verificering af energyPRO og EnergyPLAN på fælles datasæt og modelstruktur .....	73
4.3.1 Energibehov, produktionskapaciteter og styringsstrategi .....	74
4.3.2 Sammenligning af EnergyPlan og energyPRO.....	76
4.4 Betydning af udetider mm. - De decentrale anlæg opdelt ”syntetisk” på ti lokaliteter.....	77
4.4.1 Energibehov og produktionskapaciteter .....	78

4.4.2	Modellering af udetider .....	79
4.4.3	Sammenligning uden lager uden udetider .....	80
4.4.4	Sammenligning med lager uden udetider .....	82
4.4.5	Sammenligning uden lager med udetider .....	82
4.4.6	Delkonklusion.....	83
4.5	Betydning af udetider m.m. - De decentrale anlæg opdelt i fem lokaliteter skaleret op fra fem konkrete værker.....	84
4.5.1	Energibehov og produktionskapaciteter .....	84
4.5.2	Sammenligning uden udetider .....	85
4.5.3	Sammenligning af 5-værksberegning med udetid med gennemsnitsværksberegning uden udetid .....	86
4.6	Delkonklusion.....	87
<b>5</b>	<b>Alternative strategier for regulering af effektbalance .....</b>	<b>89</b>
5.1	Referenceenergisystemet.....	89
5.2	Alternative energisystemer .....	91
5.3	Definition af alternative reguleringssystemer.....	94
5.4	Analyse af inddragelse af decentrale værker i reguleringen.....	96
5.5	Analyse af inddragelse af elforbruget i reguleringen .....	100
5.6	Delkonklusion.....	105
<b>6</b>	<b>Opstilling af transmissionsnetmodel for Jylland – Fyn.....</b>	<b>107</b>
6.1	Transmissionsnettets opbygning.....	109
6.2	Geografisk fordeling af forbrugs- og produktionsdata .....	111
6.3	Analyser med energyPRO GRID .....	114
6.4	Verificering mod Eltra 2020.....	116
6.5	Verificering af det syntetiske transmissionsnet .....	121
6.6	Delkonklusion.....	126
<b>7</b>	<b>Analyse af eltransmissionsnettet .....</b>	<b>127</b>
7.1	Vindproduktion i scenarierne .....	128
7.2	Netbelastning uden eksportbegrænsning .....	129
7.3	Netbelastning med eksportbegrænsning.....	136
7.4	Sammenligning af scenarierne med og uden eksportbegrænsning... ..	141
7.5	Investeringsbehov med og uden eksportbegrænsning .....	143
7.6	Netbelastning og fjernelse af kritisk eloverløb ved eksportbegrænsning.....	144
7.7	Netbelastning og geografisk ujævn vind- og KV produktion.....	148
7.8	Netbelastning ved ikke-intakt transmissionsnet .....	151
7.9	Delkonklusion.....	154
	<b>Kildeliste.....</b>	<b>157</b>

<b>Bilag .....</b>	<b>161</b>
Bilag 2.1: Relæbeskyttelse .....	162
Bilag 3.1: Verificering af modellering .....	163
Bilag 4.1: Referenceberegning på EnergyPLAN .....	165
Bilag 4.2: Referenceberegning på energyPRO.....	166
Bilag 5.1: Sammenligning af energisystemer.....	167
Bilag 6.1: Knuder .....	168
Bilag 6.2: Transmissionsnetbeskrivelse .....	172
Bilag 7.1: Værdisætning af netudvidelser .....	176



# Forord

Denne rapport er afrapporteringen af forskningsprojektet Model af samspillet mellem decentrale elproduktionsanlæg (kaldet MOSAIK). Projektet er udarbejdet med støtte fra Udviklingsprogrammet for Vedvarende Energi (UVE) og er sket i et samarbejde mellem Institut for Samfundsudvikling og Planlægning og Institut for Energiteknik, begge Aalborg Universitet samt Energi & Miljødata.

Projektet omhandler de tekniske forhold for integration af store mængder fluktuerende vindkraftproduktion i energisystemet og markerer sig specielt ved en behandling af emnet, der integrerer detaljerede elektrotekniske analyser, overordnede energisystemanalyser samt transmissionsnetanalyser.

Projektet har et søsterprojekt i form af Lokale Energimarkeder, som er udarbejdet i et samarbejde mellem Institut for Samfundsudvikling og Planlægning v. Aalborg Universitet, Energi & Miljødata, Planenergi og BYG-DTU.

De to projekter behandler den samme problemstilling, men har to forskellige indfaldsvinkler til problematikken. Overordnet set er der i MOSAIK et teknisk fokus hvorimod der i Lokale Energimarkeder er et større institutionelt og økonomisk fokus. De økonomiske analyser i MOSAIK begrænser sig til samfundsøkonomiske vurderinger.

Bilag 7.1 er fælles for de to projekter, og derudover er der tre bilagsrapporter, der er fælles for de to projekter. Disse er:

- *energyPRO GRID* af Anders N. Andersen og Henning Mæng
- *Regionale analyser i energyPRO* af Henning Mæng og Anders N. Andersen
- *EnergyPLAN - Computer Model for Energy System Analysis* af Henrik Lund, Ebbe Münster og Leif Holm Tambjerg

De tre bilagsrapporter dokumenterer de tre computermodeller, der er udviklet/videreudviklet i forbindelse med projekterne i.e.:

- *energyPRO GRID* af Henning Mæng og Poul Alberg Østergaard
- *energyPRO* af Anders N. Andersen, Henning Mæng og Jens Villasen
- *EnergyPlan* af Henrik Lund, Ebbe Münster, Leif Holm Tambjerg, Henning Mæng og Anders N. Andersen



I tilgift til har de to projekter resulteret i et antal artikler og konferencepapers, ligesom arbejdet har været udnyttet i forbindelse med Energistyrelsens arbejdsgruppe for kraftvarme og VE-elektricitet i 2001.

Projektgruppen står som forfattere af hele projektrapporten. Hovedforfattere for de enkelte kapitler har været: 1: Poul Alberg Østergaard; 2: Frede Blaabjerg; 3: Henrik Lund; 4: Henning Mæng; 5: Henrik Lund; 6: Poul Alberg Østergaard samt 7: Poul Alberg Østergaard.

Ud over projektgruppen har Bernd Möller, adjunkt ved Aalborg Universitet, i de indledende faser suppleret med GIS-analyser af vindkraftens geografiske placering samt placering af knuder i transmissionsnettet.

Ania Andersen, Annelle Riberholt, Sophie Vestergaard og Rita Svendsen har derudover hjulpet med layout, forsidekomposition, korrekturlæsning m.v.

Til MOSAIK har været tilknyttet en følgegruppe bestående af :

Jens Pedersen, Eltra

Jørgen Røhr Jensen, NIRAS

Frank Rosager, Hedeselskabet

Peter Hauge Madsen, Risø

Denne følgegruppe har specielt i projektets start deltaget i drøftelser om projektets udformning og forløb. I senere faser har projektgruppens deltagere trukket på de enkelte medlemmer af følgegruppen til mere detaljerede drøftelser.

På vegne af projektgruppen

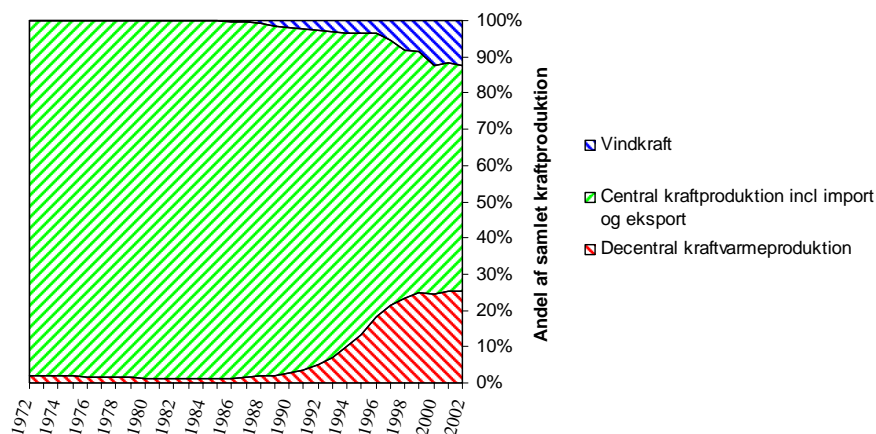
Poul Alberg Østergaard, januar 2004

# 1

## Indledning

Dansk energipolitik har de sidste 30 år været rettet mod at reducere brændselsforbruget, og de sidste 15 år har dette specielt været med henblik på nedbringelse af CO<sub>2</sub>-emissionen. I Energi 21 (Energistyrelsen, 1996) præsenterede den daværende regering et ambitiøst reduktionsmål på en halvering af CO<sub>2</sub>-emissionen inden år 2030, og et led til opnåelse af dette var etableringen af 5500 MW vindkraft, hvoraf de 4000 MW skulle være havbaseret. I dette projekt tages udgangspunkt i en sådan storskala integration af vindkraft i elsystemet, og mulighederne herfor analyseres.

Situationen i dag er, at dansk energipolitik gennem de sidste 30 år allerede har resulteret i en betragtelig mængde vindkraft og decentral kraftvarme i elproduktionen. Dette har medført dels en ganske høj brændselseffektivitet, dels et komplekst elsystem med mange interne bindinger. Det gælder elproduktion, som er knyttet til vejret herunder vindkraft, der afhænger af vindhastigheden samt kraftvarmeproduktion, som afhænger af varmebehovet. Eلسystemets frie manøvre felt er således gradvist blevet indsnævret, som det kan ses af figur 1.1.

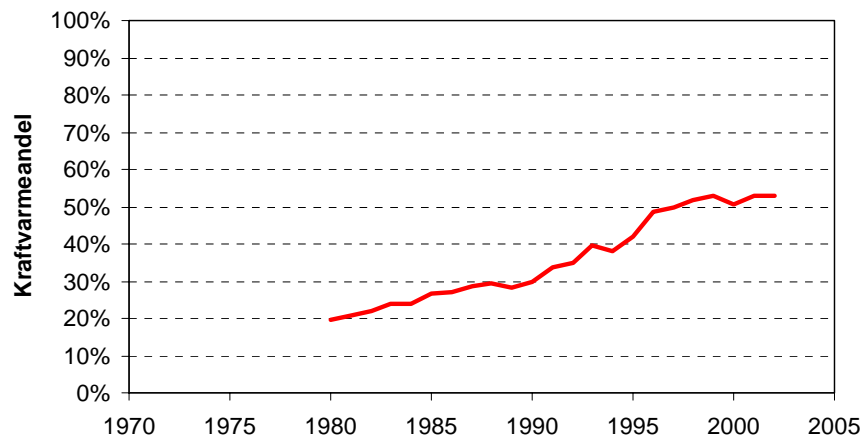


**Figur 1.1:** Elproduktionen i Danmark fordelt på vindkraft, decentral kraftvarme samt central kraftvarme & kondensproduktion. Import og eksport er indregnet i centrale værkers produktion. Graferne er lavet ud fra data fra (Energistyrelsen, 2003a).

Det ses af figur 1.1, at centrale kraftværkers produktion er gået fra næsten 100% dækning til under 2/3 dækning, mens vindkraft og decentral kraftvarme er vokset tilsvarende. Sondringen mellem decentrale og centrale værker er specielt relevant, da centrale værker traditionelt har været umiddelbart underlagt den centrale effektbalanceregulering, hvorimod dette ikke har været tilfældet for de decentrale værker.

Der har foreligget incitamentstrukturer i form af treledstariffen med det formål at styre decentrale værkers produktion efter forventede forbrugskurver, men der er f.eks. ikke blevet styret efter produktionen på vindmøller. Omlægning til markedsbaseret styring af decentrale kraftvarmeværkers produktion stiller nye krav og kan på sigt give nye muligheder for effektbalanceregulering, men foreløbig er det i det nye markedsregime stadig de centrale kraftværker, der leverer de reguleringsydelser, der blandt andet sikrer indregulering af vindkraft.

Vindkraften udgør med sin vejrbestemte produktion et særligt punkt, idet der p.t. ingen kontrol er over vindproduktionen. Det viste manøvre felt vil således indsnævres yderligere med en øget vindkraftkapacitet i elsystemet.



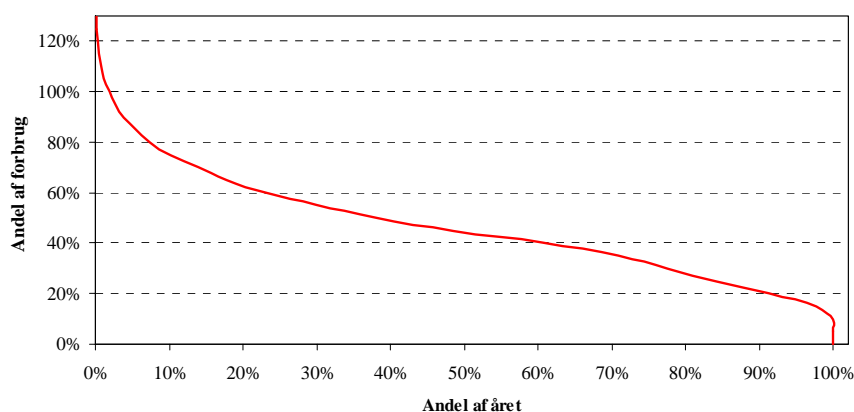
**Figur 1.2:** Kraftvarmeandel i dansk elforsyning målt i forhold til den samlede indenlandske elforsyning. Kilde: Ali A. Zarnaghi Energistyrelsen, 2004.

Figur 1.2 viser, hvordan den samlede mængde kraftvarme – altså central og decentral – er steget betragteligt over den viste periode, hvilket har bidraget til en øget binding i form af varmetilhørigheden.

En af de muligheder, der kan tages i anvendelse til effektbalanceregulering, er import og eksport. Oftest betegnes ubalancen mellem forbrug og produktion som eloverløb, og så længe udlandsforbindelserne kan overføre eloverløbet, samt at nabolandene har mulighed for at aftage dette, betegnes eloverløbet i dette projekt i tråd med terminologien i (Energistyrelsen, 2001) eksporterbart eloverløb (EEOL).

Med en øget vindkraftproduktion, som til tider vil overstige det danske forbrug, vil der i stigende grad komme kritisk eloverløb (KEOL); det vil sige eloverløb, der ikke kan eksporteres grundet begrænsninger i udlandsforbindelser eller i nabolandenes evne til at aftage effekt.

Hvor figur 1.1 viser, hvordan vindkraft og decentral kraftvarme hhv. udgør ca. 12% og 26% på landsplan på årsaggregeret niveau, viser figur 1.3 således den i effektbalancehenseende mere interessante varighedskurve. Denne kurve er udarbejdet for Jylland-Fyn området, der i denne henseende er mest interessant grundet en større udbygning med vindkraft og decentrale kraftvarmeværker i dette område end i Østdanmark. Det ses således, at 50% af tiden i 2001 udgjorde vind og decentral kraftvarme i Jylland-Fyn tilsammen mere end 45% af elforbruget, og at maximalværdien var 149%. For vind alene, udgjorde den maksimalt 94% af forbruget. Der er således allerede nu situationer, hvor Jylland-Fyn området må eksportere sit eloverløb for at opretholde balance mellem forbrug og produktion.

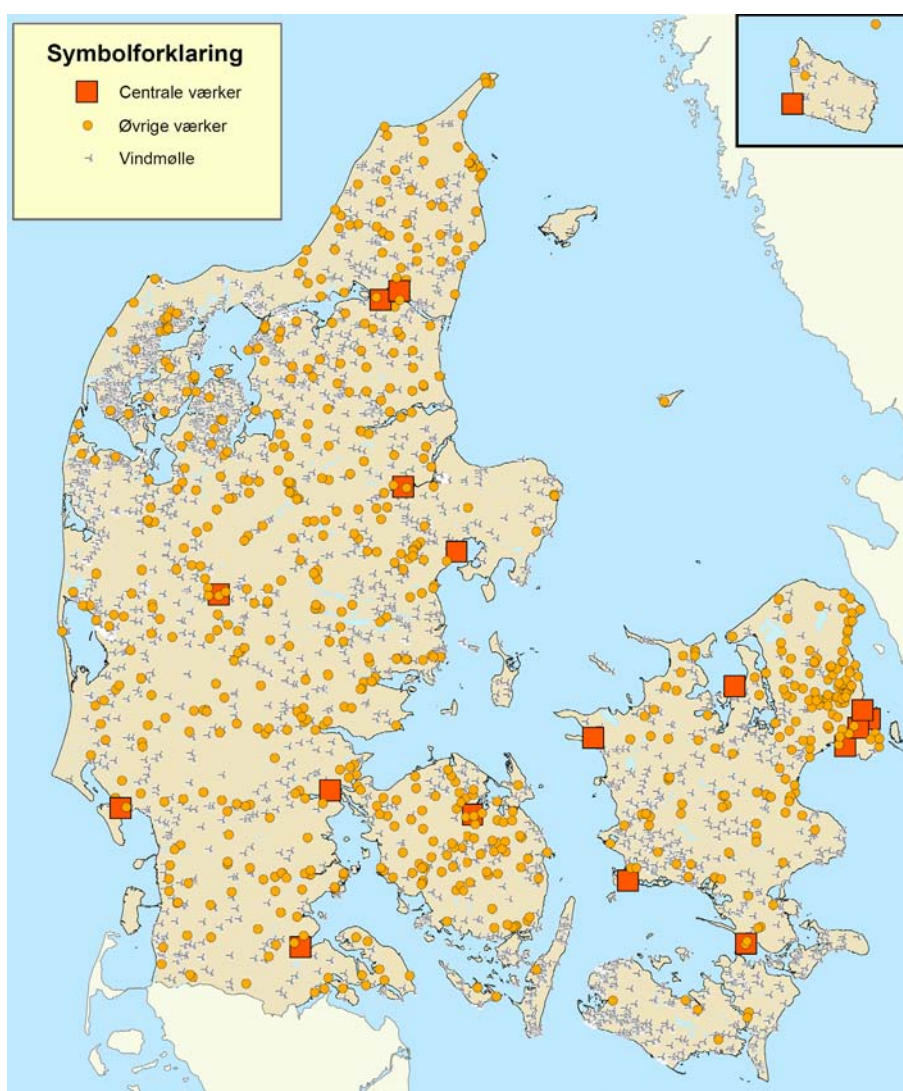


**Figur 1.3:** "Varighedskurve" for vindkraft og decentral kraftvarme i Jylland-Fyn området 2001. Lavet ud fra Eltra-data med timeværdier for produktion og forbrug fra (Eltra, 2003c).

Med klimatiske forhold i Schleswig-Holstein, der som Jylland-Fyn har en betydelig installeret vindmølleeffekt, der minder om danske forhold, vil vindkraftproduktionen i dette område i vindrige situationer betyde, at Tysk-

land ikke vil kunne aftage yderligere effekt. Tilbage bliver derfor primært forbindelserne til Norge og Sverige som mulige aftagere af eloverløb.

Også internt i Danmark er der situationer, hvor overføringskapaciteten kan udgøre et problem for udnyttelse af specielt vindkraft. Gode vindforhold samt lokaliteter med mulighed for opførelse af vindmøller stemmer ikke overens med elforbrugets fordeling, som det kan ses af figur 1.4. Vindkraften er primært placeret i Vest- og Nordjylland, hvorimod befolkningen og dermed elforbruget er placeret længere mod øst. Også internt i landet vil der derfor være øget behov for eltransmission.



**Figur 1.4:** Elproduktionsanlæg i Danmark 2002. Kilde: Energistyrelsen, 2003.

Skal danske CO<sub>2</sub>-emissioner på lang sigt halveres, kan det imødeses, at andelen af el produceret på decentrale kraftvarmeværker eller ud fra vejrgivne energikilder såsom vind, bølger og sol må stige, hvilket vil mindske elsystemets frie manøvre felt yderligere. For at tillade en sådan fortsat udvikling af energisystemet er det derfor nødvendigt med et skift væk fra den nuværende situation, hvor få store kraftværker står for effektbalance-reguleringen. Alle termiske kraftværker bør kontrolleres aktivt, samtidig med at varmepumper, omlægning til kedeldrift, indsættelse af elpatroner og hydrolyse, samt kontrol af slutforbrug ligeledes sker aktivt med henblik på effektbalanceregulering.

Alternativet vil være enten at eksportere sig ud af ubalancer eller at lukke for vejrgivne elproduktioner. Lukning af vejrgivne elproduktioner mindsker dog brændselseffektiviteten, og eksport er forbundet med både tekniske og handelsmæssige barrierer.

En øget anvendelse af decentrale kraftvarmeværker, vindkraft m.v. forudsætter bedre elektrotekniske egenskaber ved disse. I de fleste eksisterende anlæg er generatorerne koblet direkte til nettet med relæbeskyttelse. Dette sikrer anlæggene mod de overbelastninger, der kan ske ved fejl på transmissionsnettet, idet anlæggene frakobles hurtigt i sådanne situationer. Ved en øget afhængighed af sådanne anlæg må disse ikke være så tilbøjelige til at koble fra, da kaskadeudkobling af disse vil kunne medvirke til, at hele transmissionsnettet falder ud. De skal kunne levere kortslutningseffekt til transmissionsnettet.

Ved en mindsket anvendelse af store centrale kraftværker må de mindre anlæg også medvirke til andre styringsopgaver herunder spændingsstabilitet, hvilket reguleres med anlæggenes reaktive effektproduktion eller -optag. Anlæggene vil derfor skulle kunne styre reaktive effektforhold automatisk efter øjeblikkelige behov. Disse styringsopgaver udbydes allerede nu, så med de rette tekniske specifikationer vil også små anlæg kunne byde ind på disse og dermed agere optimalt på markedet.

Endelig sker der ved en udbygning af elproduktionssystemet eller ved en omlægning af elsystemets anvendelse en ændring af de krav, transmissionsnettet skal leve op til. Transmissionsnettet er oprindeligt udlagt ud fra en radial forsyning fra få store kraftværker til mange små forbrugere. Her er der sket den udvikling, at produktionen af el er blevet geografisk meget mere spredt, end det tidligere var tilfældet gennem anlæg af tusinder af vindmøller og decentrale kraftvarmeværker. Da effektreguleringen ikke i samme omfang er omlagt til at kunne udnytte den geografiske spredning fuldt ud, og da effektregulering i et vist omfang er baseret på anvendelse af udlandsforbindelser og dermed nabolandenes indreguleringsevne, er der potentielle

forbedringer at realisere. Omvendt kan en videre udbygning af specielt decentral produktionskapacitet forårsage overbelastninger på steder, hvor indføddning af el ikke var forudset ved anlæggelse af transmissionsnettet. Styres nettet og produktionssystemet derimod hensigtsmæssigt, kan omfanget af sådanne overbelastninger reduceres.

### ***1.1 Projektets opbygning***

Formålet med dette projekt er at undersøge, hvordan vindkraft fra blandt andet havbaserede vindmøller og decentral kraftvarme mere optimalt kan indreguleres i det samlede elsystem. Dette gøres med udgangspunkt i Jylland-Fyn området, da Danmark består af to elteknisk separate systemer, og da vindindføddningen er størst i Jylland-Fyn området. Strategier, der er anvendelige for indregulering af store mængder vindkraft, er derfor specielt relevante i Jylland-Fyn området, og strategier, der her kan sikre indregulering, vil også kunne tages i anvendelse i det østdanske elsystem.

Det analyseres, hvilke mængder el der kan indreguleres med den nuværende struktur af elsystemet og med de nuværende netbegrænsninger. Metoder og omkostninger til indregulering af store mængder vindkraft klarlægges og analyseres, herunder specielt mulighederne for effektbalanceregulering udnyttende decentrale kraftvarmeværkers reguleringsevne.

Projektet behandler således de tekniske muligheder og barrierer for en yderligere udbygning og storskalaintegration af vindkraft og de forhold i det øvrige elsystem, der har indflydelse herpå. Analyserne foretages på tre niveauer:

- a) på anlægsniveau, hvor produktionsanlæggenes eltekniske egenskaber og de eltekniske forhold for indregulering af decentrale elproduktionsanlæg analyseres på sekundniveau og derunder
- b) på energisystemniveau, hvor det på timeniveau, men uden forbehold for systemets geografi, analyseres, hvordan de enkelte typer af produktionsanlæg skal spille sammen for at opnå en optimal integration af de forskellige produktionsanlægstyper og realisere højst mulige brændselsbesparelser
- c) på transmissionsnetsniveau, hvor det ligeledes på timeniveau vurderes, hvordan udbygning med vindkraft og decentral kraftvarme og reguleringen af energisystemet påvirker transmissionsnettet og dets udbygningsbehov

I projektets første del behandles de eltekniske egenskaber for decentrale produktionsenheder. Det drejer sig primært om de egenskaber ved vindmøller og decentrale kraftvarmeværker, der har indflydelse på disse anlægs

mulighed for at overtage netstabiliseringsopgaver fra centrale kraftværker. Det gælder således styring af aktiv effekt, som påvirker netfrekvensen samt styring af reaktiv effekt, som påvirker det reaktive effektflow i elsystemet. Dette er to opgaver centrale kraftværker p.t. har det primære ansvar for, men med en stigende produktion fra vindmøller og decentrale kraftvarmeværker, skal disse kunne medhælp til løsning af denne opgave.

Vindmøller og decentrale kraftvarmeværker vil også skulle være mere ufølsomme overfor fejl. I den eltekniske fase afdækkes derfor også muligheder for at øge anlæggenes modstandsdygtighed overfor specielt netfejl herunder kortslutninger.

I de eltekniske analyser tages udgangspunkt i

- a) de krav, de uafhængige systemoperatører p.t. stiller til sådanne anlæg,
- b) de krav, anlæggene vil skulle leve op til, hvis de skulle byde ind på de systemopgaver, der er udbudt, og normalt leveres af centrale kraftværker og
- c) de egenskaber, anlæggene vil skulle have i en fremtidig situation med meget høj produktion på ikke-centrale anlæg.

Projektets anden del omhandler energisystemet på overordnet niveau. Med udgangspunkt i de eltekniske muligheder fra projektets første del analyseres konsekvenserne for drift af det overordnede elsystem.

Analyserne er foretaget på EnergyPLAN modellen, som er udviklet til at foretage aggregerede analyser af energisystemer med særlig fokus på systemernes reguleringsstrategier. Gennem MOSAIK projektet og det parallelle projekt "Lokale energimarkeder" er modellen videreudviklet til at kunne gennemregne regionale energisystemer på time-basis, og der er tilføjet en række nye muligheder for valg af reguleringsstrategier i forhold til at undgå kritisk eloverløb (KEOL). Endelig er modellen tilføjet nye muligheder for at kunne opgøre værdien af handel på Nord Pool samt at kunne udregne CO<sub>2</sub>-emissioner i samlede energisystemer.

EnergyPLAN modellen regner på et aggregeret niveau. Derfor er anvendelsen af modellen i dette projekt suppleret med analyser på energyPRO modellen, som er udviklet til at foretage detaljerede analyser af mere afgrænsede energianlæg. I projektet er energyPRO videreudviklet til at kunne foretage analyser af energisystemer dækkende flere lokaliteter med afgrænsede varmebehov, men med et fælles elbehov. Resultaterne kan hermed korreleres med tilsvarende modelleringer på EnergyPLAN modellen med henblik på at fastlægge de afvigelser, aggregeringen giver anledning til. Ud fra denne aggregeringsfejl, tilpasses EnergyPLAN modellen.



Med EnergyPLAN rekonstrueres en Eltra-modellering. Denne rekonstrueres med henblik på at sikre kongruens med Eltra-data i udgangspunktet og for endvidere at skabe en reference for de videre modelleringer. Hermed er der samtidig sikret kongruens med arbejdet i Energistyrelsens arbejdsgruppe for VE- og kraftvarmееlektricitet, som anvendte det samme reference-scenarior (Energistyrelsen, 2001).

Projektets sidste fase behandler konsekvenser for transmissionsnettet af de modellerede scenarier. Den eksisterende DOS-model til analyse af transmissionsnet ElNet videreudvikles til Windows-versionen energyPRO GRID og den udvides, hvad angår antallet af knuder, linjer samt forbrugs- og produktionskategorier, den kan behandle. Behandlingen af geografien i elsystemet udvides til bedre at kunne modellere geografisk spredt forbrug og produktion samt til at kunne modellere den geografiske spredning af vejrforhold og påvirkningen heraf på elforbrug og –produktion.

Der opbygges en geografisk model af elsystemet i Danmark med beskrivelse af alle 150 kV og 400 kV linjer samt den geografiske fordeling af forbrug og produktion fordelt på forskellige produktions- og forbrugskategorier. Dette gøres i to tilfælde med hhv. offentlige gamle data samt konfidentielle men nye data.

Med energyPRO GRID rekonstrueres en Eltra-beregning af behovet for netudbygning for at sikre kongruens i resultater. Analyser vha. hhv. den offentlige og den konfidentielle netbeskrivelse anvendes endvidere til at sikre kongruens mellem resultater fra modelleringer med anvendelse af de to datasæt.

I projektets sidste fase foretages analyser af de modellerede scenarier hhv. med og uden eksportbegrænsning indlagt, hhv. med en effektreguleringsstrategi, der alene sørger for at opretholde varmebalance og med en, der både søger at opretholde varme- og elbalancen. Påvirkningen af forskellige tiltag til fjernelse af kritisk eloverløb analyseres, og det analyseres, hvordan geografiske ændringer i elproduktion og fjernelse af kritisk eloverløb påvirker belastningen af transmissionsnettet.

Hovedanalyserne foretages med intakt transmissionsnet. Disse suppleres med en beregning på ikke-intakt net med henblik på at bestemme følsomheden af resultaterne.

## ***1.2 Projektets resultater***

Mere integrerede systemløsninger omkring de decentrale kraftvarmeværker og større vindmølle anlæg såsom anvendelse af elpatroner, varmepumper, opladning af batterier og hydrolyse vil muliggøre et langt mere fleksibelt system som beskrevet i kapitel 2. Eksempelvis kan de decentrale kraftvarmeværker opnå en styrbar effekt mod nettet ved hurtigt at regulere en given last-effekt, som er placeret tæt på de decentrale kraftvarmeværker. Alle nævnte lasttyper giver denne mulighed, dog vil elpatroner allerede kunne reagere inden for 20-40 ms. Løsningen med batterier og elektrolyse kræver et aftagermarked via transportsektoren (batterier) og brændselsceller (hjem, store kraftanlæg).

For vindmøllernes vedkommende kan konkluderes, at:

- a) bestanden af de danske vindmøller under 1 MW kan ombygges til at kunne blive styrbar, således de bedre kan levere en systemydelse til reguleringen af nettet, men det vurderes, at de tekniske løsninger er for dyre
- b) den nye generation af vindmøller kan levere disse systemydelser alt efter, hvorledes deres effektkontrol er implementeret
- c) hvis vindmøllernes fulde effekt styres af en effektomformer, vil de kunne:
  - nedregulere den aktive effekt til nettet, selvom vinden blæser
  - levere reaktiv effekt i forhold til nominal ydelse (næsten cirkulært P/Q diagram). Ved lav effekt kan de levere markant reaktiv effekt
  - være frekvensregulerende med høj dynamik (<10 ms), hvilket ligger langt over, hvad der er nødvendigt for elnettets drift
  - understøtte net ved fejl, idet de elektrisk kan begrænse strømmen
  - køre i ø-drift, hvis vinden blæser

For de decentrale kraftvarmeværkers vedkommende vil der altid kunne være effekt til rådighed via brændslet, men dynamikken er ofte langsommere. Hovedkonklusionerne er, at:

- a) de decentrale kraftvarmeværkers effekt-dynamik er meget afhængig af forbrændingsproces (gas, affald etc.). Gasanlæggene er de hurtigste til at starte op etc.
- b) de allerede i dag kan deltage i en del af frekvensreguleringen og indgå i den automatiske og manuelle reguleringsreserve
- c) de decentrale kraftvarmeværker alt efter belastning vil kunne levere reaktiv effekt inden for synkrongeneratorens nominelle område. Dette er muligt i dag
- d) de decentrale kraftvarmeværker typisk har problemer med lavere last end fuld-last (dårlig forbrænding, vibrationer), og særlige tiltag skal iværksættes for at imødekomme dette

- e) beskyttelsessystemet til de decentrale kraftvarmeværker skal justeres, hvis de ikke skal falde ud ved netfejl. Dette kræver samtidig en vurdering af anlæggets evne til at kunne håndtere disse specielle belastninger, og vurderingen skal foretages sammen med generatoranlæggets leverandør (garanti etc.)
- f) mange anlæg kan køre i ø-drift, men det kræver typisk en opgradering af styringen og overvågningen.

Med udgangspunkt i Energi 21 og de systemsansvarliges systemplaner fra 2001 er der i kapitel 3 opstillet en effektbalancemodel for et reference-scenario svarende til Eltra-området år 2020. Referencen er den samme, som blev anvendt af Energistyrelsens arbejdsgruppe for kraftvarme og VE-energi i 2001 (Energistyrelsen, 2001).

Effektbalancemodellen er opstillet på EnergyPLAN modellen, og resultaterne af analysen er sammenlignet med resultaterne af de tilsvarende analyser på de systemansvarliges modeller (hhv. Eltra og Elkraft System). Der er fundet stor overensstemmelse mellem resultaterne af disse analyser.

Herudover er der gennemført en række følsomhedsanalyser mht. varme-forbrugets tidsmæssige fordeling, betydningen af at regne på treledestarif eller ej, samt betydningen af vindfordelingen. Det vurderes, at der er opstillet en effektbalancemodel med forskellige grad af fleksibilitet, som er velegnet til de efterfølgende analyser af betydningen af forskellige reguleringsstrategier.

For en nærmere beskrivelse af modellen henvises til den selvstændige bilagsrapport (Lund et al., 2004a).

Der er en række forhold på de enkelte kraftvarmeværker, som medfører, at man skal være forsigtig med at aggregere alle decentrale kraftvarmeværker til et enkelt værk, som det sker i EnergyPLAN modellen. Der er en stor spredning på størrelserne af de enkelte danske kraftvarmeværker set i relation til varmebehovet. Nogle dækker praktisk taget hele varmebehovet, mens andre dækker væsentligt mindre. Herudover er der også forskel på de enkelte værkers lagres størrelse relativt til produktionen.

Med denne konstatering som udgangspunkt er der i kapitel 4 foretaget en vurdering af, hvilke betingelser en aggregering kan foretages under. Til dette formål er foretaget beregninger med EnergyPLAN og energyPRO. Sidstnævnte er anvendt til at afdække aggregeringsproblematikken, og er i denne forbindelse blevet videreudviklet til at kunne foretage analyser på flere forskellige lokaliteter med adskilte varmebehov men med et samlet elbehov.

I begge værktøjer er indledningsvis opstillet en model af et referencesystem i Jylland-Fyn området i 2020. I begge modeller er de decentrale kraftvarmeværker aggregeret til ét anlæg. På dette beregningseksempel kommer modellerne til samme resultat.

Derefter er der i EnergyPro foretaget en disaggregering af den del af energisystemet, der udgøres af de decentrale kraftvarmeværker. Alt andet er fastholdt. Dette er foretaget på to forskellige måder. Dels med 10 forskellige anlæg med en spredning på virkningsgrader, nettab mm., dels med udgangspunkt i fem tilfældige konkrete anlæg.

I begge eksempler er hovedresultatet, at kedelproduktionen undervurderes i størrelsesordenen 2,5 % af den samlede varmeproduktion på de decentrale kraftvarmeværker. Det er i al væsentlighed udetiden, som har størst betydning for denne procentsats.

De faciliteter, energyPRO er blevet udvidet med, er beskrevet særskilt i (Mæng & Andersen, 2004).

Som konsekvens af ovennævnte analyser er EnergyPLAN modellen som beskrevet i kapitel 3 modificeret med en beregningsalgoritme, hvor der kan tages hensyn til udetider m.v. ved forlods at tillægge kedlerne en vis procentdel af fjernvarmeproduktionen. I analyserne er denne angivet til 2,5%.

Der er i kapitel 5 gennemført en række analyser af forskellige strategier for regulering af effektbalancen. Strategierne er vurderet i forhold til deres evne til at kunne nyttiggøre en stigende vindkraftproduktion. Analyserne er foretaget i forhold til forskellige energisystemer, og evnen til at nyttiggøre vindkraften er målt dels i forhold til størrelsen af eloverløbet, dels i forhold til evnen til at nedbringe CO<sub>2</sub>-emissionen i det samlede energisystem.

Udgangspunktet er, at den nuværende reguleringsstrategi, hvor alene de centrale værker deltager i opretholdelsen af effektbalancen, medfører væsentlige eloverløb. I referenceenergisystemet med en kraftvarmeandel, som svarer til den nuværende, opstår der således et eloverløb på 2 TWh allerede ved en vindkraftproduktion på 5 TWh svarende til 20% af elforbruget.

I energisystemer, hvor der enten udbygges med mere kraftvarme, eller hvor elvirkningsgraderne forbedres, vil eloverløbet blive endnu større. Et energisystem, hvor dele af transporten elektrificeres, rummer derimod muligheden for at nedbringe eloverløbet.

I forhold til dette udgangspunkt er forskellige alternative reguleringsstrategier vurderet, og hovedkonklusionen er at:

- a) på kort sigt vil en inddragelse af de decentrale værker i indreguleringen af vindkraft kunne reducere eloverløbet markant, således at der kan indpasses vindkraft op til 7-8 TWh, svarende til 30% af elforbruget uden egentlige eloverløb. Inddragelsen af de decentrale værker vil dermed samtidig øge muligheden for at nyttiggøre vindkraften til indenlandske CO<sub>2</sub>-reduktioner.
- b) på kort eller mellemlang sigt vil supplement med elpatroner eller varmepumper kunne reducere eloverløbet yderligere. Med varmepumper forbedres evnen til CO<sub>2</sub>-reduktion væsentligt. Derimod vil elpatroner stort set ikke kunne bidrage til yderligere CO<sub>2</sub>-reduktioner.

Ovennævnte konklusioner gælder såvel for referenceenergisystemet som for de alternative energisystemer med yderligere kraftvarme, forbedrede el-virkningsgrader og/eller elektrificering af dele af transportsektoren.

I udgangspunktet (nuværende energisystem og reguleringsstrategi) er reduktionspotentialet ved at udbygge med vindkraft 5-10% af den samlede CO<sub>2</sub>-emission. Med inddragelse af de decentrale værker i balanceopgaverne og supplement med varmepumper øges dette potentiale til 15-20%. I kombination med de alternative energisystemer øges potentialet til mellem 20 og 35% afhængigt af graden og karakteren af tiltag.

På langt sigt, for vindkraftproduktioner større end 40% af elforbruget, vil det være afgørende at kunne inddrage vindkraftanlæggene i balanceopgaverne. I kapitel 5 er analyseret en strategi for effektbalanceregulering, hvor det er forudsat, at vindkraftanlæg i kombination med elektrificering af transporten (batterier eller hydrolyse) vil kunne indgå i netstabiliseringsopgaverne. Herved vil eloverløb kunne undgås for vindkraftproduktioner op til ca. 80% af elforbruget. CO<sub>2</sub>-reduktionspotentialet i det samlede system øges endvidere til mellem 30% og 40% afhængigt af, om systemet suppleres med varmepumper eller ej.

Med henblik på analyse af netbelastningen ved forskellige konfigurationer af energisystemet og ved de forskellige strategier for regulering af effektbalancen, er der udarbejdet en computermodel. Denne beskrives i kapitel 6 samt i den selvstændige bilagsrapport (Andersen & Mæng, 2004).

Modellen er en videreudvikling af en ældre DOS-model, som er blevet omlagt til Windows, er blevet udvidet til at kunne operere med et højt antal knuder og linjer, er blevet ændret til at kunne behandle maskenet, hvor 150 kV nettet er sammenhængende, og hvor der indføres effekt fra 400 kV nettet i flere punkter. Hvor den tidligere model opererede med fast angivne effekter i de enkelte knudepunkter, opererer den nye version med angivelse af

aggregerede effekter indenfor et vilkårligt antal kategorier, som dernæst distribueres på de enkelte knuder ud fra serier af knudevægte. For at kunne modellere mere temporære geografiske forskydninger af produktion og forbrug af effekt, er modellen endvidere blevet udstyret med en GIS-orienteret brugerflade til angivelse af effektproduktioner og forbrug, der ikke er proportionale med statiske faktorer såsom installerede effekter.

Transmissionsnettet i Jylland-Fyn-området er beskrevet, og den geografiske fordeling af installerede effekter på produktionsanlæg samt den geografiske fordeling af forbrug er specificeret. Dette er gjort med hhv. ældre men offentlige netdata og med nye konfidentielle netdata. Primært anvendes de ældre offentlige data, som dog er fremskrevet med offentligt kendte ændringer. Dette net bestående af ældre data og senere ændringer betegnes ”det syntetiske net”.

Resultater af analyser af krævede investeringer er sammenholdt med tilsvarende resultater fra en Eltra 2020 modellering med ca. 50% vindindfødning. Analysen med energyPRO GRID viser, at der kræves netforstærkninger tilsvarende de netforstærkninger, Eltra finder nødvendige. Der er dog ikke fuld overensstemmelse, da Eltras identificerede udvidelser ikke helt fjerner alle overbelastninger i energyPRO GRID analyserne. Antallet reduceres dog og begrænses til en enkelt linje i Aalborgområdet.

Til projektet er der af Eltra stillet konfidentielle netdata til rådighed. Det er vist, at modelleringer med energyPRO GRID med anvendelse af de konfidentielle netdata giver resultater, der er kongruente med resultater af netanalyser foretaget med det syntetiske net. Specielt ved høje belastninger er den vægtede belastning af transmissionsnettet med konfidentielle netdata dog højere. Dette kan henføres til en større ubalance i den reaktive effekt, hvilket igen kan henføres til, at COS  $\phi$ -værdier, der er passende for det syntetiske net, ikke nødvendigvis er det for det konfidentielle net.

Antallet af overbelastninger er med anvendelse af konfidentielle netdata dog lavere end med anvendelse af den syntetiske netbeskrivelse. Dette skal der tages højde for i vurderinger af krævede netudvidelser foretaget ud fra den syntetiske netbeskrivelse.

Afslutningsvist behandles i kapitel 7 netbelastningen og udbygningsbehovet ved forskellige energisystemkonfigurationer og under forskellige strategier for effektbalanceregulering er analyseret. Analyserne viser umiddelbart, at transmissionsnetbelastningen stiger i takt med øget vindindfødning i elsystemet. Det er derfor vigtigt med alternativer til eksisterende effektbalanceregulering, hvis en udbygning af vindkraft ikke skal kombineres med en tilsvarende udbygning af transmissionsnettet.

Specielt er forskellen på netbelastning med og uden eksportbegrænsning / fjernelse af kritisk eloverløb betydelig. Anvendes alene eksport som middel til undgåelse af kritisk eloverløb, stiger kravet til både det indenlandske net samt til udlandsforbindelser kraftigt i takt med en øget vindindfødning i elsystemet. Det kan tilføjes, at analyserne ikke har behandlet de flaskehalse, der måtte være i Sverige og Norge, som kan udgøre en yderligere hindring mod en sådan strategi.

Forskellen mellem a) effektbalanceregulering, hvor alene varmebehovet er styrende for produktionen og b) effektbalanceregulering, hvor både el og varme søges afbalanceret, er væsentlig. Afbalancering af både el og varme mindsker behovet for transmissionskapacitet.

Om der anvendes kedler eller varmepumper i effektreguleringen har en mindre betydning men dog en betydning, der peger på varmepumper som værende mest favorable. Økonomisk har analyserne dog ikke vist en forskel i investeringsbehov med anvendelse af kedler eller varmepumper.

Hvor det kritisk eloverløb fjernes - om det er centralt på få store kraftvarmeværker eller decentralt på alle mindre kraftvarmeværker - har kun en mindre betydning. Det viser dog, at den geografiske dimension har en betydning, og at en mere intelligent styring ville kunne mindske netbelastningen videre.

De klimatiske givne forskelle i Jylland-Fyn området på et givet tidspunkt kan have en væsentlig indflydelse på transmissionsnetbelastningen. Dette understreger således, at det er væsentligt ved høje vindindfødninger, at indreguleringen finder sted geografisk selektivt i de områder, hvor det på et givet tidspunkt blæser mest.

I netberegningerne er der en del forhold, som har indflydelse på resultaterne.

Beregningerne er alle på timeniveau, så de fanger ikke de spidsbelastninger, der ligger under timeniveau; spidsbelastninger som er specielt interessante i forbindelse med fastlæggelse af udbygningsbehov.

Der anvendes i beregningerne faste omsætningsforhold i transformatorstationer. Variable omsætningsforhold som i eksisterende transformatorer giver mulighed for en mere kontrolleret styring af effektflows i transmissionsnettet. I det modellerede system er det alene impedanser og belastninger, der bestemmer, hvordan strømmene går i systemet, og strømme søges f.eks. ikke flyttet mellem forskellige traceer med henblik på eliminering af overbelastninger.

I beregningerne anvendes en fast COS  $\phi$ -værdi for de enkelte forbrugs- og produktionsanlægstyper uanset tid og sted. Dette har en væsentlig indflydelse på reaktive effektflows og dermed linjestrømme, men det har ikke været muligt at kunne håndtere dette med den version af energyPRO GRID, der er blevet udarbejdet i forbindelse med dette projekt. Optimalt ville en model såvel som et elsystem variere COS  $\phi$  på produktionsanlæg efter tid og sted for bedst muligt at afbalancere reaktive effektproduktioner og -forbrug hidrørende fra forbrugsenheder og transmissionsnet.

I modelleringerne er reaktive effektkompenserende enheder som spoler og kapacitorer ikke modelleret. Reaktiv effektkompensering er indlejret i de valgte COS  $\phi$ -værdier.

Resultaterne af analyserne skal derfor ikke opfattes som værende absolutte. Resultaterne er indikative og afslører tendenser ved relative sammenligninger mellem forskellige reguleringsstrategier og mellem forskellige bestyrelser af elsystemet.

Projektet har demonstreret, at der er et væsentligt potentiale for videre udbygning af vindkraft i Danmark, men at der er en række betingelser, der skal opfyldes for, at en sådan udvikling kan gennemføres hensigtsmæssigt.

Decentrale kraftvarmeværker og vindmøller skal gives de eltekniske egenskaber, der gør, at de kan medvirke til løsning af de nuværende og de kommende effektbalancereguleringsopgaver. De skal i denne forbindelse ikke mindst være i stand til at levere kortslutningseffekt, og skal følgelig være mere tolerante over for netfejl. Dette vil endvidere øge deres økonomiske værdi for ejerne, hvis de forskellige netstabiliseringsopgaver udbydes i en åben licitation.

Med den nuværende strategi for effektbalanceregulering, kan elsystemet i Jylland-Fyn området kun indregulere vindkraft svarende til knap 20% af forbruget uden eloverløb. Med inddragelse af de decentrale kraftvarmeværker øges dette potentiale, og tages varmepumper og elektrificering af transport i anvendelse, kan op mod 80% af elforbruget dækkes af vindkraft.

En udvidelse af vindkraftproduktionen vil også påvirke transmissionsnettet, og analyserne her viser, at der er en klar sammenhæng mellem indfødnings af vindkraft og netbelastning, men at denne sammenhæng kan mindskes gennem sikring af en decentral indregulering. Dette nødvendiggøres også af manglende muligheder af eksport af eloverløb.

Der er ikke i projektet foretaget en samlet samfundsøkonomisk vurdering af de tekniske muligheder. Nogle af ændringerne er prissatte eller omkostnings-



vurderede, men for en nærmere økonomisk vurdering, henvises til projektet Lokale Energimarkeder (Lund et al., 2004b).

## 2

# Tekniske krav til systemydelse

Dette kapitel behandler de eksisterende decentrale elproducerende anlæg i Danmark med hensyn til virkemåde og elektriske egenskaber i elnettet. Samtidig beskrives hvilke egenskaber, der er interessante med hensyn til at indgå i den samlede systemregulering. Dette indebærer de forhold, der er nødvendige for at kunne reagere fra sekunder op til 15-30 minutter for dermed at kunne levere reguleringsydelser, der kan medvirke til storskala-integration af vindkraft, og som kan bydes ind på et marked, der kræver disse hurtige ydelser. Forskellige løsningsmuligheder til forbedring af de nuværende anlæg foreslås desuden. Endelig vurderes også nye systemløsninger, med henblik på en bedre udnyttelse af den decentrale elproduktion på kort såvel som lang sigt.

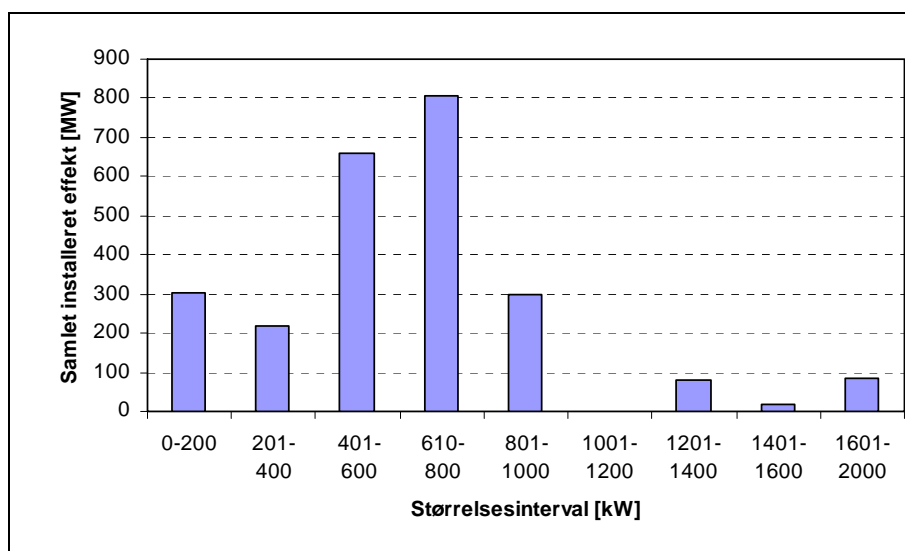
Kapitlet giver et overblik over, hvilke muligheder der er for at tilslutte vindmøllerne nettet, og ni oplagte løsninger er beskrevet. Den "ældre" generation af danske vindmøller er i dag direkte tilsluttet elnettet via en asynkrongenerator med en meget begrænset regulerbarhed. Nyere løsninger med en effektelektronisk omformer til styring af generatoren kan derimod hurtigt reagere på krav til ændringer i aktiv og reaktiv effekt, og samtidig udnyttes stadig mere energi fra vinden. Generelt er øget styrbarhed muligt via en større grad af effektelektronisk udrustning. Tilsvarende løsninger kan udnyttes i større vindmølleparker, og alt efter placering og afstand (on-shore, off-shore) vil en AC- eller en DC-transmission af effekten være den bedste løsning. I tilfælde af, at DC-transmission anvendes, vil dennes forbindelse til nettet realiseres gennem en effektkonverter, som kan styre reaktiv og aktiv effekt hurtigt inden for en øvre grænse af den samlede tilsyneladende effekt fra konverteren.

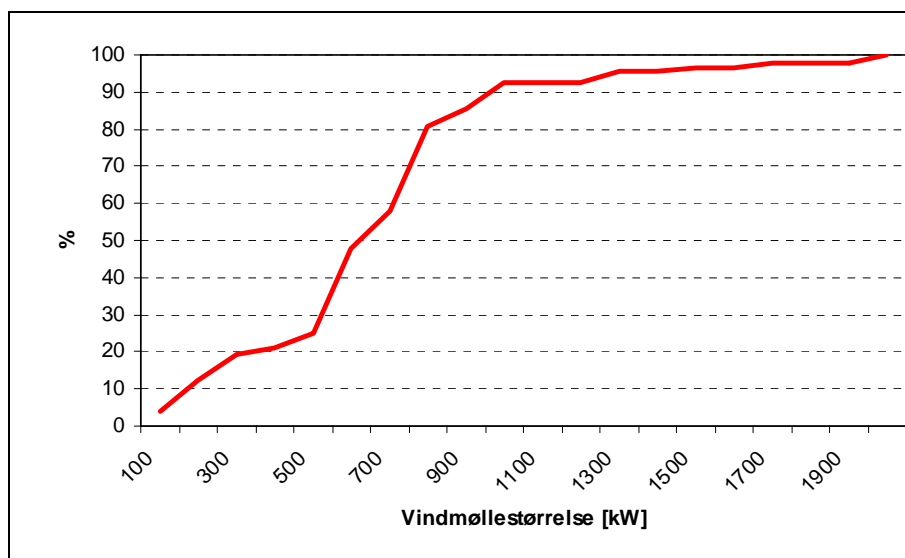
De decentrale kraftvarmeanlæg er i dag primært baseret på gas, hvor alle har en synkrongenerator ud mod nettet. De tager delvist del i den overordnede effektregulering, og kan i et begrænset omfang styre den reaktive effekt. Anlæggene er beskyttede efter gældende krav om tilslutning til elnettet mod underspændinger og andre abnormaliteter på nettet, hvilket betyder, at de typisk vil koble ud ved større fejl på nettet.

