

VEJE TIL EN FOSSILFRI ENERGIFORSYNING

DANSK ENERGIFORSYNING I EN INTERNATIONAL SAMMENHÆNG

En analyse gennemført af Ea Energianalyse for DONG Energy og Vestas Wind Systems

Sammenfatning	3
Analysens udgangspunkt	4
Basisscenariet	5
Tema I: Betydningen af gode transmissionsforbindelser	8
Tema II: Vindkraft og biomasse	12
Tema III: Forsyningsikkerhed og nye teknologiske muligheder	18

Indledning

DONG Energy og Vestas har bedt Ea Energianalyse om at belyse, hvordan Danmarks energiforsyning kan udvikle sig i samspil med naboområderne, når målet er en CO₂-neutral energisektor. Analysen er gennemført i perioden maj til september 2010. Undervejs har der været afholdt en mini-workshop for en række fagfolk inden for energiområdet. En stor tak til Flemming Nissen, Sydjysk Universitet, Sigurd Lauge Pedersen, Energistyrelsen, Stine Grenaa Jensen, Dansk Energi og Paul Frederik Bach. Endvidere har Peter C. Brun, Vestas, Erik Kjær Sørensen, Vestas, Ulrik Stridbæk, DONG Energy og Lykke Jeppesen, DONG Energy bidraget med værdifulde kommentarer undervejs.

Hovedresultater

Analysen omfatter el- og varmforsyningen i Danmark, Tyskland, Norge, Sverige og Finland, og den ser på årene 2010, 2020, 2035 og 2050 med et krav om en faldende CO₂-emission fra i dag og frem til nul i 2050. Udbygningen med produktionsanlæg sker ud fra en økonomisk optimering af det samlede system i hele regionen. I analysen er det antaget, at CO₂-reduktionen sker indenfor det geografiske område og i de sektorer som behandles i modellen. I praksis kan det internationale CO₂-kvotemarked gennem kvoteprisen fordele byrden mellem sektorer og lande anderledes frem mod 2050 end i dette studie.

Beregningerne viser følgende hovedresultater:

- I *hele området* stiger andelen af vedvarende energi fra 36% i 2010 til 50% i 2020, 65% i 2035 og 77% i 2050.
- Andelen af elektricitet fra vedvarende energi i *Danmark* stiger i basisscenariet fra knap 30% i 2010 til godt 70% i 2020 og knap 90% fra 2035 og frem. Med et kraftigt udbygget transmissionsnet mellem områderne vil andelen af elektricitet fra vedvarende energi i Danmark nå 100% allerede i 2035.
- Andelen af vindkraft i det danske system fordobles fra 2010 til 2020, hvor den udgør 50% af det danske elforbrug. Afhængig af transmissionskapaciteten vil andelen yderligere stige frem til 2035, hvor den er 54% i basisscenariet og 62% i scenariet med øget transmissionskapacitet. Disse niveauer holder sig frem til 2050.
- En udbygning af transmissionsnettet med planlagte forbindelser mellem områderne vil betyde en årlig besparelse på 6,4 mia. kr. Investeringen i disse udbygninger skønnes at være 30 mia. kr. En yderligere udbygning, der reducerer de væsentligste flaskehalse, vil give en yderligere årlig besparelse på 15 mia. kr. for en skønnet investering på 125 mia. kr. De årlige driftsnytter ser således ud til at kunne forrente investeringerne i transmissionsnettet med god margen.

Sammenfatning

At omstille hele regionen til CO₂ neutral energiforsyning er en betydelig, men overkommelig opgave. Der er naturligvis store usikkerheder om hvilken rolle A-kraften vil spille i regionen, om perspektivet for CO₂ lagring og om potentialet for at reducere omkostningerne ved solceller, bølgekraft etc.

Med moderate grundantagelser på alle ovennævnte områder kan vi se ind i en regional energisektor der baserer på fire grundpiller: Vindkraft, vandkraft, biomasse og A-kraft. Der vil være betydelig eksport af vindkraft fra den nordlige del af regionen, og biomasse får stor betydning især i Tyskland. Efterspørgslen efter biomasse vil overstige de tilgængelige lokale resurser. Mod slutningen af perioden antager biomasseimporten i basisscenariet et sådant omfang, at der måske kan stilles spørgsmålstegn ved bæredygtigheden.