De forventede reguleringsydelse til styring af det overordnede net er beskrevet, og såvel vindmøllerne som de decentrale kraftvarmeanlæg er vurderet i forhold til disse. Samtidig er der konkrete forslag til forbedring af de enkelte typer anlæg.

## 2.1 Vindmøllers elektriske egenskaber

Der er i Danmark igennem de sidste 25 år opstillet flere generationer af vindmøller med det mål at installere en større effektkapacitet dækket af vedvarende energi. Karakteristisk for alle vindmøller indtil for nylig har været, at vindmøllerne er fremstillet med henblik på den laveste producerede kWh pris, hvilket bl.a. har betydet, at det elektriske system er yderst simpelt. Mindst fire faktorer spiller ind mhp. at få det elektriske system forbedret. For det første bliver der et større krav om, at vindmøllerne skal kunne regulere aktiv og reaktiv effekt mhp. regulering af elsystemet. For det andet vil en mere avanceret styring af vindmøllerne kunne reducere de mekaniske belastninger, der typisk er imellem vindrotoren og generatoren (dermed gearet). For det tredje bliver den nødvendige elektronik stadig billigere og kan styre højere effekter med en høj virkningsgrad. Endelig kan der for det fjerde opnås en bedre udnyttelse af vinden. Den danske vindmøllepopulation er vist i figur 2.1, både hvad angår samlet installeret effekt for hver vindmølle-generation og den samlede installerede effekt.





**Figur 2.1:** Den danske vindmøllebestand pr. september 2002. Installeret effekt opdelt i effektinterval (øverst) og akkumuleret installeret effekt (nederst). (Kilde: EMD, 2002)

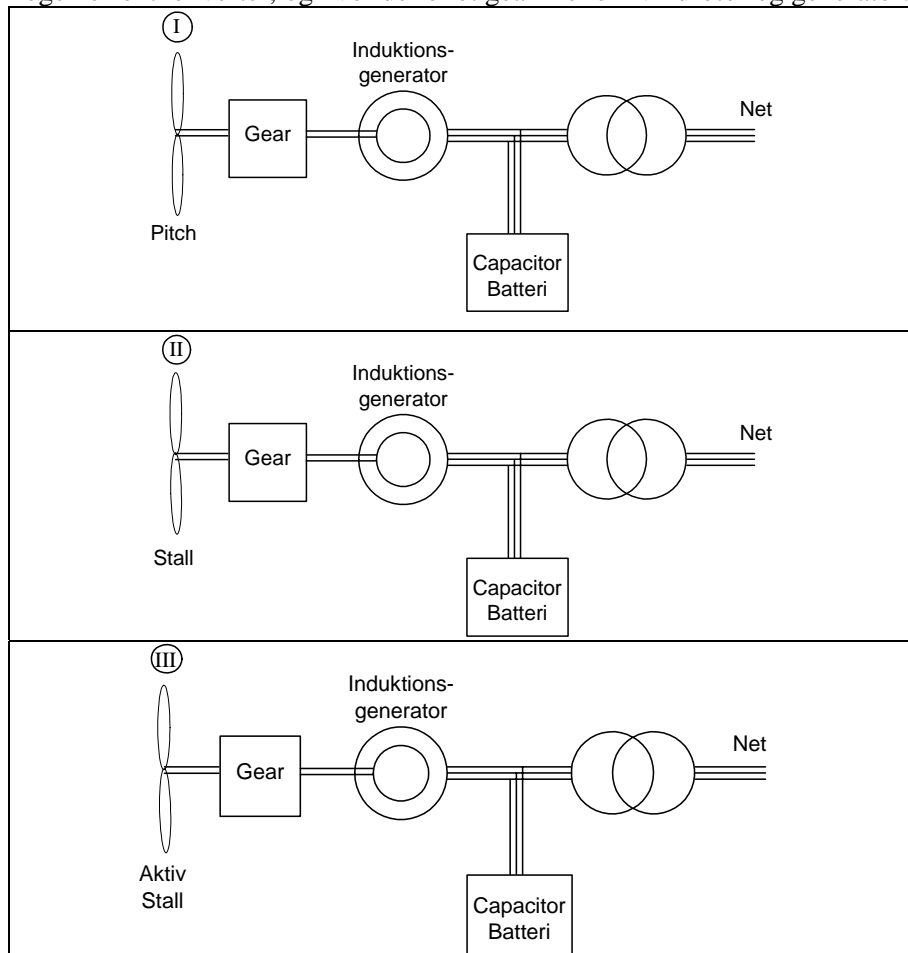
Det ses af figur 2.1, at den største population af vindmøller effektmæssigt er mellem 600 kW og 800 kW, mens der dog stadig er mange mindre møller, som producerer til elnettet. Det forventes dog, at middeleffekten vil stige de kommende år, og at de mindre møller vil udgå.

I de følgende afsnit vil forskellige vindmøllers elektriske opbygning blive gennemgået, både når de indgår som enkeltstående vindmøller, og når de indgår i samlede vindmølleparker. Vindmøller kan i princippet opdeles i tre kategorier. Den første kategori har en generator, som er tilsluttet direkte til nettet uden nogen form for styring af den elektriske effekt. Den anden kategori har indbygget en effektkonverter, som kan styre en mindre del af den samlede elektriske effekt for derved at kunne variere omløbshastigheden for vindmøllen. Det giver bl.a. mulighed for at udnytte vinden bedre og derved opnå en højere elproduktion. Den tredje kategori har en effektkonverter imellem elnettet og generatoren, således den samlede effekt omsættes via denne. Dette giver en fuld styrbarhed og uafhængig kontrol af mølle og effekt ud mod elnettet.

### 2.1.1 Vindmøller uden effektkonverter

De klassiske løsninger for vindmøller uden effektkonverter er specielt kendte fra de danske vindmølleproducenter. Den største forskel i opbygningen af systemerne har været, hvorledes effektbegrænsningen aerodynamisk er

foretaget. Figur 2.2. viser de kendte løsninger, hvor der ikke er anvendt nogen effektkonverter, og hvor der er et gear mellem vindrotor og generator.



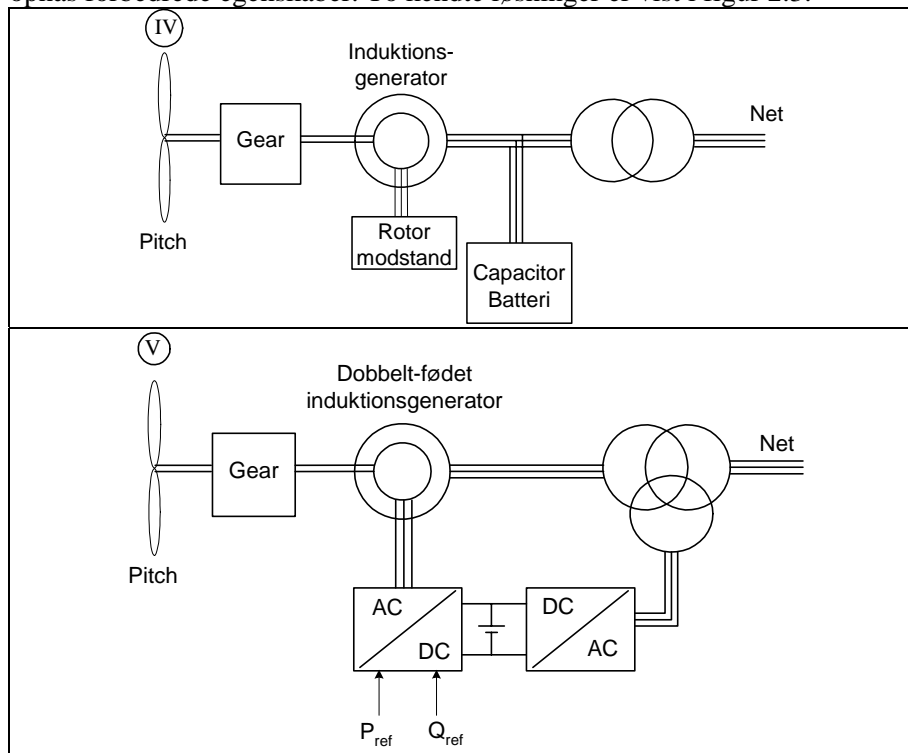
**Figur 2.2:** Vindmøllesystemer uden effektkonverter men med aerodynamisk effektkontrol I) Pitch-reguleret II) Stall-reguleret III) Aktiv stall-reguleret

Karakteristik for de tre løsninger er, at de anvender induktionsgeneratore, som kun har en hastighedsvariation på 1-2% indenfor nominal effekt. Effekten begrænses aerodynamisk enten ved pitch, stall, eller aktiv stall regulering. Førstnævnte giver dog mulighed for en mere optimeret drift, da rotorbladenes angrebsvinkel kan tilpasses vindhastigheden. Alle tre systemer vil have indsat en thyristorordning til at reducere indkoblingsstrøm (en softstarter), som kun er aktiv ved indkobling. Alle tre har også en fasekompenseringsenhed (et Capacitorbatteri) som kompenserer for den reaktive effekt, således at vindmøllen set fra nettet reaktiv effektmæssigt er neutral.

Det anslås, at mere end 70% af den installerede danske vindmølleeffekt genereres ved en af de tre løsninger, som er vist i figur 2.2. Disse løsninger har ingen mulighed for hurtigt direkte at kunne regulere den aktive og den reaktive effekt.

### 2.1.2 Vindmøller med mellem-skala effektkonverter

Der kan indføres effektelektronik i mindre skala i vindmøllerne, og dermed opnås forbedrede egenskaber. To kendte løsninger er vist i figur 2.3.



**Figur 2.3:** Vindmøllesystemer med mellem-skala effektkonverter  
 IV) Rotor-modstandskonverter V) Dobbelt-fødet induktionsgenerator med effektkonverter

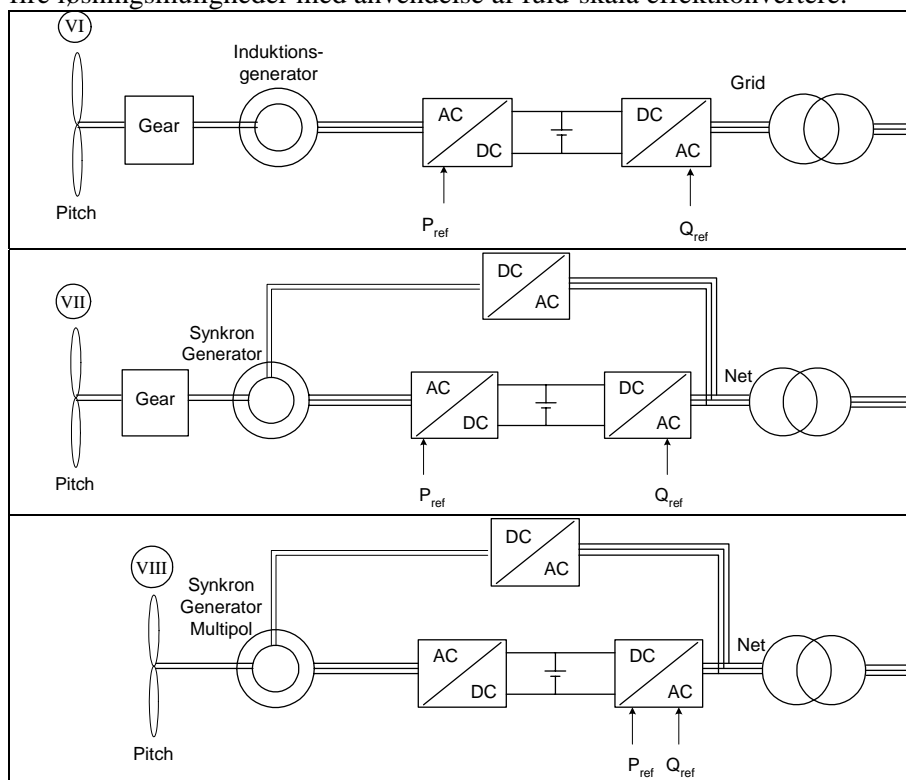
Figur 2.3 IV viser et system, hvor generatoren er en induktionsgenerator med viklet rotor. Der er indsat en ekstra rotormodstand på rotorakslen, som vha. effektelektronik kan styres. Dette giver mulighed for et bredere arbejdsområde (2-4%) omkring den synkron hastighed. Samtidig giver det en ekstra frihedsgrad mht. effektbegrænsning ved de højere vindhastigheder. Et dansk firma har lanceret det som "Optislip". Denne løsning kræver dog stadig reaktiv effektkompensering og en softstarter til at koble ind.

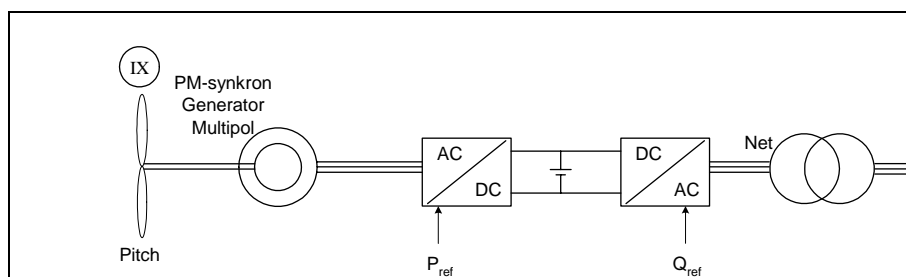
En anden løsning med en større effektkonverter er vist i figur 2.3 V, hvor der stadig anvendes en induktionsgenerator med viklet rotor. Her er forbindelsen

til rotorsiden via slæberinge, og rotorstrømmene styres af en effektkonverter. Hvis generatoren arbejder oversynkront leveres generatoreffekt ud af både stator og rotor, mens der kun leveres generatoreffekt ud af stator i tilfælde af, at den arbejder undersynkront. I sidstnævnte tilfælde leveres endvidere en mindre effekt ind i rotoren fra nettet. Der kan opnås en hastighedsvariation på op til 60% omkring synkron hastighed ved hjælp af en effektkonverter med en størrelse på 20-30% af nominal effekt. Der opnås fuld kontrol over reaktiv og aktiv effekt, hvilket giver møllen gode reguleringsmuligheder mod nettet. Denne løsning kræver ikke nogen reaktiv fasekompensering eller en softstarter for at tilslutte den til nettet. Løsningen er naturligt dyrere end løsningerne uden effektkonverter, men der kan spares på sikkerhedsmarginet på gear, den reaktive fasekompensering, og endelig kan vinden udnyttes bedre og dermed øge energiproduktionen.

### 2.1.3 Vindmøller med fuld-skala effektkonverter

De mest avancerede tekniske løsninger for vindmøller består af en fuld-skala effektomformer imellem net og generator. Dette vil betyde ekstra tab i effektom sætningen, men det kan blive opvejet af en række forbedrede tekniske egenskaber, inklusiv en bedre udnyttelse af vinden. Figur 2.4. viser fire løsningsmuligheder med anvendelse af fuld-skala effektkonvertere.





**Figur 2.4:** Vindmøllesystemer med fuld-skala effektomformere  
 VI) Induktionsgenerator med gear VII) Synkrongenerator med gear  
 VIII) Mangepolet synkrongenerator IX) Mangepolet permanent magnet synkrongenerator.

Løsningerne vist i figur 2.4 VI og VII er karakteriseret ved at indeholde gear. Synkrongeneratorløsningen i figur 2.4 VIII har en ekstern magnetiseringsomformer, som kræver en begrænset effekt. Løsningerne i figur 2.4 VIII og IX består begge af mangepolede synkrongeneratorer, hvor den ene løsning har en viklet rotor, mens den anden løsning har en permanent-magnetiseret rotor. De gearløse løsninger er attraktive med hensyn til vedligehold, men til gengæld er de meget tunge og kræver en stor generatordiameter. Alle fire løsninger har samme egenskaber ud mod nettet, idet generatoren i princippet er afkoblet elnettet via jævnspændingskredsen, og den aktive effekt kan anvendes til at styre omløbstallet på generatoren. Effektomformerer mod nettet giver mulighed for hurtigt at kunne regulere reaktiv og aktiv effekt. Samtidig kan strømmen mod nettet begrænses i fejlsituationer. Den aktive effektkontrol kræver en nøje koordinering med generatorstyringen mhp. at optimere driften. Løsningen vist i figur 2.4 VIII er et kommercielt produkt fra en udenlandsk leverandør, hvor effektomformerer imod statoren er en diodeensretter med en efterfølgende effektomformer, der optransformerer spændingen.

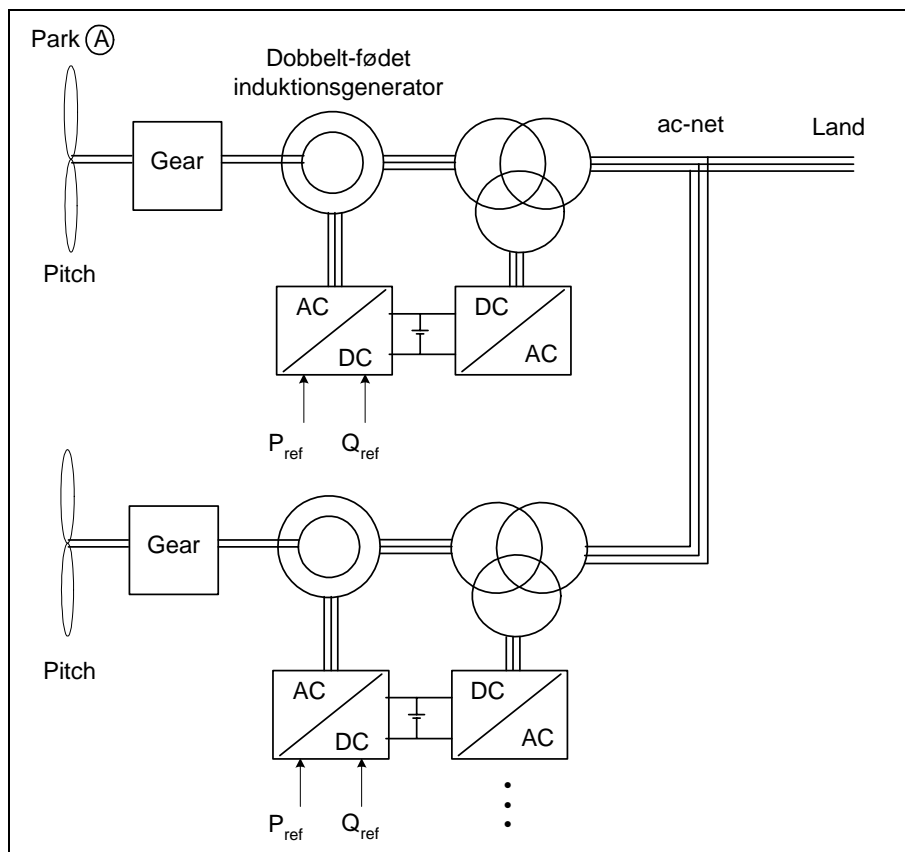
#### 2.1.4 Vindmølleparker – systemløsninger

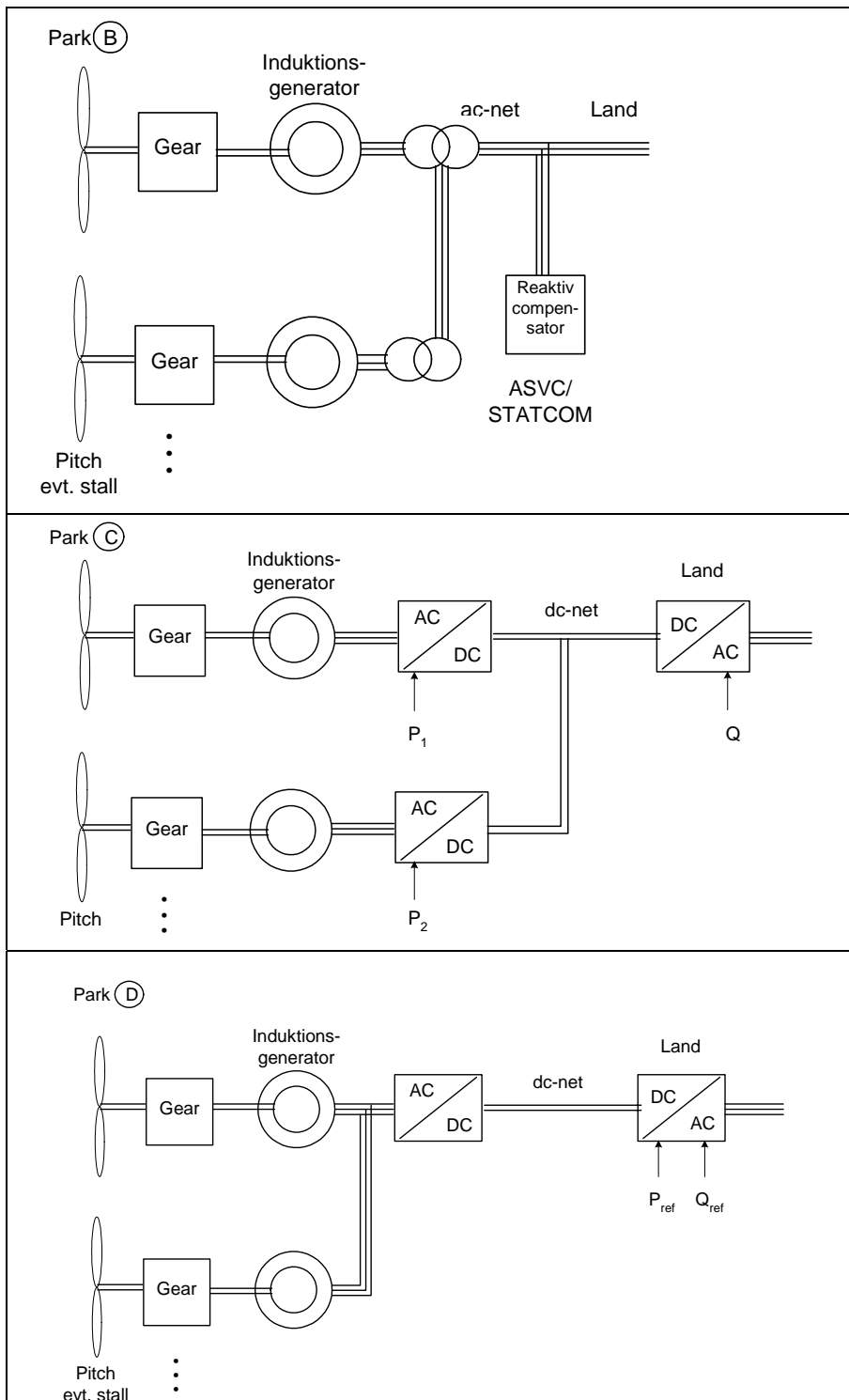
Større vindmølleparker er blevet installeret løbende i mange år, og den samlede effekt pr. park er stærkt voksende. De fleste har været landbaserede, men nu er de største udbygningsplaner off-shore. Når vindmølleparkerne bliver så store, at de effektmæssigt har en størrelse, som er sammenlignelig med konventionelle kraftværker, stilles der store krav til parkernes eltekniske egenskaber. Dette åbner mulighed for, at løsningerne systemmæssigt optimeres eksempelvis via et fælles DC-net. Dog er de fleste nuværende parker udført med et konventionelt AC-net. For øjeblikket er to store vindmølleparker opført i Danmark, hvis elektriske konfigurationer er vist i figur 2.5 Park A og Park B, mens andre nærliggende løsninger i



forbindelse med fremtidige vindmølleparker er vist i figur 2.5 Park C og Park D, som indeholder et DC-net.

En række andre konstruktioner for vindmølleparker er mulige, som anvender de skitserede løsninger i figur 2.2 til figur 2.4, herunder gearløse løsninger. Ved individuel effektregulering på hver enkel mølle opnås maksimal styrbarhed af vindmøllerne, herunder maksimal energioptag, mens en samlet frekvensregulering af en samlet park (se figur 2.5 Park D) indebærer en hvis stabilitetsrisiko i tilfælde af at mekaniske resonanser rammes i møllerne. Anvendelsen af et AC-net eller et DC-net ved større parker vil afhænge af afstanden til land, men også af fordelene ved at have muligheden for kun at anvende en større effektkonverter imellem nettet og vindmøllerne.





**Figur 2.5: Vindmølleparkløsninger**

- a) Dobbeltfødet induktionsgenerator med AC-net (Horns rev)
- b) Induktionsgenerator med AC-net (Rødsand)
- c) Hastighedsstyret induktionsgenerator med fælles DC-net og individuel kontrol af aktiv og reaktiv effekt med net
- d) Induktionsgenerator med reguleret AC-net mod vindmøllerne og DC-net til effekttransmission.

**2.1.5 Sammenligning og vurdering af møller og vindmølleparker**

De forskellige løsninger til vindmøllerne er sammenlignet ud fra en række elektriske egenskaber og dette er angivet i tabel 2.1.

<b>Systemssammenligning af vindmøllekonfigurationer</b>									
System	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX
Variabel hastighed	Nej	Nej	Nej	Nej	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Kontrol aktiv effekt	Ja, men!	Nej	Ja,men!	Ja, men!	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Kontrol reaktiv effekt	Nej	Nej	Nej	Nej	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Kortslutning (aktiv)	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej/Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Kortslutningseffekt	Bidrag	Bidrag	Bidrag	Bidrag	Bidrag	Begrænser	Begrænser	Begrænser	Begrænser
Reguleringsbåndbredde (effekt)	1-10 s	1-10 s	1-10 s	100 ms	1 ms	0,5-1 ms	0,5-1 ms	0,5-1 ms	0,5-1 ms
Standby-funktion	Nej	Nej	Nej	Nej	Ja +	Ja ++	Ja ++	Ja ++	Ja ++
Flicker fra net (følsom)	Ja	Ja	Ja	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej
Softstarterbehov	Ja	Ja	Ja	Ja	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej
Rullende kapacitet	Ja/delvis	Nej	Ja/delvis	Nej	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Fasekompensering nødvendig (C)	Ja	Ja	Ja	Ja	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej
Ø-drift mulig	Nej	Nej	Nej	Nej	Ja/Nej	Ja/Nej	Ja/Nej	Ja	Ja/Nej
Anlægspris	++	++	++	++	+	0	0	0	0
Driftsomkostninger	++	++	++	++	0	+	+	+	+
Eksampler på Producenter	Vestas	Bonus NEG- Micon	Bonus NEG- Micon	Vestas	Vestas NEG- Micon			Enercon	

**Tabel 2.1:** Sammenligning af vindmøllers elektriske egenskaber, som vist i figur 2.2 - figur 2.4.

**Variabel hastighed:** Muligheden for variabel hastighed mhp. mindre mekaniske belastninger, kunne optage mere energi fra vinden og tidligere opstart ved lav vindhastighed.

**Kontrol aktiv effekt:** Muligheden for at kontrollere den aktive effekt ud mod nettet. Derved vil den kunne bidrage til at styre frekvensen på nettet. ”Ja, men!” betyder, at kontrollen ikke er hurtig.

**Kontrol reaktiv effekt:** Muligheden for at kontrollere den reaktive effekt ud mod nettet (såvel kapacitiv og induktiv) vha. elektronik. I visse tilfælde kan effektkonverteren virke begrænsende for denne mulighed. Ved reaktiv effektstyring kan netspændingen styres.

**Kortslutning (aktiv):** Vil møllen ved en længerevarende fejl (100-200 ms) stadig kunne være aktiv på nettet, og dermed eksempelvis kunne bidrage til

at bygge nettet op igen efter en kortvarig kortslutning på nettet. Hvis der er angivet ”Nej/Ja”, skal der foretages yderligere tiltag.

**Kortslutningseffekt:** Bidrager vindmøllen ekstraordinært til kortslutningseffekten. I tilfælde af nej vil vindmøllen kun bidrage med dens nominelle strøm til kortslutningseffekten. Hvis bidraget er betydelig større kan det betyde, at nettets sikkerhedsudrustning skal omdimensioneres.

**Reguleringsbåndbredde:** Hastigheden, hvormed den aktive effekt kan styres enten via aerodynamisk kontrol eller via elektrisk kontrol. Aerodynamisk kontrol vil typisk reagere på 0,5-10 s, mens den elektriske kontrol (aktiv og reaktiv effekt) er langt hurtigere (i ms).

**Standby-funktion:** Vindmøllens mulighed for at være aktiv på nettet i de tilfælde, hvor der ingen vind er. Det kan være som reaktiv effektproducent eller med en aktivt filter funktion (udkompenserende harmoniske strømme).

**Flicker:** Er møllen følsom overfor flicker-variation på nettet, hvilket er spændingsvariationer over kortere tid.

**Softstarterbehov:** Nødvendigheden af en indkoblingsanordning for at begrænse et flicker-problem ud mod nettet.

**Rullende kapacitet:** Møllen kan arbejde ved lavere effekt, selv om vinden blæser. Dette kan forbedre vindmølleparkens kraftværksmæssige egenskaber og værdi på nettet.

**Fasekompensering:** Nødvendigheden af en fasekompenseringsenhed mhp. at udkompensere det reaktive effektforbrug fra møllen.

**Ø-drift mulig:** Kan møllen selv styre frekvens og spænding. Hvis Ja/Nej er brugt, vil det betyde, at en beskedne mængde energi skal være til rådighed for at magnetisere systemet, hvorefter møllen kan arbejde i ø-drift.

**Anlægspris:** Vurdering af total anlægspris relativt hverandre.

**Driftsomkostninger:** Vurdering af driftsomkostninger relativt hverandre. Specielt vedligehold af gear og børster til slæberinge er taget i betragtning.

Sammenlignes de forskellige konfigurationer, ses, at anlægsprisen typisk stiger ved forbedrede egenskaber. De traditionelle ”danske” systemer vist i topologi I-IV vil ikke kunne bidrage til den reaktive effektstyring, da de typisk er neutrale. Til gengæld er disse systemer simple i opbygningen. Tilsvarende er de forskellige løsninger til vindmølleparker vurderet elektrisk, som angivet i tabel 2.2.

<b>Systemsammenligning af Vindmølleparker</b>				
Park (jf. figur 2.5)	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>
Individuel hastighedsregulering	Ja	Nej	Ja	Nej
Kontrol aktiv effekt	Ja	Nej	Ja	Ja
Kontrol reaktiv effekt	Ja	Decentral	Ja	Ja
Kortslutning (aktiv)	Fejl	Fejl	Ja	Ja
Kortslutningseffekt	Bidrag	Bidrag	Nej	Nej
Reguleringsbåndbredde	10-100 ms	200 ms → 2 s	10-100 ms	10 ms → 10 s
Standby-funktion	Ja	Nej	Ja	Ja
Softstarterbehov	Nej	Ja	Nej	Nej
Rullende kapacitet	Ja	Delvis	Ja	Ja
Redundans	Ja	Ja	Nej	Nej
Anlægspris	+	++	+	+
Driftsomkostninger	+	++	+	+

**Tabel 2.2:** Sammenligning af vindmølleparkeres elektriske egenskaber.

**Individuel hastighedsregulering:** Kan den enkelte mølle i en park hastighedsreguleres (maksimere vindoptaget).

**Kontrol aktiv effekt:** Mulighed for at kontrollere den aktive effekt ud mod nettet. Dermed vil parken kunne indgå i frekvensstyringen af nettet.

**Kontrol reaktiv effekt:** Muligheder for at kontrollere den reaktive effekt ud mod nettet mhp. at styre netspændingen.

**Kortslutningseffekt:** Bidrager anlægget ekstraordinært til kortslutningseffekten. I tilfælde af nej vil strømmen blive begrænset af en effektkonverter i anlægget.

**Reguleringsbåndbredde:** Hastigheden, hvormed den aktive effekt kan styres enten via aerodynamisk kontrol eller ved elektrisk kontrol.

**Standby-funktion:** Parkens mulighed for at kunne være aktiv på nettet i de tilfælde, hvor der ingen vind er. Det kan være som reaktiv effektkompensator eller som et aktivt filter.

**Softstarterbehov:** Har den enkelte mølle i parken behov for en softstarter til at begrænse strømmen ved indkobling.

**Rullende kapacitet:** Kan vindmølleparken nedregulere den aktive effekt, selv om vinden blæser.

**Redundans:** Kan anlægget køre, selv om en enhed er ude af drift. I tilfælde af nej vil det typisk betyde, at en central effektkonverter er fejlramt.

**Anlægspris:** Vurderet anlægspris i forhold til hverandre.

**Driftsomkostninger:** Vurderet driftsomkostninger i forhold til hverandre.

De vurderede anlægspriser vil være afhængige af placeringen af vindmølleparken. Ved lange distancer kan en DC-løsning være den eneste

rentable, da en AC-løsning ikke vil kunne overføre tilstrækkelig effekt. Dette er specielt under diskussion ved havmølleparker.

## ***2.2 Decentrale kraftvarmeværkers egenskaber***

De decentrale kraftvarmeværker (DKV) udgør mere end 2000 MW installeret effekt i det danske el-system. Langt hovedparten af anlæggene er installeret i det jysk-fynske område, som er valgt som eksempel i denne rapport. Kun ganske få anlæg har en installeret effekt større end 10 MW (omkring 35). Anlæggene har en varmebunden opgave, og vil være udstyret med et varmelager med henblik på at kunne optimere driften og agere på el-markedet.

De decentrale anlægs elektriske specifikationer er givet via en række eksisterende notater og for øjeblikket udfærdiger Eltra yderligere en række notater mhp. markedsstyret reserver og systemtjenester.

I elteknisk sammenhæng er flg. notater interessante:

- a) Notat ELT 2003-283. "Regulerreserver, systemydelse og systemindstillinger for elproduktionsanlæg". Teknisk forskrift TF 5.9.1-vest. 1. oktober 2003.
- b) Notat ELT 2003-284. "Udbudsbetingelser for reguleringsreserver og systemtjenester, teknisk del". 6. oktober 2003.

Eltra (på daværende tidspunkt som del af ELSAM) opstillede følgende specifikationer til anlæg tilsluttet elnettet i forbindelse med deres etablering i 90'erne:

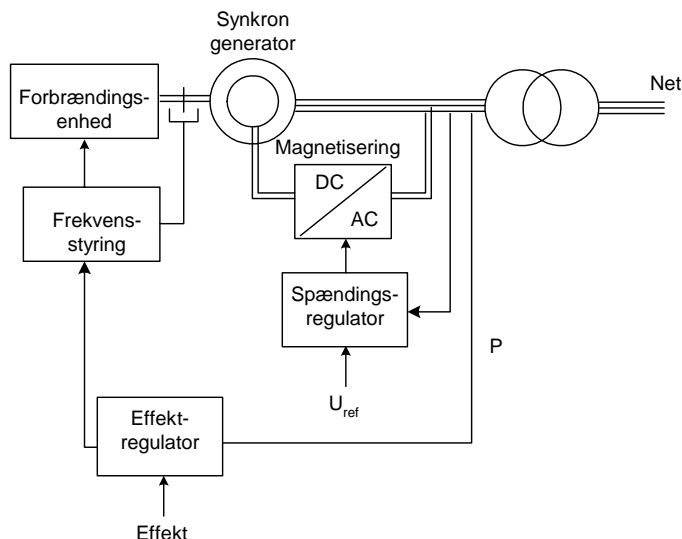
- a) 0-2 MW Elsam-notat N91/SP-515. "Kraftværksspecifikationer for produktionsanlæg < 2 MW".
- b) 2-50 MW Elsam-notat SP92-017a. "Kraftværksspecifikationer for produktionsanlæg mellem 2-50 MW".
- c) >50 MW Elsam-notat SP92-230j. "Kraftværksspecifikationer for produktionsanlæg >50 MW".

Disse omhandler primært frekvens- og spændingsforhold, effektregulering, egenforsyningsanlæg, blok- og område ø-drift samt beskyttelse af anlæggene. I det følgende diskuteres de overordnede principper for DKV, de grundlæggende styrings- og reguleringsstrategier, samt hvilke beskyttelsesforanstaltninger, der er indsat mhp. at beskytte anlægget.

### ***2.2.1 Systembeskrivelse***

Et decentralt kraftvarmeanlæg består af en forbrændingsenhed, en synkron-generator, en spændings- og en effektregulator. Effektreguleringen udføres ved at styre forbrændingen/dampen, som dermed justeres på frekvensen,

mens spændingsreguleringen foretages ved at styre magnetiseringen i synkrongeneratoren. Figur 2.6 viser det principielle i et kraftvarmeværk.



**Figur 2.6:** Overordnet styring af decentralt kraftvarmeanlæg, hvor den primære elektriske styring er vist.

Som forbrændingsenhed anvendes gasmotor, gasturbine m. udstødskedel, kombianlæg, damp turbine- og kedel (halm, flis, affald, evt. andet). Den leverede aktive effekt styres primært ved at styre frekvensen, mens den leverede reaktive effekt primært vil blive tilgængeligt via styring af netspændingen. Langt hoveddelen af synkrongeneratorerne kan arbejde med en  $\cos\varphi$  på 0,8.

### 2.2.2 Styrings- og reguleringsstrategi

Et decentral kraftvarmeværk kan principielt indgå i tre reguleringsformer på nettet og dermed som aktør i el-systemet. Disse er:

- a) Primær regulering
- b) Reguleringsreserve
  - Automatisk aktiverbar
  - Manuel aktiverbar

**Primær regulering** skal sikre, at elproduktion og forbrug er i balance. I praksis er der en proportional regulering, som styrer på fejlen mellem målt frekvens og referencefrekvens. Primær regulering skal leveres ved en frekvensafvigelse op til  $\pm 200$  mHz. Ydelsen skal være fuldt leveret inden for 30 sek.

**Reguleringsreserve** er opdelt i en automatisk og en manuel reserve. Førstnævnte skal aktiveres via en regulator, mens den anden styres centralt fra Eltras kontrolrum.

**Automatisk reguleringsreserve** aktiveres og styres via en netregulator, som overordnet får et set-punkt fra en produktions- og forbrugsansvarlig. Denne reserve skal kunne aktiveres indenfor 30s, og leveres indenfor maksimalt 10-15 min.

**Manuel reguleringsreserve** anvendes til at bringe systemet i balance og styres fra Eltras kontrolrum. Skal være fuldt aktiveret indenfor 15 min.

Langt hovedparten af de opstillede DKV'er har anvendt kravene fra Eltra til opstilling af de forskellige typer anlæg, og tabel 2.3 angiver disse. Her er angivet en maksimal værdi for teknisk minimum el mhp. at sikre et bredt arbejdsområde for elsystemet. Traditionelt kører alle anlæggene ved nominel effekt, idet hovedparten af anlæggene er dimensioneret til dette.

Spændingen reguleres via magnetiseringsviklingen, og det er et krav, at generatoren kan overmagnetiseres 1,6 gange i mindst 10 s. Samtidig skal den have en båndbredde på mere end 1,5 rad/s. Endelig skal anlæg være udstyret med  $\cos \varphi$ -regulering, hvis tilslutningsspændingen er 60 kV eller mindre.

	Sekundær Regulering, Varm tilstand	Lastområde elydelse	Teknisk minimum el	STARTTIDER			
				Efter 10 h		Efter udkobling	
				Til Synkroniser ing	Til fuld effekt	Til Synkroniseri ng	Til fuld effekt
Gasmotor	10% / min.	50-100%	50%	10 min.	20 min.	3 min.	4 min.
Gasturbine m. udstødskedel	10% / min.	20-100%	20%	20 min.	40 min.	30 min.	45 min.
Kombianlæg	10% / min.	20-100% (75-100%)	20% (75%)	20 min.	40 min. (60 min.)	30 min.	45 min. (75 min.)
Halmfyret kraftvarmeværk	4% / min.	50-100%	50%	60 min.	90 min.	30 min.	45 min.
Flisfyret kraftvarmeværk	4% / min.	50-100%	50%	60 min.	90 min.	30 min.	45 min.
Fluid-bed fyret kraftvarmeværk	4% / min.	50-100%	50%	90 min.	120 min.	45 min.	60 min.
Affaldsfyret kraftvarmeværk	-----	-----	70%	-----	-----	-----	-----

**Tabel 2.3:** Krav til de decentrale kraftvarmeanlæg. Kilde: (Elsam, 1992a).

### 2.2.3 Beskyttelse

Anlæggene overvåges mod for store spændings- og frekvensvariationer. Samtidig skal anlæggene beskyttes mod påvirkninger fra kortslutningsstrømme, returspændinger og mod asynkron sammenkobling. Disse er vigtige i en endelig vurdering af mulighederne for at anlæggene kan indgå



mere dynamisk i elsystemet. Den nødvendige relæbeskyttelse og en foreslået ekstrabeskyttelse er angivet i Bilag 2.1.

Relæet, som beskytter mod underspænding, vil reagere på kortslutninger, idet spændingen typisk vil blive lavere en 70% i længere tid. Samtidig vil overstrømsrelæet i kortslutning også kunne reagere på en kortslutning ved at koble ud ved en kortslutning.

En række af de supplerende relæbeskyttelser, som er angivet i Bilag 2.1, tabel 2 er typisk anvendte, eksempelvis relæbeskyttelse mod frekvensændring og retureffektrelæer.

### ***2.3 Forbedring af de decentrale anlæg***

Den teknologiske udvikling gør det muligt at forbedre de elektriske egenskaber for såvel vindmøllerne som for de decentrale kraftvarmeværker. Som udgangspunkt er der tre interessante hovedkrav til de decentrale anlægs opførelse, som kan forbedre disse anlægs evne til at kunne medvirke til at indregulere store mængder vindkraft og herunder give ekstra værdi på et eventuelt marked. Disse er:

- a) styrbar aktiv effekt
- b) styrbar reaktiv effekt
- c) kontrolleret styring i tilfælde af kortslutning på net / netudfald

For vindmøllernes vedkommende kan det betyde indsættelse af ekstra udrustning for de eksisterende vindmøller, mens en ændring af principper for reguleringen og beskyttelsen af de decentrale anlæg vil kunne bevirke, at de vil indgå i elsystemet på markedsvilkår. Samtidig har den teknologiske udvikling for vindmøllerne allerede medført klare forbedringer og nye muligheder.

For øjeblikket arbejdes med en række systemydelse for elproducerende anlæg, som kan forbedre indreguleringen af store mængder vindkraft og på sigt kan indgå i forskellige markedspladsydelse. Disse er beskrevet i det foregående afsnit

I tabel 2.4 er vist, hvorledes Eltra vil udbyde omfanget af disse markeder i det jysk-fynske område.

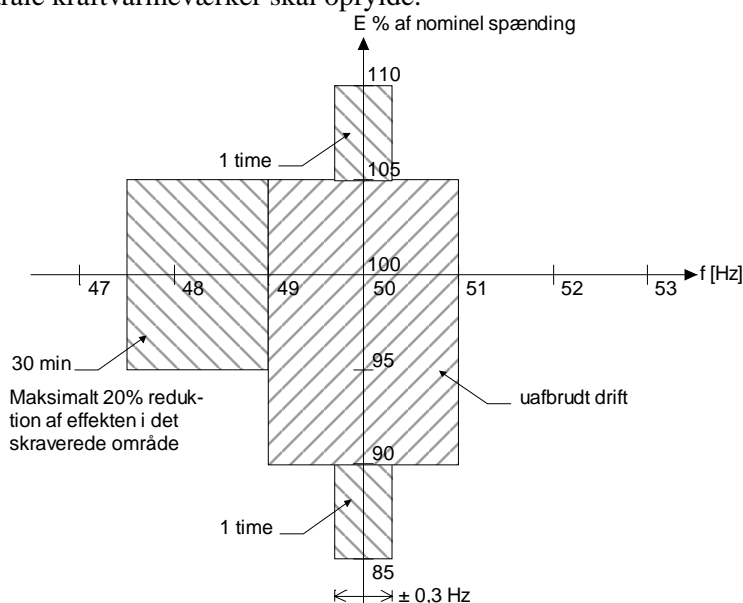
Type	Mængde	Aktiveringstid	Evt. gradient	Udbudsblokke
Primær reserve	±35 MW	0-30 sek.		1-10 MW
Automatisk reguleringsreserve	±100 MW	30 sek.-15 min.	7%/min.	1-25 MW
Manuel reguleringsreserve	+670 MW - 200 MW	0-15 min.	inden 15 min.	10-50 MW
Anlæg i drift og driftsklare anlæg	Tre anlæg tilsluttet 150 kV og i kontinuert drift, et driftsklart anlæg			
Nødstarts anlæg	To anlæg på to forskellige Lokalteter	10 min.		

**Tabel 2.4:** Reguleringsydelse og værdier i Eltra-området.

Mindst tre anlæg skal være tilsluttet 150 kV nettet for at sikre tilstrækkelige reaktive reserver, spændingsstabilitet og kortslutningseffekt i tilfælde af fejl.

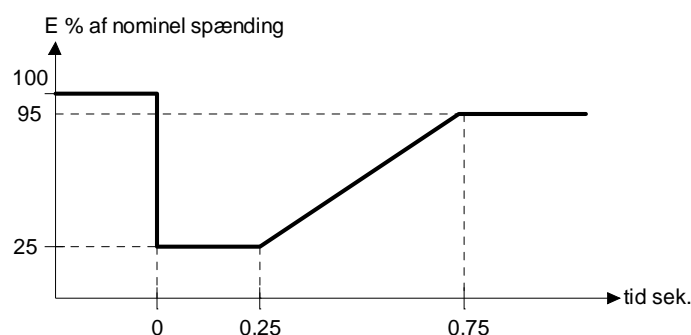
Nødstarts anlæg skal kunne opstarte i tilfælde af spændingsløst transmissionsnet mhp. hurtig reetablering af nettet.

Anlæggene har også nogle dynamiske specifikationer, som de skal opfylde, og figur 2.7 angiver forskellige tolerancer i frekvens og spænding, som de decentrale kraftvarmeværker skal opfylde.



**Figur 2.7:** Specifikation for frekvens og spænding for decentrale elproducerende anlæg inklusiv tidsintervaller.

Figur 2.7 specificerer således, at anlæggene skal kunne tåle frekvenser i området 47,5 Hz til 51 Hz. Samtidig skal anlæggene kunne fungere i mindst 30 minutter ved frekvenser i området 47,5 - 49 Hz. Der accepteres her en reduktion af den aktive effekt på op til 20%. Endelig skal kontrolsystemet og beskyttelsesudrustningen være dimensioneret således, at anlæggene ikke bortkobles fra nettet ved spændingsgradienter, der optræder som følge af kortslutninger i det overliggende net. Anlæggene skal også forblive på nettet og være i drift efter et spændingsdyk, der af størrelse og varighed ikke overskrider det angivne i figur 2.8.



**Figur 2.8:** Specifikation af varighed af spændingsdyk fra net, som decentraler elproducerende anlæg skal kunne modstå.

Figur 2.8 viser, at anlæggene skal forblive i drift ved et spændingsdyk til 25% af normal spænding i 250 ms, efterfulgt af en lineær stigning til 95% af normalspændingen over 500 ms, efterfulgt af stationær drift ved 95% af normalspændingen. Kravene ændrer sig dog stadig. Specielt har vindmøllefabrikanter de sidste år i flere forskellige lande oplevet stadig skrapere krav.

Styringsteknisk og ud fra en systemmæssig betragtning vil følgende egenskaber i anlæggene også blive interessante:

- Op- og nedregulering af reaktiv effekt efter systembehov
- Reaktiv effektproduktion ved forstyrrelser i nettet
- Muligheden for ø-drift i længere perioder

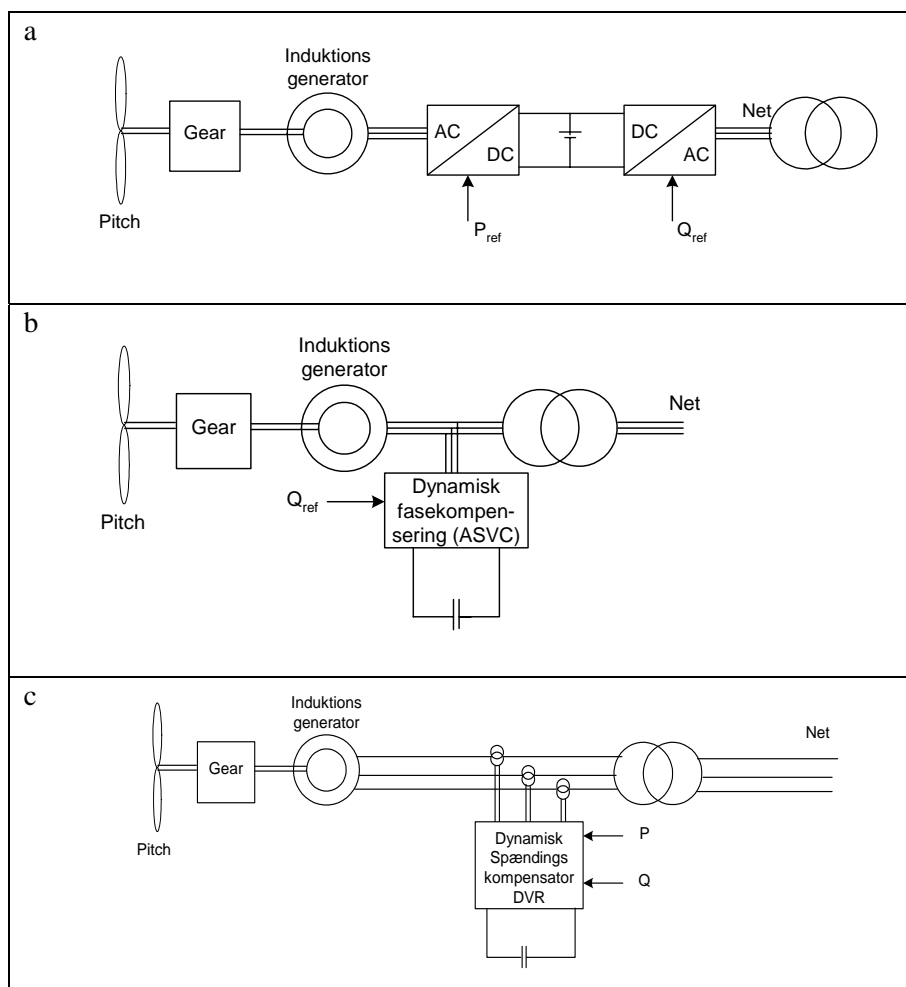
### 2.3.1 Løsningsmuligheder for vindmøller og vindmølleparker

Langt hovedparten af de installerede vindmøller har i dag ingen direkte mulighed for uafhængig styring af aktiv og reaktiv effekt. Det reaktive effektforbrug er dog søgt minimeret ved brug af fasekompensatorer (kondensatorer), se figur 2.2, således at  $\cos \varphi$  altid er større end 0,95. De nyeste generationer af vindmøller har en betydelig bedre styrbarhed. I det følgende

vises nogle af de tekniske opgraderinger, der kan foretages i den eksisterende vindmøllebestand.

### Vindmøller uden effektelektronik

I afsnit 2.1.1., figur 2.2 blev gennemgået tre tekniske løsninger med fast omløbstal, men med hver deres måde at begrænse den mekaniske effekt på rotoren via aerodynamisk kontrol. Disse tre løsninger kan ved at indsætte ekstra apparatur teknisk få forbedrede egenskaber, som er vist i figur 2.9. En række muligheder eksisterer, men de mest interessante er viste.



**Figur 2.9:** Forbedrede elektriske egenskaber af vindmøller med aerodynamisk effektkontrol

a) Vindmøllesystem med fuld-skala effektkonverter

b) Vindmøllesystem med regulerbar fase-kompenseringsenhed (ASVC)

c) *Vindmøllesystem med serie-koblet enhed (Dynamisk SpændingsKompensator).*

Det første forbedrede system består af en fuld-skala effektkonverter imellem net og mølle, som derved opnår helt samme elektriske performance mod nettet, som de vindmøllesystemer, der er udstyret med det fra starten. Dette giver mulighed for at kunne styre den aktive effekt, den reaktive effekt og også at kunne håndtere en momentan driftsforstyrrelse i form af en kontrolleret styring mod nettet. Samtidig fås som sidegevinst, at møllen kan styres med variabel hastighed. Det kræver dog ændring af vindmøllestyringen og vindmøllerne behøver nødvendigvis ikke at være dimensioneret til variabel omdrejningstal. Endelig vil 1-3% af energien gå tabt ved effektkonverteringen, men dette kan opvejes af en øget virkningsgrad på møllerrotoren.

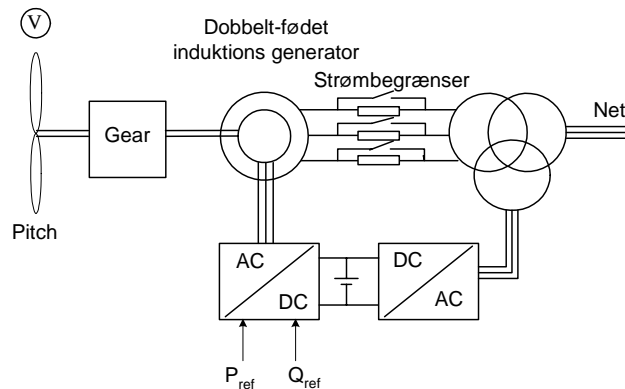
Den anden løsning, som er vist i figur 2.9b består af en dynamisk fasekompenseringsenhed, som hurtigt dynamisk kan styre den reaktive effekt. Dette betyder, at den er i stand til at indgå i spændingsreguleringen og vil hjælpe møllen/møllerne i tilfælde af et spændingsdyk. Denne topologi sammen med aktiv stall sælges nu af en dansk vindmølleproducent. Kompenseringsenheden kan også i normal drift levere den reaktive effekt til møllen og vil erstatte kondensatorbatteri. Endvidere kan den ved overdimensionering indgå i en reaktiv effektstyring. Enheden kan installeres simpelt, men skal indgå i den helt overordnede møllestyring. Kompenseringsenheden kan realiseres ved tyristorer (billigst) eller ved transistorer (dyrest men med hurtigere performance). Førstnævnte metode vil dog kunne opfylde normal-kravene.