Hvor meget importeret biomasse, der er behov for, bestemmes i høj grad af, om transmissionsforbindelserne mellem Norden og resten af Europa udbygges nok til at nyttiggøre det betydelige vindkraft-potentiale i Norden. Det fremgår af analysen, at der er økonomisk grundlag for en meget kraftig udbygning af transmissionsnettet, også ud over hvad der i dag er besluttet og planlagt. Skal det kunne lade sig gøre, er der behov for en international strategi og en troværdig tidsplan for udbygning af de nødvendige transmissionsforbindelser som en integreret del af en fælles politik for reduktion af CO₂ fra energisektoren i Nordeuropa. I den sammenhæng ser en hurtig og kraftig udbygning af vindkraften i Danmark ud til at være en robust strategi uanset udviklingen i teknologier og brændselspriser i øvrigt. Også i resten af Norden vil der være basis for en markant udbygning af vindkraften

Analysen viser desuden, at det er realistisk at indpasse de store mængder vindkraft i det samlede energisystem, når de forskellige produktionsteknologier får mulighed for at spille sammen med fjernvarme, et fleksibelt elforbrug og optimal udnyttelse af transmissionsforbindelserne.

De danske styrkepositioner på energiområdet – vind, kraftvarme på biomasse og fjernvarme – ser ud til også i fremtiden være nøgleteknologier i Nordeuropa, og en strategi, hvor Danmark satser helhjertet på at udbygge disse styrkepositioner vil være hensigtsmæssig i en fremtid med fokus på klima, forsyningsikkerhed og økonomisk effektivitet.

Udgangspunktet

CO₂-loft

Analysen omfatter el- og varmesystemet i Danmark i samspil med nabolandene (Norge, Sverige, Finland og Tyskland) under antagelse af fælles rammer for produktion af el- og varme. I modellen er det håndteret ved at indlægge et CO₂-loft over emissionerne fra den samlede el- og varmesektor i hele regionen. CO₂-loftet udløser en fælles skyggepris på CO₂, hvilket modelmæssigt afløser de eksisterende nationale direkte og indirekte tilskudsordninger. Disse kunne f.eks. udgøres helt eller delvist af omkostningen til en global og/eller regional (EU) CO₂-regulering. I analysen strammes CO₂-loftet med ca. 5% årligt, og det tilpasses, således at loftet i 2050 nøjagtigt svarer til udledningen fra den fossile del af affaldsforbrændingen.

Markedsmodel med mulighed for investering i produktionsanlæg

Analysen gennemføres med energimarkedsmodellen Balmorel, som simulerer det sammenhængende el- og varmesystem og optimerer driften af systemet i løbet af et år. På elsiden indgår transmissionsnettet med de eksisterende begrænsninger i overføringskapacitet mellem lande og delområder. Som startpunkt er det eksisterende energisystem modelleret. Da efterspørgslen efter el stiger, og da ældre anlæg efterhånden skrottes eller lægges i mølpose, har modellen mulighed for at investere i nye produktionsanlæg. Både investeringer og drift optimeres, således at den samlede energiforsyning sker med lavest mulige omkostninger. Data for de teknologier, som modellen kan vælge imellem, stammer fra et nyt og omfattende teknologikatalog for perioden 2010 – 2050 udarbejdet af Energistyrelsen og Energinet.dk.

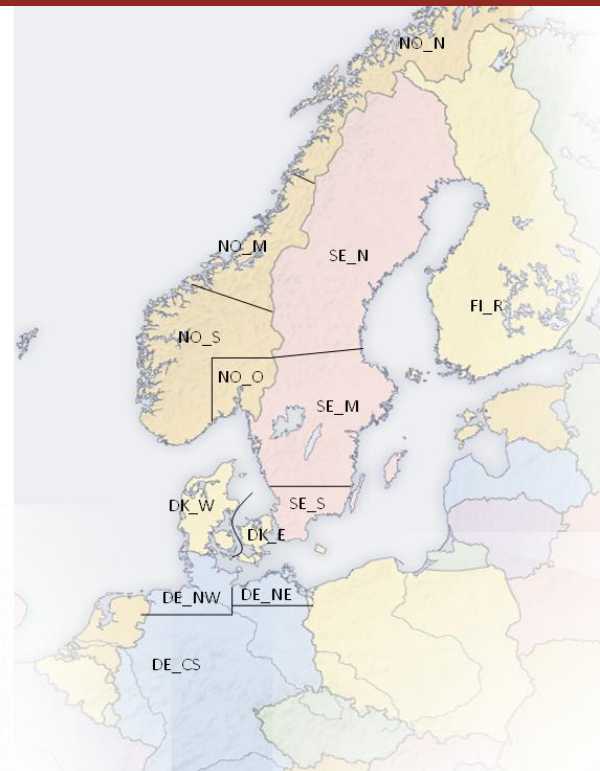
Fire scenarieår

Der er gennemregnet en række scenarier for den fremtidige udvikling. Hvert scenarie gennemregnes for årene 2010, 2020, 2035 og 2050.