Den tredje og sidste præsenterede løsning i figur 2.9c er en dynamisk spændingskompensator, som ved spændingsdyk på nettet kan genoprette spændingen ved møllen, således at møllen ikke ser nogen ændringer. Dette kræver et energilager for i længere tid at kunne holde spændingen konstant. Det er en hurtig enhed, som også kan bidrage til den reaktive effektstyring. Til gengæld vil den aktive effekt i større omfang ikke kunne reguleres.

De samme enheder kan indsættes ved stall- og aktiv-stall regulerede møller. Tabel 2.5 angiver de forskellige systemernes anvendelighed i forhold til forskellige markedspladsydelse. Det skal præciseres, at den primære reserve, samt den øvrige reguleringsreserve kun er aktuel, hvis der er effekt i vinden. Samtidig kræver disse af ydelserne mellem 1 MW og 50 MW, hvorfor de som enkeltstående møller ikke altid kan byde ind. Det kan de dog kollektivt.

### Vindmøller med effektelektronik

Vindmøller, som anvender mellem-skala effektkonvertere, har vidt forskellige egenskaber. Systemløsningen med en dynamisk rotormodstand kræver de samme tiltag, som er vist i figur 2.9. Regulerbarhed og frekvensregulering kræver en af de tre enheder, og kan implementeringsmæssigt sidestilles med den pitch-regulerede mølle i tabel 2.5. Visse undersøgelser har dog for nyligt vist, at reguleringsmæssige tiltag på rotorsiden kan forbedre de dynamiske egenskaber ved spændingsdyk. Den anden løsning med dobbeltfødet induktionsgenerator og effektkonverter har såvel de spændingsregulerende egenskaber som regulerkraft. Dog er der visse problemer med momentan driftsforstyrrelse (Se tabel 2.1. i Kortslutning (aktiv), konfiguration V). Principielt kan de sidste to løsninger anvendes, som vist i figur 2.9, og vil medvirke til, at alle forhold er opfyldt. En simplere løsning, som begrænser kortslutningsstrømmen kontinuert i statoren ved fejl, er angivet i figur 2.10.



**Figur 2.10:** Strømbegrænser i dobbelt-fødet induktionsgenerator med effektkonverter.

	Pitch Fuld-skala	Pitch ASVC	Pitch DVR	Stall Fuld -skala	Stall ASVC	Stall DVR	Aktiv stall Fuld-skala	Aktiv stall ASVC	Aktiv stall DVR
Primær reserve	Ja	Nej	Ja, begrænset	Ja	Nej	Nej	Ja	Nej	Ja, begrænset
Automatisk regulerings reserve	Ja	Ja	Ja	Ja	Nej	Nej	Ja	Nej	Nej
Manuel regulerings reserve	Ja	Ja	Ja	Ja	Nej	Nej	Ja	Ja, begrænset	Ja, begrænset
Spændings-regulering	Ja	Ja	Ja/Nej	Ja	Ja	Nej	Ja	Ja	Nej
Nødstart	Ja	Nej	Nej	Ja	Nej	Nej	Ja	Nej	Nej
spændingsdyk	Ja	Ja	Ja	Ja, begrænset	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Elproduktion	-2 % - +5 %	-1 %	-2 %	-3 % - +1 %	-1 %	-2 %	-2 % - +2 %	-1 %	-2 %
Ændring i styresystem	Ja	Ja	Ja, begrænset	Ja	Ja, begrænset	Ja, begrænset	Ja	Ja, begrænset	Ja, begrænset
Pris pr. kVA ( $\cos \varphi = 0.9$ )	2000	600	1200	2000	600	1200	2000	600	1200
Pris pr. kVA ( $P_n = Q_n$ )	2500	1000	1500	2500	1000	1500	2500	1000	1500

**Tabel 2.5:** Sammenligning af systemperformance for opgraderede vindmøller uden effektkonverter i forbindelse med reguleringsyndelser. Reserverne er kun aktuelle, hvis vinden blæser.

Denne løsning muliggør, at møllen er i stand til at forblive på nettet ved fejl. I normal drift er kontakterne lukkede, og strømmen løber i disse. Ved fejl åbner kontakterne og strømmen begrænses af de indsatte modstande. Når nettet vender tilbage, kan møllen hurtigt indgå i den aktive styring. Omkostningen ved denne løsning er et beskedent effekttab i normal drift i tyristorerne. Tabel 2.6 angiver de tre potentielle løsninger, hvoraf de to er vist i figur 2.9.

De fleste vindmøller med dobbelt-fødet generatorsystem er dimensionerede til at kunne levere en vis mængde reaktiv effekt ( $\cos \varphi = 0,98$  (reaktiv),  $\cos \varphi = 0,95$  (kapacitiv)). Hvis en tilsvarende reaktiv effekt som nominel aktiv effekt skal kunne leveres, må det ene effekttrin skaleres i ydelse, da vindmølleløsningerne typisk er dimensioneret til den aktive effekt. Løsningerne med DVR og ASVC vil kunne levere den tilstrækkelige reaktive effekt, da de som udgangspunkt vil være dimensioneret til det.

	Dobbelt-fødet generator ASVC	Dobbelt-fødet generator DVR	Dobbelt-fødet generator Begrænser
Primær reserve	Ja	Ja	Ja
Automatisk reguleringsreserve	Ja	Ja	Ja
Manuel reguleringsreserve	Ja	Ja	Ja
Spændingsregulering	Ja	Ja	Ja
Nødstart	Ja	Ja	Ja
Energiproduktion	1 %	-1-2 %	-0,2 %
Ændring i styresystem	En del	En del	Begrænset
Pris pr. kVA ( $\cos \varphi = 0.9$ )	600	1200	100
Pris pr. kVA ( $P_n = Q_n$ )	1000	1500	100

**Tabel 2.6:** Sammenligning af systemløsninger for vindmøller med mellem-skala effektkonverter. Reserverne er kun aktuelle, hvis vinden blæser.

### 2.3.2 Løsningsmuligheder for decentral kraftvarme

De decentrale kraftvarmesystemer har med undtagelse af de gasbaserede systemer relativt vanskeligt ved hurtigt at kunne ændre den termiske proces. Visse tekniske tiltag kan dog indføres i anlæggene, som betyder, at opstartstiden, teknisk minimumslast og reguleringen kan blive hurtigere. Ligeledes kan det udnyttes, at flere generatorsæt udgør en samlet enhed, således at de enkeltvis kan kobles ind og ud. De mulige tiltag er angivet i tabel 2.7. Samtidig er det vurderet, hvorledes de kan indgå i de fremtidige reguleringsreserver.

Det ses, at visse anlæg har mulighed for at byde på nogle af de udbudte reserver, mens andre vil have vanskeligt ved det. Samtidig kan prisen for en eventuel opgradering af anlæggene også være høj i nogle tilfælde.

Generelt har alle decentrale kraftvarmeanlæg problemer med at kunne håndtere spændingsdyk på nettet, som det der er skitseret i figur 2.8. For det første sker der typisk en kortslutning på nettet, som vil betyde, at strømmene i generatoren stiger. Underspændingsrelæerne vil hurtigt udkoble (se bilag 1 tabel 1 og tabel 2), men disse kan dog forsinkes. Overstrømsbeskyttelsen vil derefter reagere. Samtidig kan belastningen ved kortslutning være lav og styringen i det decentrale anlæg vil hurtigt ændre frekvensen pga. lasttab. I

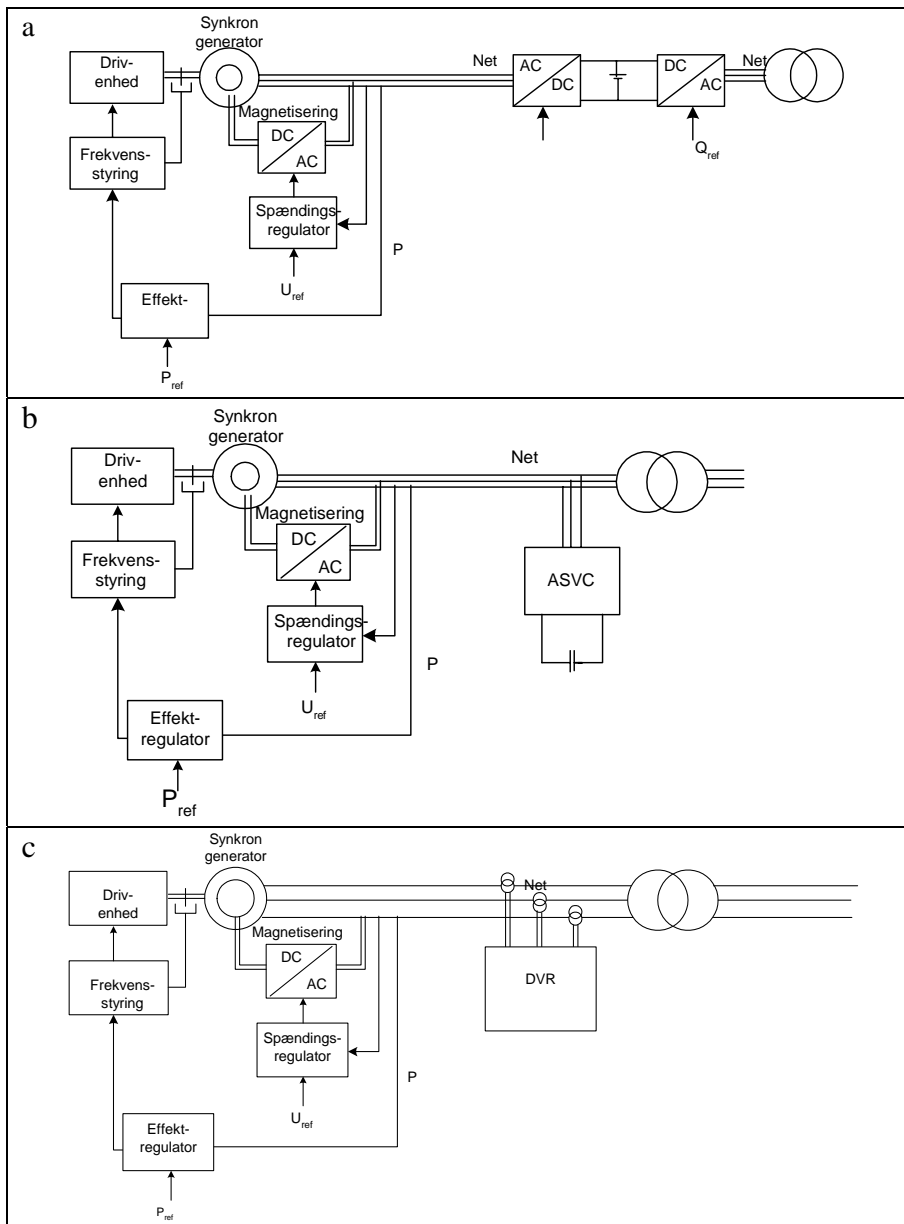


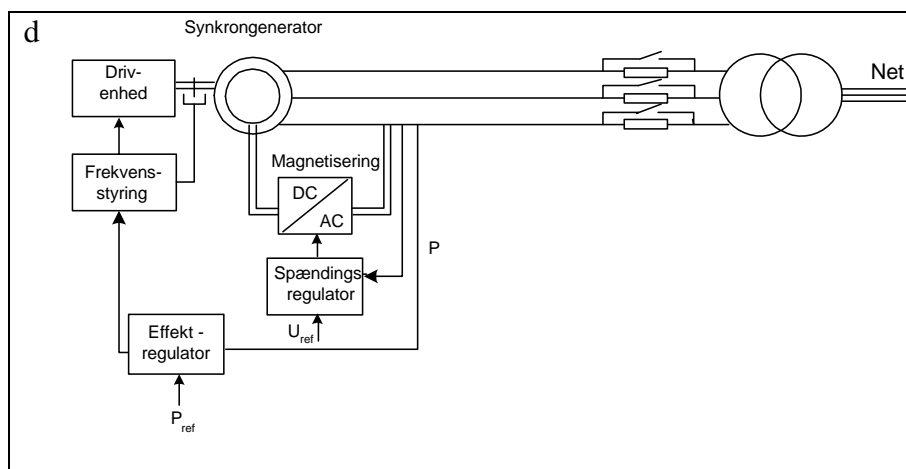
det øjeblik nettet returnerer, vil generatoranlægget være ude af synkronisering, og indkobling er dermed vanskeligt at foretage hurtigt.

	Gasmotor	Gasturbine	Kombi-anlæg	Halmfyret	Flisfyret	Fluid-bed	Affald
Starttider v. kold	10/20 min.	20/40 min.	20/40 min.	60/90 min.	60/90 min.	90/120 min.	-
Teknisk minimum	50%	20%	20% (75%)	50%	50%	50%	70%
Primær reserve	Måske	Måske	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej
Automatisk reguleringsreserve	Ja	Ja	Nej	Måske	Måske	Måske	Måske
Manuel reguleringsreserve	Ja	Ja	Ja	Måske	Måske	Måske	Måske
Spændingsregulering	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Nødstart	Ja	Ja	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej
Spændingsdyk	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej

**Table 2.7:** *Vurdering af decentrale kraftvarmeværkers muligheder for at levere reguleringsydelser.*

Forskellige løsninger kan afhjælpe problemet med, at anlægget løber op i hastighed. En løsning kan være at ændre inertitidskonstanten i generatorsættet (svinghjul). En anden løsning er at indsætte en hurtigt agerende last, som sikrer, at den nødvendige belastning er på generatorsættet. Dette kræver naturligt, at generatoren via en anordning kan forblive fuldt belastet. Endelig kan forbrændingsprocessen ændres hurtigt, ved eksempelvis at overtryk eller at et by-pass system anvendes. Den første løsning kan være relevant alt efter anlæggets konstruktion. Inertitidskonstanten er i nogle tilfælde relativ stor på de eksisterende anlæg. Den anden løsning vil være mest rentabelt i tilfælde af, at lasten kan anvendes i andre sammenhænge. Relevansen af den tredje vil være en afvejning af den nødvendige investering i at ombygge anlægget. Tilsvarende elektriske tiltag, som er diskuteret ved vindmøllerne, kan også anvendes for de decentrale anlæg, og er vist i figur 2.11.





**Figur 2.11:** Potentielle løsninger til decentrale kraftvarmeanlæg mhp. at håndtere spændingsdyk.

- a) Fuld-skala effektomformer b) Dynamisk fasekompensering  
c) Dynamisk spændingskompensator d) Strømbegrænser.

De fleste decentrale kraftvarmeanlæg er tilsluttet mellemspændingsnettet på 10—60 kV, hvilket alt andet lige fordyrer det elektriske anlæg tilsluttet nettet. Dette skyldes, at effektelektronik til mellemspændingsniveau ikke er masseproduceret, samtidig er det nødvendigt med dyrere beskyttelsesudrustning i forhold til lavspændingsniveau.

Den første løsning med en fuldskala effektomformer muliggør en langt mere optimal styring af det decentrale anlæg. Denne behøver ikke at arbejde med fast frekvens, hvilket bl.a. vil betyde, at styringen kan ændres. Fasekompenseringen vil medvirke til at fastholde spændingen, den dynamiske spændingskompensator vil medvirke til at spændingen set fra generatorsiden vil være konstant og systemet vil ikke opleve nogle spændingsdyk. Dette kræver dog energioptag i spændingskompensatoren, som betyder, at et større energilager skal være til rådighed. Endelig kan strømbegrænseren sikre, at kortslutningsstrømmen ikke bliver for stor, og at effekt samtidig afsættes i en modstand. Alle udrustninger kan indsættes i alle anlæg. Tabel 2.8 angiver forventet pris pr. kW, således at de decentrale anlæg kan modstå spændingsdyk.

	<b>Fuld-skala</b>	<b>ASVC</b>	<b>DVR</b>	<b>Strømbegrænser</b>
Pris pr. kW [kr]	2500	600	1200-2000	200
Specielle forhold	Mellemspænding	Mellemspænding	Energilager	Mellemspænding Ekstra last?
Tab i virkningsgrad	2 %	0.1 %	1 %	0.5 %

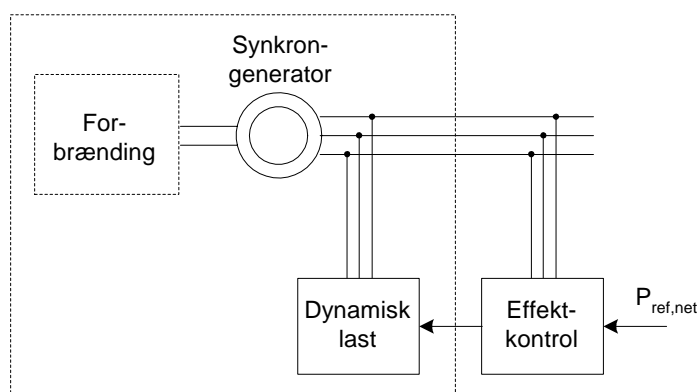
**Tabel 2.8:** Vurdering af løsningsmuligheder til at modstå spændingsdyk.

### 2.3.3 Eltekniske systemer med større energimæssig fleksibilitet

Vindkraftproduktion er primært bundet op på, hvor meget vinden blæser mens elproduktionen fra de decentrale kraftvarmeanlæg er bundet op på temperatur og øvrige vejrforhold, om end termiske varmelagre her dog kan udkompensere fluktuationer. Ved indregulering af store mængder vindkraft eller ved levering af de forskellige reguleringsydelser kan det blive anderledes. De tidligere opstillede løsninger er primært baseret på at få en systemmæssig fleksibilitet uden nogen form for anvendelse af et energilager. Med anvendelse af energilagre øges fleksibiliteten, og de energilagre, som kan tænkes at være interessante, er:

- a) Termisk varmelager (elatron, varmepumpe)
- b) Batterier (elbaseret transport)
- c) Hydrolyse (→brint)
- d) Reversible brændselsceller

Nogle af disse forslag er naturligt meget afhængige af den teknologiske udvikling i fremtiden. Samtidig vil nogle af løsningerne blive helt nødvendige i tilfælde af, at der installeres megen vindkraft, hvorved der på tidspunkter vil produceres betydeligt mere el, end der forbruges. Overordnet set ønskes en mere dynamisk laststyring med energilagere, som dels kan sikre balance i elsystemet via de forskellige reguleringsydelser, men også løsninger, der energimæssigt er mere hensigtsmæssige. Det overordnede laststyringssystem er vist i figur 2.12.



**Figur 2.12.** Dynamisk last i forbindelser med decentrale kraftvarmeanlæg.

Den dynamiske last muliggør, at effektgenereringen set fra nettets side kan reagere i forhold til de forskellige relevante reguleringsydelse. Samtidig giver det kraftvarmeanlæggene mulighed for driftsmæssigt mest mulig tid at kunne producere ved fuld effekt og dermed have høj handelsudnyttelsesgrad. I forbindelse med varmeproduktion vil det give en yderligere mulighed for at kombinere det med den termiske del.

De dynamiske belastninger kan også placeres andre steder end ved de decentrale kraftvarmeanlæg. Det kan specielt være de steder, hvor transmissionsnettet ikke kan borttransportere et lokalt eloverløb, eller hvor der finder en vejrgiven elproduktionen sted. De enkelte forslag til dynamiske belastninger vil kort blive diskuteret.

#### **Termisk varmelager (elpatron, varmepumpe)**

De decentrale kraftvarmeanlæg har en varmelagerkapacitet til at sikre en hvis forsyningssikkerhed for fjernvarmebrugere og dels for at muliggøre en mere optimal drift af anlægget i forhold til et el-tarif system. Den dynamiske last, som kan producere varme til dette lager og som skal sikre de ønskede egenskaber, kan implementeres som en elpatron, som er en meget hurtig agerende belastning med en virkningsgrad på næsten 100%. Lasten kan også implementeres som en varmepumpe, der har en højere virkningsgrad (>200%). Sidstnævnte er dog mere kompliceret med vedligeholdelse og styring, men udnytter energimæssigt den producerede el langt bedre sammenlignet med en varmepatron. Integrationen af disse enheder i det decentrale kraftvarmeanlæg vil naturligt kræve en ekstra styring men vil også give nye muligheder for systemoptimering. De nye tiltags størrelser vil afhænge af varmelagerets størrelse, ønsket mulighed for at agere på reguleringsydelser, samt naturligt anlæggets udformning.

### ***Batterier (elbaseret transport) og Hydrolyse (→ brint)***

Et potentielt stort energilag er at udnytte, at transporten bliver elbaseret i fremtiden. Mange fremtidsscenerier har forudset elbaseret transport, men er dog blevet udskudt mht. implementering på grund af den manglende teknologiske udvikling af batterierne, samt at de eltekniske løsninger i bilen stadig er for dyre i forhold til de traditionelle benzin/diesel drevne biler. I givet fald at transporten bliver eldrevet, vil ladestationer til batterier centralt, men også decentralt ved de enkelte vindmøller eller ved de decentrale kraftvarmeverker kunne være en oplagt teknisk løsning. Batteri-opladning kræver ensretning af spændingen, som dynamisk kan agere inden for ms. Det kræver desuden specielle områder til opbevarelse af batterierne. Strategier baseret på såvel lynopladning (inden for 5 minutter) og længere varende opladning (over 3-5 timer) kan indgå som en samlet enhed.

Tilsvarende opladning af batterier mhp. energilagring kunne overskydende el decentralt eller centralt anvendes til at fremstille brint via hydrolysestationer og dermed indgå i en fleksibel forbrugsstyring. Scenariet kræver et brintbehov, som typisk vil kunne findes i brændselsceller, der indgår i biler eller øvrig kraftvarmeproduktion. Lavtemperaturbrændselsceller har en elektrisk virkningsgrad på 35-45%, mens højtemperaturbrændselsceller har en elektrisk virkningsgrad på 45-55%. Førstnævnte vil typisk blive anvendt til transport, i husstande og mindre stationære anlæg. Højtemperaturbrændselscellerne er derimod primært interessante ved større anlæg, da de bl.a. har en lang opstartstid. I begge systemer kan varmen anvendes til opvarmning. Brændselsceller kan i mange tilfælde via en reformer omsætte andet brændsel til at kunne anvendes i brændselscelleprocessen. Virkningsgraden på hydrolysesystemer er omkring 65-70% og kræver desuden en investering i lagringsfaciliteter. I Danmark kunne det udbyggede naturgas-system udnyttes til transport af brinten.

### ***Reversible brændselsceller***

En sidste behandlet mulighed for at opnå en dynamisk belastning er at anvende reversible brændselsceller (en form for batterier), hvor overskydende el spaltes i hydrogen og oxygen. Når der er et elbehov kan brændselscellerne producere el til nettet. Disse anlæg er primært set foreslået til større systemer i størrelsesordenen 5 MW til 500 MW. Anlæggene kan reagere meget hurtigt i begge effektretninger og vil typisk blive placeret centrale steder med markant eloverløb. Virkningsgraden for systemet er ikke højere end 60% fra el til el, men til gengæld er de dynamiske egenskaber fortrinlige.

### **Rullende kapacitet**

For øjeblikket kræves (se Tabel 2.4), at tre anlæg er tilsluttet 150 kV nettet, og at et anlæg skal være driftsklart. En opgradering af de decentrale kraft-

varmeværker og velovervejede tekniske løsninger på fremtidige vindmølleparker tilsluttet transmissionsniveauet, vil kunne betyde, at den rullende reserve delvis kan flyttes. Omfanget skal nærmere analyseres ud fra en stabilitetsmæssig betragtning. Eksempelvis vil vindmøller med effekt-konvertere mod nettet kunne levere såvel reaktiv, som aktiv effekt hurtigt; endog reaktiv effekt i de situationer vinden ikke blæser. Sandsynligvis kan en enhed af de tre centrale anlæg erstattes af DKV eller vind.

## **2.4 Delkonklusion**

Mere integrerede systemløsninger omkring de decentrale kraftvarmeværker og større vindmølle anlæg såsom anvendelse af elpatroner, varmepumper, opladning af batterier og hydrolyse vil muliggøre et langt mere fleksibelt system. Eksempelvis kan de decentrale kraftvarmeværker opnå en styrbar effekt mod nettet ved at regulere en given last-effekt hurtigt, som er placeret tæt på de decentrale kraftvarmeværker. Alle nævnte lasttyper giver denne mulighed, dog vil elpatroner allerede kunne reagere indenfor 20-40 ms. Løsningen med batterier og elektrolyse kræver et aftagermarked via transportsektoren (batterier) og brændselsceller (hjem, store kraftanlæg).

For vindmøllernes vedkommende kan flg. Konkluderes:

- a) Bestanden af de danske vindmøller under 1 MW kan ombygges til at kunne blive styrbar, således de bedre kan levere en systemydelse til reguleringen af nettet, men det vurderes, at de tekniske løsninger er for dyre.
- b) Den nye generation af vindmøller kan levere disse systemydelser alt efter hvorledes deres effektkontrol er implementeret.
- c) Hvis vindmøllernes fulde effekt styres af en omformer vil de kunne:
  - Nedregulere den aktive effekt til nettet, selvom vinden blæser
  - Leverer reaktiv effekt i forhold til nominel ydelse (næsten cirkulært P/Q diagram). Ved lav effekt kan de levere markant reaktiv effekt
  - Være frekvensregulerende med høj dynamik (<10 ms), hvilket ligger langt over, hvad der er nødvendigt for elnettets drift
  - Understøtte net ved fejl, idet de elektrisk kan begrænse strømmen
  - Køre i ø-drift, hvis vinden blæser

For de decentrale kraftvarmeværkers vedkommende vil der altid kunne være effekt til rådighed via brændslet, men dynamikken er ofte langsommere. Hovedkonklusionen er, at:

- a) De decentrale kraftvarmeværkers effekt-dynamik er meget afhængig af forbrændingsproces (gas, affald etc.). Gasanlæggene er de hurtigste til at starte op etc.
- b) Kan allerede i dag deltage i en del af frekvens-reguleringen og indgå i den automatiske og manuelle reguleringsreserve

- c) Vil alt efter belastning kunne levere reaktiv effekt inden for synkrongeneratorens nominelle område. Dette er muligt i dag
- d) De decentrale kraftvarmeværker har typisk problemer med lavere last end fuld-last (dårlig forbrænding, vibrationer) og særlige tiltag skal iværksættes for at imødekomme dette
- e) Beskyttelsessystemet til de decentrale kraftvarmeværker skal justeres, hvis de ikke skal falde ud ved netfejl. Dette kræver samtidig en vurdering af anlæggets evne til at kunne håndtere disse specielle belastninger og vurderingen skal foretages sammen med generator-anlæggets leverandør (garanti etc.)
- f) Mange anlæg kan køre i  $\emptyset$ -drift, men det kræver typisk en opgradering af styringen og overvågningen.





# 3

## Effektbalancemodel

Formålet med dette kapitel er

- a) at opstille en effektbalancemodel for det danske elsystem, der på timebasis kan beregne effektproduktion og effektforbrug.
- b) at kalibrere model og valg af inputdata dels i forhold til Eltras og Elkraft Systems modelleringer af eloverløb i det danske el-system og dels i forhold til Energistyrelsens beregninger af CO<sub>2</sub>-emissioner i det samlede danske energisystem.
- c) at definere et passende reference-system for de efterfølgende analyser.

Effektbalancemodellen er opstillet og gennemregnet på to computer-modeller; dels EnergyPLAN modellen, som er en hurtig model med en aggregeret beskrivelse af det danske energisystem, og dels energyPRO modellen, hvor beskrivelsen kan gøres mere detaljeret. Resultatet af analyserne med energyPRO er beskrevet i kapitel 4. Disse analyser anvendes her til at estimere en korrektionsfaktor til brug i EnergyPLAN, som tager højde for dels udetider og dels fejlen ved at regne på et aggregeret niveau.

I dette kapitel anvendes EnergyPLAN modellen til at kvantificere eloverløbet i et referencescenario, idet den nuværende regulering af vindkraft og kraftvarme forudsættes videreført. I kapitel 5 anvendes modellen til at analysere betydningen af at anvende de alternative teknologiske løsningsforslag, som er beskrevet i kapitel 2.

Det er valgt at tage udgangspunkt i det samme referencescenario, som blev anvendt af Energistyrelsens arbejdsgruppe for kraftvarme og VE elektricitet i 2001 (Energistyrelsen 2001).

### **3.1 EnergyPLAN modellen**

De efterfølgende analyser er foretaget på version 6.0 af EnergyPLAN computermodellen, mens de oprindelige analyser i Energistyrelsens arbejdsgruppe blev foretaget på en tidligere udgave af modellen (Version 4.4). Den største ændring består i, at modellen er lagt over i en Windows-baseret Pascal (Delphi) frem for som tidligere i Excel-regneark suppleret med programmering i Visual Basic. Herudover er programmet udvidet med en række grafiske udskriftsfaciliteter samt en mulighed for at supplere med

et komplet brændsels- og CO<sub>2</sub>-regnskab. I forhold til analyserne i dette arbejde er der ikke nogen særlig forskel på de to versioner af modellen. Således er resultatet af modellering af referencen stort set nøjagtigt den samme i begge versioner af modellen.

Der er dog foretaget to modelmæssige forbedringer, der har en vis betydning for resultaterne. I den nye version angives den andel af kraftvarmeenhederne, der er netstabiliserende særskilt for hhv. de centrale og de decentrale værker, hvor denne værdi tidligere blev angivet fælles. Denne præcisering i modellen medfører, at kravet til netstabilisering har større indflydelse på størrelsen af eloverløbet end tidligere. Hertil kommer, at modellen kan tage højde for udetider samt korrigere for aggregeringsfejl som følge af at regne samlet på grupper af anlæg frem for at regne på hvert enkelt anlæg. Denne præcisering har gjort det muligt at opnå større overensstemmelse mellem input og output i referenceberegningen i forhold til tilsvarende beregninger på Eltra og Elkraft Systems modeller.

Endelig er der foretaget et par enkelte forbedringer i input-data-grundlaget: Der er indregnet en døgnvariation i fjernvarmeforbruget, og flaskehalsen mod Sverige/Norge er hævet fra 1600 til 1700 MW. Disse ændringer er foretaget for at skabe større overensstemmelse med datagrundlaget. Ændringerne påvirker imidlertid ikke resultatet nævneværdigt, som det senere illustreres under afsnittet om følsomhedsanalyser.

Modellen er en input/output energisystemanalysemodel, der arbejder med timesimulering af forskellige energisystemer med fokus på konsekvensanalyser af forskellige tekniske reguleringsstrategier.

Input er primært det årlige el- og fjernvarmeforbrug samt specifikation af energisystemet i form af anlægskapaciteter og nyttevirkninger. Herudover angives også valg af reguleringsstrategi og elmarkedsforudsætninger. Modellen indeholder timefordelinger af årsværdier baseret på danske erfaringstal. Således fordeles f.eks. elforbruget efter den faktiske fordeling i år 2000, og vindkraften kan fordeles med udgangspunkt i forskellige historiske vindkraftproduktionsfordelinger.

Output er primært el- og varmeproduktioner samt brændselsforbrug fordelt på tid og anlægskategorier. Herudover kan modellen også udregne indtægter og udgifter ved handel på markedet.

Modellen er simpel, hvad angår beskrivelsen af energisystemets forskellige anlæg, som er opdelt i få fjernvarmeområder. Modellen regner således ikke direkte på samtlige enkelte anlæg. Derimod regnes der gruppevis på hhv. decentral og central kraftvarme med gennemsnitstal for hele gruppen. Til

gengæld er modellen detaljeret, hvad angår beskrivelsen af forskellige reguleringsmuligheder. Denne kombination giver en model med en god balance mellem på den ene side overskuelighed og hurtighed og på den anden side evnen til at gå i dybden med betydningen af valg mellem forskellige reguleringsstrategier.

I forbindelse med arbejdet i "Arbejdsgruppen om kraftvarme og VE elektricitet" blev modellen udvidet til at kunne analysere konsekvenserne af en række særlige tiltag, der alene sigter på nedbringelse af det kritiske eloverløb (KEOL). Desuden er det bl.a. af hensyn til sammenligning med de øvrige analyser, valgt at regne på Eltra og Elkraft-områderne hver for sig.

For en nærmere beskrivelse af den konkrete version af modellen henvises til bilagsrapporten (Lund et al., 2004).

### ***3.2 Modellering af Eltra og Elkraft System scenario år 2020***

Som nævnt er det valgt at modellere det samme reference-scenario, som blev anvendt af Energistyrelsens arbejdsgruppe for kraftvarme og VE elektricitet i 2001. Der er således taget udgangspunkt i referencer gennemregnet af hhv. Eltra og Elkraft System i forbindelse med udformning af systemplaner for år 2001. På EnergyPLAN modellen er disse referencer kalibreret, så der med samme forudsætninger vedr. elforbrug og vindkraft m.v. opnås samme vurdering af eloverløbets omfang.

I bilag 3.1 er vist en sammenligning af referencerekonstruktionen. Der er taget udgangspunkt i hovedtal fra gennemregningen af referencen på hhv. Eltras og Elkraft Systems modeller. Det har generelt været muligt at rekonstruere vurderingen af eloverløbets omfang i år 2020 på EnergyPLAN modellen med så vidt muligt de samme forudsætninger.

Hovedtal som elforbrugets og fjernvarmeforbrugets størrelser samt mængden af installeret vindkraft og vindkraftproduktionen samt øvrige produktionsfordelinger er således i al væsentlighed de samme. Dog har enkelte justeringer være nødvendige:

I Eltra-området anlægges en off-shore vindmøllepark midt i år 2020. I EnergyPLAN rekonstruktionen er den regnet med hele året med halv effekt. I Eltra og Elkraft beregningerne er der regnet med udgangspunkt i hhv. høje og lave elprisforløb, hvorved der er fremkommet to scenarier med hhv. en høj og en lav nettoelekspport. I referenceberegningen regnes der i begge tilfælde med et eloverløb, der ligger et sted ca. midt imellem disse to scenarier. Til brug for EnergyPLAN rekonstruktionen er der udregnet et brændselsforbrug, der er ekstrapoleret mellem de to scenarier.

I Elkraft beregningen er industriel kraftvarme tillagt en ekstra varmeproduktion på 4 TJ svarende til den varmeproduktion, der ikke leveres til fjernvarmeområderne. Dette er gjort for at kunne regne med mere realistiske nyttevirkninger på kraftvarmeanlæggene.

Tidligere var den installerede effekt på de decentrale kraftvarmeværker i EnergyPLAN rekonstruktionen lavere end referencerne af hensyn til at opnå den samme fordeling af varmeproduktionen mellem kraftvarmeenhederne og spidslastkedlerne. Tilsvarende var nyttevirkningerne for de forskellige anlæg justeret, så produktionsfordelingen så vidt muligt passede med referencen. I den nye version er dette erstattet af en specifikation af, hvor stor en del af fjernvarmebehovet kraftvarmeenhederne ikke kan dække som følge af dels udetider og dels forskelle mellem aggregeret modellering i grupper og modellering af hvert enkelt værk jf. behandlingen af dette emne i kapitel 4.

I de konkrete beregninger er der regnet med 2,5% for de decentrale værker jf. analyserne i kapitel 4. Herved bliver der overensstemmelse i forhold til Eltra og Elkraft Systems modelleringer, hvad angår sammenhængen mellem installeret effekt og fordeling af varmeproduktionen mellem kraftvarmeenheden og kedel.

EnergyPLAN modellen opererer desuden med visse systembegrænsninger af hensyn til det samlede elsystems mulighed for at sikre frekvens og spænding. Jf. kapitel 2, er der i de nævnte rekonstruktioner specificeret følgende systemkrav:

- a) elproduktionen fra systemstabiliserende enheder må ikke komme under 30% af den samlede elproduktion
- b) alle kondensværker regnes som systemstabiliserende
- c) vindmøller og decentrale værker medregnes ikke som systemstabiliserende
- d) af hensyn til rullende reserve må elproduktionen på de centrale værker ikke blive mindre end 350 MW i Eltra-området og 280 MW i Elkraft-området

Med ovennævnte krav til systemstabilitet bliver eloverløbet i Eltra området 1,5 TWh større end i Eltras modellering. Dette skyldes primært, at kravet om 30% netstabiliserende enheder ikke er medtaget i Eltra modelleringen. I stedet kan beregningen rekonstrueres, hvis kravet reduceres til 20%, hvilket er foretaget i rekonstruktionen. Imidlertid vil 30% kravet i realiteten være gældende og er derfor opretholdt i referenceberegningen.

### **3.3 Valg af referencescenario**

I bilag 3.1 er hovedresultaterne fra Eltra og Elkraft Systems analyser sammenholdt med de tilsvarende resultater fra rekonstruktionen på EnergyPLAN modellen. Som det fremgår af tabellerne, optræder de største eloverløb i Eltra-området. Det samlede eloverløb i år 2020 for Eltra-området er således 6,42 TWh, hvoraf de 1,29 TWh forekommer som kritisk eloverløb. I Elkraft System-området er det samlede eloverløb 1,66 TWh, og der forekommer stort set ikke kritisk eloverløb.

Det er derfor valgt at arbejde videre med Eltra-området som reference. Som nævnt ovenfor gælder Eltra rekonstruktionen for den situation, hvor der regnes med et netstabiliseringskrav på kun 20%. I referencen er kravet imidlertid sat til 30%, hvorfor eloverløbet er noget større, nemlig 7,97 TWh, hvoraf det kritiske eloverløb udgør 2,27 TWh.

I forhold til beregninger af CO<sub>2</sub>-emissioner og vurderinger af muligheder og konsekvenser af forskellige strategier for at nedbringe Danmarks nationale CO<sub>2</sub>-emission har den valgte reference det problem, at den kun omfatter den del af energisystemet, der har at gøre med el og fjernvarme-produktion.

Til analyserne af CO<sub>2</sub>-regnskabet er det derfor valgt at supplere referencen med energiomsætningen i den øvrige del af systemet. Dette er gjort ud fra Energi 21's scenario, som er det seneste officielle scenario, der rækker helt frem til år 2020. Alle senere scenarier er stoppet omkring år 2010. I den forbindelse skal det naturligvis understreges, at Energi 21 repræsenterer et scenario med væsentligt flere indenlandske CO<sub>2</sub>-reducerende tiltag end det seneste oplæg til en klimastrategi for Danmark. Scenariet er imidlertid velegnet til de efterfølgende generelle system-analyser, hvor mængden af indenlandsk CO<sub>2</sub>-reduktion i form af vindkraft varieres i et interval, der såvel dækker Energi 21 scenariet som klimastrategien fra 2003 (Energistyrelsen 2003c).

Energi 21's overordnede brændselsforbrug og CO<sub>2</sub>-emission er gengivet i tabel 3.1 Ud fra denne tabel er brændselsforbruget til de øvrige dele af energisystemet indarbejdet, idet de er delt på Eltra og Elkraft området efter forholdet mellem Energi 21's angivelse af elproduktionerne (Eltra = 60,5%, Elkraft = 39,5%). Resultatet af EnergyPLAN beregningen af denne reference er gengivet i Bilag 3.1.

År 2020	El	Fjern- varme	Opvar- mning	Kul	Olie	Gas	VE	Sum
Raf.+nordsø+					18,67	13,18		31,85
Nettab								
Import	-21,63							0
Vind + vandkraft	40,25						40,25	40,25
Kondens el prod.	8,65			4,24	0,24	6,92	4,97	16,37
Kraftvarme	59,88	74,52		41,73	2,23	68,06	46,51	158,53
Industriel KV	19,09	2,66	22,95	0,27	3,28	43,38	7,98	54,91
Minikraftvarme	3,68		5,56		0,19	5,60	5,93	11,72
Fjernvarmeværk.	12,02	50,03		0,81	3,77	22,01	45,02	71,61
Transport					171,03	2,40	9,00	182,43
Opvarmning				1,03	21,62	29,65	18,46	70,76
Proces				11,72	34,05	23,69	3,30	72,76
Sum	121,94	127,21	28,51	59,8	255,08	214,89	181,42	711,19
CO <sub>2</sub> -emission				5,7	18,6	12,2	0,0	36,5

**Tabel 3.1:** Hovedtal for Energi 21's scenario for år 2020. (Energistyrelsen 1996b).

I referenceanalysen forekommer der med den nuværende transmissionskapacitet til Norge/Sverige på 1700 MW kritisk eloverløb. Da kritisk eloverløb ikke må forekomme i virkeligheden, er det indledningsvist analyseret, hvordan dette kan undgås i referencen på en måde, så det giver anledning til færrest mulige tab i brændselseffektiviteten. Denne problemstilling blev indgående analyseret i forbindelse med arbejdet i Energistyrelsens arbejdsgruppe. Her blev det fundet frem til, at erstatning af kraftvarme-produktion med spidslastkedler efterfulgt af elpatroner (by-pass af turbine) i de timer, hvor der forekommer kritisk eloverløb må anses for de bedste løsninger, når både økonomi og potentiale inddrages i betragtningen.

Det er derfor valgt at definere en version af Eltra referenceberegningen år 2020 reduceret, hvor kritisk eloverløb reduceres ved først at erstatte kraftvarmeproduktion med spidslastkedler og dernæst anvende elpatroner. Med udlandsforbindelser på 1700 MW er disse tiltag tilstrækkelige til helt at undgå kritisk eloverløb.

Det er også valgt at analysere en situation helt uden udlandsforbindelser som repræsentant for et lukket system. Med den nævnte reguleringsstrategi og krav til systemstabilitet er det ikke muligt i denne situation altid helt at fjerne det kritiske eloverløb 100% med ovennævnte midler. Det er derfor suppleret med stop af vindmøller i mindre omfang.

I tabel 3.2 er der givet en oversigt over de forskellige referenceberegninger.

Navn	Beskrivelse
Eltra2020Rekonstruktion Elkraft2020Rekonstruktion	Rekonstruktion af Eltra og Elkraft Systems analyser i deres respektive Systemplan 2001 anvendt i Energistyrelsens arbejdsgruppe om kraftvarme- og VE elektricitet i 2001.
Eltra2020Reference	Som rekonstruktionen, men med tilføjelse af krav om at mindst 30% af produktionen til enhver tid skal komme fra netstabiliserende enheder. (Lidt større eloverløb)
Eltra2020ReferenceKEOL	Som reference men med fjernelse af kritisk eloverløb efter følgende prioritet: 1) nedregulering af kraftvarme, 2) elpatroner/by-pass af turbine, og 3) regulering af vindmøller.
Eltra2020ReferenceEEOL	Som referenceKEOL, blot med fjernelse af alt eloverløb efter samme prioritering.

**Table 3.2:** Oversigt over analyser af referencescenariet. Alle analyser er foretaget under forudsætning af fastholdelse af den nuværende reguleringsform, hvor kraftvarmeværkerne alene reguleres af hensyn til varmebehovet/treledstariffen.

En oversigt og sammenligning over hovedinput og resultater for de tre udgaver af referencen er vidt i tabel 3.3.

	Reference (inkl. KEOL)	ReferenceKEOL (excl. KEOL)	ReferenceEEOL (Lukket system)
<i>Kapaciteter</i>			
Vind landbaseret	2500 MW	2500 MW	2500 MW
Vind Off-shore	1445 MW	1445 MW	1445 MW
Decentral kraftvarme	1450 MW	1450 MW	1450 MW
Central kraftvarme	1300 MW	1300 MW	1300 MW
Central KV + Kondens	5000 MW	5000 MW	5000 MW
<i>Elforbrug og eksport</i>			
Elforbrug	24,87 TWh	24,87 TWh	24,87 TWh
Kritisk eloverløb	2,27 TWh	0,00 TWh	0,00 TWh
Eksporterbart eloverløb	5,70 TWh	5,70 TWh	0,00 TWh
Elpatron (by-pass)	0,00 TWh	0,41 TWh	2,51 TWh
Sum	32,84 TWh	30,98 TWh	27,38 TWh
<i>Elproduktion</i>			
Vind landbaseret	6,05 TWh	6,04 TWh	5,49 TWh
Vind off-shore	6,11 TWh	6,11 TWh	6,10 TWh
Decentral+central KV	15,72 TWh	13,87 TWh	10,83 TWh
Kondens	4,97 TWh	4,97 TWh	4,97 TWh
Sum	32,85 TWh	30,99 TWh	27,39 TWh



<i>Fjernvarmeproduktion</i>			
Decentral kraftvarme	9,94 TWh	7,85 TWh	4,68 TWh
Spidslastkedel DKV	0,56 TWh	2,48 TWh	4,37 TWh
Central kraftvarme	9,66 TWh	9,38 TWh	8,67 TWh
Spidslastkedel CKV	1,05 TWh	1,09 TWh	0,97 TWh
Elvarme (by-pass)	0,00 TWh	0,41 TWh	2,51 TWh
Fjernvarmeværk	2,30 TWh	2,30 TWh	2,30 TWh
Sum	23,51 TWh	23,51 TWh	23,50 TWh
<i>Brændselsforbrug</i>			
Decentral kraftvarme	20,28 TWh	16,03 TWh	9,56 TWh
Spidslast DKV	0,63 TWh	2,76 TWh	4,86 TWh
Central kraftvarme	20,55 TWh	19,95 TWh	18,44 TWh
Spidslast CKV	1,17 TWh	1,21 TWh	1,08 TWh
Fjernvarmeværker	2,61 TWh	2,61 TWh	2,61 TWh
Kondens	9,93 TWh	9,93 TWh	9,93 TWh
Sum	55,17 TWh	52,49 TWh	46,48 TWh
<i>Øvrigt</i>			
(brændselsforbrug)	30,66 TWh	30,66 TWh	30,66 TWh
Transport	11,73 TWh	11,73 TWh	11,73 TWh
Husholdninger	12,23 TWh	12,23 TWh	12,23 TWh
Industri	5,35 TWh	5,35 TWh	5,35 TWh
Raf.+nordsø+nettab	59,97 TWh	59,97 TWh	59,97 TWh
Sum			
Brændselsforbrug i alt	115,14 TWh	112,46 TWh	106,45 TWh
<i>CO<sub>2</sub>-emission</i>			
Faktisk emission	25,5 Mt	25,0 Mt	23,8 Mt
Eksportkorrigeret	21,6 Mt	22,3 Mt	23,8 Mt

**Tabel: 3.3:** Hovedtal for den valgte reference hhv. incl. og excl. kritisk og eksporterbart eloverløb. DKV og CKV er hhv. decentral og central kraftvarme

### 3.4 Følsomhedsanalyser

Med udgangspunkt i den beskrevne reference er der foretaget en række følsomhedsanalyser.

#### *Varmeforbrugets fordeling*

I referencen er der anvendt en årsfordeling af fjernvarmebehovet, hvor der er indarbejdet en vis døgnfordeling. Tidligere har der blot været anvendt en meget simpel fordeling, hvor behovet har været regnet konstant i 14-dages perioder. Der er derfor foretaget en følsomhedsanalyse i forhold til referencen, hvor der i følsomhedsanalysen er anvendt den meget simple fordeling. Resultatet er vist i tabel 3.3. Som det ses medfører døgnfordelingen af fjernvarmen ikke nogen stor ændring. Der flyttes 0,06 TWh varmeproduk-

tion fra de centrale kraftvarmeanheder til kedlerne. Til gengæld flyttes der 0,16 TWh den anden vej på de decentrale værker. Eloverløbet ændres med 2%, mens det samlede brændselsforbrug og CO<sub>2</sub>-emission blot ændres med 2%. Det er altså årsfordelingen og ikke døgnfordelingen af varmebehovet, der er afgørende.

Nøgletal	Reference	Følsomheds- analyse	Difference
Decentral kraftvarme	9,94 TWh	10,10 TWh	+ 0,16 TWh
Spidslastkedel DKV	0,56 TWh	0,40 TWh	- 0,16 TWh
Central kraftvarme	9,66 TWh	9,60 TWh	- 0,06 TWh
Spidslastkedel CKV	1,05 TWh	1,11 TWh	+ 0,06 TWh
Brændsel	127,29 TWh	127,53 TWh	+ 0,2 %
Eloverløb	7,97 TWh	8,12 TWh	+ 1,9 %
CO <sub>2</sub> -emission	25,46 Mt	25,50 Mt	+ 0,2 %

**Figur 3.4:** Følsomhedsberegning på ændring af fjernvarmebehovets døgnfordeling.

### **Treledstarif**

I referencen forudsættes alle kraftvarmeværker at være reguleret efter varmebehovet (reguleringsstrategi 1 i EnergyPLAN). I virkeligheden kører de decentrale værker efter treledstariffen. Der er derfor foretaget en følsomhedsberegning på en situation, hvor de decentrale værker reguleres efter treledstariffen (reguleringsstrategi 4 i EnergyPLAN).

Nøgletal	Reference	Følsomheds- analyse	Difference
Decentral kraftvarme	9,94 TWh	9,94 TWh	0,00 TWh
Spidslastkedel DKV	0,56 TWh	0,56 TWh	0,00 TWh
Central kraftvarme	9,66 TWh	9,66 TWh	0,00 TWh
Spidslastkedel CKV	1,05 TWh	1,05 TWh	0,00 TWh
Brændsel	127,29 TWh	127,57 TWh	+ 0,2 %
Eloverløb	7,97 TWh	8,11 TWh	+ 1,8 %
CO <sub>2</sub> -emission	25,46 Mt	25,54 Mt	+ 0,3 %

**Tabel 3.5:** Følsomhedsberegning på ændring produktion efter treledstarif.

Som det ses af tabel 3.5 ændrer dette også kun ubetydeligt ved resultatet. Som det analyseres i kapitel 5 er det afgørende, om de decentrale værker regulerer ift. vindkraft-produktionen (reguleringsstrategi 2) eller ej (reguleringsstrategi 1 eller 4).

### **Vindfordeling**

Vindmængde og fordelingen har naturligvis betydning for resultatet. I EnergyPLAN modellen er der taget udgangspunkt i tre faktiske vindår, som hver for sig repræsenterer et gennemsnitsår (1991), et vindfattigt år (1996) og et vindrigt år (1994). I referencen anvendes gennemsnitsåret. I det følgende er der foretaget følsomhedsanalyser på de to andre vindår samt den konkrete fordeling i Eltra-området i år 2001. Der er foretaget to typer analyser. I den ene ændres størrelsen af vindkraftproduktionen i takt med vindåret. I den anden kompenseres der for mængdeændringen ved at hæve effektiviteten af vindmøllerne (ændre på vindfaktoren i EnergyPLAN modellen). Herved analyseres betydningen af at ændre fordeling uden at ændre mængde. Resultatet fremgår af tabel 3.6 og 3.7.

	Vindår 1991	Vindår 1994	Vindår 1996	Vindår 2001
Vindeffekt	3945 MW	3945 MW	3945 MW	3945 MW
Vindproduktion	12,16 TWh	13,17 TWh	11,00 TWh	11,53 TWh
Kraftværksproduktion	4,97 TWh	5,10 TWh	4,72 TWh	4,73 TWh
Eloverløb	7,97 TWh	9,13 TWh	6,57 TWh	7,12 TWh
CO <sub>2</sub> -emission	25,46 Mt	25,53 Mt	25,33 Mt	25,34 Mt

**Tabel 3.6.** Følsomhedsanalyse på vindrige og vindfattige år.

Som det ses af tabel 3.5 har variationer i vinden fra år til år stort set udelukkende betydning for størrelsen af vindproduktionen og eloverløbet. Dette gælder for referencens forhold mellem elforbrug, kraftvarme-produktion og installeret vindeffekt. For andre kombinationer, vil forskellen være væsentlig større, som det senere vil fremgå af kapitel 5.

	Vindår 1991	Vindår 1994	Vindår 1996	Vindår 2001
Vindeffekt	3945 MW	3945 MW	3945 MW	3945 MW
Vindproduktion	12,16 TWh	12,16 TWh	12,16 TWh	12,16 TWh
Kraftværksproduktion	4,97 TWh	5,11 TWh	4,67 TWh	4,71 TWh
Eloverløb	7,97 TWh	8,11 TWh	7,68 TWh	7,73 TWh
CO <sub>2</sub> -emission	25,46 Mt	25,53 Mt	25,30 Mt	25,33 Mt

**Tabel 3.7:** Følsomhedsanalyse på ændringer i tidsmæssig placering af vindkraft.

Tabel 3.6 viser betydningen af at ændre vindfordeling for fastholdt vindproduktion og installeret vindeffekt. Som det ses influerer dette kun en smule på størrelsen af eloverløbet. Variationerne svarer til +2% hhv. -6% i forhold til referencen.

Mængden af vindkraft i form af variationer mellem vindrige og vindfattede år har således stor betydning for resultatet, mens ændringer i den tidsmæssige variation af vindkraften kun har lille betydning for resultatet.

### ***3.5 Delkonklusion***

Med udgangspunkt i Energi 21 og de systemsansvarliges systemplaner fra 2001 er der her opstillet en effektbalancemodel for et referencescenario svarende til Eltra-området år 2020. Referencen er den samme, som blev anvendt af Energistyrelsens arbejdsgruppe for kraftvarme og VE elektricitet i 2001.

Effektbalancemodellen er opstillet på EnergyPLAN modellen og resultaterne af analysen er sammenlignet med resultaterne af de tilsvarende analyser på de systemansvarliges modeller. Der er fundet stor overensstemmelse mellem resultaterne af disse analyser.

Herudover er der gennemført en række følsomhedsanalyser mht. varme-forbrugets tidsmæssige fordeling, betydningen af at regne på treledstarif eller ej, samt betydningen af vindfordelingen. Det vurderes, at der er opstillet en effektbalance velegnet til de efterfølgende analyser af betydningen af forskellige reguleringsstrategier med forskellige grad af fleksibilitet.



# 4

## Aggregeret kontra disaggregeret modellering

Energisystemberegningerne i dette projekt gennemføres med EnergyPLAN modellen og projektets beregninger på eltransmissionsnettet foretages med udgangspunktet timeværdier for effektproduktion og –forbrug bestemt med denne. EnergyPLAN modellerer energisystemet som to grupper af energianlæg, hver aggregeret som ét energianlæg. Formålet med dette kapitel er primært at vurdere, hvorvidt denne aggregering giver anledning til aggregeringsfejl på års- såvel som på timeniveau. Formålet er med andre ord at afdække, hvorvidt beregninger foretaget på den konkrete anlægsbestykning på kraftvarmeværkerne i Danmark kan forventes at give anledning til andre resultater end beregning på EnergyPLANs aggregerede gennemsnitsværker. Til dette formål anvendes en version af energyPRO<sup>1</sup> programmet, som er udbygget som regional energimodel.

Denne analyse foretages gennem følgende trin:

- a) analyse af de aktuelle anlægsbestykninger på decentrale danske kraftvarmeværker
- b) beskrivelse af udbygning af energyPRO til regional analysemodel
- c) verificering af de to programmer på fælles datasæt og energisystem
- d) analyse af aggregeringsproblematikken. Der beskrives to sæt af beregninger foretaget vha. energyPRO, hvor der dels regnes på flere lokaliteter, dels regnes med en højere detaljeringsgrad
  - I. de decentrale anlæg opdelt i 10 ”syntetiske” lokaliteter
  - II. de decentrale anlæg opdelt i fem lokaliteter skaleret op fra fem konkrete værker

Udgangspunktet i c) er et referencedatasæt for et scenario for Eltra-området i 2020. I begge modeller modelleres energisystemet som bestående af to

---

<sup>1</sup> energyPRO<sup>®</sup> er en komplet programpakke til brug for dimensionering og optimering af varme-, køle og elproduktion fra kommende og eksisterende værker. Programmet er anvendt i forbindelse med projekteringen af en lang række af de decentrale kraftvarmeværker i Danmark. En demoversion af programmet kan hentes på [www.emd.dk](http://www.emd.dk). energyPRO er yderligere beskrevet i (Mæng & Andersen, 2004).

områder hhv. ”Decentrale” repræsenterende de decentrale kraftvarmeværker og ”Centrale” repræsenterende de centrale kraftvarmeværker. Områderne forudsættes i beregningerne hver især at bestå af et energianlæg.

I 4) analyseres videre på den i 3) opstillede energyPRO model. Dette gøres på to forskellige scenariosæt, hvor eventuelle aggregeringsfejl i den ukorrigerede EnergyPLAN model søges fundet. Metoden er, at de decentrale kraftvarmeværker i begge tilfælde erstattes af en række energianlæg, som tilsammen har de samme varmebehov og i i) også de samme kapaciteter, mens dette sidste ikke helt er tilfældet i ii) hvor de decentrale værker erstattes af fem tilfældige konkrete opskalerede værker. Tilfældigt forstået således, at det drejer sig om anlæg, hvor de nødvendige tekniske data er til rådighed.

I analyserne fokuseres primært på betydningen af modellering af udetider på anlæg.

#### **4.1 Dimensionering af eksisterende danske kraftvarmeværker**

De decentrale kraftvarmeværker i Danmark er af flere årsager forskellige. En af årsagerne er, at nogle værker deler varmeproduktionsopgaven med andre værker. Det vil typisk være affaldsværker, halmværker og værker, der er fyret med flis/træaffald samt værker, som modtager overskudsvarme fra industrien. En anden årsag er, at nogle værker har anvendt Energistyrelsens vejledende dimensioneringskriterier, mens andre har dimensioneret efter et økonomisk optimum, hvor den eksisterende treledstarif har ledt til større motorer og en større kraftvarmedækningsgrad.

Ved hjælp af statistikker fra DFF<sup>2</sup> er der udarbejdet en indikation af, hvor stor en del af den samlede varmeproduktion, der dækkes af kraftvarmeenhederne, herefter benævnt kraftvarmedækningsgraden. Der er anvendt data for de værker, hvor der både eksisterer offentligt tilgængelige driftsdata (årsvirkningsgrader) og hvor driftsstatistik er tilgængelig. Det drejer sig om i alt 116 værker spredt ud over landet svarende til ca. halvdelen af de decentrale kraftvarmeværker.

Kraftvarmedækningsgraden er udregnet som:

$$\frac{Q_{beregnet}}{Q_{an-net}} = \frac{W}{Q_{an-net}} * \frac{\eta_Q}{\eta_W} \quad (4.1)$$

---

<sup>2</sup> DFF, 2003a og DFF, 2003b

hvor

$Q_{\text{beregnet}}$ : er varmeproduktion på kraftvarmeenhederne

$Q_{\text{an-net}}$ : er varmeleverancen af net fra årsstatistikken

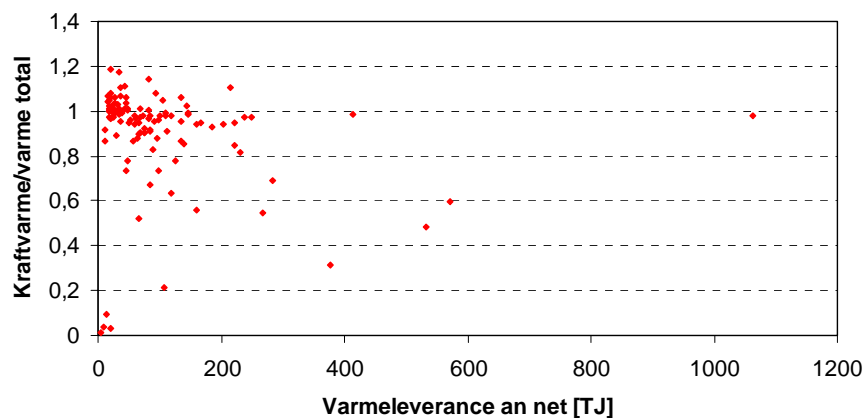
$W$ : elproduktion fra årsstatistik

$\eta_W$ : års-elnyttevirkning fra driftsstatistik

$\eta_Q$ : års-varmenyttevirkning fra driftsstatistik

Resultaterne fremgår af figurerne 4.1 og 4.2. Som det fremgår, er der en meget høj koncentration af anlæg, som har en kraftvarmedækningsgrad på ca. 1. Omkring 60% af anlæggene har en dækningsgrad på over 0.95. Disse 60% står også for ca. 60% af anlæggenes samlede varmeleverance.

Anlæg, som har en dækningsgrad på under 0,9, er i overvejende grad anlæg, som klarer varmeleverancen i samarbejde med affaldsværker, biomasseværker, elværksejede kraftvarmeanlæg mm.



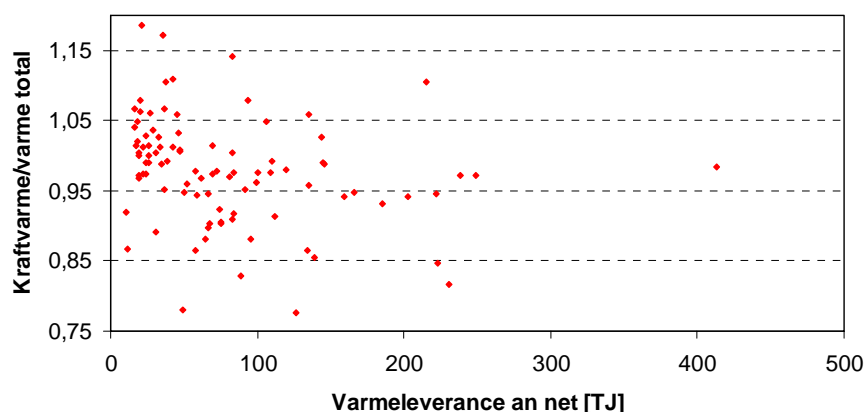
**Figur 4.1:** Kraftvarmedækningsgraden for danske decentrale kraftvarmeværker.

På figur 4.2 er der kun medtaget anlæg med en kraftvarmedækningsgrad på over 75%, svarende til 90% af de betragtede anlæg. Endvidere er Viborg med en varmeleverance på ca. 1100 TJ udeladt af hensyn til grafens opløsning.

En række af anlæggene får ved den anvendte metode en dækningsgrad over 100%. Dette burde i praksis kun kunne opnås ved afblæsning af varmen. Af andre mulige delforklaringer kunne være, at nogle anlæg har et ikke ubetydeligt egetforbrug af varme eller, at årsstatistikens varmeproduktion af net og elproduktionen tidsmæssigt er forskudt.



Mht. til lagerstørrelsen på de decentrale kraftvarmeværker har man undersøgt, om der findes en opgørelse over varmeakkumulatorers størrelse fordelt på anlæg, men dette er ikke tilfældet jvf. (COWI, 2002). I denne kilde vurderes størrelsen på grundlag af ca. 20 anlæg (heraf de fleste elværksejede anlæg) til at have en kapacitet på 6-10 timers fuldlastproduktion. Det antages at størrelsen af disse varmeakkumulatorer kan overføres til de øvrige værker.



**Figur 4.2:** Kraftvarmedækningsgrad for decentrale kraftvarmeværker (dækningsgrad > 0,75)

De store forskelle på driften og anlægskonfigurationen af de decentrale kraftvarmeværker medfører, at det er vigtigt at afdække, i hvilket omfang det er nødvendigt at korrigere EnergyPLAN, hvor alle de decentrale kraftvarmeværker er aggregeret til ét anlæg, og hvor der ikke modelleres udetider.

#### **4.2 energyPRO som regional energimodel**

Modellen energyPRO var indtil 2001 udelukkende udviklet til beregning af behov og energianlæg placeret geografisk samme sted. energyPRO er nu i stand til at håndtere en række analyser med geografisk adskilte forbrug og produktioner.

De væsentligste faciliteter energyPRO er blevet udvidet i forbindelse med dette projekt er følgende:

- a) muligheden for at regne på et vilkårligt antal lokaliteter samtidig
- b) større fleksibilitet ved anvendelse samt oprettelse af tidsserier og tidsseriefunktioner til brug for beregninger
- c) øgede muligheder for at tilrettelægge produktionen på en enkel anlægskomponent afhængig af den aktuelle driftstilstand på øvrige anlægskomponenter

Ad a) Til den enkelte lokalitet er det blevet muligt at tilknytte et vilkårligt antal behov og produktionsanlæg. Det kan f.eks. være: motorer, varmepumper, absorptionskøleanlæg, kedler, afblæsningsenheder, lagre mm.

Ad b) Tidligere var det kun muligt at anvende tidsserier bestående af et sæt af sammenhørende tidspunkter og værdier med en vilkårlig opløsning. Modellen er nu videreudviklet, så det er muligt at lægge en række funktioner indover disse tidsserier og dermed generere nye tidsserier. Anvendelsesmulighederne er omfattende. I de efterfølgende beregninger er faciliteten anvendt til at beskrive elproduktionen hhv. på landbaserede og off-shore vindmøller. Dette er med udgangspunkt i en tidsserie, som beskriver elproduktion for vindmøller for time for time. Dette svarer til modelleringen i EnergyPLAN modellen.

Ad c) Der er nyudviklet en række funktioner, som direkte på lastkurven for en given produktionsenhed kan hente aktuelle produktionsdata fra andre *højere prioriterede* enheder. Det drejer sig om de såkaldte ”Pap”-funktioner (Production already planned), som kan hente elproduktion, varmeproduktion, køleproduktion og brændselsforbrug i det aktuelle beregningstidsskridt. Disse oplysninger kan hentes fra alle anlæg, der allerede er beregnet, dvs., anlæg som har en højere prioritet i styringsstrategien. Disse værdier kan således indgå i fastlæggelsen af lavere prioriterede produktioner for det enkelte beregningstidsskridt. I de efterfølgende beregninger er Pap-funktionerne bl.a. anvendt til modellering af den nødvendige elproduktion af hensyn til netstabilisering.

Med den ovennævnte videreudvikling er det nu som en af utallige muligheder muligt i energyPRO at opbygge modeller svarende til EnergyPLAN modellen, men med en langt større fleksibilitet mht. antallet af lokaliteter og styring af produktionsanlæg, herunder f.eks. modellering af udetider på anlæg og prioritering af produktionsenheder.

### ***4.3 Verificering af energyPRO og EnergyPLAN på fælles datasæt og modelstruktur***

I dette afsnit sammenlignes simuleringer for energyPRO og EnergyPLAN. I energyPRO er opstillet en model af det betragtede energisystem med den samme aggregering som tilfældet er i EnergyPLAN. Ved begge modelberegninger er søgt anvendt de samme forudsætninger. Alt andet lige burde de to modeller fremkomme med det samme resultat.

Udgangspunktet er en referencesituation af det jysk-fynske energisystem i 2020, jvf. kapitel 3.

### 4.3.1 Energibehov, produktionskapaciteter og styringsstrategi

I begge modeller er anvendt samme opdeling på decentrale og centrale anlæg:

- der er ikke anvendt udetider
- der er anvendt de samme timeværdier for variationer af varme og elbehov
- der er anvendt de samme timeværdier for fluktuationer af vindkraftproduktion
- der er overalt anvendt samme virkningsgrader og kapaciteter i de to modeller
- der er ikke anvendt varmelagre ved beregninger

Varmebehovet er fordelt med 10,50 TWh på decentrale og 10,71 TWh på centrale kraftvarmeområder, som angivet i tabel 4.1. Det samlede elbehov er på 24,87 TWh. Disse behov er i øvrigt fastholdt i samtlige efterfølgende beregninger i dette kapitel.

	Decentrale	Centrale
Varmebehov	10.50 TWh	10.71 TWh
Elbehov	24.87 TWh	

**Tabel 4.1:** Anvendte årlige el og varmebehov i beregningerne af det jysk-fynske energisystem.

Produktionskapaciteterne på de termiske produktionsanlæg fremgår af tabel 4.2. Vindkraftens installerede kapaciteter er hhv. 2500 MW på land og 1445 MW off-shore. Der er i begge modeller anvendt den samme bagvedliggende tidsserie for energiindholdet i vinden. Vindkraftens produktion er fastholdt i samtlige efterfølgende beregninger i dette kapitel.

	Decentrale				Centrale			
	Kapaciteter		Virkningsgrad		Kapaciteter		Virkningsgrad	
	[MW]	[MJ/s]	$\eta_{-el}$	$\eta_{-varme}$	[MW]	[MJ/s]	$\eta_{-el}$	$\eta_{-varme}$
Kraftvarme	1300	1676	0,38	0,49	1300	1567	0,37	0,47
Kedel	7000		0,90				0,90	
Kondens					4000		0,50	

**Tabel 4.2:** Anvendte kapaciteter og virkningsgrader i modelleringerne af det jysk-fynske energisystem i år 2020.

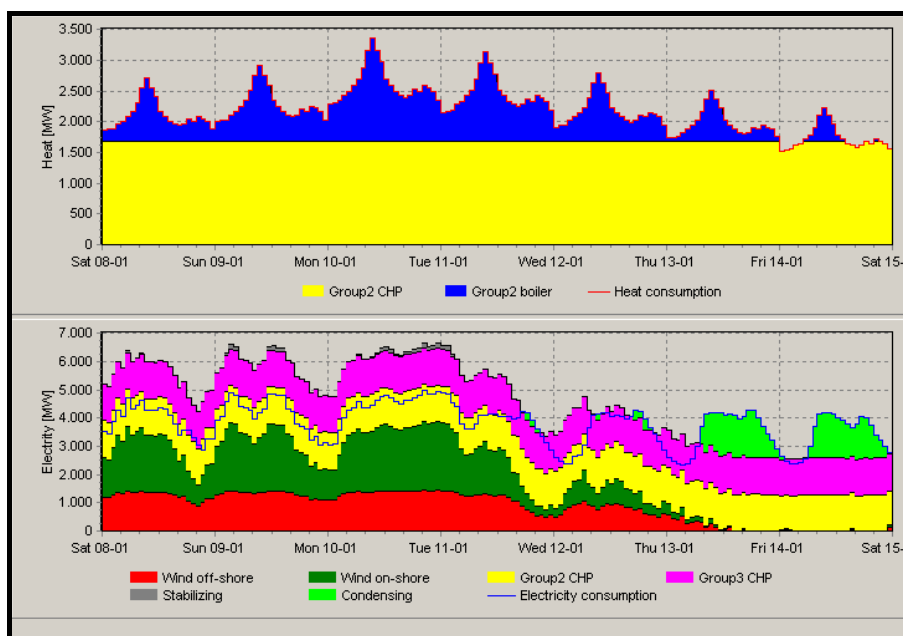
Styringsstrategien for elproduktionen er følgende:

- vindmøller producerer uden regulering
- kraftvarmeenhederne producerer, så de på timebasis dækker varmebehovet
- kondensproduktionen foregår i to skridt

- i. der indsættes stabiliserende elproduktion indtil 30 % af den samlede elproduktion produceres på stabiliserende enheder
- ii. der indsættes yderligere kondensproduktion såfremt områdets elbehov fortsat ikke er dækket

For varmeproduktionens vedkommende er strategien helt enkelt, at der indsættes kedler i det omfang, kraftvarmeanhederne ikke er i stand til at dække det aktuelle varmebehov.

For at give et indtryk af dynamikken i referencescenariet beskrives energiomsætningen i en uge i januar. Af den øverste graf på figur 4.3 fremgår varmeproduktionen på de decentrale anlæg. Det ses, at kraftvarmeanlæggene producerer for fuld kapacitet i hele perioden, bortset fra nogle få timer i slutningen af perioden. For at dække varmebehovet i den pågældende uge ses kedlerne at træde til i de fleste timer.



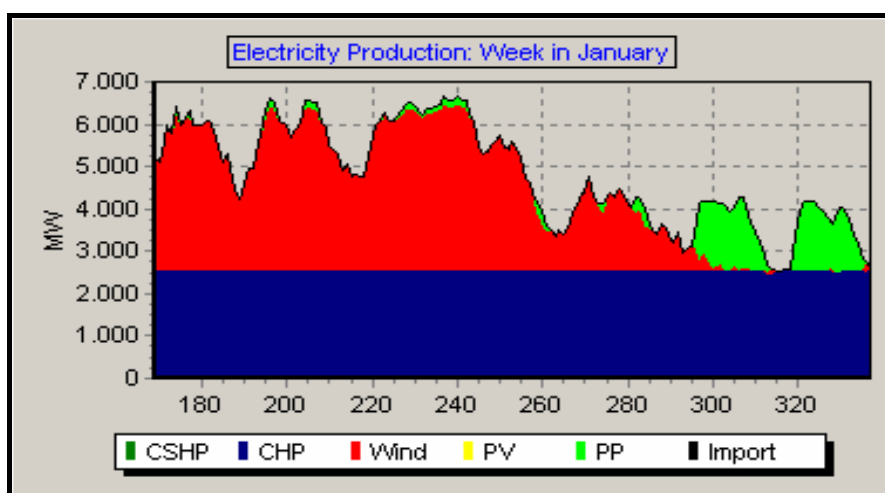
**Figur 4.3:** Energiomsætning i en uge i januar modelleret i energyPRO i det jysk-fynske område i 2020. Den øverste graf viser de decentrale anlægs varmeproduktion, mens den nederste graf viser elproduktionen for alle anlæg. Decentral og central kraftvarme er hhv. Group 2 og Group 3.

I den nederste graf i figur 4.3 vises elproduktionen i det samlede system. I bunden af denne graf er vist elproduktionen fra vindkraft off-shore og on-shore. Vindkraften varierer fra i perioder at producere over 3500 MW, når den er højst til, at være 0 MW i nogle af de sidste timer. Ovenover vindkraft vises den bundne elproduktion fra de decentrale værker. Som det fremgår,

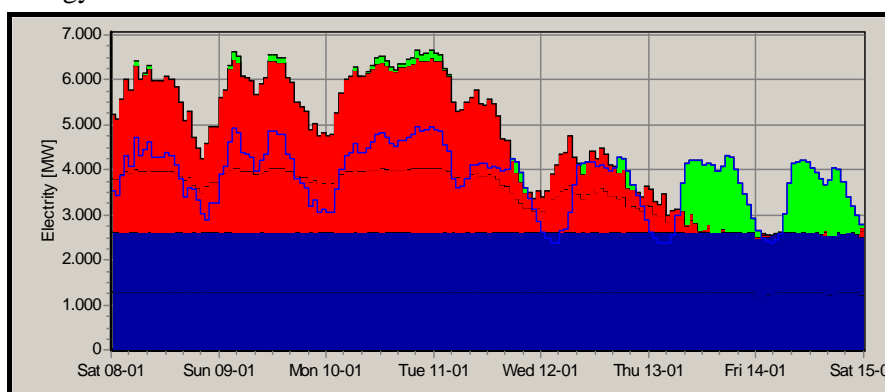
giver alene den sammen med vindkraftproduktionen anledning til eloverløb i en del af perioden. Lægges hertil, den bundne elproduktion fra de centrale værker, er der i perioder tale om et massivt eloverløb. Endvidere ses, at der i nogle timer med høj vindkraftproduktion er behov for stabiliserende produktion. Endelig ses, at der sidst i perioden, hvor det ikke blæser, er behov for en betragtelig kondensproduktion i dagtimerne.

#### 4.3.2 Sammenligning af EnergyPlan og energyPRO

I dette projekt, hvor fokus blandt andet er på belastningsforhold i el-transmissionsnettet, er det vigtigt, at modellerne er i stand til at beregne variationer i belastningerne på elnettet med en opløsning på timeniveau.



EnergyPLAN



energyPRO

**Figur 4.4:** Elproduktionen i en uge i januar modelleret med hhv. EnergyPLAN og energyPRO. CHP er kraftvarme og PP er kondens.

Hovedresultaterne af modelberegningerne er, at EnergyPLAN og energyPRO på det ovenfor beskrevne datagrundlag simulerer ens på timeniveau. Af figur 4.4 fremgår elproduktionen i en uge i januar illustreret ved effektkurver fra de to modeller. Der er anvendt den samme uge som i figur 4.3.

Som det fremgår, er der kun meget små forskelle på de grafiske repræsentationer af elproduktionen beregnet af de to programmer. Dette vel og mærke i en uge, hvor der sker voldsomme skift mht. vindproduktionen.

At dette også er tilfældet, når perioden udstrækkes til et helt år indikeres af de to årsudskrifter, foretaget fra de to programmer. De to udskrifter findes i hhv. Bilag 4.1 *Referenceberegning på EnergyPLAN* og Bilag 4.2 *Referenceberegning på energyPRO*. En sammenligning af resultaterne måned for måned viser, at de månedlige gennemsnitseffekter ikke varierer mellem de to modeller med over 1 MW. Dette gælder såvel produktionen på de enkelte anlægskomponenter, som på elbalanceregnskabet, herunder såvel det kritiske eloverløb (KEOL), som det eksporterbare eloverløb (EEOL).

Konklusionen er, at de to modeller på dette beregningseksempel kommer til samme resultat.

#### ***4.4 Betydning af udetider mm. - De decentrale anlæg opdelt ”syntetisk” på ti lokaliteter***

EnergyPLAN modellerer som tidligere nævnt ikke udetider, og forudsætter herudover, at alle motorer har fuld adgang til at dellaste. Dette kan give anledning til aggregeringsfejl. I de følgende to afsnit søges omfanget af denne mulige fejl vurderet.

I den første undersøgelse af følsomhed overfor udetider mm. er der foretaget en systematisk ”syntetisk” fordeling af energiproduktionen. Der er opstillet seks modeller, hvoraf den første er et gennemsnitsanlæg. Forskellen i modellerne består udelukkende af forskelle i modelleringen af de decentrale værker.

De decentrale værker er modelleret som:

- a) 1 værk uden udetider uden lager (Aggregeret uden lager)
- b) 1 værk uden udetider med lager (Aggregeret med lager)
- c) 10 værker uden udetider uden lager (10 uden udetid uden lager)
- d) 10 værker uden udetider med lager (10 uden udetid med lager)
- e) 10 værker med udetider og uden lager (10 med udetid uden lager)
- f) 10 værker med udetider og med lager (10 med udetid med lager)

I det følgende vil der bliver refereret til beregningerne ved hjælp af den korte betegnelse, der er angivet i parenteserne ovenfor.

Først sammenholdes de to aggregerede modeller med de to 10-værksberegninger uden udetid. Herefter undersøges betydningen af indsættelse af udetider ved at sammenligne de to 10-værksberegninger med varmelagre med og uden udetider og dernæst de to 10-værksberegninger uden lagre, med og uden udetider.

#### **4.4.1 Energibehov og produktionskapaciteter**

Modelleringen af de centrale værker samt elproduktionen fra vindmøller er de samme i alle beregninger. Samlet bevirker det bl.a., at der i alle beregninger er en årlig elproduktion på 20,2 TWh.

Eltra 2020 referenceberegningen omtalt i afsnit 4.3 er lagt til grund for modelleringen. De decentrale værker er i den ”syntetiske” model opdelt på 10 lokaliteter. De enkelte lokaliteter adskiller sig fra hinanden ved, at der er varieret på følgende parametre:

- a) nettab
- b) el- og varmevirkningsgrader

Hovedprincippet bag fordelingen er, at der antages en spredning på anlæggenes elnyttelse på 2 procentpoint, på hver side af gennemsnittet, med fastholdt totalvirkningsgrad. Det er videre antaget, at det største nettab følger de mindst effektive værker. En række af nøgletallene for den syntetiske fordeling på decentrale værker fremgår af tabel 4.3.

Samlet varmelager	13,5 GWh
Energiindhold per 1000 m <sup>3</sup> v. 40°C	45 MWh
Samlet varmelagervolumen	300.000 m <sup>3</sup>
Forhold rumvarme/varmtvand	3
Nettab (varme) % afvigelse fra gennemsnit	25 %
$\eta$ -varme (gennemsnit)	49,0 %
$\eta$ -total (gennemsnit)	87,0 %
El %-point afvigelse fra gennemsnit	2,0 %

**Tabel 4.3:** Nøgletal for syntetisk fordeling på decentrale kraftvarmeværker.

	El $\eta$	El [MW]	Indfyret [MW]	Varme $\eta$	Varme [MW]	Varmelager [1000 m <sup>3</sup> ] <sup>3</sup>
1	36,0 %	130,0	361,1	51,0 %	184,1	30
2	36,4 %	130,0	356,7	50,5 %	180,3	30
3	36,9 %	130,0	352,4	50,1 %	176,6	30
4	37,3 %	130,0	348,2	49,7 %	172,9	30
5	37,8 %	130,0	344,1	49,2 %	169,4	30
6	38,2 %	130,0	340,1	48,8 %	165,8	30
7	38,7 %	130,0	336,0	48,3 %	162,3	30
8	39,2 %	130,0	331,8	47,8 %	158,6	30
9	39,7 %	130,0	327,5	47,3 %	154,9	30
10	40,2 %	130,0	323,1	46,8 %	151,1	30
I alt	38,0 %	1300,0	3421,0		1676,0	300

**Tabel 4.4:** Fordeling af decentrale produktionskapaciteter på de 10 lokaliteter. Angivet i faldende størrelse.

Den resulterende fordeling fremgår af tabel 4.4, hvoraf de anvendte nyttevirkninger og effekter fremgår. Der knyttes en tiendedel af varmebehovet til hver af de 10 lokaliteter. Til hvert af de 10 decentrale værker/lokaliteter er der endvidere tilknyttet et lager på 30000 m<sup>3</sup>.

#### 4.4.2 Modellering af udetider

Alle produktionsanlæg har udetider. Det drejer sig primært om årlige/halv-årlige serviceringer samt sekundært havarier. Omfanget af kraftvarmeenhedernes udetider har specielt betydning for, hvor stor en del af varmeproduktionen, der kan produceres på kraftvarmeenheder, og hvor stor en del der residualt må dækkes af kedlerne. I beregninger, hvori der indgår udetider, er der forudsat 12 udedage pr. anlæg om året. Dette svarer til, at de enkelte anlæg er til rådighed for varmeproduktion i knap 97 % af tiden.

Princippet for placering af udedøgn er følgende:

- a) fire sammenhængende dage i en uge om vinteren, indeholdende en weekend
- b) otte sammenhængende dage om sommeren (ekskl. juli)

Modelleringen er foretaget således, at ingen af de ti lokaliteter har udetider samtidig. Dette betyder bl.a., at resultaterne ikke er meget afhængige af, om udetiden tilfældigvis falder på et tidspunkt, med eksempelvis stor vindkraftproduktion og/eller eloverløb.

<sup>3</sup> Ved 40°C



Styringsstrategien er identisk med styringsstrategien anvendt og beskrevet i afsnit 4.3.

#### 4.4.3 Sammenligning uden lager uden udetider

En oversigt over alle de foretagne beregninger fremgår af tabel 4.5. I denne er hovedtallene for energiomsætningen anført.

I de to tabeller nedenfor sammenholdes beregningerne foretaget uden modelerede udetider. Først sammenholdes de to beregninger uden lager og dernæst de to med lager.

Alle mængder i GWh	Aggregeret		10 Anlæg			
	Udetid		Nej		Ja	
Lager	Nej	Ja	Nej	Ja	Nej	Ja
<b>EL</b>						
Kritisk eloverløb	1423	1464	1416	1449	1389	1426
Eksportérbart eloverløb	5453	5506	5446	5501	5382	5447
Elproduktion	31745	31840	31732	31820	31641	31743
Stabilisering	573	571	675	569	598	595
Kondensproduktion	3214	3167	3184	3162	3266	3245
Decentral kraftvarme	7651	7764	7634	7752	7439	7563
<b>Brændsel</b>	50270	50369	50253	50338	50230	50338
<b>Varme</b>						
Decentral kraftvarme	9864	10009	9825	9972	9572	9733
Decentrale kedler	636	491	675	520	928	767

**Tabel 4.5:** Oversigt over en række nøgleværdier for energiomsætningen i et aggregeret og et 10 værks scenario for Jylland-Fyn.

<b>Uden udetid Uden lager</b>	<b>Aggregeret [GWh]</b>	<b>10 værks [GWh]</b>	<b>Differens [GWh]</b>
<b>EL</b>			
Kritisk eloverløb	1423	1416	-7
Eksporterbart eloverløb	5453	5446	-7
Elproduktion	31745	31732	-13
Nødvendig stabilisering	573	675	-1
Kondensproduktion	3184	3184	0
Decentral kraftvarme	7651	7634	-14
<b>Brændsel</b>	50270	50253	-17
<b>Varme</b>			
Decentral kraftvarme	9864	9825	-39
Decentrale kedler	636	675	39

***Tabel 4.6:** Sammenligning af energiomsætningen. Aggregeret og 10 værksberegninger uden lagre og uden udetid.*

<b>Uden udetid Med lager</b>	<b>Aggregeret [GWh]</b>	<b>10 værks [GWh]</b>	<b>Differens [GWh]</b>
<b>EL</b>			
Kritisk eloverløb	1464	1449	-15
Økonomisk eloverløb	5506	5501	-5
Elproduktion	31840	31820	-20
Nødvendig netstabilisering	571	569	-2
Kondensproduktion	3167	3162	-5
Decentral kraftvarme	7764	7752	-12
<b>Brændsel</b>	50369	50338	-31
<b>Varme</b>			
Decentral kraftvarme	10009	9972	-37
Decentrale kedler	491	528	37

***Tabel 4.7:** Sammenligning af energiomsætningen. Aggregeret og 10 værksberegninger med lagre og uden udetid.*

Som det fremgår af tabel 4.6 og 4.7 er resultatet af beregningerne praktisk taget ens for så vidt angår forskellen mellem beregningsmetoderne. Forskellen begrænser sig til en lidt mindre kraftvarmeproduktion på de decentrale værker i 10-værksberegningerne.

Med denne konstatering, at de aggregerede beregninger og de korresponderende disaggregerede beregninger faktisk giver samme resultat, når der ikke modelleres udetider, er det i det følgende valgt alene at sammenholde

de disaggregerede beregninger med og uden udetider, for at undersøge udetidernes betydning for energiomsætningen.

#### 4.4.4 Sammenligning med lager uden udetider

Der flyttes som ventet produktion fra de decentrale kraftvarmeenheder over på kedler som følge af kraftvarmeenhedernes udetider. Tallene angives i tabel 4.8.

Elproduktionen på de decentrale kraftvarmeværker falder med 189 GWh (2,4% af den decentrale elproduktion) som følge af inddragelse af udetid. Samtidig hermed stiger elproduktionen på de centrale værker til netstabilisering og kondensproduktion. Det samlede fald i elproduktionen er herefter på i alt 77 GWh. Da modellerne dækker hele det jysk-fynske elforbrug, er disse 77 GWh også identiske med reduktionen i eloverløbet.

Varmeproduktionen på kraftvarmeenhederne falder med 239 GWh svarende til 2,3% af den totale varmeproduktion, som nu i stedet overtages af kedlerne.

Med Lager	Uden udetid [GWh]	Med udetid [GWh]	Differens [GWh]
<b>EL</b>			
Kritisk eloverløb	1449	1426	-23
Eksporterbart eloverløb	5501	5447	-54
Elproduktion	31820	31743	-77
Nødvendig netstabilisering	569	595	26
Kondensproduktion	3162	3245	83
Decentral kraftvarme	7752	7563	-189
<b>Brændsel</b>	50338	50336	-2
<b>Varme</b>			
Decentral kraftvarme	9972	9733	-239
Decentrale kedler	528	767	239

*Tabel 4.8: Sammenligning af energiomsætningen 10 værksberegninger med lagre med/uden udetid*

#### 4.4.5 Sammenligning uden lager med udetider

Hvis de tilsvarende beregninger med varmelagre sammenholdes, nemlig en overflytning af varmeproduktion fra kraftvarmeenheder til kedler, vil tendensen være den samme. I denne situation svarer det til 2,3 % af de samlede varmebehov i de decentrale områder. Resultatet er vist i tabel 4.9

De decentrale værker producerer 198 GWh mindre end i beregningen uden udetid. Dette fald modvirkes i noget omfang af, at elproduktionen som følge af nødvendig produktion af hensyn til netstabilisering samt øget kondens-

produktionen på de centrale kraftværker. Det samlede resultat er, at eloverløbet og den samlede elproduktion falder med 91 GWh.

Modelleringen af udetider medfører, at kedlernes produktion øges med 253 GWh, hvilket medfører, at kedelproduktionsandelen af den samlede decentrale varmeproduktion øges med 2,4 %.

<b>Uden Lager</b>	<b>Uden udetid [GWh]</b>	<b>Med udetid [GWh]</b>	<b>Differens [GWh]</b>
<b>EL</b>			
Kritisk eloverløb	1416	1389	-27
Eksportbart eloverløb	5446	5382	-64
Elproduktion	31732	31641	-91
Nødvendig netstabilisering	572	598	26
Kondens produktion	3184	3266	82
Decentral kraftvarme	7637	7439	-198
<b>Brændsel</b>	50253	50230	-23
<b>Varme</b>			
Decentral kraftvarme	9825	9572	-253
Decentrale kedler	675	928	253

***Tabel 4.9:** Sammenligning af energiomsætningen 10-værksberegning uden lagre og hhv. med og uden udetid.*

#### **4.4.6 Delkonklusion**

Det er beregnet, at den aggregerede model og 10-værksmodellerne uden modellering af udetider kommer til nogenlunde samme værdier.

Sammenholdes dernæst 10-værksmodellerne er hovedresultatet, at kedelproduktionens afhængighed af udetider er ca. 2,4% af den samlede varmeproduktion i situationen uden varmelagre. Indsættes lagre vil disse i begrænset omfang kunne modvirke kedelproduktionen. I denne situation er procent-satsen 2,3%. Med andre ord betyder det en manglende modellering af udetider, en undervurdering af kedlernes andel af varmeproduktionen på 2-3%.

Det er tidligere vist, at energyPRO og EnergyPLAN kommer til de samme resultater på den aggregerede model. Da den aggregerede model med og uden lagre kommer til stort set det samme resultat som de korresponderede 10-værksmodeller, kan det forsigtigt antages, at EnergyPLAN undervurderer kedelproduktionen med ca. 2,5 %, før en evt. kalibrering herfor.

#### **4.5 Betydning af udetider m.m. - De decentrale anlæg opdelt i fem lokaliteter skaleret op fra fem konkrete værker**

I dette afsnit beskrives resultaterne fra to modeller opstillet og beregnet vha. energyPRO. Modellerne er opstillet med udgangspunkt i referenceberegningen Eltra 2020 fra det foregående afsnit 4.3. I de to modeller er de decentrale værker erstattet med hhv.:

- a) fem konkrete værker (med i alt 10 KV-enheder), herefter benævnt "5-værk" og
- b) et gennemsnitsværk, som er summen af disse fem værker, herefter benævnt "Gennemsnitsværk".

De fem værker er som nævnt udvalgt tilfældigt, forstået således, at det drejer sig om anlæg, hvor de nødvendige tekniske data var til rådighed.

De fem værker er opskaleret således, at de tilsammen dækker et varmeforbrug svarende til de samlede varmebehov for de decentrale kraftvarmeværker. Som i afsnit 4.4, er modelleringen af de centrale værker fastholdt uændret.

I det følgende antages energyPRO-beregningen uden udetid og med fuld adgang til dellast at være identisk med EnergyPLAN beregningen, herefter benævnt EnergyPLAN beregningen. Afdækningen af betydningen af udetider og dellast findes derfor ved at sammenholde denne EnergyPLAN beregning med 5-værks modellen, hvori anlæg er disaggregerede og har udetider og/eller ikke har adgang til dellast.

##### **4.5.1 Energibehov og produktionskapaciteter**

Ved opstillingen af de to modeller er anvendt de data, som fremgår tabel 4.10. Ved 5-værks modellen er der taget udgangspunkt i de aktuelle installerede kapaciteter mm. på kraftvarmeværkerne i hhv. Dronninglund, Rye, Øster Hurup, Hou og Sønderholm. Ved anlæg med flere motorer er hver motor modelleret særskilt.

Disse værdier er herefter opskaleret for at indpasse dem i referencemodellen. Den anvendte skaleringsfaktor er bestemt som forholdet mellem varmebehovet for de decentrale værker (10,5 TWh) og varmeforbruget af værk for 5 anlæg (63,3 GWh). Denne faktor er herefter anvendt ved skaleringen af alle effekter og lagerstørrelser, jvf. tabel 4.10.

	Solgt varme	Nettab	An net leverance	Antal KV-enheder	El-effekt	Varme-effekt	Indfyret	Akkumulerings-tank
Uskaleret	[MWh/år]	[MWh/år]	[MWh/år]	[Stk]	[kW]	[kW]	[kW]	[m <sup>3</sup> ]
Dronninglund	28000	8000	36000	4	871	1482	2604	700
Rye	5895	1965	7860	2	736	1100	1925	400
Øster Hurup	5000	2550	7550	2	736	1048	1917	450
Hou	4027	1490	5517	1	904	1351	2470	300
Sønderholm	5120	1280	6400	1	1050	1800	3000	320
Gennemsnitsværk	48042	15285	63327	1	7646	12327	21653	2170

Skaleret	[GWh/år]	[GWh/år]	[GWh/år]	Stk	[MW]	[MW]	[MW]	[m <sup>3</sup> ]
Dronninglund	4642,6	1326,4	5969,0	4	144,4	245,7	431,8	116100
Rye	977,4	325,8	1303,2	2	122,0	182,4	319,2	66300
Øster Hurup	829,0	422,8	1251,8	2	122,0	173,8	317,9	74600
Hou	667,7	247,1	914,8	1	149,9	224,0	409,5	49700
Sønderholm	848,9	212,2	1061,2	1	174,1	298,5	497,4	53100
Gennemsnitsværk	7965,7	2534,3	10500,0		1389,8	2217,7	3908,0	369800

**Tabel 4.10:** Anlægs kapaciteter på de enkelte værker.

Ved opstillingen af energyPLAN-beregningen er anvendt værdier for "Gennemsnitsværk".

Sammenholdes disse kapaciteter med værdierne fundet i afsnit 4.2, er resultatet, at for varmelagrenes vedkommende, at de fem virkelige anlæg har en størrelse på mellem 5 og 10 fuldlasttimer i lageret og er dermed i overensstemmelse med konklusionerne i (COWI, 2002).

Udetiderne er modelleret efter de samme principper som beskrevet i det foregående afsnit med 10-værksberegninger, dvs. 12 udedage pr. anlæg pr. år og ikke overlappende. Hver enkelt kraftvarmeenhed har sin specifikke udetid. Det vil f.eks. sige, at de fire motorer i Dronninglund modelleres ude på skift.

#### 4.5.2 Sammenligning uden udetider

I tabel 4.11 sammenholdes 5-værks- og gennemsnitsberegningerne, begge uden inddragelse af udetider. Som det fremgår af den disaggregerede 5-værks beregning, kommer kedlerne ikke ind i fire af de fem byer. I den sidste by, Dronninglund kommer kedlerne ind med en andel på 2,6 %, hvilket svarer til 1,5% af varmeproduktionen for de fem værker set under et.

Endvidere bemærkes, at eloverløbet er større ved gennemsnitsværket end ved 5-værksberegningen. Dette er ikke overraskende, idet den varme, der produceres på kedler i stedet for på kraftvarmeenheder, fjerner en potentiel eloverløbsproduktion.

Uden udetid Fem værker	Varmeproduktion				Eloverløb
	Kraftvarme [GWh]	Kedel [GWh]	Kraftvarme [%]	Kedel [%]	Kritisk/ Eksporterbart [GWh]
Dronninglund <sup>1)</sup>	5816	153	97,4	2,6	
Rye <sup>1)</sup>	1303	0	100,0	0,0	
Øster Hurup <sup>1)</sup>	1252	0	100,0	0,0	
Hou <sup>1)</sup>	915	0	100,0	0,0	
Sønderholm <sup>1)</sup>	1061	0	100,0	0,0	
I alt for fem værker	10347	153	98,6	1,5	1186/4882
Gennemsnitsværk	10500	0	100,0	0	1209/4951

<sup>1)</sup> Opskalerede anlæg ej dellastende.

**Tabel 4.11:** 5-værksmodelberegninger uden udetider samt gennemsnitsværk.

#### 4.5.3 Sammenligning af 5-værksberegning med udetid med gennemsnitsværksberegning uden udetid

Indføres udetider på de fem værker kommer kedlerne ind i højere grad. Resultaterne kan ses i tabel 4.12. Nu er det kun Øster Hurup, der med to kraftvarmeenheder og et stort varmelager i beregningen helt kan undgå at køre kedeldrift. Kedlernes andel af varmeproduktionen bliver i denne samlet på 2,4% sammenholdt med de 1,5% bestemt ved 5-værksberegningen uden udetid. Det ses også, at eloverløbet nu er faldet yderligere.

Med udetid Fem værker	Varmeproduktion				Eloverløb
	Kraftvarme [GWh]	Kedel [GWh]	Kraftvarme [%]	Kedel [%]	Kritisk/ Eksporterbart [GWh]
Dronninglund <sup>1)</sup>	5769	200	96,7	3,3	
Rye <sup>1)</sup>	1298	5	99,6	0,4	
Øster Hurup <sup>1)</sup>	1252	0	100,0	0,0	
Hou <sup>1)</sup>	894	21	97,7	2,3	
Sønderholm <sup>1)</sup>	1033	28	97,3	2,7	
I alt for 5 værker	10246	254	97,6	2,4	1167/4862
Gennemsnitsværk <sup>2)</sup>	10500	0	100,0	0	1209/4951

<sup>1)</sup> Opskalerede anlæg ej dellastende.

<sup>2)</sup> Uden udetider

**Tabel 4.12:** 5-værksmodelberegninger med udetider samt gennemsnitsværk.

Hvis kraftvarmedækningsgraden, der er beregnet for de fem beregnede værker sammenholdes med de værker, der er anvendt på figur 4.1 og 4.2 ses det, at Dronninglund, der med en kraftvarmedækningsgrad på 0,96-0,97 ligger i den nederste/midterste del af området med den højeste koncentration af anlæg, mens de øvrige fire som tilsammen repræsenterer en varmeproduk-

tion af tilsvarende størrelse med en kraftvarmedækningsgrad på 0,97-1,00 ligger i den midterste/øverste del af den høje koncentration af anlæg. Dette indikerer, at de fem værker ikke i væsentlig grad er forskellige fra øvrige danske værker, og er dermed repræsentative.

#### **4.6 Delkonklusion**

Der er en række forhold på de enkelte kraftvarmeværker, som medfører, at man skal være forsigtig med at aggregere alle decentrale kraftvarmeværker til et enkelt værk.

Af afsnit 4.2 fremgår det, at der er en stor spredning på dimensionerne af de enkelte danske kraftvarmeværker set i relation til varmebehovet. Nogle dækker praktisk taget hele varmebehovet, mens andre dækker væsentligt mindre. Herudover er der også forskel på lagrenes størrelse relativt til produktionen.

Med denne konstatering som udgangspunkt er der foretaget en vurdering af, hvilke betingelser en aggregering kan foretages under. Til dette formål er foretaget beregninger med EnergyPLAN og energyPRO. Sidstnævnte er anvendt til at afdække aggregeringsproblematikken.

I begge værktøjer er indledningsvis opstillet en model af et referencesystem i det jysk-fynske område i 2020. I begge modeller er de decentrale kraftvarmeværker aggregeret til ét anlæg. På dette beregningseksempel kommer modellerne til samme resultat.

Derefter er der i energyPRO foretaget en disaggregering af den del af energisystemet, der udgøres af de decentrale kraftvarmeværker. Alt andet er fastholdt. Dette er foretaget på to forskellige måder. Dels med 10 forskellige anlæg med en spredning på virkningsgrader, nettab mm., dels med udgangspunkt i fem tilfældige konkrete anlæg.

I begge eksempler er hovedresultatet, at kraftvarmeproduktionen i den aggregerede model undervurderer kedelproduktionen med ca. 2,5 % af den samlede varmeproduktion på de decentrale kraftvarmeværker. Det er i al væsentlighed udetiden, som har størst betydning for denne procentsats.

Som konsekvens af ovennævnte analyser er EnergyPLAN modellen som beskrevet i kapitel 3 modificeret med en beregningsalgoritme, hvor der kan tages hensyn til udetider mv. ved forlods at tillægge kedlerne en vis procentdel af fjernvarmeproduktionen. I analyserne er denne angivet til 2,5 procent





# 5

## Alternative strategier for regulering af effektbalance

Formålet med dette kapitel er at modellere betydningen af de teknologiske løsningsforslag i form af alternative effektbalance reguleringsstrategier, som er beskrevet i kapitel 2.

Der er taget udgangspunkt i referencesystemet fra kapitel 3, som repræsenterer Eltra-området i år 2020. Dette system repræsenterer dels et reference-scenarior, et reference *energisystem* og en reference-regulering. I de følgende analyser ændres der ikke på selve *scenariet*, forstået som fastlæggelsen af de enkelte behov for el, varme og øvrige energiydelser. Derimod ændres der dels på *energisystemet* og dels på *reguleringen*. I forhold til reference-*energisystemet* ændres andelen af kraftvarmeværker, effektiviteten på elproducerende anlæg samt elektrificering af transporten. I forhold til reference-*reguleringen* ændres reguleringen af kraftvarmeværker m.v. som beskrevet i kapitel 2.

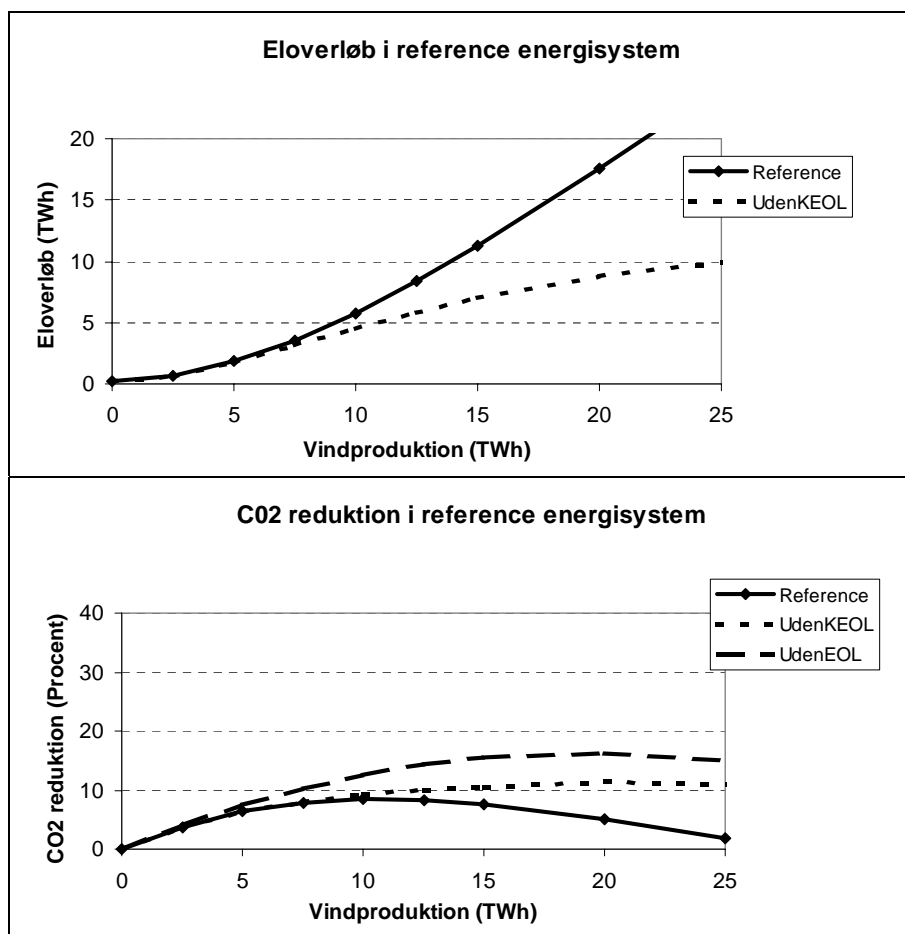
Formålet er at analysere forskellige *energisystemers* og forskellige *reguleringssystemers* evne til at integrere og nyttiggøre vindkraften. Som indikator er valgt dels evnen til at undgå eloverløb og dels evnen til at bidrage til nedbringelse af det samlede energisystems CO<sub>2</sub>-emission.

Alle analyserne er foretaget for en installeret vindeffekt på mellem 0 og ca. 7000 MW, således at vind-inputtet varieres fra 0 til 25 TWh. Dette svarer til fra 0 til ca. 100% af elforbruget (24,87 TWh). CO<sub>2</sub>-reduktionen er angivet i procent målt i forhold til CO<sub>2</sub>-emissionen i referencen *uden* vindkraft (27,77 Mton).

### 5.1 Referenceenergisystemet

Indledningsvist er analyserne foretaget på referenceenergisystemet og med referencereguleringen (dvs. den nuværende regulering af anlæggene karakteriseret ved at kraftvarmeværkerne ikke regulerer efter variationer i vindkraft). Resultatet er vist i figur 5.1.

Systemet er gennemregnet i tre situationer hvad angår behandlingen af kritisk eloverløb. I den ene (reference) er kritisk eloverløb ikke undgået. Det forudsættes med andre ord, at transmissionsnettet udbygges, så alt eloverløb kan eksporteres. I de to øvrige er der sammenlignet med en situation hvor hhv. kritisk eloverløb (udenKEOL) og hele eloverløbet (udenEOL) nyttiggøres indenlandsk.



**Figur 5.1:** Referencesystemets evne til at nyttiggøre vindkraften illustreret som dels evnen til at undgå eloverløb og dels evnen til at opnå CO<sub>2</sub>-reduktion, her målt som procent af emissionen af det samlede energiforbrug.

Som det ses, er der i dette udgangspunkt indbygget væsentlige hindringer i forhold til at nyttiggøre vindkraften. Således opstår der et eloverløb på 2 TWh, når vindkraften udgør 5 TWh, og eloverløbet stiger til 6 TWh for 10 TWh vindkraft. I et system uden transmissionsflaskehalse (Referencen) kommer den indenlandske CO<sub>2</sub>-reduktion kun lige over 10% i det samlede

system. Det skal bemærkes, at der her alene er tale om den indenlandske CO<sub>2</sub>-emission. Eloverløbet vil kunne give anledning til yderligere CO<sub>2</sub>-emission uden for systemet (i udlandet).

Når vindkraften overstiger 10 TWh forhindres yderligere CO<sub>2</sub>-reduktion (kurven falder igen), idet større og større vindkraft medfører større og større krav til netstabilisering fra kraftværkerne. I det åbne system hindres indenlandsk CO<sub>2</sub>-reduktion således, når denne virkning overstiger virkningen fra CO<sub>2</sub>-reduktion fra nyttiggjort vindkraft.

Eloverløbet kan imidlertid også omsættes til CO<sub>2</sub>-reduktion. Dette er illustreret med de to stiplede kurver i figur 5,1, hvor det kritiske hhv. hele eloverløbet anvendes til indenlandske brændselsbesparelser ved at sænke elproduktionen fra kraftvarme-værkerne og herefter indkoble elpatroner. I et lukket system vil alt eloverløbet skulle omsættes på denne måde.

Skal det kritiske hhv. hele eloverløbet anvendes på denne måde kræver det en væsentlig kapacitet på elpatroner (og/eller by-pass af turbiner). Ved 50% vindkraft kræves der således ca. 2000 MW elpatron for at undgå kritisk eloverløb hhv. ca. 3400 MW for at undgå hele eloverløbet.

## **5.2 Alternative energisystemer**

Figur 5.1 gælder reference-energisystemet, som er karakteriseret ved et elforbrug på 24,87 TWh og et fjernvarmebehov ved kraftvarmesystemerne på 21,21 TWh. Givet dette energisystem illustrerer figur 5.1 evnen til at nyttiggøre vindkraften. Imidlertid bør en yderligere udbygning af vindkraften ses i sammenhæng med og i forhold til andre måder at nedbringe den samlede CO<sub>2</sub>-emission på.

I forhold til reference-energisystemet er der derfor defineret følgende tre alternativer energisystemer, hvor der er foretaget tre grundlæggende systemforbedringer udvalgt efter evne til at nedbringe CO<sub>2</sub>-emissionen yderligere. Det ene initiativ er en yderligere udbygning med kraftvarme. Det andet er en delvis elektrificering af transporten, og det tredje er en overgang til brændselsceller, her eksemplificeret ved bedre elnyttevirkninger og dermed større mængder varmebunden elproduktion.

### ***Mere kraftvarme(Ref 50 KV)***

Yderligere udbygning med kraftvarme kan gøres på flere måde. De resterende kedelbaserede fjernvarmeområder kan omlægges til kraftvarme, og individuelle fyr i husholdninger og i industrien kan erstattes af kraftvarmeanheder ved etablering af nye fjernvarmeområder og/eller som minikraftvarme hhv. industriel kraftvarme.

I reference-energisystemet er der i industrien et brændselsforbrug på 12,2 TWh. Forudsættes en virkningsgrad på 80%, svarer det til et proces-varmebehov på 9,8 TWh. Tilsvarende kan fjernvarmepotentialet i husholdningerne (med en kedelvirkningsgrad på 70% og en termisk netvirkningsgrad på 75%) estimeres til 11,7 TWh. Potentialet i allerede eksisterende fjernvarmeområder uden kraftvarme udgør derudover 2,30 TWh. Alt i alt er varmpotentialet således 23,8 TWh.

I det følgende er der defineret et alternativt energisystem, hvor kraftvarmen er øget med 50% fra 21,21 TWh til 31,82 TWh. Forøgelsen udgør 10,61 TWh svarende til ca. 45% af potentialet. Forøgelsen er fordelt forholdsmæssigt efter størrelse mellem fjernvarmeområder, husholdninger og industri. Forøgelsen er indregnet som decentral kraftvarme på samme måde som i reference-energisystemet. Dog er kapaciteten på kraftvarmeenhederne forhøjet og elvirkningsgraden forøget fra 38% til 40%.

#### ***Elektrificering af transporten (RefTrans)***

Der er store muligheder for CO<sub>2</sub>-besparelser ved at omlægge dele af transportens brændselsforbrug til el (enten via batterier eller via brint). Her er analyseret et energisystem, hvor der er taget udgangspunkt i Nielsen & Jørgensen 2000. Denne rapport definerer et energisystem for år 2030, hvor en stor del af Danmarks køretøjer under 2 tons omlægges til en kombination af batteri- og brint-køretøjer. Iflg. rapporten vil der med et elforbrug på 7,3 TWh kunne erstattes 20,83 TWh olie. Dette resultat er her omregnet ift. Eltra-området, og er derfor indarbejdet med ekstra elforbrug på 4,4 TWh og en brændselsbesparelse 12,56 TWh svarende til en omlægning af ca. 40% af transportens samlede brændselsforbrug i referenceenergisystemet.

#### ***Omlægning til brændselsceller (RefBC)***

Indførelsen af brændselsceller vil betyde mulighed for væsentligt bedre elnyttevirkninger. Konkret er det valgt at sætte alle kraftværker til 55% elnyttevirkning og alle kraftvarmeværker til 50% elnyttevirkning og 40% varmenyttevirkning.

#### ***Alle tre tiltag samlet (RefAlle)***

Endelig er der regnet på et system, hvor alle tre initiativer gennemføres samlet. Tabel 5.1 giver en oversigt over referencen og de fire alternative energisystemer.

I første omgang er de alternative energisystemer gennemregnet og sammenlignet med reference-energisystemet i en version uden vindkraft. Resultatet fremgår af Bilag 5.1. For alle systemerne er mængden af biomassebrændsel fastholdt på reference-energisystemets niveau. Alle

systemændringer reducerer brændselsforbruget og dermed CO<sub>2</sub>-emissionen, men har forskellig påvirkning af eloverløbet. En forøgelse af kraftvarmeandelen eller elnyttevirkningerne øger eloverløbet, mens elektrificeringen af transporten mindsker eloverløbet.

	Reference	Ref50KV	RefTrans	RefBC	Refalle
Elforbrug	24,87 TWh	24,87 TWh	24,87 TWh	24,87	24,87 TWh
Kraftvarme	21,21 TWh	31,82 TWh	21,21 TWh	21,21	31,82 TWh
El til transport	-	-	4,4 TWh	-	4,4 TWh
Nyttevirkninger	38/39/50	38/39/50	38/39/50	55/60	55/60

**Tabel 5.1:** Oversigt over referencesystemet og de fire alternative energisystemer.

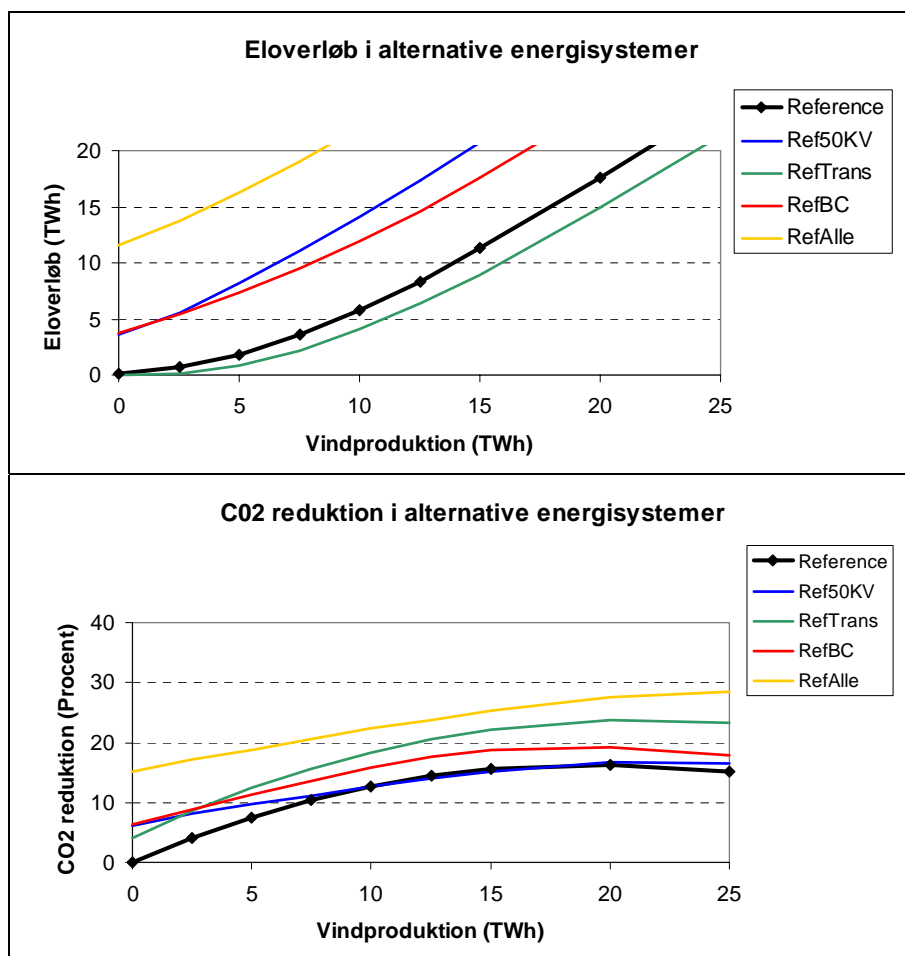
Herefter er de alternative energisystemers evne til at nyttiggøre vindkraften analyseret for vindkraftinput fra 0 til 25 TWh. Resultatet er illustreret i figur 5.2 igen i form af eloverløb og CO<sub>2</sub>-reduktion. CO<sub>2</sub>-reduktionen gælder i et lukket system, hvor alt eloverløb som tidligere beskrevet er forsøgt anvendt til brændselsreduktion i rækkefølgen: Først erstattes kraftvarme med kedler, så anvendes elpatroner, og til sidst nedreguleres vindmøller.

Det generelle billede er, at mere kraftvarme og bedre elnyttevirkninger (Brændselsceller) øger eloverløbet, mens elektrificering af transporten mindsker eloverløbet. I udgangspunktet (uden vindkraft) medvirker alle tiltag til at reducere CO<sub>2</sub>-emissionen. Denne evne fastholdes og udbygges for stigende vindkraftproduktion, men virkningen er aftagende.

Gennemføres alle initiativer påvirkes eloverløbet i stærkt stigende retning. Dette skyldes især, at kombinationen af mere kraftvarme og bedre elnyttevirkning medfører en væsentlig forøgelse af den varmbundne elproduktion.

Det generelle billede er, at mere kraftvarme og bedre elnyttevirkning (brændselsceller) øger eloverløbet, mens elektrificering af transporten mindsker eloverløbet. I udgangspunktet (uden vindkraft) medvirker alle tiltag til at reducere CO<sub>2</sub>-emissionen. Denne evne fastholdes og udbygges for stigende vindkraftproduktion, men virkningen er aftagende.

Gennemføres alle initiativer påvirkes eloverløbet i stærkt stigende retning. Dette skyldes især, at kombinationen af mere kraftvarme og bedre elnyttevirkning medfører en væsentlig forøgelse af den varmbundne elproduktion.



*Figur 5.2: De tre alternative energisystemers evne til at nyttiggøre vindkraft sammenlignet med referencen.*

### 5.3 Definition af alternative reguleringsystemer

I alle de foregående beregninger er det i reference reguleringsystemet forudsat, at kraftvarmeværkerne alene regulerer efter varmebehovet, og at kun de centrale kraft- og kraftvarmeværker er netstabiliserende. Ligeledes er det forudsat, at elforbruget ikke inddrages i reguleringen, heller ikke et eventuelt ekstra forbrug til transportformål.

I forhold til dette referencereguleringsystem er der til brug for de efterfølgende analyser defineret en række alternative reguleringsystemer (Jf. gennemgangen i kapitel 2)

Reguleringssystemerne kan opdeles i to hovedgrupper, som kan anvendes hver for sig eller samlet. I den ene inddrages de decentrale kraftvarmeværker i reguleringen. I den anden inddrages elforbruget i reguleringen.

Når de decentrale kraftvarmeværker inddrages i reguleringen ved at sænke produktionen, når der er for meget vindkraft, kan dette enten realiseres ved at varmeproduktionen overtages af spidslastkedlerne, eller der kan investeres yderligere i enten elpatroner eller varmepumper, hvorved fleksibiliteten øges.

Når elforbruget inddrages i reguleringen, kan det også omfatte et eventuelt elforbrug til transportformål. Her er det valgt at analysere et system, hvor 10% af elforbruget gøres fleksibelt indenfor tidsrammerne af et døgn. I det energisystem, hvor transporten elektrificeres er det valgt at regne på en situation, hvor den ene halvdel kan fordeles indenfor et døgn og den anden halvdel indenfor en uge. Tabel 5.2 giver en oversigt over de alternative reguleringssystemer.

Hovedgruppe	Navn	Beskrivelse	Ekstra investering
Decentral KV-værker inddrages i reguleringen	DKVregKedel	Varmeproduktion overtages af kedler	Ingen
	DKVregEP	Varmeproduktion overtages af elpatron	350 MW elpatron
	DKVregVP	Varmeproduktion overtages af varmepumper	350 MW <sub>el</sub> <sup>4</sup> varmepumpe
Elforbrug Inddrages i reguleringen	Freg10	10% af elforbruget omlægges til fleksibelt forbrug	
	FregTrans	El til transportformål omlægges til fleksibelt forbrug	500 MW <sup>5</sup> hydrolyseanlæg/batterioplader

**Tabel 5.2:** Oversigt over alternative reguleringssystemer mhp. bedre indpasning af vindkraft i 2020.

De fleste af de i tabel 5.2 nævnte reguleringssystemer er analyseret i to udgaver hhv. med og uden inddragelse af de aktive komponenter i netstabiliseringsopgaverne jf. beskrivelsen i kapitel 2. (Se tabel 5.3)

<sup>4</sup> I de alternativer, hvor kraftvarmen udvides, er der regnet med 600 MW varmepumpe. Til gengæld er der tilsvarende sparet 600 MW kraftværkskapacitet.

<sup>5</sup> Der er regnet med i alt 1000 MW hydrolyseanlæg/batterioplader i både situationen med og uden regulering. Uden regulering er elforbruget fortsat afsat i nattetimerne. Hvis opladningen/hydrolysen fordeles jævnt, kan situationen uden regulering gennemføres med 500 MW.



Reference netstabilisering	DKV inddrages	Vindkraft inddrages
Central kraftvarme og central kondens er netstabiliserende Rullende reserve 350 MW på centrale værker	Decentral kraftvarme, central kraftvarme og central kondens er netstabiliserende Rullende reserve: 200 MW på centrale værker	Decentral kraftvarme, central kraftvarme og central kondens er netstabiliserende. Vindkraft delvist netstabiliserende (50%) Rullende reserve: 200 MW på centrale værker

**Tabel 5.3:** Definition af forskellige netstabiliseringsalternativer.

#### **5.4 Analyse af inddragelse af decentrale værker i reguleringen**

Indledningsvist er inddragelse af de decentrale kraftvarmeværker i reguleringen analyseret i de tre nævnte udgaver, hvor varmeproduktionen delvist overtages af hhv. kedler, elpatroner eller varmepumper. (I det følgende benævnt hhv. DVKregK, DVKregEP og DVKregVP).

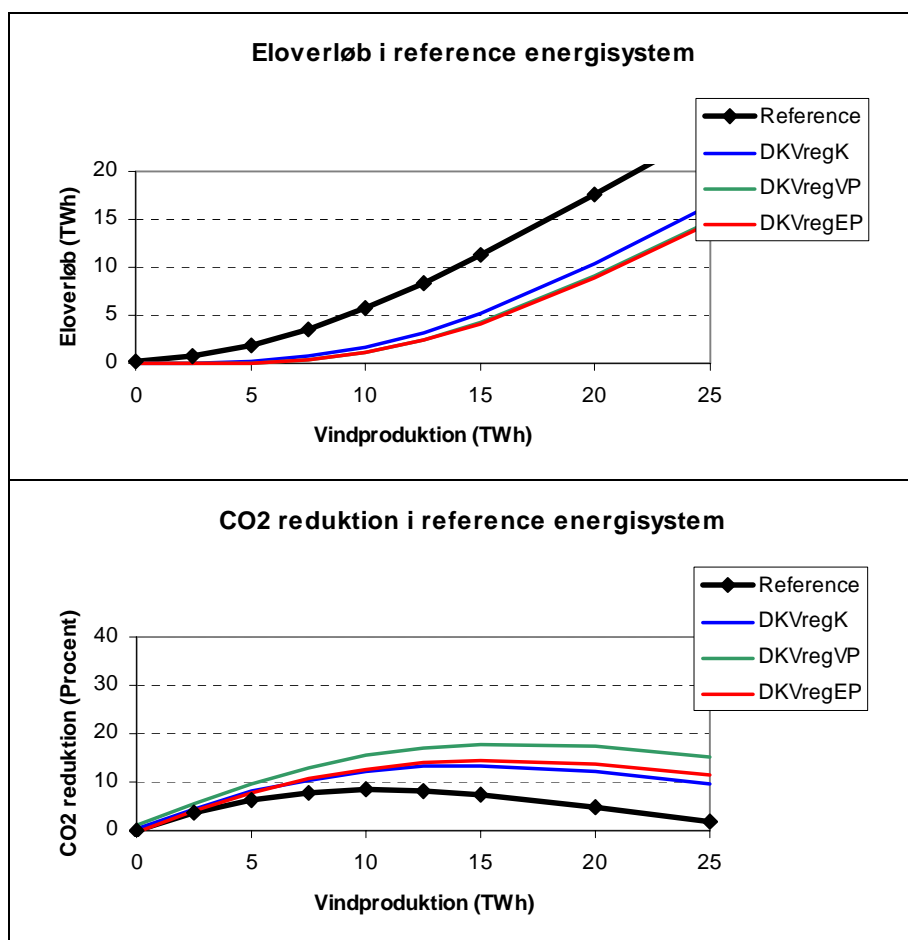
De to første løsninger indebærer de færreste investeringer, men medfører alt andet lige et større brændselsforbrug og dermed en større CO<sub>2</sub>-emission. Med varmepumperne opretholdes brændselseffektiviteten fra kraftvarmesystemet. Til gengæld er investeringen større.

Resultatet af analysen er illustreret i figur 5.3. Som det ses, kan en væsentlig større del af vindkraften nyttiggøres med disse systemer i forhold til systemet vist i figur 5.1. Ved f.eks. en vindkraftproduktion på 10 TWh kan eloverløbet sænkes fra 6 TWh i referencen til 2 TWh og derunder, når de decentrale værker inddrages i reguleringsopgaven. Hvis der anvendes varmepumper, kan der opnås en CO<sub>2</sub>-reduktion i det samlede indenlandske energisystem på 15% mod 8% for reference-reguleringssystemet. Hvis der anvendes elpatroner eller kedler, nedbringes CO<sub>2</sub>-emissionen kun med ca. 12%. Hvis der betragtes et lukket system, hvor alt eloverløb anvendes til at erstatte kedelproduktion via neddrøsling af kraftvarmeenheder og elpatroner, forsvinder CO<sub>2</sub>-reduktionsfordelen stort set for alternativerne med kedler og elpatroner, mens det reduceres for alternativet med varmepumper. Således kan varmepumpealternativet reducere CO<sub>2</sub>-emissionen med 17%, mens reference-reguleringen og de øvrige alternativer kun kan reducere med knap 14%.

I figur 5.3 deltager de decentrale værker ikke i effektbalancereguleringen. Der er foretaget en række tilsvarende analyser, hvor også de decentrale

værker regnes netstabiliserende. Herved kan eloverløb mindskes og CO<sub>2</sub>-reduktionen øges en lille smule. Der er imidlertid tale om så begrænset en effekt, at den næppe vil kunne begrunde et sådant tiltag.

Det samme gælder de efterfølgende analyser.



**Figur 5.3:** Inddragelse af kraftvarmeværkerne i reguleringen i tre alternativer i referenceenergisystemet. De decentrale værker deltager i effektbalancereguleringen men ikke i netstabiliseringsopgaver.

Resultaterne kan sammenfattes i følgende hovedudsagn:

- Inddragelse af de decentrale værker i effektbalancereguleringen gør at eloverløbet generelt mindskes væsentlig, og helt kan undgås op til en vindkraftproduktion på 7-8 TWh svarende til ca. 30 % af elforbruget.
- Suppleres tiltaget med elpatroner, kan eloverløbet reduceres yderligere.

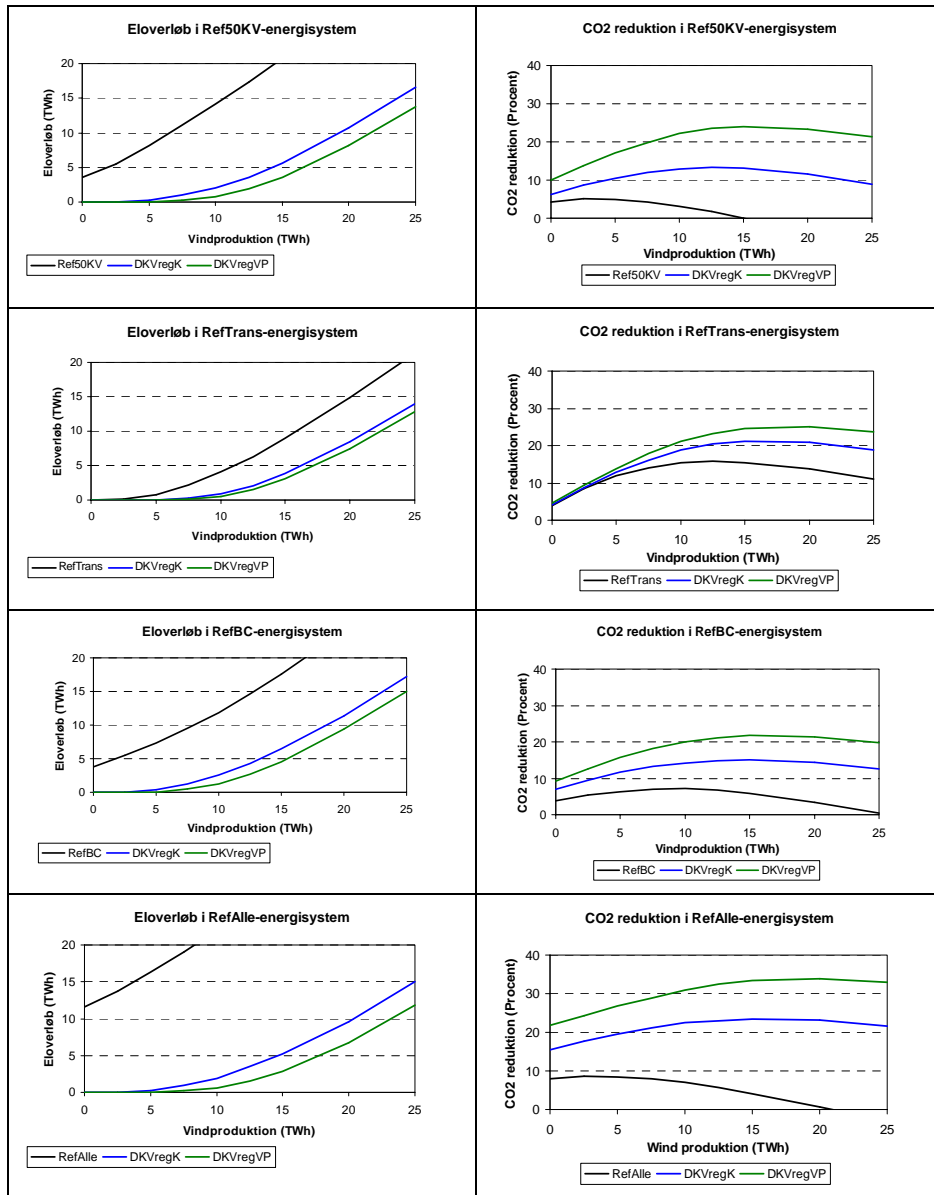
- c) Ovennævnte tiltag kan i et åbent system nedbringe den indenlandske CO<sub>2</sub>-emission svarende til nedbringelsen af eloverløbet. I et lukket system medfører ovennævnte tiltag ingen CO<sub>2</sub>-forbedring ift. reference-reguleringen.
- d) Suppleres tiltaget med varmepumper, mindskes eloverløbet med 1-2 TWh og CO<sub>2</sub>-reduktionen forbedres i størrelsesordenen 5 procentpoint ved vindkraftproduktioner større end 10 TWh.
- e) Det har stort set ingen indflydelse på resultatet, om de decentrale værker regnes som netstabiliserende eller ej.

### ***Regulering med decentral kraftvarme i alternative energisystemer***

Ovennævnte analyser illustrerer mulighederne for at nyttiggøre vindkraften i reference-energisystemet. Figur 5.4 viser tilsvarende resultater, hvis referenceenergisystemet erstattes med et af de tidligere nævnte tre alternative energisystemer med mere kraftvarme og/eller delvis elektrificering af transportområdet.

For overskuelighedens skyld er det valgt udelukkende at regne på to af de tre viste alternative reguleringssystemer, nemlig DKVregKedel og DKVregVP, idet reguleringen med elpatroner ikke har den store effekt.

Som det ses, har inddragelse af de decentrale værker i reguleringen stigende betydning i systemer med større andel kraftvarmeproduktion. Og med varmepumper og netstabilisering kan vindkraften nyttiggøres fuldt ud (ingen eloverløb, ”fuld CO<sub>2</sub>-reduktion”) for vindinput op til ca. 10 TWh svarende til 30% af elforbruget.



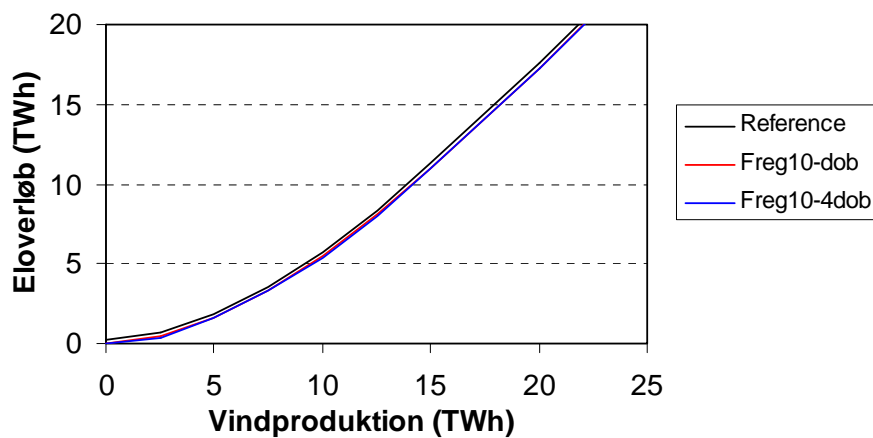
**Figur 5.4:** Inddragelse af de decentrale værker i reguleringen i de tre alternative energisystemer. Referencereguleringen sammenlignes i alle tre tilfælde med regulering af decentrale værker via inddragelse af kedel hhv. varmepumpe.

### 5.5 Analyse af inddragelse af elforbruget i reguleringen

Som nævnt er det valgt at analysere en situation, hvor 10% af elforbruget omlægges til fleksibelt forbrug. EnergyPLAN modellen omfatter mulighed for at analysere tre forskellige måder at placere det fleksible forbrug på, nemlig indenfor et døgn, en uge eller indenfor fire uger. Tilsvarende rummer EnergyPLAN modellen mulighed for at specificere en maksimaleffekt.

Da det næppe er realistisk at gøre ret meget af elforbruget fleksibelt over en periode på op til en uge eller derover, er det valgt udelukkende at analysere fleksibelt forbrug indenfor en tidshorisont af et døgn. Udover en begrænsning i hvor lang tid fleksibiliteten strækker sig over, vil der også typisk være en kapacitetsmæssig begrænsning i, hvor stor en forbrugseffekt der maksimalt kan flyttes. Her er der analyseret en situation med to forskellige maksimaleffekter, nemlig to og fire gange gennemsnitseffekten. Resultatet fremgår af figur 5.5.

**10% af fleksibelt forbrug over 1 døgn  
Eloverløb i Reference-System**



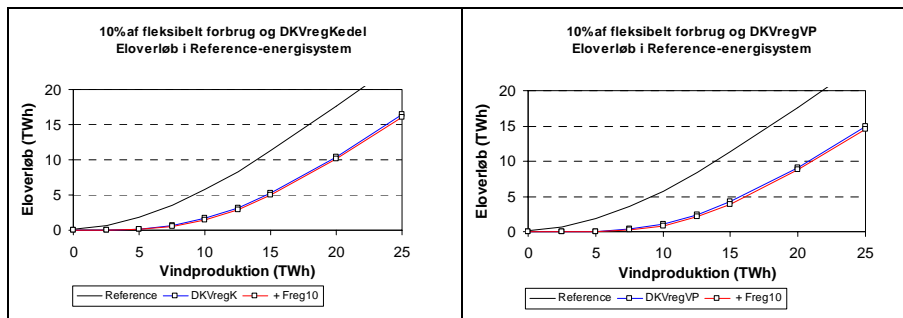
**Figur 5.5:** Påvirkning af eloverløb, hvis 10% af elforbruget gøres fleksibelt over en periode på et døgn for en maksimal-effekt på det dobbelte hhv. det firedobbelte af gennemsnitseffekten.

Som det ses af figur 5.5, har fleksibelt elforbrug (indenfor en ramme på 10%) meget lille betydning for begrænsning af eloverløbet i referencen. Det

har stort set ingen betydning, om maksimaleffekten er mere end det dobbelte af gennemsnitseffekten på det fleksible forbrug.

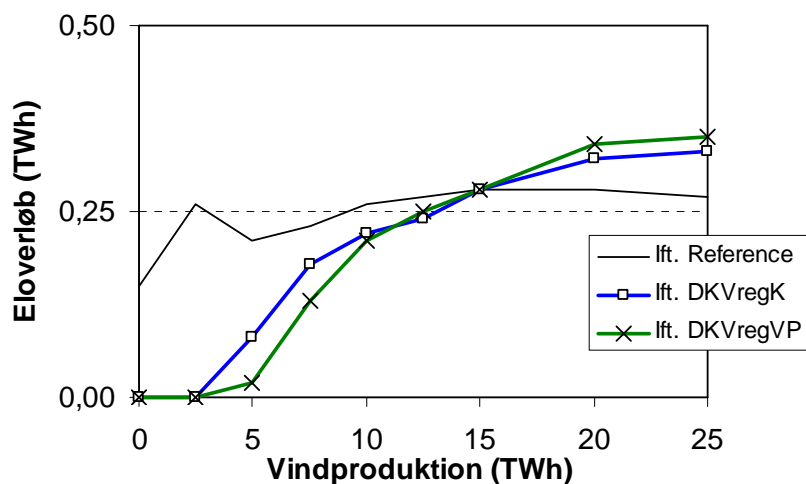
I figur 5.6 er der foretaget en analyse af fleksibelt forbrug ift. regulering med decentral kraftvarme. Som det ses, har tiltaget fleksibelt elforbrug kun begrænset betydning også i denne sammenhæng.

I figur 5.7 er den marginale virkning fra fleksibelt elforbrug udskilt for de tre analyser. Som det ses, nedbringer tiltaget eloverløbet svarende til 1% af elforbruget stort set uafhængigt af størrelsen af vindinputtet og de øvrige reguleringstiltag. Dog kræver virkningen et vist eloverløb, hvorfor der ikke er nogen virkning ved små vindinput i systemerne, hvor de decentrale værker allerede er inddraget i reguleringen og har fjernet eloverløbet.



**Figur 5.6:** Påvirkning af eloverløb, hvis 10% af elforbruget gøres fleksibelt samtidig med at de decentrale værker inddrages i reguleringen. Til venstre sammen med DKVregK (uden netstabilisering). Til højre sammen med DKVregVP (med netstabilisering).

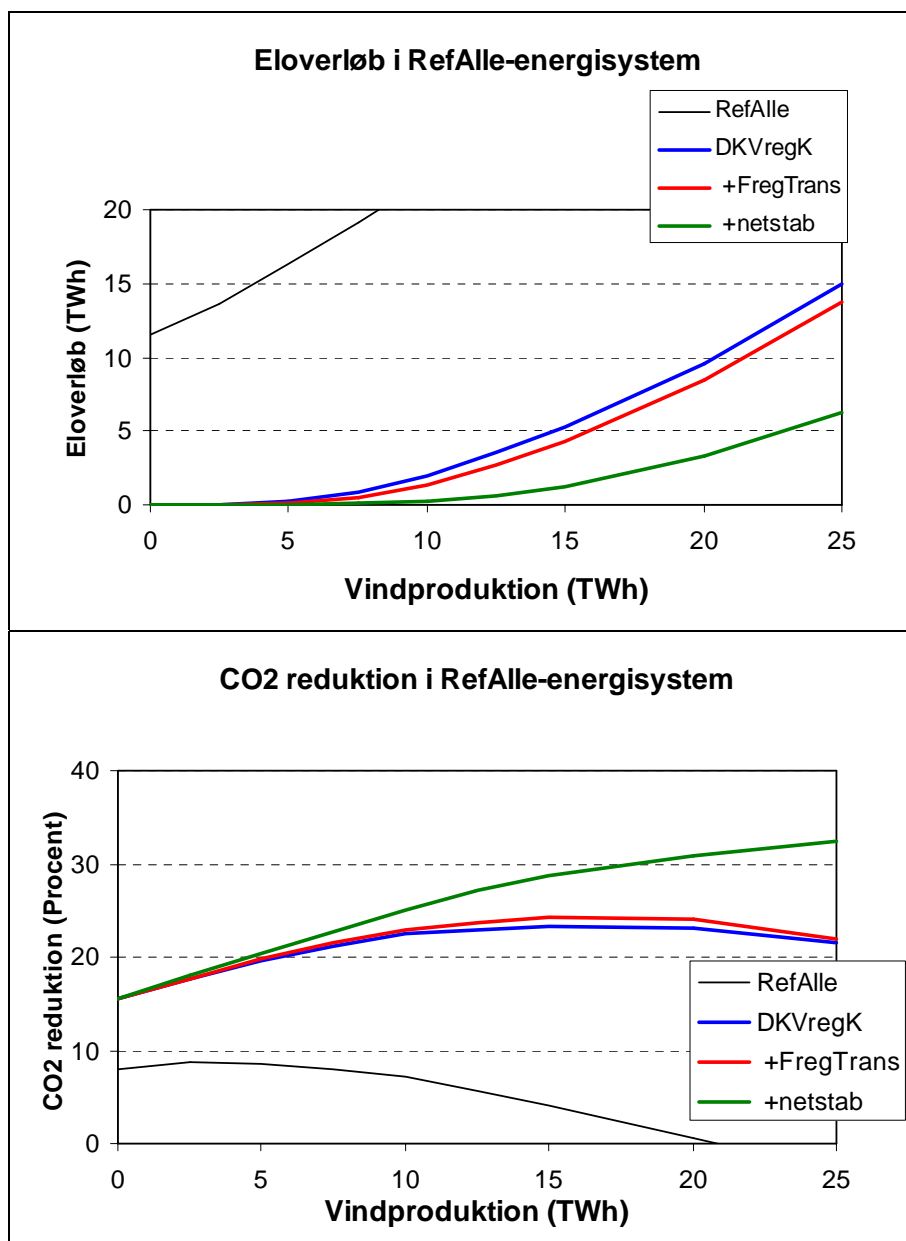
**Marginal reduktion af eloverløb  
som følge af 10% fleksibelt elforbrug**



*Figur 5.7: Den marginale virkning af 10% fleksibelt elforbrug ift. hhv. reference-reguleringen og to alternative reguleringssystemer, hvor de decentrale værker er inddraget i indreguleringen (DKVregK og DKVregVP).*

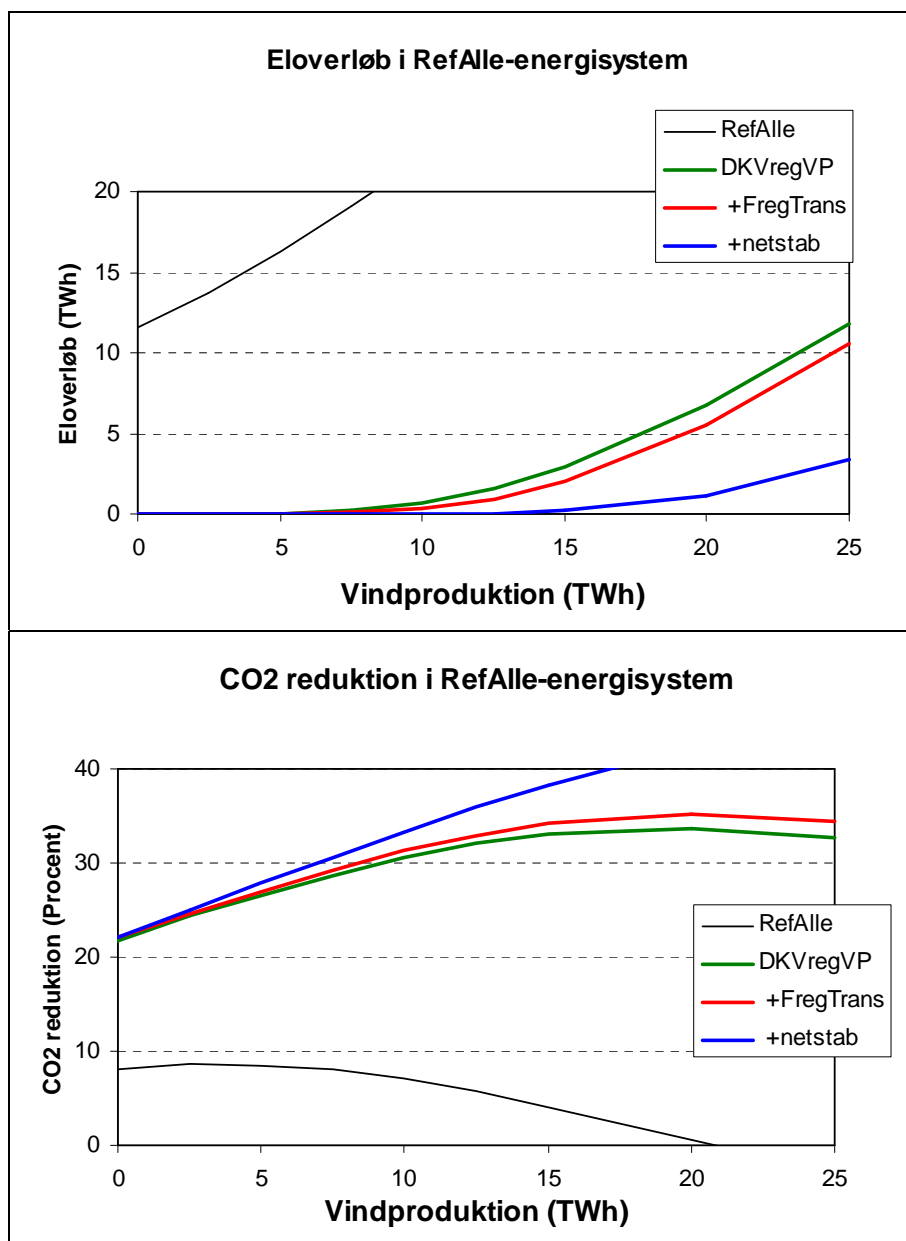
Konsekvenserne af at inddrage elektrificering af transporten i reguleringen er analyseret i det alternative energisystem, hvor alle tre forbedringer er gennemført, dvs. også kraftvarme er øget og transporten er delvist elektrificeret (RefAlle). Det er desuden valgt at betragte reguleringen sammen med inddragelse af de decentrale værker i reguleringen hhv. DKVregK og DKVregVP.

Resultatet fremgår af figur 5.8 og figur 5.9. I figur 5.8 ses indreguleringen som et supplement til DKVregK. I figur 5.9 er der yderligere investeret i varmepumper (DKVregVP).



*Figur 5.8: Inddragelse af transporteforbruget i reguleringen i RefAlle-energisystemet.*





*Figur 5.9: Som figur 5.8 plus 350 MW varmepumpeeffekt.*

Som det fremgår af figur 5.8 og 5.9, har inddragelse af transporten kun begrænset betydning i denne situation, hvis ikke dette samtidig anvendes til at inddrage vindmøllerne i netstabiliseringsopgaverne. Hvis det sidste er tilfældet øges mulighederne for at undgå eloverløb imidlertid betydeligt, når vindkraftproduktionen overstiger ca. 10 TWh svarende til 40% af

elforbruget. Tilsvarende øger det mulighederne for at reducere den samlede CO<sub>2</sub>-emission.

## **5.6 Delkonklusion**

I dette kapitel er der gennemført en række analyser af forskellige effektbalancereguleringsstrategier. Strategierne er vurderet i forhold til deres evne til at kunne nyttiggøre en stigende vindkraftproduktion. Analyserne er foretaget i forhold til forskellige energisystemer, og evnen til at nyttiggøre vindkraften er målt dels i forhold til størrelsen af eloverløbet og dels i forhold til evnen til at nedbringe CO<sub>2</sub>-emissionen i det samlede energisystem.

Udgangspunktet er, at den nuværende reguleringsstrategi, hvor alene de centrale værker deltager i opretholdelsen af effektbalancen, medfører væsentlige eloverløb. I referenceenergisystemet med en kraftvarmeandel, som svarer til den nuværende, opstår der således et eloverløb på 2 TWh allerede ved en vindkraftproduktion på 5 TWh lig med 20% af elforbruget.

I energisystemer, hvor der enten udbygges med mere kraftvarme eller hvor elvirkningsgraderne forbedres vil eloverløbet være endnu større. Et energisystem, hvor dele af transporten elektrificeres, rummer derimod muligheden for at nedbringe eloverløbet.

I forhold til dette udgangspunkt er forskellige alternative reguleringsstrategier vurderet, og hovedkonklusionen er følgende:

På kort sigt vil en inddragelse af de decentrale værker i indreguleringen af vindkraften kunne reducere eloverløbet markant, således at der kan indpasses op til 7-8 TWh svarende til 30% af elforbruget uden egentlige eloverløb. Inddragelsen af de decentrale værker vil samtidig øge muligheden for at nyttiggøre vindkraften til indenlandske CO<sub>2</sub>-reduktioner.

På kort eller mellemlang sigt vil supplement med elpatroner eller varmepumper kunne reducere eloverløbet yderligere. Med varmepumper forbedres evnen til CO<sub>2</sub>-reduktion væsentligt. Derimod vil elpatroner stort set ikke kunne bidrage til yderligere CO<sub>2</sub>-reduktioner.

Ovennævnte konklusioner gælder såvel for referenceenergisystemet som for de alternative energisystemer med yderligere kraftvarme, forbedrede elvirkningsgrader og/eller elektrificering af dele af transportsektoren.

I udgangspunktet (nuværende energisystem og reguleringsstrategi) er reduktionspotentialet 5-10% af den samlede CO<sub>2</sub>-emission. Med inddragelse af de decentrale værker i balanceopgaverne og supplement med varmepumper

øges dette potentiale til 15-20%. I kombination med de alternative energisystemer øges potentialet til mellem 20 og 35% afhængigt af graden og karakteren af tiltag.

På langt sigt, for vindkraftproduktioner større end 40% af elforbruget, vil det være afgørende at kunne inddrage vindkraftanlæggene i balanceopgaverne. Her er analyseret en effektbalancereguleringsstrategi, hvor det er forudsat, at vindkraftanlæg i kombination med elektrificering af transporten (batterier eller hydrolyse) vil kunne indgå i netstabiliseringsopgaverne. Herved vil eloverløb kunne undgås for vindkraftproduktioner op til ca. 80% af elforbruget. CO<sub>2</sub>-reduktionspotentialet i det samlede system vil tilsvarende øges til mellem 30% og 40% afhængigt af om systemet suppleres med varmepumper eller ej.

# 6

## Opstilling af transmissionsnetmodel for Jylland – Fyn

Med en overgang fra et energisystem præget af få centrale produktionsenheder til et system præget af mange mindre produktionsenheder, der er geografisk spredt i landet, ændres påvirkningen af transmissionsnettet og dermed også de krav, transmissionsnettet skal leve op til.

Formålet med dette kapitel er at beskrive en model af transmissionsnettet på 150 kV og 400 kV niveau i Jylland-Fyn området. Ved hjælp af en sådan model kan påvirkning af elnettet af forskellige udbygningsgrader af f.eks. vindkraft samt af forskellige effektreguleringsstrategier analyseres, med henblik på at fastlægge hvilke effektreguleringsstrategier, der stiller de mindste krav til nettets styrke, og hvilke udbygninger af elnettet dansk energipolitik medfører.

Som omtalt i kapitel 1 er modelleringerne begrænset til Jylland-Fyn området, hvor transmissionsnettet er stærkest i den østlige halvdel af Jylland (se figur 6.1), hvorimod de tyndere befolkede områder i Vestjylland og Thy har et svagere net. Modsat er vindkraftens udbygning i Danmark primært gennemført i områder med store vindressourcer. Disse områder er bl.a. Vestjylland og Thy, som det ses af figur 1.4 i kapitel 1

Generelt er transmissionsnetbelastningen en funktion af transmissionsnettets opbygning, den geografiske distribution af forbrug og produktion og endelig de øjeblikkelige forbrugs- og produktionsbelastninger, hvoraf de to sidstnævnte kan bestemmes ved hjælp af EnergyPlan modellen.

Den model af transmissionsnettet, der behandles i dette kapitel, omfatter:

- a) en beskrivelse af transmissionsnettet givet ved dets overordnede geografiske udlægning og eltekniske karakteristika,
- b) nogle metoder til geografisk fordeling af aggregerede forbrugs- og produktionsdata
- c) en række beregningsprocedurer, som kan bestemme spændinger og strømme i det modellerede transmissionssystem med henblik på fastlæggelse af belastningsgrader.

I praksis foretages modelleringen i programmet energyPRO GRID ved hjælp af en database med transmissionsnetbeskrivelse, en database med faktorer anvendt ved den geografiske fordeling af belastninger, de momentane forbrugs- og produktionsbelastninger samt endelig selve programmets beregningsprocedurer.

I dette kapitel beskrives, hvordan den geografiske fordeling af aggregerede forbrugs- og produktionsbelastninger foretages i energyPRO GRID og transmissionsnettets opbygning beskrives. Selve energyPRO GRID er beskrevet i en selvstændig bilagsrapport (Andersen & Mæng, 2004).

Til MOSAIK-projektet er to transmissionsnetbeskrivelser til rådighed. Den ene er ældre (1991) og offentligt, hvorimod den anden er ny (2003) og konfidentiel. Der er taget udgangspunkt i den offentlige 1991 beskrivelse, som er modificeret med senere offentligt kendte afvigelser, men da de offentligt tilgængelige beskrivelser af disse ændringer ikke er beskrevet elektroteknisk detaljeret, har det været nødvendigt at foretage antagelser om disse afvigelser. Det net, der fremkommer på grundlag af 1991-beskrivelsen og nævnte ændringer, betegnes som det *syntetiske net*. I dette projekt anvendes primært dette syntetiske net, da det er ønskeligt også efter projektets ophør at have en netbeskrivelse, som kan anvendes til uafhængige transmissionsnet-analyser.

For at sikre kongruens mellem resultater af modelleringer på det syntetiske net og det konfidentielle net, er der i dette kapitel gennemført en modellering af en Eltra 2020 situation, som er detaljeret i (Eltra/Elkraft, 2001), på begge net.



Figur 6.1: Det syntetiske transmissionsnet i Eltra-området.

### 6.1 Transmissionsnettets opbygning

Det jysk-fynske transmissionsnet som er modelleret i MOSAIK, omfatter en række 150 kV linjer, et færre antal 400 kV linjer, en række 150/400 kV transformerstationer samt en række udlandsforbindelser. Disse er enten i form af vekselstrømsforbindelser, som tilfældet er til Tyskland eller i form af jævnstrømsforbindelser, som tilfældet er til Sverige og Norge; hhv. Skagerakforbindelsen og Konti-Scan forbindelsen. Udlandsforbindelserne indgår i modelleringen alene med deres respektive effektoverføringskapaciteter og altså ikke med de eltekniske karakteristika, der anvendes til at beskrive andre linjer i transmissionsnettet.

Alle forbrug og de fleste produktionsenheder er tilkoblet distributionsnet på 0,4 kV, 10/20 kV, eller 60 kV niveau. Distributionsnettet er koblet til 150 kV nettet via en række transformere. Transformere på 150 kV og 400 kV transmissionsnettet samt andre steder, hvor mere end to linjer mødes, benævnes her knuder. En knude er altså et punkt i transmissionsnettet,

hvortil der typisk er adgang mellem 150 og 400 kV nettet eller mellem 150 kV nettet og distributionsnettet. Et eksempel på en undtagelse er REV i Sønderjylland, hvor tre linjer på samme 400 kV niveau mødes uden forbindelse til andre spændingsniveauer.

I alt opereres med ca. 100 knuder i Jylland-Fyn området, og hver knude har en unik tre-bogstavs knudebetegnelse, som typisk er en forkortelse eller sammenskrivning af knudens geografiske lokalitet. I de knuder, hvor der opereres på begge transmissionsspændingsniveauer - 150 og 400 kV – tilføjes knudenavnet endelsen \_150 eller \_400, når der skal skelnes mellem disse. I kort anvendes dog kun tre-bogstavsbetegnelsen.

Hver knude er beskrevet i bilag 6.1 med navn, geografisk lokalitet samt geografiske koordinater. De geografiske koordinater anvendes bl.a. til korttegneprocedurer i energyPRO GRID samt til den geografiske fordeling af produktion og forbrug (se afsnit 6.2).

Ud fra de definerede knuder, kan transmissionsnettet således beskrives. Hver enkelt linje i transmissionsnettet er beskrevet ved start- og slutknude samt eltekniske karakteristika hhv. spændingsniveau, resistans, reaktans, admittans og maksimal strømstyrke, som vist i uddrag i tabel 6.1. Længden af linjen er ikke væsentlig for de eltekniske beregningsprocedurer, men anvendes af energyPRO GRID til beregning af spændingsfald per km samt til at bestemme vejede belastningsgrader for nettet.

Start knude	Slut knude	Spænding [kV]	Længde [km]	Resistans [ $\Omega$ ]	Reaktans [ $\Omega$ ]	Admittans [ $\mu S$ ]	Max. strøm [A]
ALD	ÅBØ	150	14,2	0,53	3,13	76	1380
ASR	TJE	400	67,9	1,97	22,99	239,9	1200

**Tabel 6.1:** Uddrag af den syntetiske transmissionsnetbeskrivelse (Baseret på Elsam 1991).

Hver linje i beskrivelsen er ækvivaleret med et nominelt  $\pi$ -led, og der regnes med en rent kapacitiv admittans. Endvidere regnes admittansen for værende jævnt fordelt i de to ender af hver linje, hvilket i praksis ikke altid er tilfældet.

Den komplette syntetiske netbeskrivelse findes i bilag 6.2.

Tilsvarende linjebeskrivelserne, er transformatorer mellem 400 kV og 150 kV niveauerne beskrevet med start- og slutknude, spændingsniveau og

elektrotekniske karakteristika her dog i relativværdier (se Andersen & Mæng, 2004). Alle transformere fra det syntetiske datasæt er vist i tabel 6.2.

Start-knude	Slut-knude	Spænding		Kortslutnings		Nominel belastnings-Evne [MVA]
		Start [kV]	Slut [kV]	Resistans [%]	Reaktans [%]	
FER_400	FER_150	400	150	0.23	12.70	400
FGD_400	FGD_150	400	150	0.23	12.50	400
FGD_400	FGD_150	400	150	0.23	12.50	400
IDU_400	IDU_150	400	150	0.23	12.70	400
KAS_400	KAS_150	400	150	0.24	13.20	400
KAS_400	KAS_150	400	150	0.23	12.50	400
LAG_400	LAG_150	400	150	0.23	12.50	400
MAL_400	MAL_150	400	150	0.23	12.70	400
MAL_400	MAL_150	400	150	0.23	12.70	400
NEV_400	NEV_150	400	150	0.23	12.70	400
TJE_400	TJE_150	400	150	0.24	13.20	400
TRI_400	TRI_150	400	150	0.23	12.60	400
EDR_400	EDR_150	400	150	0.23	12.60	400
ASR_400	ASR_150	400	150	0.23	12.60	200
KIN_400	KIN_150	400	150	0.23	12.60	200

**Tabel 6.2:** 150/400 kV transformatorer i den syntetiske transmissionsnet-beskrivelse (Baseret på Elsam 1991 mm).

## 6.2 Geografisk fordeling af forbrugs- og produktionsdata

I modelleringerne foretaget med EnergyPlan indgår en række forbrugs- og produktionskategorier med aggregerede produktioner og forbrug. Nogle typer af forbrug har stor geografisk spredning. Det være sig f.eks. elforbruget og decentral kraftvarme, der følger antallet af forbrugere og vindkraft, der er placeret efter tilgængelig vindressourcer. Andre er punktblastninger af nettet i form af f.eks. havvindmølleparker, centrale kraftværker samt udlandsforbindelser.

Med henblik på at distribuere de aggregerede forbrugs- og produktionsdata anvendes to sæt vægte; talværdier hvis indbyrdes størrelsesforhold afgør allokeringen af effekt i de enkelte knuder. Det ene sæt vægte betegnes knudevægte, og det andet sæt vægte betegnes geovægte. Knudevægtene udgøres af en i udgangspunktet statisk matrice (som vist i uddrag i tabel 6.3). Til hver enkelt kombination af knude og forbrugs/produktionskategori tilknyttes en knudevægt. Da det som nævnt kun er det relative størrelsesforhold mellem knudevægte angivet for forskellige knuder, der er relevant, behøver de enkelte talværdier ikke at have en fysisk betydning, men i det



viste uddrag, svarer knudevægtene til fysiske overføringskapaciteter, aktuelt installerede effekter, maksimalt målte forbrug og andre faktorer i MW.

Knude	Forbrug	VP	Transport	Vind	Vind Off-shore	KV	Kondens	Tyskland
KAE	83	83	83	135	150	83	0	0
KAS	0	0	0	0	0	0	0	1600
NVV	0	0	0	0	0	657	657	0

**Tabel 6.3:** Eksempel på knudevægte.

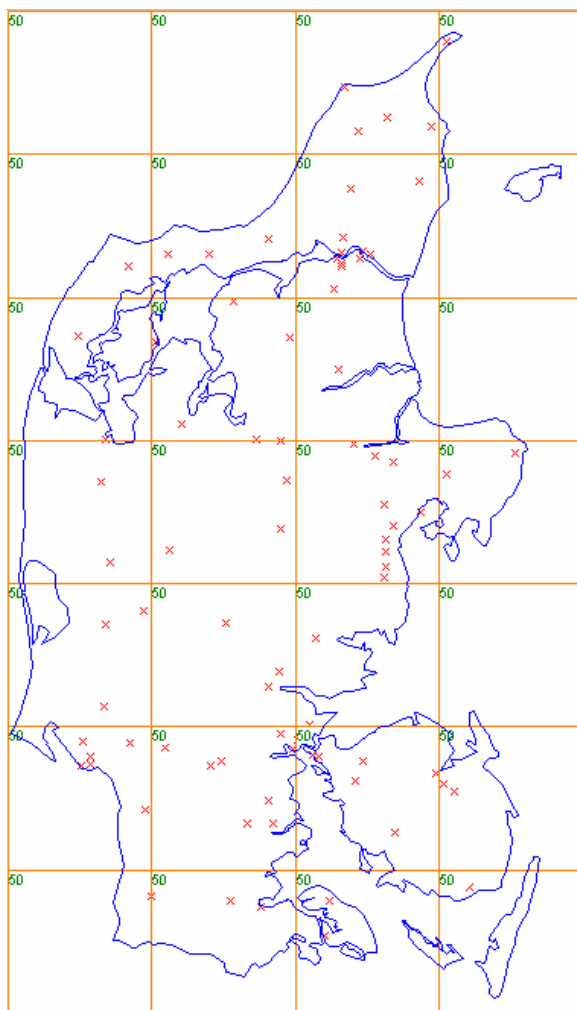
I de aktuelle modelleringer stammer forbrugsknudevægte samt installeret vind- og kraftvarmekapacitet fra (Eltra, 2002a). Knudevægtene for kategorierne Varmepumper og Transport er sat lig forbrugsknudevægtene.

Havbaserede vindmøller er i udgangspunktet indplaceret i forholdet 1:2 i hhv. knuden KAE (tilslutningen for Horns Rev) og VHA\_400 (tilslutningen for Læsø Syd).

Centrale kraftværker er anført ved deres aktuelle produktionsevne som knudevægt med udgangspunkt i Elsam-data (Elsam 2003).

Det fulde sæt knudevægte er anført i Bilag 6.1

For hver enkelt forbrugs- eller produktionskategori, kan der i energyPRO GRID oprettes et kort (se figur 6.2). Disse kort er af energyPRO GRID inddelt i en række felter, og til hvert felt er knyttet en geovægt. Hvor knudevægtene som udgangspunkt er tænkt som en statisk database, lægger geovægtene op til mere dynamiske modelleringer. Ved hjælp af disse kan forbrugs- og produktionsmønstre, der har en temporær geografisk natur modelleres. Det være sig f.eks. højere vindhastigheder i nogle områder end andre eller lavere temperaturer med deraf affødt højere kraftvarmeproduktion i andre områder. Ud fra geografiske koordinater angivet for hver enkelt knude, fastlægger energyPRO GRID hvilket felt og dermed hvilken geovægt, den respektive forbrugs- eller produktionskategori på den respektive knude skal tildeles.



**Figur 6.2:** Geografisk net anvendt i energyPRO GRID til angivelse af geovægte.

Ud fra den aggregerede effekt, knudevægtene og geovægtene beregnes den samlede knudeeffekt ved udtrykket:

$$\text{Knudeeffekt}_i := \sum_{p=1}^m \text{Aggregeret effekt}_p \cdot \frac{A_i \cdot B_i}{\sum_{j=1}^n A_j \cdot B_j},$$

hvor

Knudeeffekt<sub>i</sub> er den samlede effekt (med fortegn) i knude i,

Aggregeret effekt<sub>p</sub> er den samlede aggregerede effekt (med fortegn) af forbrugs- eller produktionskategorien p (e.g. CHP),

m er antallet af forbrugs- og produktionskategorier,  
 $A_i$  og  $B_i$  hhv. knudevægt og geovægt i knude i og  
n er antallet af knuder.

Tilsvarende de aktive effekter, fastlægges den reaktive effekt i hver enkelt knude med udgangspunkt i vinklen mellem spænding og strøm;  $\varphi$ . For hver enkelt forbrugs- og produktionskategori er angivet  $\cos \varphi$ .

### 6.3 Analyser med energyPRO GRID

For hver enkelt time i det modellerede år bestemmer EnergyPlan aggregerede produktions- og forbrugstal for de enkelte hovedkategorier af teknologier, energisystemet omfattet. Det giver et datasæt på hhv. 8760 eller 8784 timeværdier, alt efter om det modellerede år er et skudår eller ej.

Dette datasæt kan modelleres komplet, hvor alle timeværdier gennemregnes med energyPRO GRID for derigennem at bestemme belastningssituationer. En sådan beregning giver f.eks. mulighed for gennem yderligere analyser at fastlægge årlige nettab og numerisk at fastlægge årlige maksimale belastninger samt fastlægge, hvor mange timer specifikke linjer er overbelastede i løbet af året.

En sådan beregning er omfattende og tidskrævende, af hvilken grund det kan være relevant at søge at identificere potentielt kritiske situationer på baggrund af EnergyPlan datasæt for et år, for derigennem at reducere antallet af beregninger. I dette projekt anvendes de i tabel 6.4 angivne situationer:

Betegnelse	Beskrivelse
Forbrug	Maksimalt årligt forbrug
Vind	Maksimal årlig produktion på vindmøller
Kraftværk	Maksimal årlig produktion på kraftværker
Decentral ubalance	Maksimal årlig decentral ubalance defineret ved den numeriske forskel mellem decentral produktion og decentralt forbrug, her hhv. a) Vind + Sol + industriel & decentral kraftvarme og b) Forbrug +
Alle timeværdier	Fleksibelt Forbrug + Varmepumpe Alle timeværdier i en given tidsperiode analyseres uanset belastningssituation

**Tabel 6.4:** Beskrivelse af de fire potentielt kritiske situationer, der identificeres i timeværdier for produktioner og forbrug beregnet med EnergyPlan.

Den første af disse belastningssituationer - forbrugssituationen - svarer til det årsmaksimum, som anvendes i Eltras dimensioneringskriterier (Elsam 1996). Forskellen er, at datagrundlaget her kun giver mulighed for at identificere maksimalbelastninger på time-niveau.

Udover de aktive effektforbrug og -produktioner, som fastlægges for givne timer vha. EnergyPlan, kræver netberegningerne i energyPRO GRID reaktive effektbelastninger. Disse bestemmes ud fra de aktive belastninger som redegjort for tidligere samt COS  $\phi$  for de enkelte effektkategorier.

I virkeligheden vil COS  $\phi$ -værdien blive varieret efter den pågældende belastningssituation for derigennem at minimere reaktive effektoverførsler samt deraf følgende tab og potentielt overbelastede linjer. Det kan f.eks. illustreres ved tabel 6.5, der viser typiske COS  $\phi$ -værdier for decentrale kraftvarmeværker som funktion af belastningssituation og nettilstand.

Spidslast	Højlast	lavlast	Lavlast ved spændingsstigninger på nettet
0,93 overmag.	0,95 overmag.	0,985 overmag.	0,98 undermag.

**Tabel 6.5:** Typiske COS  $\phi$ -værdier for decentrale kraftvarmeværker. Kilde: Frank Rosager, Hedeselskabet. Ved overmagnetisering af synkrogeneratorer leveres reaktiv effekt til nettet; ved undermagnetisering optages reaktiv effekt..

Som nævnt giver energyPRO GRID ikke mulighed for automatisk optimering af COS  $\phi$ , så derfor må denne vælges statisk. Valget af COS  $\phi$  påvirker udfaldet af beregningerne, idet de numeriske Newton-Raphson iterationer ikke altid kan finde en løsning på ligningskomplekset, hvis der er for stor reaktiv ubalance i systemet. Der anvendes derfor et ”robust” sæt COS  $\phi$ -værdier, der sikrer, at iterationsrutinerne i energyPRO GRID finder en løsning i flest mulige belastningssituationer.

I analyserne i dette projekt er anvendt de COS  $\phi$ -værdier, som er angivet i tabel 6.6, hvis ikke andet er angivet.

Kondens (overmag.) Off-shore (Reaktiv prod.) Kraftvarme (overmag.) Elpatroner (Induktiv)	Vind - land (reaktiv prod.)	Import/ Eksport	Forbrug (Induktiv)
0.9	0.95	1	0.8

**Tabel 6.6:** Anvendte COS  $\phi$ -værdier for de enkelte effektkategorier.

Det kan bemærkes, at værdien for kraftvarme er forholdsvis lav, og at der for både landbaserede og havbaserede vindmøller modelleres en reaktiv effektproduktion og ikke som normalt for asynkrongeneratorer et reaktivt effektforbrug. Der fordres således fasekompensering eller effektkonverter jf. beskrivelsen i kapitel 2. I de valgte COS  $\phi$ -værdier ligger således en fasekompensering. Der modelleres ikke selvstændige fasekompenserende enheder i transmissionsnettet i form af reaktorer eller kapacitorer, så COS  $\phi$  er eneste modellerede fasekompenseringsmulighed. Jævnfør de elektriske egenskaber de decentrale kraftvarmeværker og vindmøller kan gives jævnfør kapitel 2, er der rig mulighed for fasekompensering disse steder.

#### 6.4 Verificering mod Eltra 2020

Men henblik på verificering af modellen bestående af transmissionsnetbeskrivelse og beregningsprocedurer, afprøves modellen mod en Eltra 2020 referencesituation (Eltra/Elkraft, 2001), som er rekonstrueret i EnergyPlan. Hoveddata for denne rekonstruktion er angivet i tabel 6.7.

Forbrug [TWh]	Produktionskapacitet [MW]	Regulering
24,87 elektricitet	2750 Kraftvarme	Reguleringsstrategi: Decentrale kraftvarmeværker producerer efter varmebehov KEOL regulering: ingen Minimum netstabiliserende andel: 20% (jvf. kap 2&3)
20,00 fjernvarme	5000 Kondens	
	2500 Landbaseret vind	
	1445 Havbaseret vind	
	1700 Eksport/Import	
	0 Varmepumpe	
Scenariebetegnelse: MosaikEltra2020Rekonstruktion		

**Tabel 6.7:** Eltra 2020 rekonstruktion af det jysk fynske elnet.

I Eltras modellering er der taget udgangspunkt i, at forbindelser til Tyskland ikke vil kunne anvendes i eloverløbssituationer. Ligeledes er en eventuel forbindelse til Østdanmark ikke indregnet. Der er således alene regnet med den overføringskapacitet, der er i hhv. Skagerakforbindelsen til Norge og Konti-Scan forbindelsen til Sverige på i alt 1720 MW (Eltra/Elkraft, 2001).<sup>6</sup>

<sup>6</sup> Pt. 1670 MW, hhv. 1040 MW og 630 MW hvoraf Konti-Scan forventes øget med 110 MW omkring år 2005 jvf. Eltra 2002d.

Samlet modellerer Eltra, at der i normalsituationer<sup>7</sup> vil kunne opstå et ikke-eksporterbart eloverløb (kritisk eloverløb) på 2480 MW og i ekstrem-situationer<sup>8</sup> vil der kunne opstå et ikke-eksporterbart eloverløb på 4574 MW. Indregnes den samlede overføringskapacitet på 1720 MW svarer det dermed til en ubalance eller et eksportbehov på hhv. 4200 MW og 6294 MW.

I modelleringerne tages ikke hensyn til eventuelle flaskehalse i Sverige og Norge, som kan påvirke disse landes evne til at aftage el i danske eloverløbs-situationer, og udlandsforbindelser dimensioneres alene efter normalsitua-tionen. Ud fra disse betragtninger bestemmes et behov for ny overførings-kapacitet til Norge og Sverige på fire systemer à 600 MW i alt 2400 MW i år 2020. Disse fire systemer tænkes af Eltra indkoblet i Tjele (TJE), Vester Hassing (VHA), Idomlund (IDU) og Trige (TRI) (se figur 6.1).

Internt i Eltraområdet resulterer det modellerede eloverløb og heraf følgende eksport samt udbygningen af udlandsforbindelser i to nye 400 kV forbin-delser mellem hhv. Tjele og Trige samt Idomlund og Endrup (EDR).

I den med EnergyPlan rekonstruerede Eltra modellering er der som i Eltra-modelleringen installeret 2500 MW vindkraft på land og 1445 MW off-shore, og som indreguleringsstrategi er alene anvendt de centrale kraftvær-kers reguleringsevne.

De potentielt kritiske situationer bestemt i dette scenarie er vist i tabel 6.8, hvoraf det ses, at hhv. vindsituationen og den decentrale ubalance er iden-tiske.

---

<sup>7</sup> “Gennemsnitsbetragtninger for vejrforhold, fejlhyppighed og revisioner på produktionsanlæg”. Beregnet på timebasis. Kilde: (Eltra/ELKRAFT 2001)

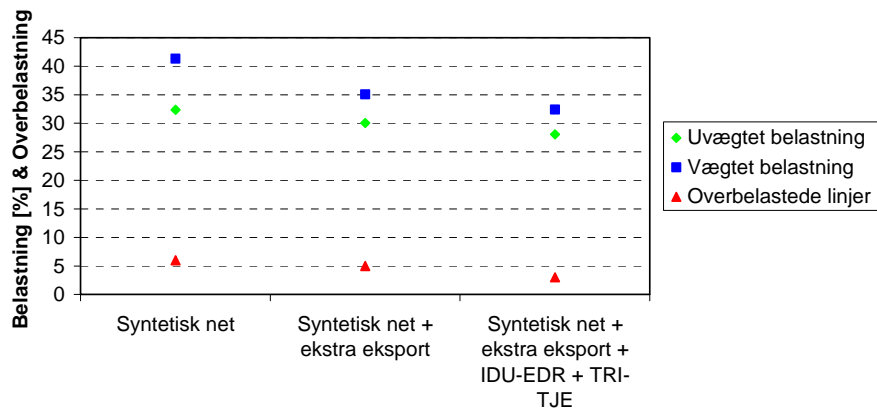
<sup>8</sup> Effektspidser på under timeniveau beregnet på ekstrem-situationen kold, blæsende vinternat. Kilde: (Eltra/Elkraft 2001)

Situation	Forbrug [MW]	Vind [MW]	Kraftv [MW]	Kondens [MW]	Eksport [MW]
Forbrug	4367	75	2630	1661	0
Vind	2005	3924	2724	37	4679
Kraftværk	3456	0	767	2690	0
Dec. Ubalance	2005	3924	2424	37	4679

**Tabel 6.8:** De fire kritiske situationer, der anvendes til modellering af transmissionsnet med sammenligning med Eltras modellering

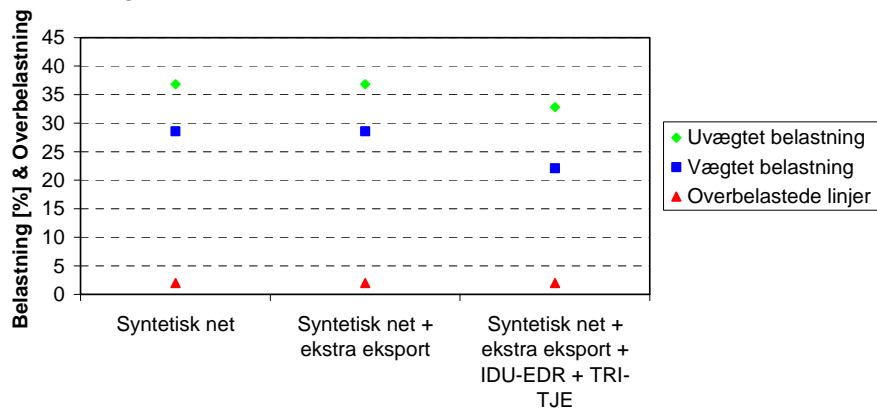
Det årlige maksimale eloverløb er udregnet med EnergyPlan og udgør som timegennemsnit (på timebasis) 4679 MW svarende til eksporten i vind- og den decentrale ubalancesituation, hvilket vil stille krav om fem nye systemer à 600 MW til Norge og Sverige. Tilføjes denne ny overføringskapacitet i de to knuder hvor Skagerakforbindelsen og Konti-Scanforbindelsen er indkoblede, fås en høj belastning af transmissionsnettet og seks overbelastede linjer (svarende til etiketten ”Syntetisk net” på figur 6.3).

Indkobles overføringskapaciteten derimod fordelt på de fire knuder som antaget i Eltras modellering (svarende til etiketten ”Syntetisk net + ekstra eksport”), fås en markant mindre netbelastning og fem overbelastede linjer. Ved indkobling af de to tænkte forbindelser - IDU\_400-EDR\_400 og TRI\_400-TJE\_400 mindskes netbelastningen yderligere, og antallet af overbelastede linjer falder til tre. Heriblandt er to linjer, hvis overbelastning fjernes, hvis de modelleres med overføringskapaciteterne angivet i den konfidentielle netbeskrivelse. Den sidste overbelastning vil i praksis ikke forekomme. Dette behandles i forbindelse med figur 6.5.



**Figur 6.3:** Belastningssituation i Eltra 2020 Rekonstruktion i timen med den årlige maksimale vindeffekt

Det fremgår af figur 6.3, at ved indkobling i de to ekstra knuder til eksport, er forholdet mellem den vægtede og den uvægtede belastning mindre (1,17) end det for det syntetiske net uden de ekstra eksportknuder (1,28). Det vil sige, at belastning vægtet efter længde og overføringskapacitet er relativt højere for det syntetiske net uden de nye eksportknuder, hvilket betyder, at ved indkobling af nye eksportforbindelser, fjernes belastning fra lange og stærke forbindelse i.e. 400 kV nettet. Der kommer altså en jævnere belastning af nettet, så anvendelse af 400 kV nettet kun i mindre udstrækning er nødvendig.



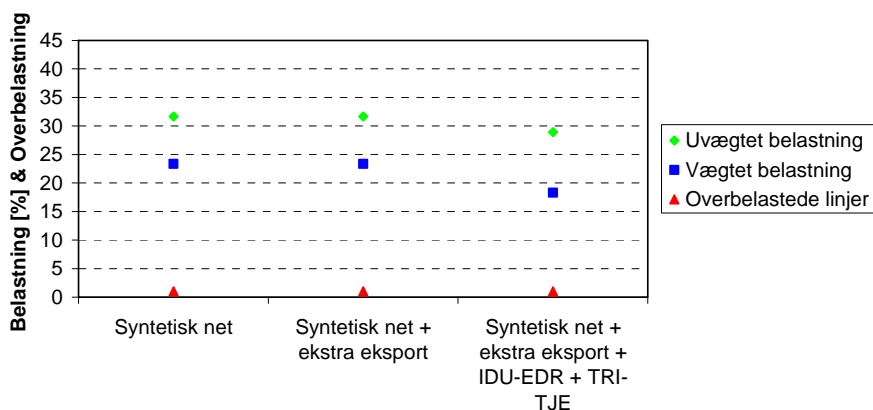
**Figur 6.4:** Belastningssituation i Eltra 2020 Rekonstruktion i timen med det maksimale årlige elforbrug.

Ved maksimalt forbrug, svarende til Eltras dimensioneringskriterium, er der ingen eksport, da denne time samtidig falder sammen med lav vindkraft-



produktion. Der er derfor ingen indflydelse fra indkoblingsstedet af de nye udlandsforbindelser, som det fremgår af figur 6.4. Transmissionsnetbelastningen er generelt lavere, og der er to overbelastede linjer uanset om IDU\_400-EDR\_400 og TRI\_400-TJE\_400 indkobles. Generelt fremgår det af figur 6.4, at der er en forholdsvis lav vægtet belastning sammenlignet med f.eks. figur 6.3. Det svarer til en specielt lav belastning af 400 kV nettet. Dette skyldes en relativ høj grad af decentral balance. Ved indkobling af IDU\_400-EDR\_400 og TRI\_400-TJE\_400 ses, at den vægtede belastning falder specielt meget, hvilket skyldes en endnu lavere belastning af 400 kV nettet.

Endelig viser figur 6.5 resultaterne for timen med den højeste kondensproduktion. Dette er ligeledes en time uden eksport, hvorfor der ingen forskel er med og uden de to nye eksportknudepunkter. En linje forbliver overbelastet i alle tilfælde – 150 kV linjen NVV-VHA, som forløber parallelt med en 400 kV linje og som derfor i praksis ikke burde overbelastes.



**Figur 6.5:** Belastningssituation i Eltra 2020 Rekonstruktion i timen med den maksimale årlige kondensproduktion.

Sammenlignet med Eltra-modelleringerne, er spidsbelastningssituationen ikke helt sammenlignelig, da Eltra opererer med hhv. en normalsituation på timeniveau og en ekstrem-situation på under timeniveau. Analyserne her opererer med en ekstrem situation på timeniveau. Alligevel er der god overensstemmelse mellem modelleringerne i hhv. EnergyPlan og energy-PRO GRID samt Eltras modelleringer. Den forøgede overføringskapacitet til Norge og Sverige skal indføres i nettet geografisk spredt for at mindske den almene netbelastning. Analyserne viser ikke entydigt, at både TJE\_400-TRI\_400 og EDR\_400-IDU\_400 er nødvendige, men eksistensen af begge sammen med de nye eksportforbindelser er i modelleringerne her generelt tilstrækkeligt til at fjerne overbelastninger forudsat et i øvrigt intakt net.

## 6.5 Verificering af det syntetiske transmissionsnet

Med henblik på at undersøge betydningen af at anvende det syntetiske net frem for det mere præcise konfidentielle net, analyseres et energisystem-scenarie, hvor der anvendes både det syntetiske net og det konfidentielle net.

Denne analyse foretages i to skridt. Først sammenlignes de to nets belastninger på års- og månedsniveau, og derefter sammenlignes mere detaljeret belastninger for en enkelt udvalgt timeværdi.

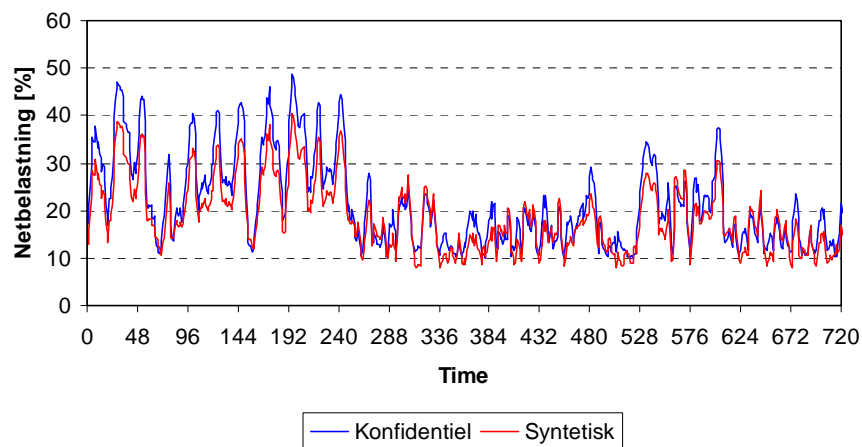
Som det fremgår af tabel 6.9, er den gennemsnitlige vægtede netbelastning højest med den konfidentielle netbeskrivelse hvorimod nettab og overbelastninger er mindre med den konfidentielle netbeskrivelse.

	Syntetisk net	Konfidentielt net
Årlig gennemsnitlig netbelastning	13,83%	15,99%
Årligt nettab	5,68%	4,69%
Overbelastede timer·linjer	2198	444

**Tabel 6.9:** Sammenligning af årlige belastningsindikatorer ved hhv. syntetisk og konfidentiel netbeskrivelse. Baseret på Eltra2020Rekonstruktion som detaljeret i tabel 6.7

Belastningsgraden og nettabet er ikke helt kongruente, fordi de to modellerede net ikke er kongruente. Forskellen mellem dem skyldes ikke kun overføringskapaciteter eller andre karakteristika for de enkelte linjer eller transformatorer. Der er også forskelle i selve nettets opbygning i de to beskrivelser.

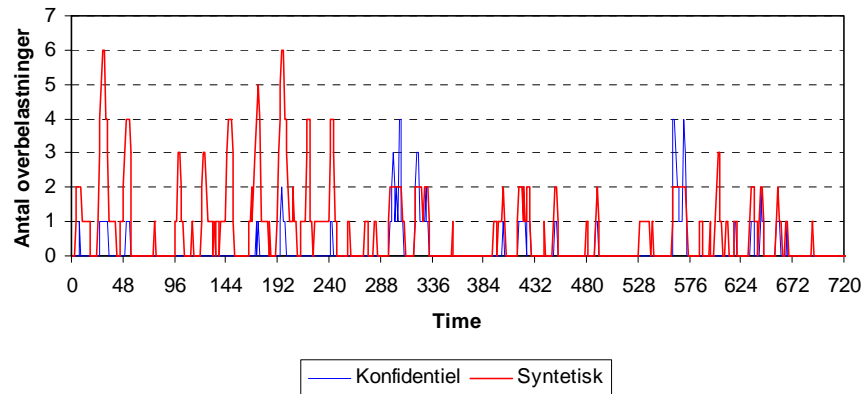
Det kan observeres, at netbelastningen er større på det konfidentielle net, hvorimod antallet af overbelastninger er betydeligt lavere end med det syntetiske net. Der er således generelt en højere belastning, men nettet er konfigureret på en sådan måde, at belastningen er mere jævnt fordelt, hvilket resulterer i færre overbelastninger. En direkte sammenligning af overføringskapaciteter for de linjer, der i det syntetiske net overbelastes, med den konfidentielle netbeskrivelses overføringskapaciteter for disse linjer viser, at mange overbelastninger ville bortfalde med anvendelse af de stærkere linjer, som er omfattet af den konfidentielle netbeskrivelse.



**Figur 6.6:** Vægtet netbelastning den første måned af år 2020 i Eltra 2020 Rekonstruktion med hhv. syntetisk og konfidentiel netbeskrivelse.

I figur 6.6 er den vægtede netbelastning med henholdsvis den syntetiske og den konfidentielle netbeskrivelse vist for de første 30 døgn af år 2020. De to kurver følges pænt, men det er dog også tydeligt, at netbelastningen med det konfidentielle net er højere end med det syntetiske net. Det ses, at ved lav og middel belastning er belastningsgraden med de to net i stor grad sammenfaldende, hvorimod der specielt ved høj belastning af nettet konsekvent er en forskel, idet belastningen i disse situationer er højest på det konfidentielle net.

Betragtes overbelastningerne for samme periode, ses af figur 6.7 derimod, at disse klart er højest med det syntetiske net. Der er kun enkelte undtagelser fra denne regel i nogle situationer med forholdsvis lav belastning.



**Figur 6.7:** Antal overbelastede linjer den første måned af år 2020 i Eltra 2020 Rekonstruktion med hhv. syntetisk og konfidentiel netbeskrivelse.

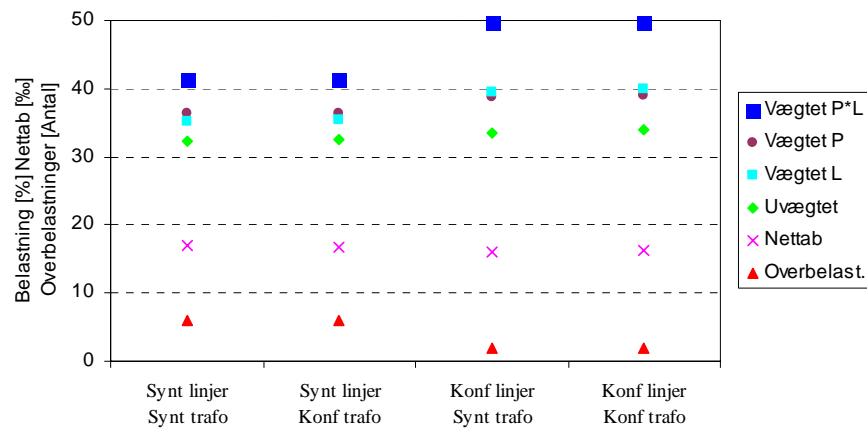
En nærmere analyse viser, at der i disse situationer er specielt store ubalancer i den reaktive effektproduktion med det konfidentielle net, som derfor giver anledning til store linjestrømme. I analyserne anvendes Kassø i Sønderjylland som slack-knude, så ubalancer, hvad enten det er reaktive eller aktive, henregnes til dette punkt. Reaktive ubalancer giver derfor også anledning til forøgede linjestrømme til denne knude.

For nærmere analyser, er udvalgt en enkelt spidsbelastningssituation svarende til vindsituationen i tabel 6.8. Denne situation er analyseret i fire forskellige tilfælde, som anført i tabel 6.10; med henholdsvis konfidentielle og syntetiske 150/400 kV transformere samt konfidentielle og syntetiske linjer.

		Linjer			
		Syntetiske		Konfidentielle	
Transformatorer	Syntetiske	Uvægtet [%]	32,36	Uvægtet [%]	33,56
		Vægtet I [%]	31,52	Vægtet I [%]	33,31
		Vægtet P [%]	36,28	Vægtet P [%]	38,74
		Vægtet L [%]	35,13	Vægtet L [%]	39,51
		Vægtet P*L [%]	41,31	Vægtet P*L [%]	49,66
		Overbelastninger	6	Overbelastninger	2
		Nettab [%]	1,69	Nettab [%]	1,61
	Konfidentielle	Uvægtet [%]	32,48	Uvægtet [%]	33,88
		Vægtet I [%]	31,58	Vægtet I [%]	33,61
		Vægtet P [%]	36,25	Vægtet P [%]	38,90
		Vægtet L [%]	35,31	Vægtet L [%]	39,96
		Vægtet P*L [%]	41,27	Vægtet P*L [%]	49,75
		Overbelastninger	6	Overbelastninger	2
		Nettab [%]	1,68	Nettab [%]	1,62

**Tabel 6.10:** Sammenligning af netbelastning med anvendelse af hhv. syntetisk netbeskrivelse og konfidentiel netbeskrivelse - og blandinger deraf. Baseret på time 8595 i Eltra2020Rekonstruktion som detaljeret i tabel 6.8.

Som det fremgår af tabel 6.9 og figur 6.6, er der en tendens til, at den vægtede netbelastning er højere med den konfidentielle netbeskrivelse end med den syntetiske netbeskrivelse. Dette billede gentages i tabel 6.10 og figur 6.8.



**Figur 6.8:** Netbelastning ved hhv. syntetisk og konfidentiel netbeskrivelse jf. tabel 6.10

Tages udgangspunkt i det syntetiske net med syntetiske linjer og syntetiske transformatorer, ses, at den største forskel er at finde ved skiftet til konfidentielle linjer, hvorimod ændringen ikke så markant ved skift til konfidentielle transformatorer. Antallet af overbelastede linjer falder signifikant ved skift til modellering med konfidentielle linjer, hvilket vil sige, at det konfidentielle net er kraftigere end det syntetiske.

Ved at sammenholde belastningerne vægtet efter de forskellige indikatorer ses, at med det konfidentielle net belastes lange kraftige ledninger mere end korte svage ledninger. Det betyder, at effektoverførsler skiftes over på 400 kV nettet. At antallet af overbelastede linjer reduceres, kan dermed enten skyldes, at specielt 150 kV linjer i realiteten er stærkere end modelleret i det syntetiske net eller det nævnte skift fra belastning af 150 kV linjer til belastning af 400 kV linjer.

Generelt er der en tendens til, at anvendelse af den syntetiske transmissionsnetsbeskrivelse i modelleringer resulterer i flere overbelastninger, end tilfældet er med anvendelse af den konfidentielle transmissionsnetsbeskrivelse. Dette medfører, at modelleringer med den syntetiske netbeskrivelse kan resultere i overbelastninger, der i praksis ikke vil finde sted med det eksisterende net. Omvendt betyder det, at hvis et givet scenarie ikke medfører overbelastninger, så vil det heller ikke medføre overbelastninger i det eksisterende reelle net.

## **6.6 Delkonklusion**

Med henblik på analyse af netbelastningen ved forskellige konfigurationer af energisystemet og ved strategier for regulering af effektbalancen, er der udarbejdet en computermode. Denne er en videreudvikling af en ældre DOS-model som er blevet omlagt til Windows, er blevet udvidet til at kunne operere med et højt antal knuder og linjer, er blevet ændret til at kunne behandle maskenet, hvor 150 kV nettet er sammenhængende, og hvor der indføres effekt fra 400 kV nettet i flere punkter. Hvor den tidligere model opererede med fast angivne effekter i de enkelte knudepunkter, opererer den nye version med angivelse af aggregerede effekter indenfor et vilkårligt antal kategorier, som dernæst distribueres på de enkelte knuder ud fra serier af knudevægte. For at kunne modellere mere temporære geografiske forskydninger af produktion og forbrug af effekt, er modellen endvidere blevet udstyret med en GIS-orienteret brugerflade til angivelse af effektproduktioner og forbrug, der ikke er proportionale med statiske faktorer såsom installerede effekter.

Transmissionsnettet i Jylland-Fyn-området er beskrevet og den geografiske fordeling af installerede effekter på produktionsanlæg samt den geografiske fordeling af forbrug er specificeret.

Resultater af analyser af krævede investeringer er sammenholdt med tilsvarende resultater fra en Eltra-modellering for år 2020 med ca. 50% vindindfødnings. Analysen med energyPRO GRID viser, at der kræves netforstærkninger tilsvarende de netforstærkninger Eltra finder nødvendige. Der er dog ikke fuld overensstemmelse, da Eltras identificerede udvidelser ikke helt fjerner alle overbelastninger i energyPRO GRID analyserne. Antallet reduceres dog og begrænses til enkelte ledninger i Aalborgområdet.

Til projektet er der af Eltra stillet konfidentielle netdata til rådighed. Afslutningsvist er det vist, at modelleringer med anvendelse af de konfidentielle netdata giver resultater, der er kongruente med resultater af netanalyser foretaget med ældre offentlige data. Specielt ved høje belastninger er den vægtede belastning af transmissionsnettet med konfidentielle netdata dog højere. Dette kan henføres til en større ubalance i den reaktive effekt, hvilket igen kan henføres til, at af COS  $\phi$ -værdier, der er passende for det syntetiske net ikke nødvendigvis er det for det konfidentielle net.

Antallet af overbelastninger er med anvendelse af konfidentielle netdata dog lavere end med anvendelse af den syntetiske netbeskrivelse. Dette skal der tages højde for i vurderinger af krævede netudvidelser foretaget ud fra den syntetiske netbeskrivelse.

# 7

## Analyse af eltransmissionsnettet

I dette kapitel modelleres transmissionsnettets belastning ved forskellige sammensætninger af energisystemet og ved forskellige strategier for regulering af effektbalancen. Dette gøres med henblik på at fastlægge, hvilke krav de forskellige sammensætninger og strategier stiller til transmissionsnettet og dermed hvilke omkostninger til netudbygning, der er forbundet med udbygning af vindkraft.

Der er som udgangspunkt ikke indlagt nogen begrænsning på eksportforbindelsernes kapacitet i effektbalanceanalyserne. Alt eloverløb regnes dermed som værende eksporterbart, og der er følgelig ikke noget kritisk eloverløb. I nogle analyser indlægges den eksisterende eksportbegrænsning på 1700 MW til Norge og Sverige, og i andre analyser giver denne eksisterende eksportbegrænsning sig alene udtryk i et potentielt udbygningsbehov.

Som i foregående kapitel anvendes alene forbindelserne til Norge og Sverige til eksport af eloverløb, idet det antages, at Nordtyskland i en eloverløbs-situation ikke vil have mulighed for at aftage el fra Danmark. Eksporten sker således kun i to punkter, hvilket naturligvis medfører, at i situationer med høj eksport, påvirkes de ledningsstrækninger, der går til eksportknudepunkterne.

Først analyseres netbelastningen som funktion af vindindfødningsen under en antagelse af, at vind og temperaturforhold er ens i Jylland-Fyn området, således at den øjeblikkelige elproduktion på vindmøller og kraftvarmeværker tilkoblet de enkelte 150 kV knuder alene afhænger af den installerede effekt på disse. Dette gøres i to situationer med henholdsvis en eksportbegrænsning indlagt og uden eksportbegrænsning.

Dernæst analyseres netbelastningens afhængighed af den geografiske fordeling af fjernelsen af eloverløb samt netbelastningen ved ujævn fordeling af klimatiske forhold over området for derigennem at vurdere betydningen af forskellen mellem effektbalanceregulering, hvor effektbalancen kun oprettholdes på et aggregeret niveau i Jylland-Fyn området og effektbalance-regulering, hvor det søges at opretholde effektbalance på mindre geografiske områder.



Der tages i ovenstående analyser udgangspunktet i et intakt transmissionsnet (transmissionsnet som vist i figur 6.1), dvs. at der ikke analyseres under de kriterier, der sædvanligvis ligger til grund for transmissionsnetdimensionering. Sidst i kapitlet analyseres, hvordan en såkaldt n-1 modellering vil påvirke resultaterne for belastningen af transmissionsnettet.

### 7.1 Vindproduktion i scenarierne

I hovedparten af analyserne i dette kapitel varierer vindindfødningsgraden fra 0 til 100% af det årlige elbehov svarende til fra 0 til ca. 25 TWh. Metoden, hvormed vindindfødningsgraden modelleres, har indflydelse på alle disse analyser. I EnergyPLAN modelleringerne antages, at vindudbygning op til 2500 MW alene foretages i form af landbaserede vindmøller. Vindudbygning derover foretages alene i form af havbaserede vindmøller. Dette har naturligvis en væsentlig betydning for den modellerede belastning af transmissionsnettet. Så længe der foretages en udbygning på land, er der en rimelig geografisk spredning, der følger den eksisterende spredning. Denne spredning er naturligvis ikke helt jævn over Jylland-Fyn, da vindressourcerne er højest i den vestlige del, hvorimod befolkningen og dermed elforbruget er placeret længere mod øst. Til trods for dette forhold, er der dog en væsentlig geografisk udjævning.

Anderledes er situationen ved vindkraftudbygning i form af havbaserede vindmøller. Her antages vindmøllerne indkoblet i to punkter svarende til den eksisterende havvindmøllepark på Horns Rev samt en fremtidig havvindmøllepark syd for Læsø. I modelleringerne er effekten delt i forholdet 1:2 i hhv. Horns Rev og Læsø Syd. Der er her altså tale om punktindfødningsgrad, med de påvirkninger af transmissionsnettet, dette medfører.

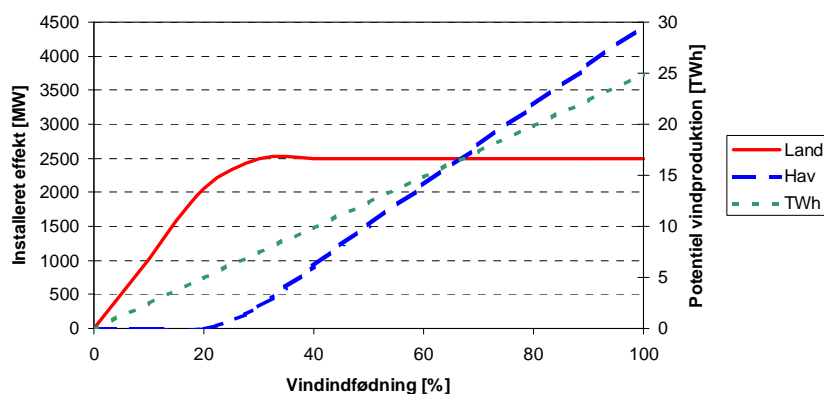
I modelleringerne af netbelastningen som funktion af vindindfødningsgraden, er anvendt de anførte installerede effekter i tabel 7.1.

	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Land	1027	2054	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500
Hav	0	0	330	920	1510	2100	2690	3277	3865	4455
TWh	2,5	5,0	7,5	9,9	12,4	14,9	17,4	19,9	22,4	24,9

**Tabel 7.1:** Installeret effekt i MW for henholdsvis land- og havbaserede vindmøller i de modellerede vindindfødningsgrader.

Den anførte procentandel angiver, hvor stor vindindfødningsgraden ville udgøre af elforbruget (excl. transmissionstab) under forudsætning af, at ingen møller standses eller nedreguleres med henblik på reduktion af eloverløb.

Som det fremgår af figur 7.1 er hældningskoefficienten for havvindmøllekurven lavere end for landmøllekurven. Det betyder, at der skal en mindre installeret havvindmølleeffekt til at give en given produktion end tilfældet er med landbaserede vindmøller, hvilket igen skyldes de modellerede benyttelsestider og de hidtidige erfaringer fra Horns Rev.



**Figur 7.1:** Modelleret vindindfødning på hhv. land og havbaserede vindmøller samt den dertil knyttede potentielle produktion.

## 7.2 Netbelastning uden eksportbegrænsning

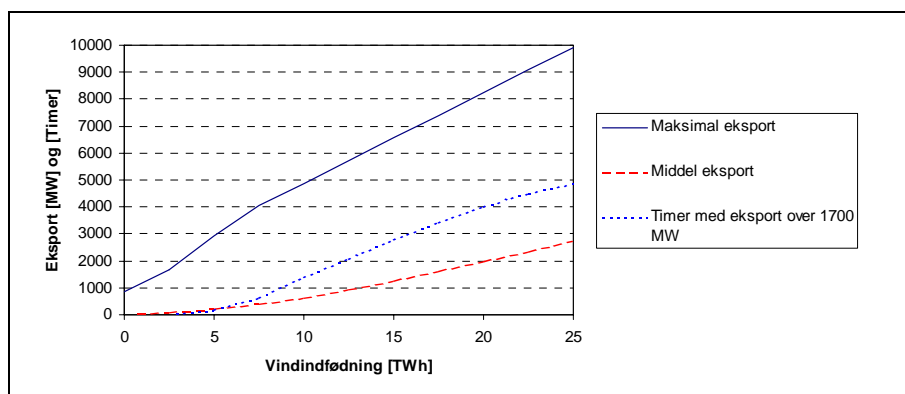
Analyserne af netbelastning uden eksportbegrænsning er foretaget på grundlag af tre af de scenarier, der også er behandlet i kapitel 3 og kapitel 5. De tre scenarier, som er modelleret med EnergyPlan modellen er beskrevet ud fra deres væsentligste parametre i tabel 7.2

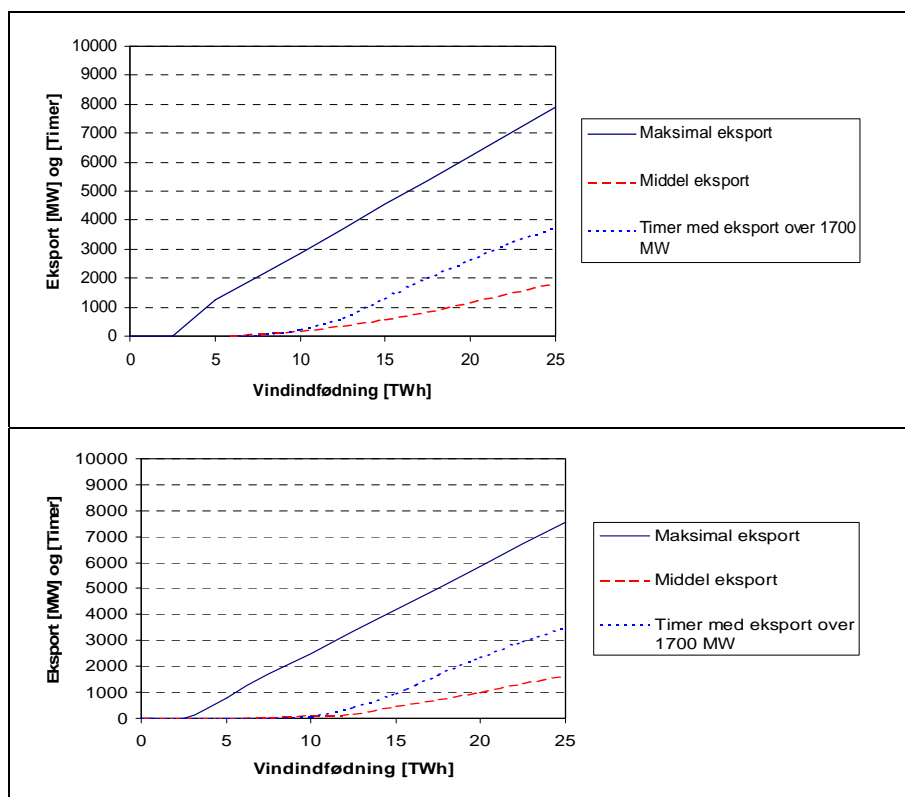
	MosaikEltra2020 ReferenceKEOL KEOLReg=0	ReferenceDKV RegKedel	ReferenceDKV RegVP
Elforbrug	24,87 TWh	24,87 TWh	24,87 TWh
Fjernvarmeforbrug	20,00 TWh	20,00 TWh	20,00 TWh
Kraftvarme	2750 MW	2750 MW	2750 MW
Kondens	5000 MW	5000 MW	5000 MW
Varmepumpe	0 MW	0 MW	350 MW
Reguleringsstrategi	1 (varme)	2 (el & varme)	2 (el & varme)
KEOL regulering	ingen	ingen	ingen

**Tabel 7.2:** De tre modellerede scenarier uden eksportbegrænsning.

Energiforbruget i de tre scenarier er identisk, og i ingen af scenarierne regnes der med handel mellem Norge/Sverige og Tyskland. I alle tre scenarier er der i realiteten ubegrænset adgang til kondensværker, og i ét scenarie er der installeret varmepumper på i alt 350 MW, der kan indgå aktivt i effektbalancereguleringen. I det første scenarie producerer kraftvarmeverkerne efter varmebehovet mens både varme- og elproduktion i de to andre søges afstemt med forbruget.

Da eleksporten i ingen af scenarierne er begrænset til de eksisterende 1700 MW, resulterer det i en betydelig eleksport, som det fremgår af figur 7.2. Størst er eleksporten i referencesituationen (figur 7.2 øverst), hvor alene varmebehovet er afgørende for elproduktionen på de decentrale kraftvarmeverker. Her er den maksimale eleksport allerede uden vindindfødning knap 1000 MW og ved godt 2,5 TWh vindindfødning, overstiger den de installerede 1700 MW, og giver dermed anledning til en udbygning til trods for kun en enkelt time med højere eleksport end 1700 MW. I takt med stigende vindindfødning stiger den maksimale eleksport, og ved 18 TWh vindindfødning overstiger den årlige gennemsnitlige vindindfødning 1700 MW og ved knap 22 TWh vindindfødning overstiger eleksporten 1700MW mere end halvdelen af året. Maksimaleksporten nås ved 25 TWh vindindfødning og udgør 9926 MW svarende til etablering af 14 nye 600 MW forbindelser til Norge/Sverige. Dette er naturligvis ikke realistisk i virkeligheden, men viser det krav, der stilles til eksport, hvis andre tiltag ikke implementeres.





**Figur 7.2:** Eksport i de tre scenarier uden eksportbegrænsning fra oven hhv. MosaikEltra2020ReferenceKEOL – KEOLReg=0, Reference DKVRegKedel & Reference DKVRegVP.

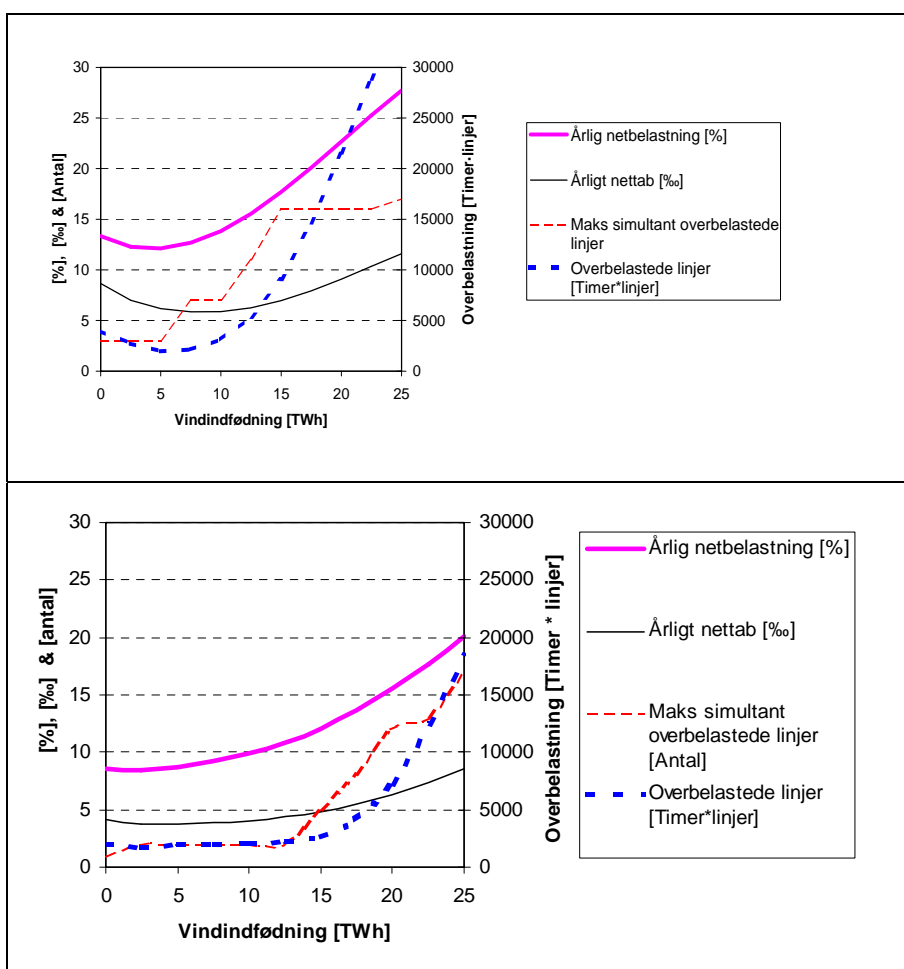
I de to andre scenarier er eleksporten mere moderat. Først ved hhv. knap 6,5 TWh (Kedel) og godt 7,5 TWh (VP) vindindfødnig overstiger eleksporten den p.t. installerede eksportkapacitet på 1700 MW. Den maksimale eleksport er 7892 MW og 7546 MW med hhv. kedel og varmepumpe altså hhv. ca. 2000 og 2400 MW lavere end øverste scenarie i figur 7.2

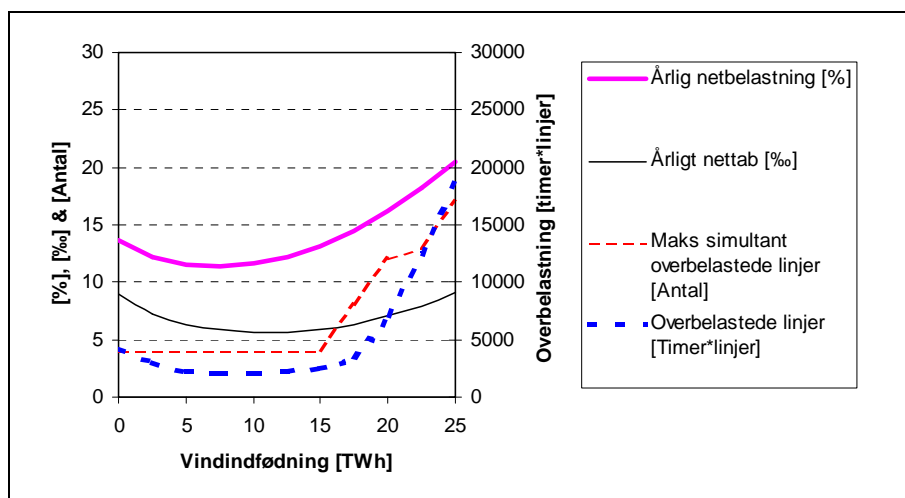
At anvendelse af varmepumper resulterer i lavere eleksport og dermed lavere krav til eksportkapacitet sammenlignet med anvendelse af kedel skyldes, at varmepumper reduceret eloverløbet mere, end brugen af kedler gør.

Analyserne er baserede på gennemregninger af samtlige 8784 sæt timeværdier for et år, hvilket giver store mængder resultater, som det er komplekst at præsentere. På baggrund af resultaterne er der fremdraget midlede belastningsindikatorer (e.g. årligt nettab), summerede belastningsindikatorer (e.g. antal timer en given linje overbelastes, eller det samlede

antal timer linjer overbelastes) samt spidsbelastningsindikator (e.g. det maksimale antal simultant overbelastede linjer).

Forskellen i eleksport i de tre scenarier har en væsentlig indflydelse på belastningen af transmissionsnettet. I figur 7.3 er fire belastningsindikatorer for hvert scenarie vist. Fælles for alle tre scenarier er, at belastningen generelt stiger i takt med stigende vindindfødnings. I en vis udstrækning ses dog, at netbelastningen er lavest ved 5-10 TWh. Dette kan tilskrives, at en jævnere geografisk spredning af elproduktionen, som blandt andet kan opnås med en jævn spredning af vindmøller, naturligt mindsker netbelastningen.





**Figur 7.3:** Netbelastning i de tre scenarier uden eksportbegrænsning fra oven hhv. MosaikEltra2020ReferenceKEOL – KEOLReg=0, Reference DKVReg Kedel & Reference DKVRegVP.

I alle diagrammerne i figur 7.3 ses, at der selv uden vindindfødnings optræder overbelastninger. Disse optræder ikke i virkeligheden, og diskuteres i forbindelse med figur 7.4 hvor specifikke linjers overbelastning behandles.

Den væsentligste forskel ses at være mellem MosaikEltra2020-ReferenceKEOL – KEOLReg=0 og de to andre scenarier, idet netbelastningen for dette stiger op til ca. 27% mod omkring 20% i kedel- og varmepumpescenarierne.

Overbelastningsgraden målt i overbelastede timer-linjer er tilsvarende 84% højere end for kedelscenariet og 92% højere end for varmepumpescenariet ved 25 TWh vindindfødnings.

Med hensyn til det maksimale antal simultant overbelastede linjer er forskellen mindre markant. Ved 25 TWh vindindfødnings er der i alle tre scenarier maksimalt 17 simultant overbelastede linjer. I betragtning af den i øvrigt markant lavere overbelastning i kedel- og varmepumpescenariet ved 25 TWh vindindfødnings er dette interessant. Et element i en forklaring er, at det i vid ustrækning er de samme linjer, der overbelastes i de forskellige scenarier, og at tallene her ikke indikerer graden af overbelastning af den enkelte linje.

Ved sammenligning af ReferenceDKVRegVP og ReferenceDKVRegkedel ses, at netbelastningen samt overbelastningen ved høje vindindfødnings er

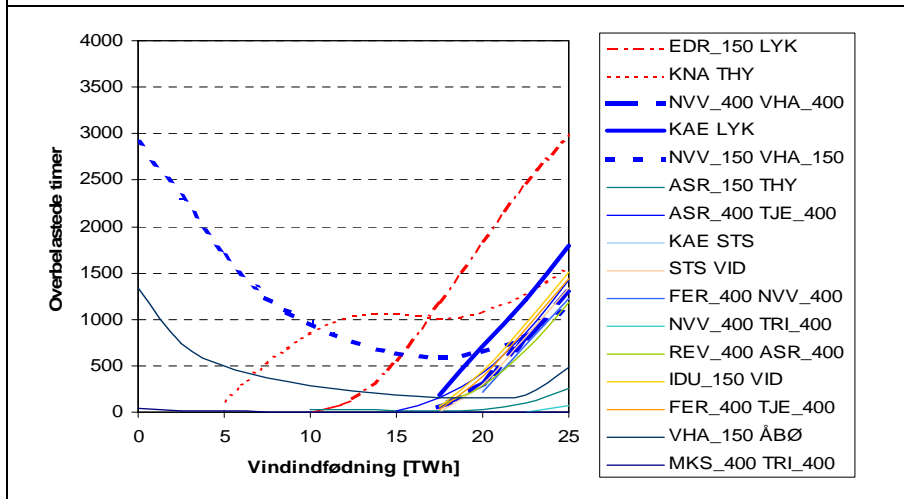
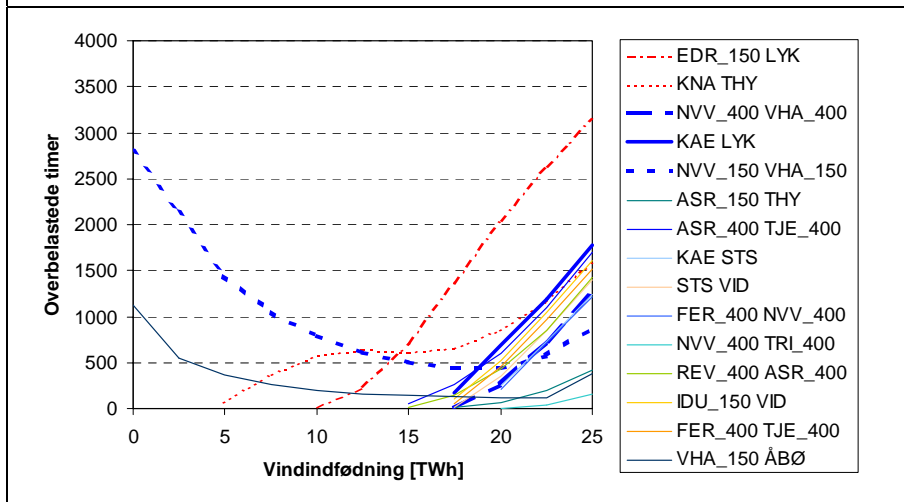
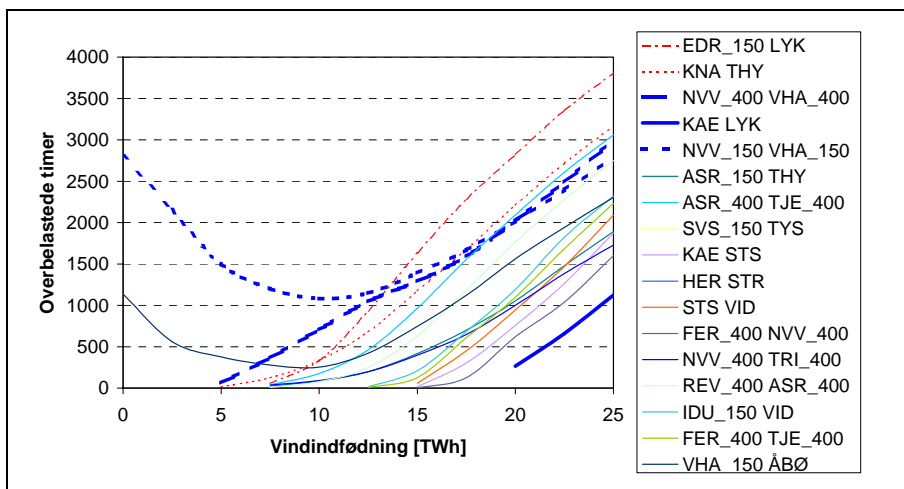
marginalt lavere for varmepumpescenariet end for kedelscenariet. Hvad angår netbelastningen er denne hhv. 20,9% for varmepumpescenariet og 20,4% for kedelscenariet og overbelastningen er tilsvarende 18937 timer-linjer og 19686 timer-linjer. Denne forskel kan igen tilskrives varmepumpescenariets bedre mulighed for at udnytte vindkraften lokalt med mindre transmissionsbehov til følge.

I figur 7.4 er vist overbelastninger af specifikke ledningsstrækninger. Fælles for alle tre scenarier er, at selv ved lave vindindfødningsenergi er der overbelastede linjer – og altså også ved de knap 20% / 5 TWh vind der p.t. (2003) er i elsystemet i Eltra-området. Det er primært 150 kV linjerne NVV-VHA og VHA-ÅBØ, der allerede her overbelastes. For scenarierne ReferenceDKVRegKedel og ReferenceDKVRegVP er det op til en vindindfødningsenergi på 15 TWh næsten udelukkende disse to linjer samt KNA-THY, der overbelastes.

Uden vindindfødningsenergi er der i praksis ingen linjer, der burde overbelastes. De to linjer der hovedsageligt overbelastes – NVV-VHA og VHA-ÅBØ er begge del af en tracé der går mere eller mindre parallelt med en 400 kV linje. En aktiv styring af effektflows i disse linjer ville derfor specielt ved lave vindindfødningsenergi eliminere overbelastninger her.

Den tredje linje, der overbelastes ved lave vindindfødningsenergi, KNA-THY overbelastes kun i mindre omfang med anvendelse af nyere konfidentielle data.

Andre linjer overbelastes i takt med stigende vindindfødningsenergi. I øverste diagram i figur 7.4 ses, at allerede ved 7,5 TWh begynder et betydeligt antal linjer ud over de tre førnævnte at overbelastes. Dette sker for de to andre scenarier først ved en vindindfødningsenergi på 15-17 TWh. Da overbelastningerne på NVV-VHA-ÅBØ samt KNA-THY i praksis bortfalder ved lave vindindfødningsenergi, betyder det, at det eksisterende indenlandske transmissionsnet op til 15-17 TWh vindindfødningsenergi er tilstrækkeligt selv uden eksportbegrænsning, så længe det er intakt.





**Figur 7.4:** Overbelastede linjer i de tre scenarier uden eksportbegrænsning fra oven hhv. MosaikEltra2020ReferenceKEOL – KEOLReg=0, Reference DKVRegKedel & Reference DKVRegVP.

### 7.3 Netbelastning med eksportbegrænsning

I den følgende analyse, er det antaget, at den eksisterende overføringskapacitet til Norge og Sverige på 1700 MW ikke må overskrides. De tre scenarier, der analyseres i denne sammenhæng svarer nøjagtigt til de tre scenarier, der er analyseret i foregående afsnit med den lille forskel, at frem for at eksportere al eloverløb, så fjernes kritisk eloverløb i tre tempi:

- anvendelse af kedler til fjernvarmeproduktion frem for kraftvarme
- anvendelse af elpatroner til fjernvarmeproduktion frem for kedler
- begrænsning af effekt på vindmøller/lukning af vindmøller

Det er den betydning, der ligger i KEOL reguleringssekvensen i tabel 7.3.

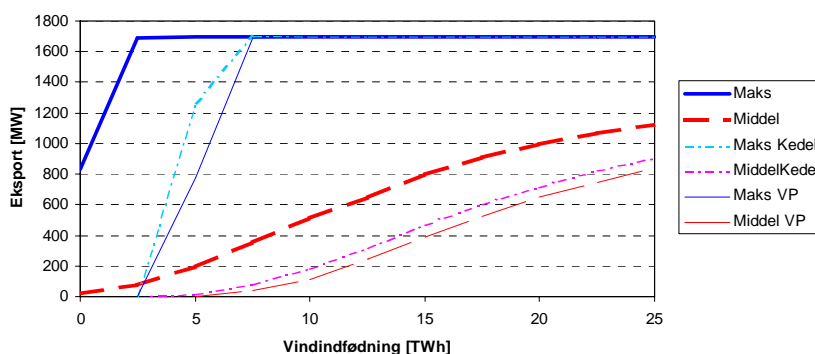
	MosaikEltra2020 ReferenceKEOL KEOLReg=23541	ReferenceDKV RegKedel KEOLReg=23541	ReferenceDKV RegVP KEOLReg=23541
Elforbrug	24,87 TWh	24,87 TWh	24,87 TWh
Fjernvarmeforbrug	20,00 TWh	20,00 TWh	20,00 TWh
Kraftvarme	2750 MW	2750 MW	2750 MW
Kondens	5000 MW	5000 MW	5000 MW
Varmepumpe	0 MW	0 MW	350 MW
Reguleringsstrategi	1 (varme)	2 (el & varme)	2 (el & varme)
KEOL regulering	23541	23541	23541

**Tabel 7.3:** De tre modellerede scenarier med eksportbegrænsning.

Igen ligger forskellen primært i anvendelsen af varmepumper samt i om modellen alene søger at afstemme varmeproduktion med varmebehov, eller om både el og varme søges afstemt.

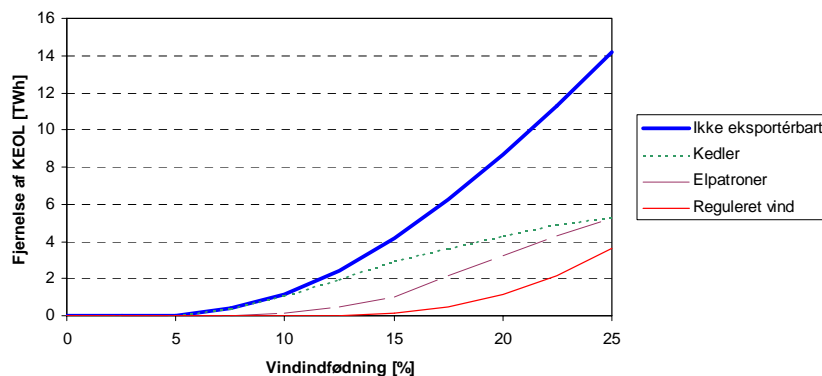
Eksporten i disse scenarier er naturligvis lavere end scenarierne uden eksportbegrænsning, som det fremgår af figur 7.5. Den eneste måde eksporten her adskiller de enkelte scenarier, er de vindindfødninger, ved hvilke eksporten begynder, hhv. rammer grænsen på 1700 MW samt den gennemsnitlige eksport. Den vindindfødning, hvor grænsen på 1700 MW rammes, svarer således til det punkt, hvor de forskellige mekanismer til fjernelse af kritisk eloverløb træder i kraft. For MosaikEltra2020-

ReferenceKEOL-KEOLReg=23541 ses dette punkt allerede som værende ved 2,5 TWh, hvorimod det for de to andre scenarier først er ved 7,5 TWh.



**Figur 7.5:** Eksport i de tre scenarier med eksportbegrænsning indlagt, fra oven hhv. MosaikEltra2020ReferenceKEOL-KEOLReg=23541, Reference DKVReg Kedel KEOLReg=23541 & Reference DKVRegVP KEOLReg=23541.

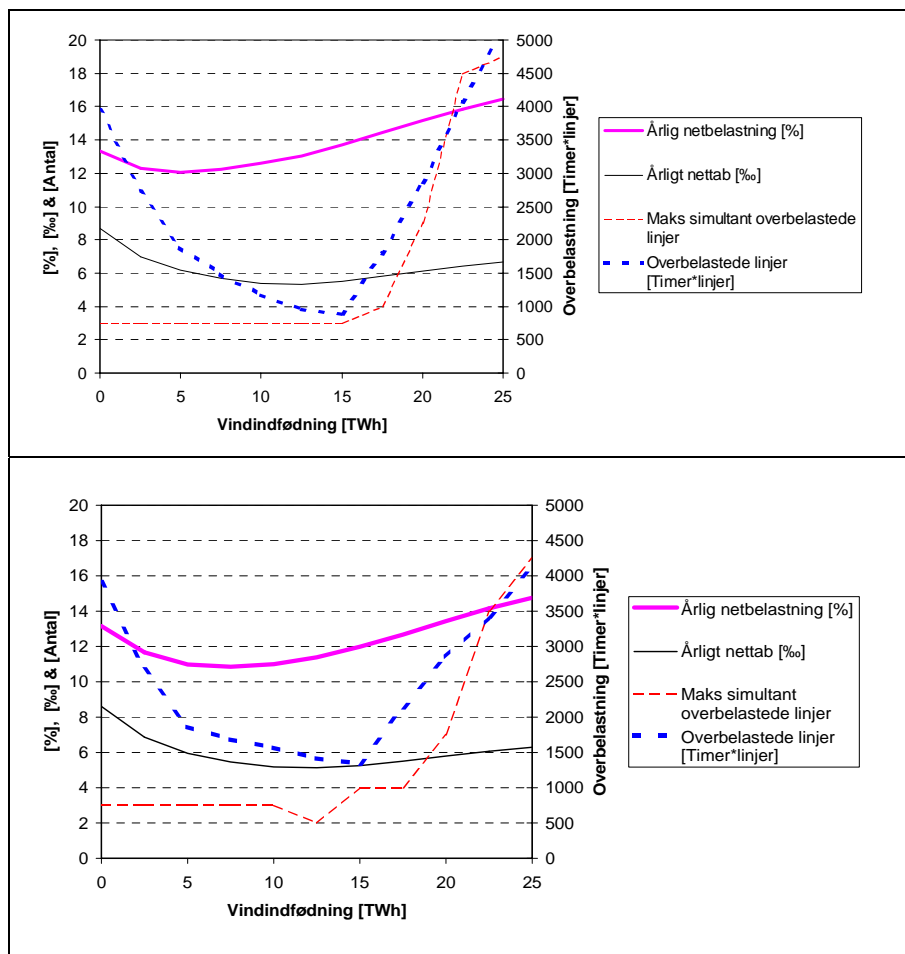
Måden, hvorved det kritiske eloverløb fjernes, har grundet sin geografiske påvirkning en indflydelse på belastningen af nettet. I figur 7.6 ses en specifikation af, hvordan det kritiske eloverløb fjernes i scenariet MosaikEltra2020ReferenceKEOL-KEOLReg=23541.

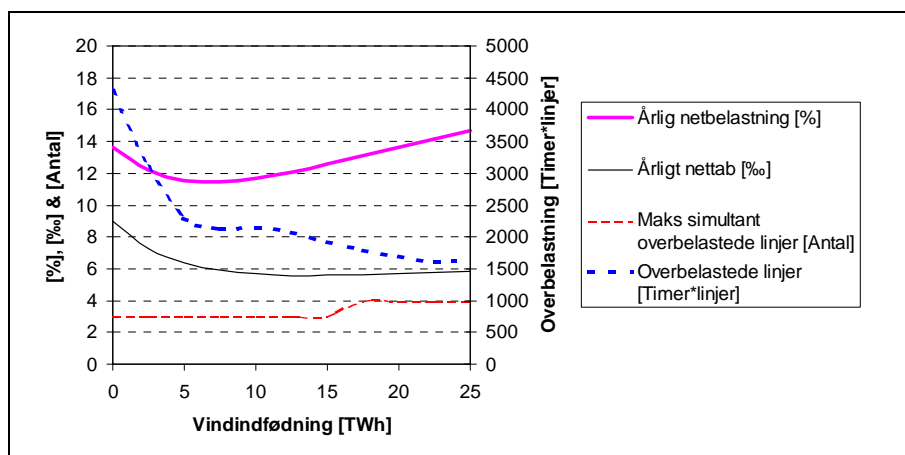


**Figur 7.6:** Fjernelse af kritisk (ikke eksporterbart) eloverløb i MosaikEltra2020ReferenceKEOL-KEOLReg=23541.

Både kedler og elpatroner er modelleret og indplaceret på kraftvarmeværker og har derved en geografisk udbredelse svarende til varmebehovet og elbehovet. Regulering af vindmøller har primært en betydning ved høje vindindfødnings over 17,5 TWh, hvor der er mere vindkraft placeret på havet end på land. I den udstrækning vindmøller reguleres i scenarierne, vil det dermed have en punktpåvirkning i Vester Hassing og Karlsgårde.

Netbelastningen i de tre scenarier er vist i figur 7.7.





**Figur 7.7:** Netbelastning i de tre scenarier med eksportbegrænsning, fra oven hhv. MosaikEltra2020ReferenceKEOL-KEOLReg=23541, Reference DKVRegKedel KEOLReg=23541 & Reference DKVRegVP KEOLReg=23541.

I lighed med resultaterne uden indlagt eksportbegrænsning, er der også med eksportbegrænsning en betydelig overbelastning uden vindindfødnings, som i praksis ikke vil forekomme.

I takt med højere vindindfødnings over 7,5 TWh pr år stiger netbelastningen for alle tre scenarier nærmest lineært med vindindfødnings. Netbelastningen ved lavere vindindfødnings end 7,5 TWh er højere end ved 7,5 TWh. Dette kan ikke tilskrives de overbelastede linjer, da disse er forholdsvis korte 150 kV linjer. Det må derimod tilskrives, at den geografiske fordeling af elforbrug og elproduktion forbedres med en vis vindindfødnings med lavere netbelastning til følge. Dette skyldes både den direkte elproduktion fra vindmøller men også den reduktion af produktionen på termiske kraftværker, som vindkraften giver anledning til.

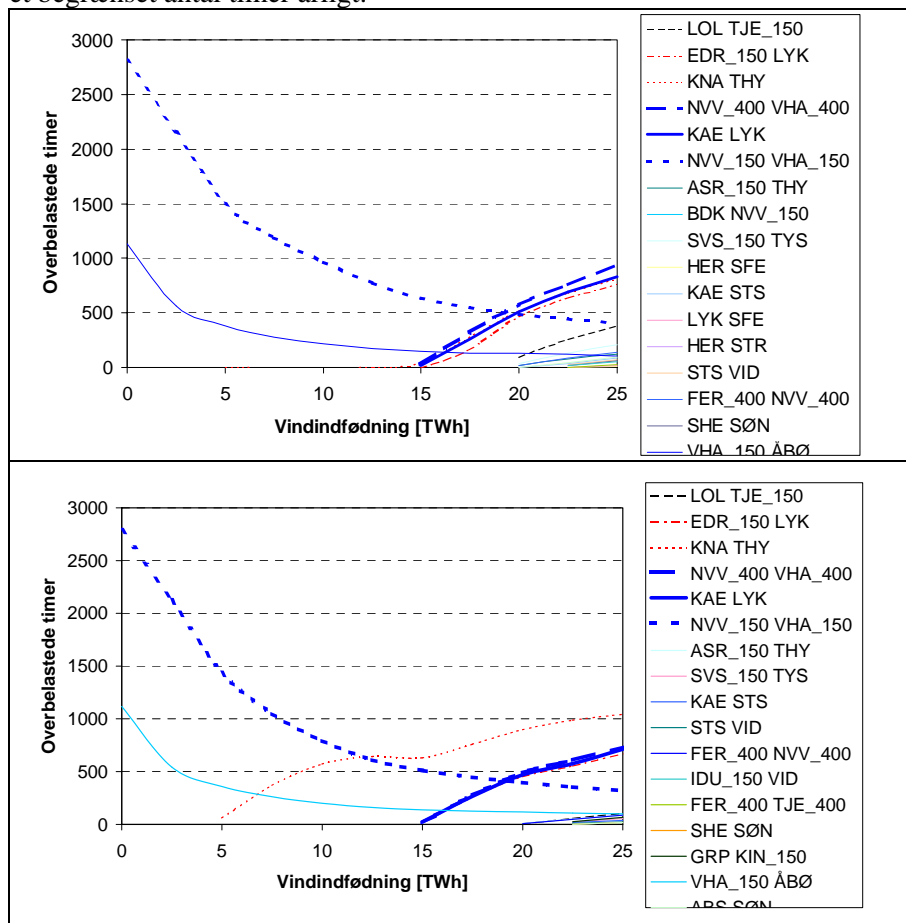
Igen ses det, at netbelastningen er faldende i rækkefølgen MosaikEltra2020-ReferenceKEOL-KEOLReg=23541, Reference DKVRegKedelKEOL-Reg=23541 & Reference DKVRegVP KEOLReg =23541, hvis der ses bort fra de laveste vindindfødnings.

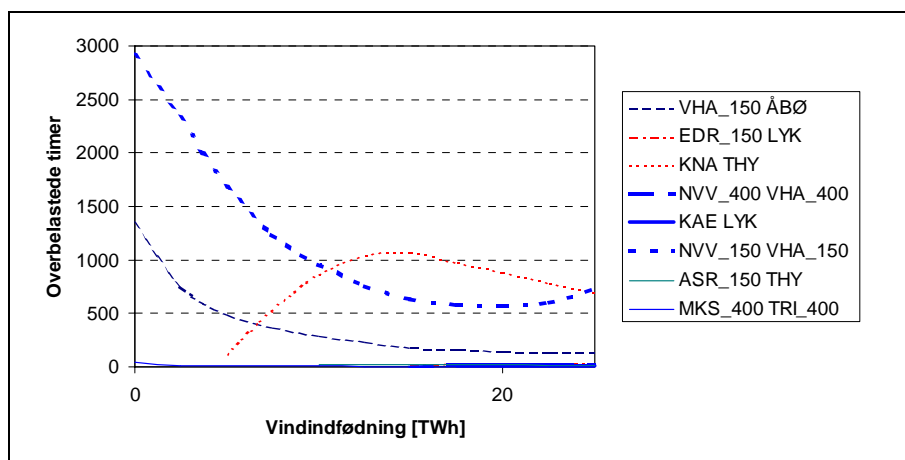
Derudover ses en bemærkelsesværdig forskel mellem kedel- og varmepumpescenariet. Til trods for at den årlige netbelastning i de to scenarier er af sammenlignelig størrelse – gående fra 13,2% til 14,8% i kedelscenariet og fra 13,6% til 14,7% i varmepumpescenariet - er der en

forskel i faktiske overbelastninger, hvor varmepumpescenariet ligger markant under kedelscenariet.

Denne forskel ses igen i overbelastningen af de enkelte linjer, som vist i figur 7.8. I alle tre scenarier er der linjer, der overbelastes uanset graden af vindindfødnings, og i øverste diagram ses det, at der efter 15 TWh vindindfødnings er en række linjer, der overbelastes i MosaikEltra-2020ReferenceKEOL-KEOLReg=23541.

Tilsvarende er der for kedelscenariet i det mellemste diagram en række linjer, der overbelastes i takt med stigende vindindfødnings, men her starter de fleste overbelastninger først ved 20 TWh vindindfødnings. For varmepumpescenariet er der en begrænset mængde linjer, der overbelastes som vist i det nederste diagram i figur 7.8, og hovedparten af disse linjer overbelastes et begrænset antal timer årligt.

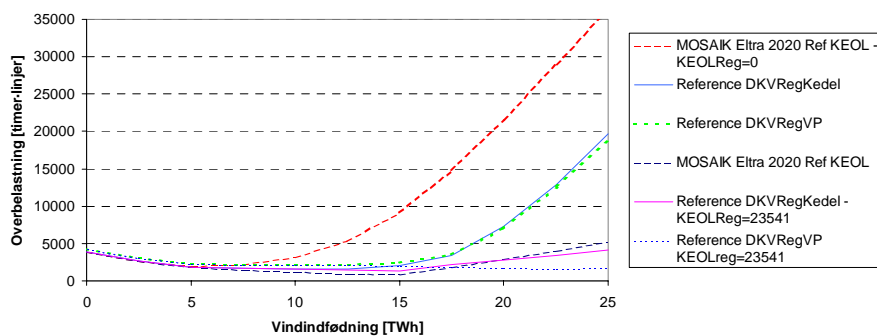




**Figur 7.8:** Overbelastede linjer i de tre scenarier med eksportbegrænsning fra oven MosaikEltra2020ReferenceKEOL-KEOLReg=23541,Reference DKV-RegKedel KEOLReg=23541 & Reference DKVRegVP KEOLReg 23541

#### 7.4 Sammenligning af scenarierne med og uden eksportbegrænsning

Belastningen af transmissionsnettet uden eksportbegrænsning er højere, end hvis der indlægges en eksportbegrænsning. De tre kurver, der i figur 7.9 viser overbelastningsgraden uden eksportbegrænsningen på 1700 MW ligger klart over kurverne for de tre scenarier, der ligger indenfor eksportbegrænsningen.



**Figur 7.9:** Overbelastningsgrad for de seks scenarier, der er analyseret hidtil (se tabel 7.2 og 7.3 for beskrivelse).

Indenfor de to blokke à tre scenarier er der også markante forskelle. Både med og uden eksportbegrænsning er det væsentligt, at reguleringsstrategien søger at afbalancere såvel varmebehov med varmeproduktion som elbehov med elproduktion. Det gøres naturligvis allerede i dag, men afbalancering omfatter ikke de små decentrale kraftvarmeværker, som producerer optimalt i forhold til treledstariffen eller efter varmebehovet. Endelig ses der også en forskel mellem scenarier, hvor der anvendes kedler og scenarier, og hvor der anvendes varmepumper. Op til ca. 5 TWh er overbelastningen ens, derefter er kedelscenarierne marginalt lavere op til ca. 17,5 TWh, hvor det skifter så varmepumpescenarierne er lavest for de højeste vindindfødninger. Overbelastningerne med anvendelse af varmepumper er her både færre og mindre end i kedelscenarierne.

Kigges der nærmere på, hvilke linjer det er, der overbelastes, ses det af figur 7.4 og 7.7, at det i høj grad er en række linjer, der allerede med den nuværende bestand af vindmøller, ikke kan honorere transmissionskravene.

På figur 7.10 er alle de linjer, der i alt i de seks analyserede scenarier ved en given vindindfødning overbelastes, angivet med blå. Det ses, at der fra Esbjergområdet er en række linjer, der i nogle situationer overbelastes. For de fleste af disse linjers vedkommende er det udelukkende ved høje vindindfødninger, at der forekommer overbelastninger. Det skyldes tilkoblingen af Horns Rev havvindmøllepark i 150 kV knuden Karlsgårde, som ved 25 TWh vindindfødning udgør en installeret effekt på 1485 MW. En af linjerne, der ofte overbelastet i Esbjerg-området, er således førmtalte END-LYK, der forbinder den væsentlige knude Lykkegård med 400 kV nettet.

Forbindelserne til Vester Hassing (VHA), hvor den anden havvindmøllepark Læsø Syd, som ved 25 TWh vindindfødning udgør 2970 MW, samt KontiSkan forbindelsen til Sverige begge er indkoblet, er også generelt udsatte for overbelastninger. Disse overbelastninger forplanter sig yderligere via Nordjyllandsværket (NVA) ned gennem Jylland til TJEle og TRIge. Trige fungerer her som grænseflade til den væsentlige forbrugskoncentration, som Århus udgør, og i Tjele er Skagerakforbindelsen til Norge indkoblet. Forbindelserne syd for TJE er ligeledes overbelastede, da de går til Esbjergområdet og Horns Rev havvindmøllepark.

Udover disse overbelastninger er der et par enkeltstående overbelastninger, hvoraf Askær (ASR) - KNAbberub udgør en af de forholdsvist få øst-vestlige forbindelser, og derfor er udsat for den ubalance, der eksisterer med forbrug langs østkysten og vindproduktion i de vestlige egne



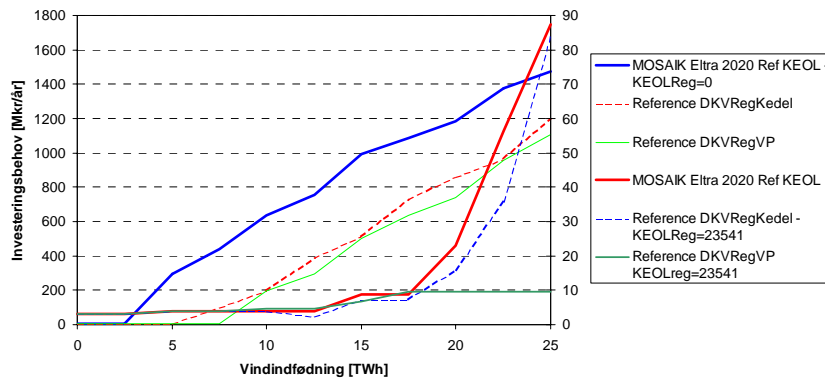
**Figur 7.10:** Overbelastede linjer i de seks hidtil analyserede scenarier

### 7.5 Investeringsbehov med og uden eksportbegrænsning

I det følgende er krævede netforstærkninger og udvidelser i transmissionsnettet i de enkelte af de hidtil seks behandlede scenarier prissat og sammenlignet. Prisforudsætningerne er opstillet i Bilag 7.1, hvor det ligeledes fremgår, i hvilken udstrækning eksisterende linjer forstærkes eller doubleres med et eller flere nye parallelle traceer.

Med disse priser og investeringsprofiler, ses et investeringsforløb i figur 7.11, der svarer til overbelastningssituationen angivet i figur 7.9 med en relativ høj omkostning uden eksportbegrænsning, en relativ høj omkostning, hvis kraftvarmeværker alene reguleres efter varmebehov og en marginalt højere omkostning, hvis der anvendes kedler frem for varmepumper. Da specielt eksportforbindelserne er meget investeringstunge, vil omkostningerne til indenlandske forstærkninger være beskedne i forhold hertil.





**Figur 7.11:** Investering og drift og vedligeholdelse af krævede netforstærkninger omregnet til årlige kapitaludgifter som funktion af vindindfødnings. De tre øverste scenarier uden eksportbegrænsning er vist på venstre Y-akse; de resterende på højre Y-akse. Investeringsforløbene er omregnet til årlige kapitaludgifter ud fra en kalkulationsrente på 3%, en tidshorisont på 30 år og årlige drift- og vedligeholdelsesomkostninger på 2% af investeringsomkostningen.

Den markante forskel mellem de tre scenarier uden eksportbegrænsning skyldes den markant højere eksport, som ved 25 TWh vindindfødnings nødvendiggør etablering af yderligere tre 600 MW HVDC forbindelser à 1,35 milliarder kr. i MosaikEltra2020ReferenceKEOL-KEOLReg=0 set i forhold til Reference DKVRegKedel og Reference DKVRegVP.

De væsentligste investeringer i transmissionsnettet kan således undgås gennem en forbedret styring af effektbalancerne i systemet.

## 7.6 Netbelastning og fjernelse af kritisk eloverløb ved eksportbegrænsning

I dette afsnit analyseres, hvor det er hensigtsmæssigt at fjerne det kritiske eloverløb ud fra en transmissionsnetsbetragtning. Nettets belastning ved central fjernelse af kritisk eloverløb på de centrale kraftværker analyseres og sammenlignes med nettets belastning, hvis også mindre decentrale kraftvarmeværker inddrages i fjernelse af kritisk eloverløb.

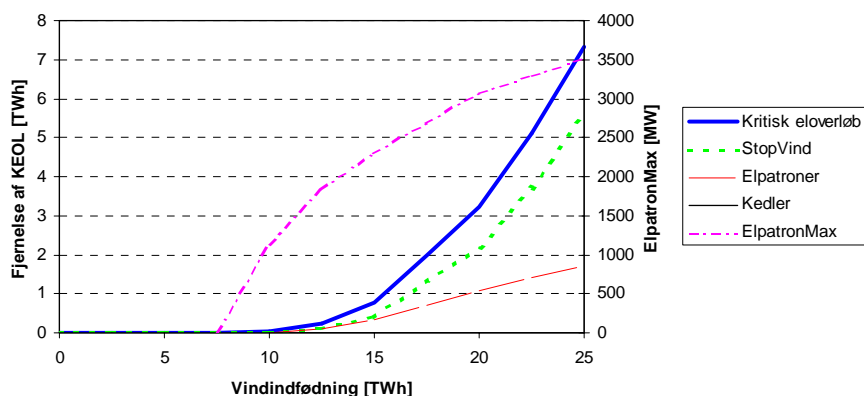
Dette spørgsmål analyseres med udgangspunkt i scenariet Reference DKVRegVP KEOLReg=23541 (se tabel 7.3) som modelleres med fjernelse af kritisk eloverløb med hhv. omlægning af kraftvarmedrift til kedeldrift, indsættelse af elpatroner og nedlukning af vindkraft. Dette modelleres i to

situationer, hvor de to førstnævnte tiltag foretages a) på alle kraftvarmeværker uanset størrelse og b) udelukkende på de store centrale kraftvarmeværker. Den første af disse beregninger er identisk med beregningen af scenariet i afsnit 7.3. Denne sammenholdes med Reference DKVRegVP KEOLReg=351, hvor reguleringssekvensen 351 indikerer, at alene centrale værker tages i anvendelse til fjernelse af kritisk eloverløb. De to udgaver af scenariet betegnes her

- a) reference DKVRegVP Central KEOL fjernelse og
- b) reference DKVRegVP Decentral KEOL fjernelse

Ved lave vindindfødninger er der intet kritisk eloverløb, som det fremgår af figur 7.12, og der sker følgelig heller ingen fjernelse af kritisk eloverløb. Med fjernelse af kritisk eloverløb alene på de centrale kraftværker, er forløbet derfor generelt tilsvarende forløbet med fjernelse på alle kraftvarmeværker, da der ingen forskel er mellem central og decentral fjernelse af kritisk eloverløb.

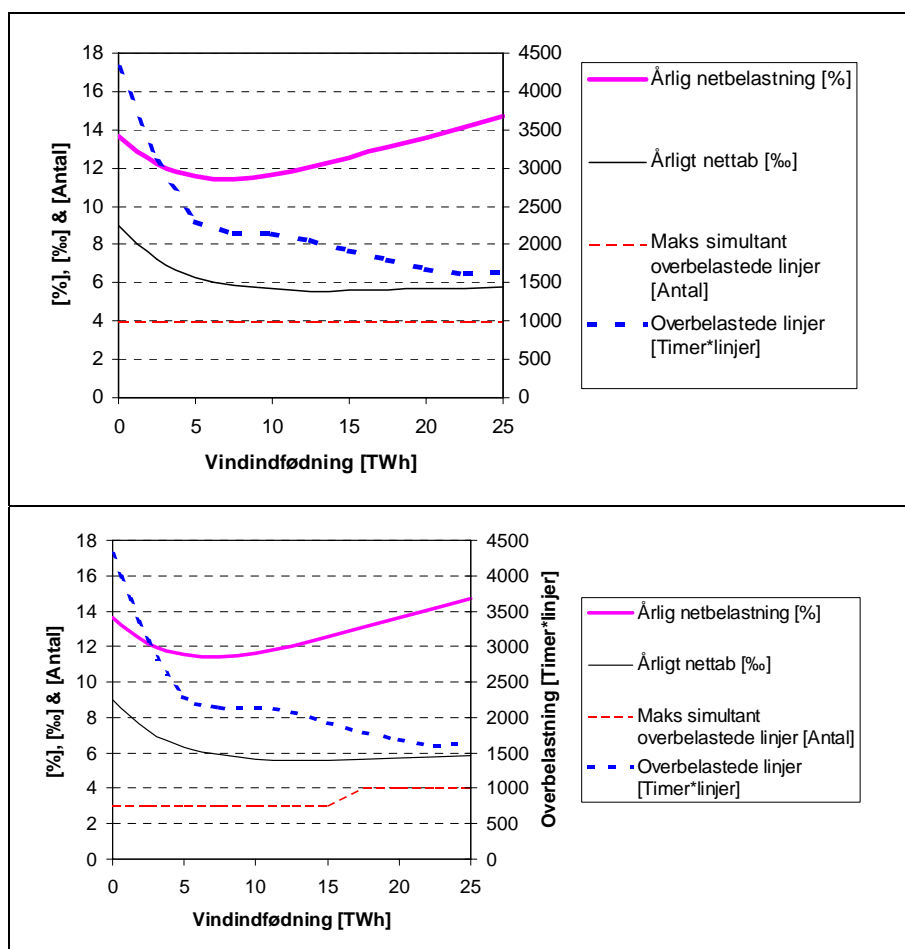
I takt med stigende vindindfødning træder de enkelte mekanismer til fjernelse af kritisk eloverløb i kraft. Som det fremgår af figur 7.12, indsættes der ved vindindfødning på 10 TWh og derover elpatroner til fjernelse af kritisk eloverløb, og tilsvarende er der tilfælde med regulering af vindmøller fra 10 TWh og op. Elpatronerne opnår en maksimal belastning på ca. 3500 MW ved 25 TWh vindindfødning.



**Figur 7.12:** Kilder til fjernelse af kritisk eloverløb i ReferenceDKVRegVP Decentral KEOL fjernelse.

I figur 7.13 er vist de forskellige belastningsindikatorer for transmissionsnettet i de to scenarier. Umiddelbart ses ingen forskel mellem belastningen

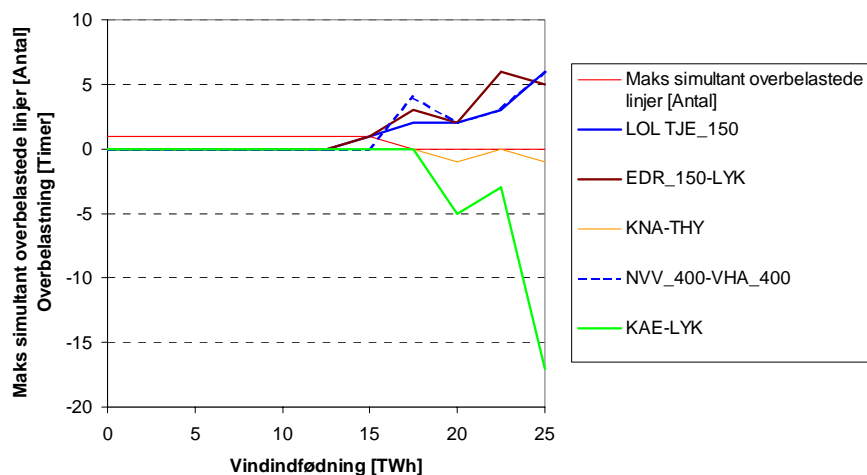
ved central og ved decentral fjernelse af kritisk eloverløb. På figur 7.14 er forskellen mellem de to sæt kurver i figur 7.14 vist, og her ses de mindre forskelle.



**Figur 7.13:** Central og decentral fjernelse af kritisk eloverløb – øverst Reference DKVRegVP Central KEOL fjernelse – nederst Reference DKVRegVP Decentral KEOL fjernelse.

Generelt er netbelastningen på samme niveau i de to situationer, men overbelastningsgraden er marginalt lavere, hvor der alene er central fjernelse af kritisk eloverløb. Ved 25 TWh vindindfødnings er overbelastning målt i overbelastede timer-linjer så godt som identisk ved decentral fjernelse af kritisk eloverløb og med central fjernelse af kritisk eloverløb. Betragtes de enkelte overbelastede linjer, ses dog forskelle, men der er ikke konkrete linjer, hvis overbelastning helt elimineres med decentral fjernelse af kritisk

eloverløb eller med central. Hvad angår investeringsbehov, er de to scenarier således også identiske.



**Figur 7.14:** Forskel i netbelastning ved hhv. central og decentral fjernelse af kritisk eloverløb. En positiv forskel betyder, at netbelastningen er højest ved central fjernelse af kritisk eloverløb.

Som det fremgår af tabel 7.4 mindskes den maksimale årlige belastning for to af linjestrækningerne hhv. marginalt for EDR\_150-LYK og mere markant for KAE-LYK ved decentral fjernelse af kritisk eloverløb, hvorimod den stiger marginalt for NVV\_400-VHA\_400.

EDR_150-LYK		NVV_400-VHA_400		KAE LYK	
Decentral	Central	Decentral	Central	Decentral	Central
108%	110%	130%	128%	108%	113%

**Tabel 7.4:** Maksimal årlig linjebelastning for de overbelastede linjer, hvor der optræder en forskel mellem central og decentral fjernelse af kritisk eloverløb ved 25 TWh.

Det ses således samlet, at den geografiske indplacering af fjernelse af kritisk eloverløb har en stigende indflydelse i takt med vindindfødingen, men at den dog er begrænset. For specifikke ledninger ændres den maksimale belastning dog mere end den overordnede netbelastning grundet ændringen i den geografiske fordeling af elektricitetsforbrug og -produktion. En geografisk mere specifik fjernelse af specifikke lokale eloverløb, vil derimod have en større indvirkning

## 7.7 Netbelastning og geografisk ujævn vind- og KV produktion

I alle foregående modelleringer i kapitel 6 og kapitel 7 er der forudsat ens klimatiske forhold i Jylland-Fyn området, således at produktionen af vindkraft under en given knude i transmissionsnettet har været direkte proportional med den installerede effekt under den givne knude. Tilsvarende har der været forudsat ens temperatur og dermed varmebehov, hvorved produktionen på kraftvarmeanlæg har været direkte proportional med den installerede effekt. I praksis vil både øjeblikkelige temperatur- og vindforhold variere i det geografiske område, hvorved indføddningen fra vindkraft og kraftvarmeværker ikke vil være så jævnt fordelt som modelleret. I dette afsnit analyseres, hvilken indflydelse en ujævn fordeling vil have på belastningen af transmissionsnettet. Der tages ikke udgangspunkt i specifikke empiriske klimatiske data for landet, da en nærmere analyse af sådanne ligger ud over dette projekts intention, men analysen demonstrerer følsomheden for den klimatiske variation, og dermed i hvilken udstrækning en lokal effektbalanceregulering er påkrævet tilsvarende analyserne i afsnit 7.2

Analysen foretages ved at overlejlre kortet over Jylland-Fyn med et net og variere produktionen i de enkelte masker som beskrevet i afsnit 6.2. Eksempelvis skal produktionen på vindmøller i nogle områder opjusteres og i andre områder nedjusteres.

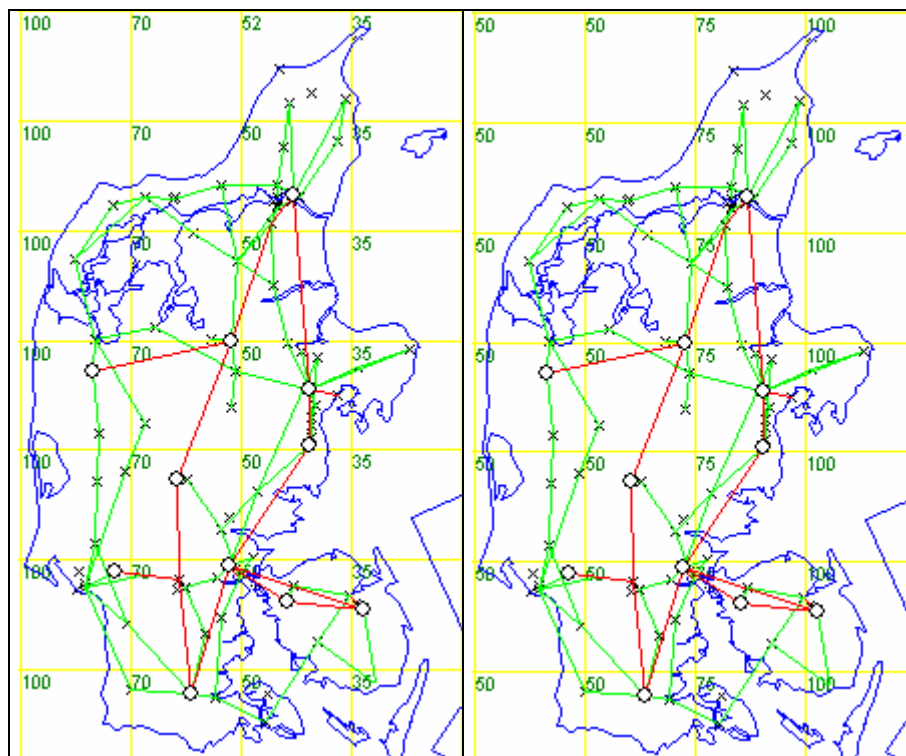
Det forudsætter en situation, hvor vindproduktionen er moderat, da en høj vindproduktion ikke ville muliggøre en opjustering. Tilsvarende er gældende for kraftvarmebaseret elproduktion, hvilket som udgangspunkt skal modelleres i en situation med moderat produktion.

Analysen foretages ud fra scenariet ReferenceDKVRegVP uden fjernelse af kritisk eloverløb i en situation med 12,5 TWh vindindføddning på årsbasis. Den årlige maksimale produktion på vindmøller i denne situation er 3989 MW og tilsvarende for kraftvarme 2750 MW. Blandt årets timeværdier er to sæt, hvor vind- og KV-elproduktionen ligger på halvdelen heraf +/- 25 MW. Det første af disse modelleres med eleffekterne angivet i tabel 7.5

Forbrug [MW]	Vindkraft [MW]	Varmepumpe [MW]	KraftVarme [MW]	Kondens [MW]	Im/eksport [MW]
3016	1972	350	1394	0	0

**Tabel 7.5:** Eleffekter for ReferenceDKVRegVP ved 12,5 TWh (50%) årlig vindindføddning for time 1255.

I analyserne modelleres produktionen fra kraftvarmeværker og vindmøller hver især i to geografiske tilfælde. Det ene tilfælde er den jævne fordeling, der er anvendt i alle andre analyser i dette kapitel. Det andet tilfælde er med gradvise ændringer på øst-vestaksen.



**Figur 7.15:** Modelleret ujævn spredning af vind (th) og kraftvarmeproduktion (tv). For vinds tilfælde stiger vindhastigheden fra øst mod vest; for kraftvarmes tilfælde stiger produktion fra vest mod øst.

I figur 7.15 ses de indekstal, der anvendes ved ujævn fordeling af vind og kraftvarmeproduktion. Det, der kan modelleres med en kombination af de to, svarer til en situation med en varmfront kommende ind fra vest, som giver både højere vindhastigheder og højere temperaturer fra vest. Der er anvendt en større graduering af vindproduktionen end for kraftvarmeproduktion, da vindkraft afhænger mere af vindhastighed end kraftvarmeproduktion afhænger af temperaturen.

I tabel 7.6 er vist uddrag af resultater for de fire tilfælde, der kan opstilles ud fra de mulige kombinationer af ujævn og jævn vind og kraftvarmeproduktion. I to af tilfældene er der en enkelt linje, der overbelastes,

hvorimod der i de andre tilfælde ingen overbelastninger forekommer. Den linje, der eventuelt overbelastes, er symptomatisk en øst-vestgående linje.

Det ses af tabel 7.6, at der er en markant forskel mellem de enkelte tilfælde. Lavest er netbelastningen ved ujævn kraftvarmeproduktion og jævn vindproduktion, hvorimod den er højest i det modsatte tilfælde med jævn kraftvarmeproduktion og ujævn vindproduktion.

		Kraftvarme	
		Jævn	Ujævn
Vind	Jævn	Netbelastning 17,50%	Netbelastning 17,48%
		KNA-THY 249 Ampere	KNA-THY 244 Ampere
	Ujævn	Netbelastning 20,13%	Netbelastning 19,72%
		KNA-THY 283 Ampere	KNA-THY 277 Ampere

**Tabel 7.6:** Netbelastning og overbelastning i time 1255 for Reference DKVRegVP ved 12,5 TWh (50%) vindindføding. KNA-THY har i modelleringen en belastningsevne på 262 Ampere

Hvis der i stedet byttes om på de to ujævne geografiske modelleringer angivet i figur 7.15, falder netbelastningen til 17,4% i ujævn/ujævn situationen. Derimod stiger belastningen til 21,6%, hvis der modelleres den samme stigende produktion fra vest mod øst som angivet for vindkraft i figur 7.15.

Uden at lave nærmere analyser af vejrets temporære og geografiske natur, og dets indflydelse på produktion og forbrug af varme og elektricitet kan det dog ud fra dette simple eksempel ses, at der er en betydelig indflydelse af øjeblikkelige vejrforhold på belastningen af transmissionsnettet. De tidsserier, der generelt er anvendt til modellering af den øjeblikkelige vindkraftproduktion i Jylland-Fyn området i denne rapport, beskriver da også et aggregeret øjebliksbillede, og vindens præcise geografiske variationer er ikke nødvendige for aggregerede energisystemanalyser. For analyse af de krav, der skal stilles til transmissionsnettet, må denne variation tages i betragtning. Analyserne her viser således, at variationen er væsentlig og viser dermed også, at den geografiske forankring af indreguleringen også er væsentlig – altså hvilke kraftværker skal ændre elproduktionen, hvor varmepumper skal sættes i drift, hvor kedler skal erstatte kraftvarmebaseret varmeproduktion, og hvor elpatroner skal erstatte kedelproduktion. Det er således væsentligt, at forskellige incitamentter opfanger dette geografisk varierende behov for reguleringskapacitet.

Sammenholdes resultaterne af dette afsnit med resultaterne af afsnit 7.6 blev det i 7.6 konkluderet, at en geografisk jævnt fordelt indreguleringsevne

havde en ubetydelig indflydelse på transmissionsnetbelastningen. Dette udsagn kan detaljeres yderligere på baggrund af disse analyser; nemlig at indreguleringsevnen skal eksistere og tages i anvendelse på de tidspunkter og på de geografiske lokaliteter, hvor der er behov for det.

### **7.8 Netbelastning ved ikke-intakt transmissionsnet**

Alle foregående analyser har været under antagelse af et intakt net samt i øvrigt et net, hvor der ikke af andre grunde har været indlagt begrænsninger på dets anvendelse.

I transmissionsnetsdimensionering opereres med en række kriterier for transmissionsnettets modstandsdygtighed overfor fejl herunder specielt de såkaldte n-1 og n-2 kriterier, som er anført i figur 7.16.

”C1 - belastning indtil 90% af årsmaksimum ved følgende mangler:  
enten to vilkårlige maskinenheder  
og ét vilkårligt ledningssystem eller én vilkårlig transformer  
eller én vilkårlig maskinenhed og to vilkårlige systemer på en flersystems-  
ledning  
C2 - belastning indtil 100% af årsmaksimum ved følgende mangler:  
én vilkårlig maskinenhed og  
ét vilkårligt ledningssystem eller en vilkårlig transformer.  
At kvalitetskravet ”skal kunne klares”, betyder dels at termiske  
overbelastninger ikke må finde sted og dels at spændingen på 150/60 kV  
stationerne skal være tilfredsstillende.”

**Figur 7.16:** Dimensioneringskriterier for 400 og 150 kV nettet. Kilde (ELSAM, 1996).

Det vil sige, at de foregående netanalyser ikke umiddelbart lever op til de krav, der stilles ved netdimensionering. Der er dog en række årsager til, at netanalyserne i MOSAIK ikke er baserede på n-1 eller n-2 analyser.

Det årsmaksimum, der henvises til, er tidspunktet for det maksimale årlige elforbrug. I de scenarier, der er analyseret i dette projekt, er tidspunktet for den maksimale belastning af transmissionsnettet ikke nødvendigvis sammenfaldende med tidspunktet for det maksimale elforbrug. Det er derfor ikke muligt alene at undersøge timen med det maksimale forbrug, da den



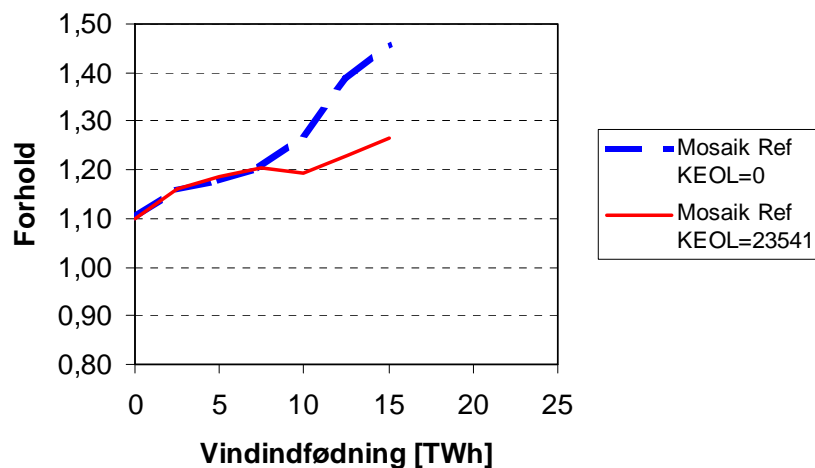
maksimalt årlige netbelastning i de modellerede scenarier bestemmes af andre forhold end blot forbruget.

De analyser der er foretaget i MOSAIK med EnergyPLAN og energyPRO GRID er alle baserede på midlede timeværdier. Disse analyser fanger derfor ikke maksimumværdier, der ligger under timeniveau. En konsekvent anvendelse af n-1 eller n-2 kriterier i dette projekt ville derfor antyde en akkuratelse i modelleringerne, som der ikke er belæg for.

En vilkårlig linje skal kunne falde ud, og det er derfor primært interessant at lokalisere kritiske linjer. En potentiel kritisk linje kunne være den hårdest belastede linje i den givne time, men den varierer fra time til time, fra scenarie til scenarie, og fra vindindfødning til vindindfødning. Ideelt set skulle kørsel således dubleres – a) for at finde kritiske linjer og b) for at analysere netbelastningen ved fejl på den eller de kritiske linje(r), hvilket ville fordrer en manuel behandling af hver scenarie, ved hver vindindfødning og i hver enkel kraftig belastet time.

Af disse grunde er det besluttet ikke at anvende disse dimensioneringskriterier i dette projekt, men i stedet at fokusere på at afdække de relative forskelle, der er mellem forskellige reguleringsstrategier og sammensætninger af energisystemet.

For at vise følsomheden af beregningerne for ikke-intakte net analyseres her en modificeret n-1 situation med et fast valg af udfaldet linje. Denne vælges til 400 kV ledningen Tjele-Ferslev, som er en del af den centraljyske ryggrad af transmissionsnettet. Samtidig er det en del af den strækning, der faldt ud i 2002 og forårsagede en langvarig og bredtfaavnende strømafbrydelse.



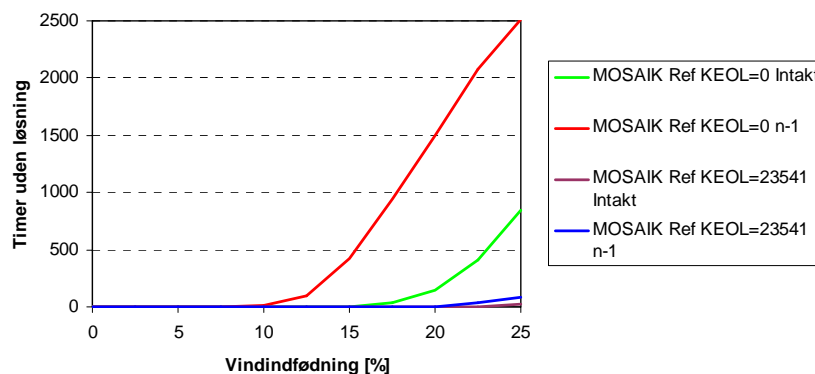
**Figur 7.17:** Sammenligning af overbelastningsgrad (timer-linjer) i MosaikEltra 2020ReferenceKEOL-KEOLReg=0 og MosaikEltra2020 ReferenceKEOL-KEOLReg=23541 ved hhv. intakt transmissionsnet og transmissionsnet med udfaldet FER-TJE 400 kV. Forhold over 1 angiver belastning størst ved fejlbehæftet net.

Analysen er foretaget hhv. uden og med en indlagt eksportbegrænsning i form af scenarierne MosaikEltra 2020ReferenceKEOL-KEOLReg=0 og MosaikEltra2020 ReferenceKEOL-KEOLReg=23541.

Som det ses af figur 7.17, er der uden vind en ca. 10% højere overbelastning (målt i timer-linjer) ved fejlbehæftet net end ved intakt net. I takt med stigende vindindfødnings stiger overbelastningen af det fejlbehæftede net mere end overbelastning af det intakte net som vist ved det gradvist øgende forhold. Specielt interessant er det at sammenholde de to scenarier med og uden eksportbegrænsning. Det ses her, at overbelastningsgraden for det fejlbehæftede net stiger kraftigere uden eksportbegrænsning end med eksportbegrænsning. Det betyder dermed, at indlæggelse af en eksportbegrænsning (fjernelse af eloverløb ud over de eksisterende 1700 MW eksportforbindelse) mindsker følsomheden overfor fejl i transmissionsnettet.

Det bemærkes, at kurverne i figur 7.17 kun går til 15 TWh. Dette skyldes et forhold i de numeriske iterationer i energyPRO GRID. I de fleste tilfælde bestemmes en løsning på det ligningskompleks, som EnergyProGrid beskriver transmissionsnet, spændinger, belastninger og strømme ud fra. I nogle tilfælde findes løsningen derimod ikke. Antallet af timer, hvor dette forekommer, er i de fleste tilfælde meget begrænset – 0 timer op til 20 TWh

og derefter svagt stigende i visse scenerier, hvorimod andre forbliver på 0. I tilfælde af manglende løsninger, anvendes til beregning af forskellige belastningsindikatorer værdierne fra den sidste time, hvor der blev fundet en løsning. I n-1 beregningen var der både med, men specielt uden eksportbegrænsning et usædvanligt højt antal timer, hvor der ikke blev fundet en løsning (se figur 7.18). Det er derfor valgt, at se bort fra resultater fra vindindfødnings over 15 TWh. Med op mod en fjerdedel af beregningerne uden løsninger, var resultaterne ikke valide.



**Figur 7.18:** Antal timer hvor iterationsrutinerne i EnergyProGrid ikke kan finde en løsning på ligningskomplekset i MosaikEltra2020 ReferenceKEOL =0 og =23541 med hhv. intakt og fejlbehæftet net med de anvendte COS  $\varphi$ -værdier.

Grunden til, at EnergyProGrid ikke kan finde løsninger i alle tilfælde er oftest de reaktive belastninger og reaktive linjetab. Der anvendes som nævnt faste COS  $\varphi$ -værdier både over tid og over geografi; forstået på den måde, at eksempelvis forskellige decentrale kraftvarmeværker og vindmøller placeret forskellige steder, anvender samme værdi. Ved meget høje belastninger kommer der for stor ubalance i den reaktive effekt, hvilket gør, at løsningerne ikke kan bestemmes. Af praktiske grunde samt for at skabe kongruens mellem alle beregninger, anvendes det faste sæt COS  $\varphi$ -værdier alligevel. I virkeligheden ville disse værdier ændres både over tid og sted, men det kan energyPRO GRID ikke håndtere i den nuværende version.

## 7.9 Delkonklusion

Analyserne i dette kapitel viser, at transmissionsnetbelastningen stiger i takt med øget vindindfødnings i elsystemet. Det er derfor vigtigt med alternativer til eksisterende effektbalanceregulering, hvis en udbygning af vindkraft ikke skal kombineres med en tilsvarende udbygning af transmissionsnettet.

Specielt er forskellen på netbelastning med og uden eksportbegrænsning / fjernelse af kritisk eloverløb betydelig. Anvendes alene eksport som middel til undgåelse af kritisk eloverløb, stiger kravet til både det indenlandske net samt til udlandsforbindelser kraftigt i takt med en øget vindindfødning i elsystemet. Det kan tilføjes, at analyserne ikke har behandlet de flaskehalse, der måtte være i Sverige og Norge og som ydermere kan udgøre en hindring mod en sådan strategi.

Forskellen mellem a) effektbalanceregulering, hvor alene varmebehovet er styrende for produktionen og b) effektbalanceregulering, hvor både el og varme søges afbalanceret er væsentlig. Afbalancering af både el og varme mindsker behovet for transmissionskapacitet.

Om der anvendes kedler eller varmepumper i effektreguleringen har en mindre betydning men dog en betydning, der peger på, at varmepumper er mest favorable. Økonomisk har analyserne dog ikke vist en forskel i investeringsbehov med anvendelse af kedler eller varmepumper.

Hvor det kritiske eloverløb fjernes – om det er centralt på få store kraftvarmeværker eller decentralt på alle mindre kraftvarmeværker - har en mindre betydning. Det viser dog, at den geografiske dimension har en betydning, og at en mere intelligent styring ville kunne mindske netbelastningen yderligere.

De klimatiske givne forskelle i Jylland-Fyn området på et givet tidspunkt kan have en væsentlig indflydelse på transmissionsnetbelastningen. Dette understreger således, at ved høje vindindfødninger er det væsentligt, at indreguleringen finder sted geografisk selektivt i de områder, hvor der på et givet tidspunkt blæser mest.

I netberegningerne er der en del forhold, som har indflydelse på resultaterne.

Beregningerne er alle på timeniveau, så de fanger ikke de spidsbelastninger, der ligger under timeniveau; spidsbelastninger som er specielt interessante i forbindelse med fastlæggelse af udbygningsbehov.

Der anvendes i beregningerne faste omsætningsforhold i transformatorstationer. Variable omsætningsforhold som i eksisterende transformatorer giver mulighed for en mere kontrolleret styring af effektflows i transmissionsnettet. I det modellerede system er det alene impedanser og belastninger, der bestemmer, hvordan strømmene går i systemet og strømme søges f.eks. ikke flyttet mellem forskellige traceer med henblik på eliminering af overbelastninger.

I modelleringerne er reaktive effektkompenserende enheder som spoler og kapacitorer ikke modelleret. Reaktiv effektkompensering er indlejret i de valgte COS  $\phi$ -værdier.

I beregningerne anvendes en fast COS  $\phi$ -værdi for de enkelte forbrugs- og produktionsanlægstyper uanset tid og sted. Dette har en væsentlig indflydelse på reaktive effektflows og dermed linjestrømme, men det har ikke været muligt at kunne håndtere dette med den version af energyPRO GRID, der er blevet udarbejdet i forbindelse med dette projekt. Optimalt ville en model såvel som et elsystem variere COS  $\phi$  på produktionsanlæg efter tid og sted for bedst muligt at afbalancere reaktive effektproduktioner og -forbrug hidrørende fra forbrugsenheder og transmissionsnet.

Resultaterne af analyserne skal derfor ikke opfattes som værende absolutte. Resultaterne er indikative og afslører tendenser ved relative sammenligninger mellem forskellige reguleringsstrategier og mellem forskellige bestykninger af elsystemet.

# Kildeliste

- Andersen & Mæng 2004: *energyPRO GRID*, Anders N. Andersen & Henning Mæng, 2004
- COWI 2002: *Decentral kraftvarme i Danmark*, p20 ff, COWI, 2002.
- DFF 2003a: *Statistik 2001-2002*, Danske fjernvarmeværkers forening, WWW.fjernvarmen.dk
- DFF 2003b: Danske fjernvarmeværkers forening: Driftsdata for decentrale kraftvarmeværker, WWW.fjernvarmen.dk
- Elkraft System 2001: *Systemplan 2001*, Elkraft System, 2001
- ELSAM 1991a: Netudvidelsesplan 1991 - Datagrundlag, ELSAM 1991
- ELSAM 1991b: *Kraftværksspecifikationer for produktionsanlæg < 2 MW*, Notat N91/SP-515, ELSAM 1991
- ELSAM 1992a: *Kraftværksspecifikationer for produktionsanlæg mellem 2-50 MW*, Notat SP92-017a, ELSAM 1992
- ELSAM 1992b: *Kraftværksspecifikationer for produktionsanlæg >50 MW*, Notat SP92-230j, ELSAM 1992
- ELSAM 1996: *Blåt Notat – Dimensioneringskriterier for 400-150 kV-samarbejdsnettet*, Notat NP95-861a, ELSAM, 1996
- ELSAM 2003: [www.elsam.dk](http://www.elsam.dk)
- Eltra 1998: *Netplan 97/98*, Eltra 1998
- Eltra 2001: *Systemplan 2001*, Eltra 2001
- Eltra 2002a: *Plangrundlag 2002*, Notat ELT2002-263, Eltra 2002
- Eltra 2002b: Protokollat 19/6-2002
- Eltra 2002c: Protokollat 26/8-2002
- Eltra 2002d: *Anlægsplan 2002*, Eltra 2002

- Eltra 2003a: *Regulérreserver, systemydelsær og systemindstillinger for elproduktionsanlæg*. Teknisk forskrift TF 5.9.1-vest, Notat ELT 2003-283, Eltra 1. oktober 2003.
- Eltra 2003b: *Udbudsbetingelser for reguleringsreserver og systemtjenester, teknisk del*, Notat ELT 2003-284. Eltra, oktober 2003.
- Eltra 2003c: *Regneark med produktions- og forbrugsdata* [www.Eltra.dk/drift](http://www.Eltra.dk/drift) , Eltra 2003
- Eltra/Elkraft 2001: *Netinvesteringer i forbindelse med eloverløb*. *Eltra/Elkraft notat 2001-301A*, Eltra/Elkraft 2001 i *Energistyrelsen 2001*.
- EMD 2002: EMD vindmølledatabase
- EMD 2003: Vurdering foretaget af Anders Andersen, EMD 2003
- Energistyrelsen 1996a: *Energi 21*, Energistyrelsen, 1996
- Energistyrelsen 1996b: *Energi 21, forudsætninger og resultater*, Energistyrelsen, maj 1996
- Energistyrelsen 2001: *Rapport fra arbejdsgruppen om kraftvarme- og VE-elektricitet. Bilagsrapport*. Energistyrelsen 2001
- Energistyrelsen 2003a: *Energistatistik 2002, Energistyrelsen 2003*
- Energistyrelsen 2003b: *Energi i tal og kort – Energidata*, [www.ens.dk](http://www.ens.dk), Energistyrelsen 2003
- Energistyrelsen 2003c: *En omkostningseffektiv opfyldelse af Danmarks Reduktionsforpligtelse - Dokumentation af fremskrivning og analyser på energiområdet*. Energistyrelsen 2003
- KMS 1999: Topografisk Kort 1:100000 (CD-ROM version), Kort og Matrikelstyrelsen, 1999
- KMS 2001, Danmarks Topografiske Kortværk, Kort & Matrikelstyrelsen G 24-98, 2001
- Lund et al. 2004a: *EnergyPLAN: Computer model for energy system Analysis*, Henrik Lund, Ebbe Münster & Leif Holm Tambjerg, Aalborg University 2004

- Lund et al 2004b: *Lokale energimarkeder*, Henrik Lund, Poul Alberg Østergaard, Anders N. Andersen, Frede K. Hvelplund, Henning Mæng, Ebbe Münster & Niels I Meyer, 2004
- Mæng & Andersen 2004: *Regionale energianalyser i energyPRO*, Henning Mæng & Anders N. Andersen, 2004
- Nielsen & Jørgensen 2000: *Electric vehicles and renewable energy in the transport sector - energy system consequences*”, Lars Henrik Nielsen og Kaj Jørgensen, Risø April 2000





# **Bilag**

## Bilag 2.1: Relæbeskyttelse

Relætype	Symbol	Indstilling	Måletid	Tilstræbt beskyttelsesformål
Underspænding Synkron- komponent	$U_{1<}$	ca. 70 %	$\leq 50$ ms	Sikre mod opretholdelse af lysbuer ved netfejl, asynkron sammenkobling med net ved genindkobling efter netfejl og tab af synkronisme
Overspænding, Trefaset	$U_{>>}$ $U_{>}$	230 V + 10 % 230 V + 6 %	$\leq 50$ ms 30–60 s	Beskytte forbrugere mod uacceptable påvirkninger
Underspænding trefaset	$U_{<}$	230 V – 10 %	2-10 s	
Overfrekvens	$f_{>}$	53,0 Hz	300 ms	
Underfrekvens	$f_{<}$	47,0 Hz	300 ms	
Overstrøm	$I_{>>}$	$\geq \frac{U_N/\sqrt{3}}{X_d'' + X_{k,G}}$	$\leq 50$ ms	Reservebeskyttelse; udkobling ved interne fejl og tabt synkronisme
eller 0,4 kV sikring	-	$\geq I_N$	DIN-type gL eller gI	Alternativ til ovennævnte overstrømsbeskyttelse
Stator-differen- tialbeskyttelse	-	2 – 20 % af $I_N$	$\leq 50$ ms	Udkobling ved indre generatorfejl

**Table 1: Nødvendig relæbeskyttelse på decentrale anlæg (2-50 MW).**  
(Elsam 1992a)

Relætype	Symbol	Indstilling	Måletid	Tilstræbt beskyttelsesformål
Frekvensændring	df/dt	$\geq +2,5$ Hz/s, $\leq -2,5$ Hz/s	80-100 ms	Supplerende beskyttelse mod asynkron sammenkobling med net
Vektor- eller fasespring	$\Delta\phi$	$> 8^\circ$ trefaset $> 30^\circ$ énfas	Momentan	Som df/dt-relæet
Overhastighed	-	ca. + 10 %	-	Mekanisk beskyttelse
Inversstrøm	$I_{>}$	5-20 %	3-10 s	Beskyttelse af generator ved fasebrud
Retureffekt	-	1-2 %	3-30 s	Beskyttelse af drivmaskine ved motordrift af generator
Overstrøm	$I_{>>}$	$\geq \frac{U_N/\sqrt{3}}{X_d'' + X_{k,G}}$	$\leq 50$ ms	Reservebeskyttelse; udkobling ved interne fejl og tabt synkronisme
	$I_{>}$	$\geq 1,2 \cdot I_N$	$\geq 0,8$ s	Overbelastnings- og reservebeskyttelse
Eller 0,4 kV sikring	-	$\geq I_N$	DIN-type gL eller gI	Alternativ til ovennævnte totrins beskyttelse
Stator-differential- Beskyttelse	-	2-20 % af $I_N$	$\leq 50$ ms	Udkobling ved indre generator- Fejl
Magnetiseringsovervågning	-	20 % reaktiv retureffekt	300 ms	Beskytte anlægget mod følgerne af undermagnetiseret drift, f.eks. tab af synkronisme
10 kV nulspænding	$U_0$	20 %	60 s	Beskytte generator ved søgning efter jordfejl
Underfrekvens II	$f_{<}$	$\leq 47,5$ Hz	$\geq 10$ s	Eventuel generator-motorbeskyttelse

**Table 2. Supplerende relæbeskyttelse på de decentrale anlæg.**  
(Elsam 1992a)

### Bilag 3.1: Verificering af modellering

TWh/år	Eltra 2020 Iflg. Landstal	EnergyPlan (version 6.0) rekonstruktion
<b>Elforbrug</b>	24,87	24,87
Eloverløb	6,40	6,42
Sum	31,27	31,29
<b>Elproduktion:</b>		
Vind landbaseret	6,05	6,05
Vind offshore	6,12	6,11
CHP		15,72
PP		3,42
IKV+DKV	6,26 (Middel af Lav og Høj)	
CKV+PP	12,84 (Med ovennævnte eloverløb)	
Sum elproduktion	31,27	31,30
<b>Varmeproduktion:</b>		
IKV+DKV	9,94	9,94
Spidslast DKV:	0,56	0,56
Sum	10,50	10,50
CKV	9,68	9,66
Spidslast CKV:	1,04	1,06
Sum	10,72	10,72
<b>Brændselsforbrug:</b>		
IKV+DKV:	18,28	20,28
Spidslast DKV	0,62 (100% Let olie)	0,63
Sum IKV+DKV	18,90	
CKV+PP	29,44 (Justeret ift. eloverløb)	27,89
Spidslast CKV	1,15 (100% let olie)	1,17
Sum CKV	30,59	
Sum	49,49	49,97
<b>Nyttevirkninger:</b>		
Spidslast DKV	90 (oplyst)	90
Spidslast CKV	90 mundtligt	90
CHP-el (IKV+DKV)	38 af Jens	38
CHP-varme (IKV+DKV)	49 Pedersen)	49
CHP-el (CKV)	39	39
CHP-varme (CKV)	47	47
PP (CKV)	50	50
<b>Kapaciteter (MW):</b>		
Vind landbaseret	2500	2500
Vind Offshore	1445 (Inkl. halv park i 2020)	1445
IKV+DKV	1452	1450
CHP		1300
CHP+PP	3038	5000

Hovedtal for rekonstruktion år 2020 i Eltra. Sammenligning mellem Eltra-modelberegning og rekonstruktion på EnergyPLAN modellen version 6.0.

TWh/år	Elkraft-system 2020 Iflg. Landstal	EnergyPlan (version 6.0) rekonstruktion
<b>Elforbrug</b>	16,22	16,22
Eloverløb	1,68	1,66
Sum	17,90	17,88
<b>Elproduktion:</b>		
Vind landbaseret	1,20	1,26
Vind offshore	4,35	4,29
CHP		8,72
PP		3,60
IKV+DKV (excl. Affald)	1,69	
CKV+PP	10,66 (Med ovennævnte eloverløb)	
Sum elproduktion	17,90	17,87
<b>Varmeproduktion:</b>		
IKV+DKV excl. Affald	3,65 (Landstal plus 4 TJ = 1,11 TWh)	3,66
Spidslast DKV:	0,41	0,40
Sum	4,06	4,06
CKV	12,14	12,15
Spidslast CKV:	0,21	0,20
Sum	12,35	12,35
<b>Brændselsforbrug:</b>		
IKV+DKV excl. Affald	6,03	5,99
Spidslast DKV	0,46	0,45
Sum IKV+DKV	6,49	
CKV+PP	32,67 (Justeret ift. eloverløb)	32,66
Spidslast CKV	0,24	0,23
Sum CKV	32,91	
Sum	39,40	39,33
<b>Nyttevirkninger:</b>		
Spidslast DKV	89 (Gns. Nytevikrninger)	89
Spidslast CKV	88 udregnet ud fra ovenstående tal)	88
CHP-el (IKV+DKV)	28	28
CHP-varme (IKV+DKV)	61	61
CKV totalnytevikrning	70	
CHP-el (CKV)		29
CHP-varme (CKV)		50
PP (CKV)		43
<b>Kapaciteter (MW):</b>		
Vind landbaseret	609	609
Vind Offshore	1240	1240
IKV+DKV	693 (inkl. affald)	280 (excl. Affald)
CHP		1400
CHP+PP	3709	3709

*Hovedtal for rekonstruktion år 2020 i Elkraft System. Sammenligning mellem Elkraft System modelberegning og rekonstruktion på EnergyPLAN modellen*





### Bilag 5.1: Sammenligning af energisystemer

TWh/år	Reference	Ref50KV	RefTrans	RefBC
<i>Kapaciteter</i>				
Vind landbaseret	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW
Vind Offshore	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW
Dec. KV	1450 MW	2900 MW	1450 MW	2300 MW
Centr. KV	1300 MW	1300 MW	1300 MW	2000 MW
Centr. KV + kondens	5000 MW	5000 MW	5000 MW	5000 MW
<i>Elforbrug og eksport</i>				
Elforbrug	24,87 TWh	24,87 TWh	24,87 TWh	24,87 TWh
Transport	0 TWh	0 TWh	4,40 TWh	0 TWh
Kritisk eloverløb	0 TWh	0,06 TWh	0 TWh	0,09 TWh
Eksport. eloverløb	0,18 TWh	3,50 TWh	0,01 TWh	3,66 TWh
Sum	25,05 TWh	28,43 TWh	29,28 TWh	28,62 TWh
<i>Elproduktion</i>				
Vind landbaseret	0 TWh	0 TWh	0 TWh	0 TWh
Vind offshore	0 TWh	0 TWh	0 TWh	0 TWh
Dec. + central KV	15,75 TWh	24,11 TWh	15,80 TWh	24,55 TWh
Kondens	9,30 TWh	4,32 TWh	13,48 TWh	4,07 TWh
Sum	25,05 TWh	28,43 TWh	29,28 TWh	28,62 TWh
<i>Fjernvarmeproduktion</i>				
Dec. KV	9,94 TWh	19,72 TWh	9,94 TWh	9,90 TWh
Spidslast DKV	0,56 TWh	1,39 TWh	0,56 TWh	0,60 TWh
Centr. KV	9,69 TWh	9,65 TWh	9,76 TWh	9,73 TWh
Spidslast CKV	1,01 TWh	1,05 TWh	0,95 TWh	0,97 TWh
Fjernvarmeværk	2,30 TWh	1,30 TWh	2,30 TWh	2,30 TWh
Sum	23,50 TWh	33,11 TWh	23,51 TWh	23,50 TWh
<i>Brændselsforbrug</i>				
Decentral KV	20,28 TWh	40,25 TWh	20,28 TWh	24,76 TWh
Spidslast DKV	0,63 TWh	1,54 TWh	0,63 TWh	0,66 TWh
Centr. KV	20,62 TWh	20,54 TWh	20,76 TWh	24,34 TWh
Spidslast CKV	1,13 TWh	1,17 TWh	1,05 TWh	1,08 TWh
Fjernvarmeværker	2,61 TWh	1,48 TWh	2,61 TWh	2,61 TWh
Kondens	18,60 TWh	8,64 TWh	26,96 TWh	7,40 TWh
Sum	63,87 TWh	73,62 TWh	72,29 TWh	60,85 TWh
<i>Øvrigt</i>				
(brændselsforbrug)	30,66 TWh	30,66 TWh	18,10 TWh	30,66 TWh
Transport	11,73 TWh	6,50 TWh	11,73 TWh	11,73 TWh
Husholdninger	12,23 TWh	6,77 TWh	12,23 TWh	12,23 TWh
Industri	5,35 TWh	5,35 TWh	5,35 TWh	5,35 TWh
Raf.+nordsø+nettab	59,97 TWh	49,28 TWh	47,41 TWh	59,97 TWh
Sum Brændsel total	123,84 TWh	122,90 TWh	119,69 TWh	120,82 TWh
<i>CO<sub>2</sub>-emission</i>				
Faktisk emission	27,8 Mt	26,6 Mt	26,7 Mt	26,7 Mt
Eksportkorrigeret	27,7 Mt	24,9 Mt	26,7 Mt	25,1 Mt



## Bilag 6.1: Knuder

Knodenavn	Spændingsniveau	Placering	UTM		Kondens	KV	Vindkraft Land	Vindkraft Hav	Import Eksport	Tyskland	Forbrug Varmepumpe Transport
			Eastings	Northing							
			1)	2)	3)	3)	4)	5)			
ABS	150	Abildskov Fyn	574398 6123321		0	34,0	28,8	0	0	0	62,0
ADL	150	Aadalen Aalborg	556009 6320652		0	5,2	6,2	0	0	0	66,0
AND	150	Andst Vejen	513918 6147794		0	5,6	13,8	0	0	0	49,0
ASR _150	150	Askær Brande-Thyregod	510796 6196294		0	0,0	0,0	0	0	0	0,0
ASR _400	400	Askær Brande-Thyregod	510796 6196294		0	0,0	0,0	0	0	0	0,0
BBR	150	Bredebro Tønder	489764 6100903		0	30,0	134,1	0	0	0	62,0
BDK	150	Bredkær Hjørring	561688 6368113		0	86,5	55,2	0	0	0	66,0
BDR	150	Bramdrup Kolding	529153 6151883		0	10,7	26,6	0	0	0	88,0
BED	150	Bedsted Thy	464399 6296752		0	16,9	109,7	0	0	0	62,0
BIL	150	Bilstrup Skive	500380 6265771		0	32,7	92,6	0	0	0	94,0
BJH	150	Bjørnholt Silkeborg	534893 6229100		0	104,3	19,1	0	0	0	104,0
DYB	150	Dybvad	583259 6350407		0	9,0	10,8	0	0	0	25,0
EDR _150	150	Endrup Esbjerg Ø	482325 6154409		0	0,0	0,0	0	0	0	0,0
EDR _400	400	Endrup Esbjerg Ø	482325 6154409		0	0,0	0,0	0	0	0	0,0
EST	150	Estrupvej Esbjerg	468405 6149438		0	0,0	0,0	0	0	0	64,0
FER _150	150	Ferslev Aalborg	553559 6312988		0	6,2	30,4	0	0	0	24,0
FER _400	400	Ferslev Aalborg	553559 6312988		0	0,0	0,0	0	0	0	0,0
FGD _150	150	Fraugde Odense	595533 6137248		0	36,2	41,1	0	0	0	97,0
FGD _400	400	Fraugde Odense	595533 6137248		0	0,0	0,0	0	0	0	0,0
FRD	150	Fredensdal Brovst	530479 6330454		0	10,0	43,7	0	0	0	24,0
FRT	150	Fjerritslev	495708 6325136		0	3,7	20,3	0	0	0	21,0
FVO _150	150	Fynsværket Odense	589081 6143534	580	653,2	27,3	0	0	0	0	169,0
FVO _400	400	Fynsværket Odense	589081 6143534	0	0,0	0,0	0	0	0	0	0,0
GRP	150	Graderup Middelfart	563455 6148002		0	27,9	30,1	0	0	0	79,0

HAS	150	Hasle	571466	0	6,8	9,8	0	0	0	116,0
		Århus	6225252							
HAT	150	Hatting	547142	0	54,4	20,5	0	0	0	131,0
		Horsens	6191192							
HER	150	Herning	496041	0	113,1	44,9	0	0	0	130,0
			6221963							
HNB	150	Hornbæk	560546	0	35,6	52,4	0	0	0	62,0
		Randers	6258895							
HOD	150	Holsted	494723	0	32,9	30,8	0	0	0	57,0
		Esbjerg-Vejen	6152854							
HRA	150	Horns Rev	423947	0	0,0	0,0	0	0	0	0,0
			6152121							
HSK	150	Høskov	571357	0	0,8	0,1	0	0	0	62,0
		Århus	6221426							
HVO	150	Hvorup	556500	0	11,4	64,1	0	0	0	40,0
		Nørresundby	6330882							
HVV	150	Håndværkervej	556152	0	1,3	0,0	0	0	0	26,0
		Aalborg	6321789							
HØN	150	Hørning	574308	0	3,1	11,4	0	0	0	30,0
		Randers	6252418							
IDU	150	Idomlund	472476	0	32,6	109,0	0	0	0	101,0
_150		Holstebro	6245492							
IDU	400	Idomlund	472476	0	0,0	0,0	0	0	0	0,0
_400		Holstebro	6245492							
KAE	150	Karlsgårde	473374	0	38,3	42,4	150	0	0	79,0
		Varde	6167192							
KAS	150	Kassø	517333	0	0,0	0,0	0	0	0	9,0
_150		Aabenraa	6099105							
KAS	400	Kassø	517333	0	0,0	0,0	0	0	160	0,0
_400		Aabenraa	6099105					0		
KIN	150	Kindstrup	561096	0	0,0	0,0	0	0	0	0,0
_150		Fyn	6140892							
KIN	400	Kindstrup	561096	0	0,0	0,0	0	0	0	0,0
_400		Fyn	6140892							
KLF	150	Klim Fjordholme	508745	0	0,0	0,0	0	0	0	0,0
		Fjerritslev	6324228							
KLT	150	KLF T-led	508745	0	0,0	0,0	0	0	0	0,0
		Fjerritslev	6324228							
KNA	150	Knabberup	530811	0	13,7	28,5	0	0	0	103,0
		Veje	6174224							
LAG	150	Landerupgaard	534591	0	0,0	0,0	0	0	0	0,0
_150		Trekantsområdet	6157817							
LAG	400	Landerupgaard	534591	0	0,0	0,0	0	0	0	0,0
_400		Trekantsområdet	6157817							
LOL	150	Loldrup	526226	0	62,8	2,9	0	0	0	44,0
		Viborg	6260543							
LYK	150	Lykkegård Vestkr.	468744	378	380,4	28,9	0	0	0	37,0
		Esbjerg	6147069							
MAG	150	Magstrup	523284	0	15,4	36,3	0	0	0	72,0
		Haderslev	6126382							
MAL	150	Malling	571030	0	0,0	0,0	0	0	0	70,0
_150		Århus	6212146							
MAL	400	Malling	571030	0	0,0	0,0	0	0	0	0,0
_400		Århus	6212146							
MES	150	Mesballe	592687	0	24,8	69,1	0	0	0	60,0
		Midtdjurs	6248136							
MKS	150	Studstrupværket	583418	350	350,0	0,0	0	0	0	0,0
_150		Århus	6235109							
MKS	400	Studstrupværket	583418	350	350,0	0,0	0	0	0	0,0
_400		Århus	6235109							
MLP	150	Mollerup	573831	0	14,5	13,2	0	0	0	80,0

		Århus	6230161							
MLU	150	Moselund	567560	0	47,5	16,2	0	0	0	83,0
		Silkeborg-Ikast	6254689							
MOS	150	Mosbæk	537774	0	19,2	16,8	0	0	0	37,0
		Års	6295880							
MSL	150	Mårslet	571553	0	4,1	7,3	0	0	0	0,0
		Århus	6216098							
NVV	150	Nordjyllandsværk.	563450	657	657,0	0,0	0	0	0	0,0
_150		Aalborg	6326442							
NVV	400	Nordjyllandsværk.	563450	0	0,0	0,0	0	0	0	0,0
_400		Aalborg	6326442							
NOR	150	Nors	481886	0	14,5	10,0	0	0	0	23,0
		Thisted	6321163							
NSP	150	Nibstrup	559228	0	38,8	32,3	0	0	0	47,0
		Brønderslev	6347769							
NVA	150	Aalborgværket	556760	0	0,0	0,0	0	0	0	0,0
			6323279							
OSØ	150	Odense SØ	591786	0	0,0	0,0	0	0	0	44,0
			6139989							
REV	400	Revsing	511326	0	0,0	0,0	0	0	0	0,0
_400		Vejen	6151038							
RIB	150	Ribe	487479	0	17,1	28,1	0	0	0	37,0
			6131273							
RYT	150	Ryttergård	544980	0	44,4	3,5	0	0	0	111,0
		Fredericia	6160841							
SBA	150	Starbakke	587576	0	42,7	14,7	0	0	0	71,0
		Frederikshavn	6369560							
SFE	150	SdrFelding	487107	0	0,0	1,8	0	0	0	5,0
		Skjern	6200779							
SHE	150	Enstedværket	528000	633	30,5	83,8	0	0	0	160,0
		Aabenraa	6097302							
SKA	150	Skansen	556324	0	0,0	0,0	0	0	0	21,0
		Nørresundby	6325552							
STR	150	Struer	473713	0	27,5	27,0	0	0	0	57,0
			6260321							
STS	150	Stovstrup	473872	0	23,1	63,9	0	0	0	56,0
		Tarm	6195929							
SVB	150	Svendborg	600788	0	26,8	48,2	0	0	0	81,0
			6103872							
SVS	150	Skærbækværket	538947	196	196,0	0,0	0	0	0	2,0
_150		Kolding	6152121							
SVS	400	Skærbækværket	538947	196	196,0	0,0	0	0	0	0,0
_400		Kolding	6152121							
SØN	150	Sønderborg	550380	0	59,5	8,0	0	0	0	61,0
			6086794							
TAN	150	Tange	536978	0	24,3	38,4	0	0	0	59,0
		Viborg	6246373							
THØ	150	Tinghøj	554850	0	16,0	34,5	0	0	0	36,0
		Hobro	6284824							
THY	150	Thyregod	515710	0	12,2	31,4	0	0	0	42,0
		Brande	6196321							
TJE	150	Tjele	535039	0	0,0	0,0	0	0	0	0,0
_150		Viborg	6259729							
TJE	400	Tjele	535039	0	0,0	0,0	0	1050	0	0,0
_400		Viborg	6259729							
TRI	150	Trige	570688	0	0,0	7,3	0	0	0	0,0
_150		Århus	6237532							
TRI	400	Trige	570688	0	0,0	0,0	0	0	0	0,0
_400		Århus	6237532							
TYS	150	Tyrstrup	530769	0	2,8	2,6	0	0	0	4,0
		Christiansfeldt	6134123							

VHA	150	Vester_Hassing	566211	0	0,0	0,0	0	0	0	0,0
_150		Aalborg	6325042							
VHA	400	Vester_Hassing	566211	0	0,0	0,0	300	730	0	0,0
_400		Aalborg	6325042							
VID	150	Videbæk	475190	0	37,6	48,2	0	0	0	58,0
		Ringkøb.-Herning	6217443							
VIL	150	Vilsted	518256	0	16,7	53,6	0	0	0	32,0
		Løgstør	6308452							
VKE	150	Vestkraft	465496	0	0,0	0,0	0	0	0	0,0
		Esbjerg	6146388							
ÅBØ	150	Aalborg Øst	562626	0	5,9	0,9	0	0	0	60,0
			6323352							
ÅSP	150	Åstrup	616412	0	0,0	0,0	0	0	0	61,0
		Grenå	6255814							

---

## Bilag 6.2: Transmissionsnetbeskrivelse

Start	Slut	Spænd.	Længde	Resistans	Reaktans	Admittans	Max strøm	Noter
		[kV]	[km]	[ $\Omega$ /fase]	[ $\Omega$ /fase]	[S/fase]	[A]	
BBR	LYK	150	57,80	4,18	22,11	172	980	
BED	FRT	150	45,00	5,38	18,06	126	1310	
BED	NOR	150	30,00	3,43	11,85	86	725	
BED	STR	150	46,90	2,78	9,58	290	1050	
BIL	STR	150	32,10	3,83	13,10	88	720	
EST	LYK	150	3,50	0,39	1,26	58	450	
FRT	NOR	150	19,00	2,12	7,48	54	725	
HER	SFE	150	22,80	2,82	9,64	62	720	
HER	STR	150	44,90	5,36	18,49	122	720	
HOD	LYK	150	30,00	2,17	11,48	88	350	
IDU_150	STR	150	16,40	0,98	3,40	90	1440	
IDU_150	VID	150	29,20	1,75	6,05	160	1440	
KAE	LYK	150	21,00	1,26	4,31	116	1450	
KAE	STS	150	29,00	1,74	5,95	160	1340	
KAE	RIB	150	58,90	4,26	22,53	174	980	
LYK	RIB	150	26,70	1,93	10,21	80	980	
LYK	SFE	150	57,70	6,91	23,70	166	720	
STS	VID	150	20,80	1,25	4,27	116	1440	
BDK	NVV_150	150	42,10	5,03	16,93	118	486	
BDK	NSP	150	21,20	1,53	8,37	60	980	
DYB	SBA	150	24,90	1,57	9,64	72	840	
DYB	VHA_150	150	36,40	2,63	14,43	104	840	
FRD	KLT	150	21,40	2,56	8,49	61	725	1
KLT	FRT	150	21,40	2,56	8,49	61	725	1
KLT	KLF	150	0,50	0,06	0,20	1,43	725	2
FRD	HVO	150	27,00	1,62	5,54	150	960	
FRD	MOS	150	54,30	6,36	22,09	270	450	
HVO	NVV_150	150	8,60	0,31	1,60	52	1960	
HVO	NVV_150	150	8,60	0,31	1,60	52	1680	
HVO	NSP	150	17,80	1,28	7,07	50	905	
HVO	SKA	150	6,10	0,74	2,58	16	350	
NVV_150	SBA	150	54,50	5,92	21,73	154	486	
NVV_150	VHA_150	150	3,00	0,22	1,16	8	980	
ADL	FER_150	150	9,00	0,65	3,44	26	840	
ADL	FER_150	150	11,10	1,27	4,62	30	720	
ADL	HVV	150	1,60	0,07	0,19	132	280	
ADL	HVV	150	1,60	0,07	0,19	132	280	
ADL	MOS	150	31,50	2,28	12,05	94	840	
ADL	ÅBØ	150	14,20	0,53	3,13	76	1380	
FER_150	MOS	150	25,60	1,85	9,79	76	840	
FER_150	THØ	150	31,00	3,73	13,07	84	720	
FRT	VIL	150	37,90	4,43	14,62	226	450	
HNB	THØ	150	27,20	3,37	11,54	74	720	

Start	Slut	Spænd.	Længde	Resistans	Reaktans	Admittans	Max strøm	Noter
		[kV]	[km]	[ $\Omega$ /fase]	[ $\Omega$ /fase]	[S/fase]	[A]	
MOS	THØ	150	27,00	1,15	10,27	80	1380	
MOS	TJE_150	150	36,00	1,31	7,13	204	1600	
MOS	VIL	150	27,00	3,22	10,71	78	725	
BIL	TAN	150	46,7	4,69	18,25	136	815	
BIL	TAN	150	46,7	4,69	18,25	136	815	
BJH	TAN	150	18,7	2,23	7,42	54	600	
BJH	TAN	150	18,7	2,23	7,42	54	600	
HAS	HØN	150	15,1	0,54	4,65	62	1380	
HAS	MLP	150	6,7	0,29	2,45	20	1380	
HNB	TRI_150	150	24,1	1,44	4,96	134	1450	
HSK	TRI_150	150	30,5	1,53	9,07	128	1380	
LOL	TJE_150	150	11,8	0,50	4,55	34	300	
MES	TRI_150	150	25,6	3,05	12,52	70	710	
MES	ÅSP	150	25	1,81	9,56	74	980	
MKS_150	TRI_150	150	13,2	0,56	4,84	40	1380	
MKS_150	TRI_150	150	13,2	0,56	4,84	40	1380	
MKS_150	TRI_150	150	13,3	0,28	2,47	42	2760	
MKS_400	TRI_400	400	13,2	0,29	3,81	52	735	
MLP	TRI_150	150	8,4	0,36	3,08	26	1380	
MLU	TRI_150	150	13	0,73	6,23	52	1200	3
TAN	TJE_150	150	13,5	0,70	50,30	42	1220	
TAN	TJE_150	150	13,5	0,70	50,30	42	1220	
TAN	TRI_150	150	35,7	2,58	13,66	106	980	
TAN	TRI_150	150	35,7	2,58	13,66	106	980	
TRI_150	ÅSP	150	50,4	4,84	19,64	146	725	
AND	MAG	150	24,1	1,74	9,39	70	980	
BBR	KAS_150	150	28,3	2,05	10,82	84	980	
KAS_150	MAG	150	28,8	1,22	11,04	84	1380	
KAS_150	RIB	150	58,9	4,26	22,53	194	980	
KAS_150	SHE	150	10,9	0,65	2,24	60	1240	
KAS_150	SHE	150	10,9	0,42	2,61	54	1790	
SHE	SØN	150	25,6	1,86	10,14	168	840	
SHE	TYS	150	45,4	5,43	16,38	122	620	
SVS_150	TYS	150	20,29	2,28	7,85	245	450	
AND	BDR	150	16	1,10	5,99	48	980	
BDR	LAG_150	150	8,2	0,35	3,07	24	1380	
BØP	RYT	150	7,4	0,31	2,81	22	560	
BØP	SVS_150	150	3,9	0,17	1,45	12	1380	
HAT	HØN	150	31,3	3,73	12,87	86	620	
HAT	KNA	150	23,9	2,85	9,26	70	620	
HAT	LAG_150	150	44,7	1,61	12,84	172	1340	
HAT	MAL_150	150	33,8	1,21	9,71	130	1300	
KNA	SVS_150	150	24,6	1,47	4,71	144	1240	
KNA	THY	150	29,85	2,16	11,63	86	262	
LAG_150	RYT	150	13	0,55	4,94	38	1380	

Start	Slut	Spænd.	Længde	Resistans	Reaktans	Admittans	Max strøm	Noter
		[kV]	[km]	[ $\Omega$ /fase]	[ $\Omega$ /fase]	[S/fase]	[A]	
LAG_150	SVS_150	150	7,1	0,26	2,22	26	1380	
LAG_400	SVS_400	400	7,1	0,16	2,16	26	1200	
MAL_150	MSL	150	3,8	0,16	1,39	12	1380	
ABS	FVO_150	150	30,20	1,69	12,15	86	990	
ABS	SVB	150	36,2	2,02	14,57	102,00	990	
ABS	SØN	150	50,00	5,25	17,50	1048	450	
FGD_150	FVO_150	150	11,7	0,65	4,67	34,00	1160	
FGD_150	FVO_150	150	12,6	0,71	4,90	38,00	1160	
FGD_150	OSØ	150	6,30	0,35	2,43	18	1160	
FGD_150	OSØ	150	15,40	0,86	6,08	44	1160	
FGD_150	SVB	150	38,00	1,62	14,45	112	1380	
FGD_400	FVO_400	400	14,00	0,37	4,40	50	1200	
FVO_150	GRP	150	28,20	1,58	11,35	80	720	
HSK	MSL	150	20,06	0,62	6,75	68	1380	
VHA_150	ÅBØ	150	6,88	0,36	2,63	20	980	
IDU_400	TJE_400	400	72,46	1,70	22,18	270	2760	
KAS_400	LAG_400	400	67,84	1,45	19,92	258	1800	
LAG_400	MAL_400	400	78,22	1,65	21,83	310	2760	
MAL_400	TRI_400	400	30,32	0,65	8,63	116	1800	
NVV_400	TRI_400	400	95,80	2,16	28,83	360	1200	
NVV_400	VHA_400	400	2,81	0,07	0,90	10	1200	
FER_400	NVV_400	400	21,48	0,56	6,82	76	1200	
FER_400	TJE_400	400	62,39	1,71	19,56	226	1200	
FGD_400	LAG_400	400	73,60	1,91	23,29	262	1200	
KAS_400	REV_400	400	57,30	1,62	18,96	198	1200	4
REV_400	ASR_400	400	45,3	1,31	15,34	160,07	1200	5
ASR_400	TJE_400	400	67,9	1,97	22,99	239,93	1200	5
ASR_150	THY	150	6	0,16	0,71	495,00	450	6
REV_400	EDR_400	400	30,00	0,68	9,03	112,73	1200	7
FGD_400	KIN_400	400	36,00	1,02	12,33	138,71	1200	8
KIN_400	LAG_400	400	32	0,90	10,96	123,29	1200	8
EDR_150	LYK	150	8,80	0,64	3,37	26	980	9
GRP	KIN_150	150	8	0,22	0,95	660,00	450	10

Linjer der bruges i enkelte modelleringer

END_400	IDU_400	400	81,81	1,84	24,62	307,44	1200	11
TJE_400	TRI_400	400	62	1,33	17,76	242,00	1200	12

Noter:

Kilde hvis ikke andet anført: (Elsam, 1991a)

1. Sat lig halvdelen af den oprindelige FRD-FRT
2. Syntetisk linje: Kilde til eksistens + længde: (Eltra, 1998). Elteknisk sat længdeproportional med FRD-FRT

3. Længde sat lig MKS-TRI
4. Det oprindelige knudenavn VJN (Vejen) fra (Eltra, 2001b) ændret til REV (Revsinge)
5. Syntetisk linje: Længde fra (KMS, 1999); Elteknisk længdeproportionalt med REV-TJE,  $I_{Max}=I_{Max}$  for original KAS-TJE
6. Syntetisk linje: Kilde til eksistens: (Eltra, 2002c); Elteknisk - se note 13
7. Syntetisk linje: Kilde til eksistens: (Eltra, 2002c); Elteknisk sat længdeproportionalt med NVV/TRI
8. Syntetisk linje: Længde fra (KMS, 1999); Elteknisk sat længdeproportionalt FGD/LAG
9. Syntetisk linje: Sat lig oprindeligt planlagte LYK-JEG/JMA
10. Syntetisk linje: Kilde til eksistens (Eltra 2001), b; Elteknisk - se note 13
11. Syntetisk linje: Længde=Fugleflugtslængde fra (KMS, 1999) ganget forholdet mellem reel længde og fugleflugtslængde fra IDU/TJE; Elteknisk længdeproportionalt med NVV/TRI
12. Eksisterende i (Elsam 1991a); udsat i senere planer
13. Overføringsevne som ABS-SØN. Reaktans og admittans som ADL-HVV. Resistans beregnet med udgangspunkt i ABS-SØN og ADL-HVV



## Bilag 7.1: Værdisætning af netudvidelser

I værdisætningen af fordrede netinvesteringer tages udgangspunkt i omkostninger angivet for nye traceer på 1,7-2,2 Mkr/km for 150 kV og 3,2-3,9 Mkr/km for 400 kV luftledninger, 1,8 og 9,0 Mkr/km for hhv. 150 og 400 kV kabler samt endelig udlandsforbindelser i form af HVDC kabler til Norge eller Sverige på 1,2-1,5 Mkr per 600 MW enhed.<sup>9</sup> Dertil kommer en forstærkningspris på 0,4 Mkr/km per 150 kV linje samt 0,7 Mkr/km for 400 kV, hvor det er muligt at ophænge et ekstra System.<sup>10</sup>

Anlægstype	Forstærkning af 150 linje ved ophæng af ekstra ledningssæt	Nyt 150 kV trace	Nyt 400 kV trace	Nyt 150 kV kabel	HVDC kabel
Anvendelse	Linjer, hvor der kun er ophængt et System	Linjer, hvor der helt eller delvist er ophængt to Systemer (evt. som 150/400kV kombi)	Alle overbelastede 400 kV linjer	Alle overbelastede 150 kV kabler	Installeres i enheder à 600 MW for at dække eksportbehov ud over den eksisterende/modellerede kapacitet
Omkostning	0,4 Mkr/km	2 Mkr/km	3,5 Mkr/km	1,8 Mkr/km	1350 Mkr/enhed

**Table 1:** Investeringsomkostninger for netforbedringer

De tilhørende længder for hver enkelt linjestrækning er omfattet af transmissionsnetbeskrivelsen, hvorved den samlede investeringsomkostning for hver enkelt linje kan fastlægges ved hhv. forstærkning eller ved nyanlæg af parallelt tracé.

For eksisterende 400 kV ledninger med ét System ophængt er det antaget, at der ikke er mulighed for ophæng af et System mere.

Det er antaget, at der ved eksisterende 150 kV linjer med kun et System ophængt er mulighed for at ophænge et System mere, såfremt det eksisterende ikke f.eks. er ophængt i kombination med 400 kV ledninger.

<sup>9</sup> Kilde: Eltra 2002a, 26-27, Eltra

<sup>10</sup> Kilde: Rikke Bille Jørgensen, Eltra, personlig kommunikation 1. september 2003

Det er dog ikke undersøgt om, de enkelte linjestrækninger med kun et System ophængt er teknisk forberedte for et ophæng af et supplerende System.

I den udstrækning det ikke er muligt at forstærke eksisterende ledninger gennem ophæng af supplerende System, etableres parallelle traceer i fornødent omfang. Overføringskapaciteten på de nye tracéer tilsvarende den eksisterende dublere tracés. Er der tale om f.eks. en 150 kV ledning, der er ophængt i kombination med en 400 kV ledning antages overføringskapaciteten på de nye traceer at være dobbelt så høj som på den eksisterende tracé. 400 kV ledninger antages ophængt med ét System pr tracé svarende til de fleste eksisterende 400 kV strækninger.

	Maksimal Årlig belastning	Forstærkning	Nye tracéer
Linjen kan forstærkes	0 - 100%	0	0
	101 - 200%	1	0
	201 - 300%	1	1
	301 - 400%	1	2
Linjen kan ikke forstærkes – to Systemer ophængt eller 400 kV eller 150 kV kabel	0 - 100%	-	0
	101 - 200%	-	1
	201 - 300%	-	2
Linjen kan ikke forstærkes – kun ét System ophængt	0 - 100%	-	0
	101 - 300%	-	1
	301 - 500%	-	2

*Tabel 2: Grænser for etablering af parallelle traceer ved netforbedringer.*

Alle netudvidelsesomkostninger er omregnet til årlige værdier fordelt over 30 år med en kalkulationsrente på 3%.

Drift og vedligeholdelse for transmissionsnet ligger i området 1-2,5% af investeringsudgiften årligt med et middel på ca. 2%<sup>11</sup>. Denne sats anvendes i prissætningen af årlige omkostninger og gælder såvel luftledninger som HVCD forbindelser.

<sup>11</sup> Kilde: Rikke Bille Jørgensen, Eltra, personlig kommunikation 11. november 2003