Elforbrugets udvikling

Energistyrelsens seneste fremskrivning af elforbruget i Danmark er lagt til grund for analysen. Der er desuden antaget samme stigning i elforbruget i alle lande for at sikre harmoniserede forudsætninger, og der er antaget et stigende elforbrug til elbiler og varmepumper i alle lande. Modellen kan i sin optimeringsrutine vælge at anvende el til fjernvarmeforsyningen. Endelig konverterer industrien i stigende grad til elektricitet, også efter harmoniserede forudsætninger i hele området.

Modelområdet



Vindkraft og biomasse

Placeringsmuligheder for vindkraft på land har udgangspunkt i danske analyser, og er harmoniseret til andre lande med udgangspunkt i landbrugsarealet. Placeringsmulighederne offshore er graderet i tre klasser afhængig af vanddybde og nærhed til kysten. Denne opdeling er ikke baseret på nationalt kildemateriale, men er skønnet. Endelig er de konkrete vindhastigheder baseret på faktiske vindmålinger i de forskellige områder. Modellen kan herefter optimere vindproduktionen baseret på potentialer, vindhastigheder, møllekarakteristikker og møllepriser. Biomasseresurserne er opgjort på landeniveau for træflis og halm med udgangspunkt i oplysninger fra Det Europæiske Miljøagentur. Herudover er der mulighed for frit at importere træpiller til priser svarende til Energistyrelsens beregningsforudsætninger.

BASISSCENARIET

Forudsætninger i Basisscenariet

Moderat brændselsprisudvikling

Formålet med dette arbejde er at belyse effektive strategier for markante CO₂ reduktioner i regionen i en international kontekst. Importpriser for fossile brændsler er derfor fastlagt under antagelse om, at CO₂ reduktion ikke er en isoleret opgave i regionen, men har udgangspunkt i en global målsætning.

En sådan udvikling medfører ifølge det internationale energiagentur IEA en reduceret efterspørgsel efter fossile brændsler på verdensplan, - hvorved prisen på, kul, olie og naturgas holdes i ro. Der er i basisscenariet anvendt brændselspriser fra IEAs 450ppm scenarie frem til 2030 med konstante priser herefter.

Tekniske muligheder

Scenariemodellen har mulighed for at investere i følgende typer af produktionsanlæg med data fra Energistyrelsens teknologikatalog:

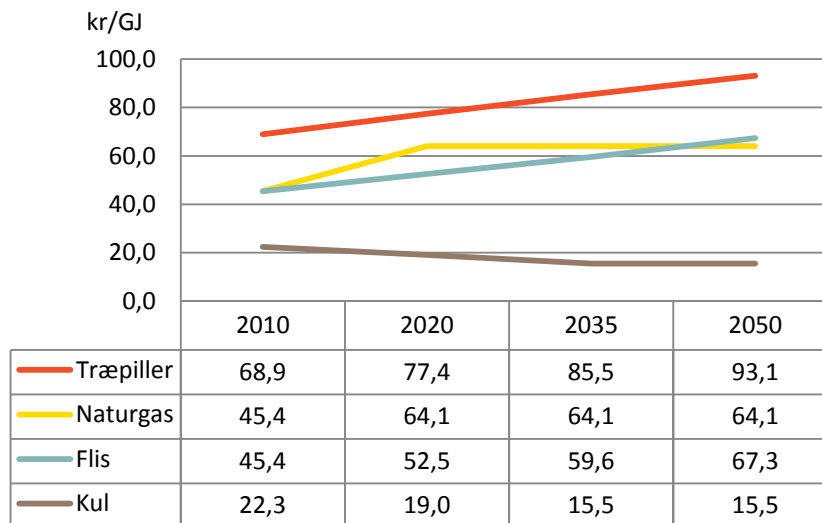
- Vindkraft på land og til havs med forskellige typer af vindturbiner
- Biomasse til el og varmeproduktion ved kraftværksbygning og nybygning
- Biogasanlæg i kraftvarmeproduktion og opgradering af biogas til brug i naturgasnettet
- Solceller og solvarmeanlæg
- Nye termiske kraftværker med kul, naturgas og olie som brændsel
- A-kraftværker
- CCS-anlæg til kul eller biomasse
- Varmepumper, elpatroner, kedler og varmelagre i tilknytning til fjernvarme.

Mulighederne for at investere i de forskellige teknologier er ikke ens i regionen, idet der er blandt andet er forskel på tilgængeligheden af resurser i landene. Investeringer i A-kraft er begrænset til de lande, der i dag har A-kraft. I Tyskland antages, at halvdelen af den eksisterende A-kraft kapacitet bevares frem til 2050, og i Sverige fastholdes det nuværende niveau frem til 2050. I begge lande er der herudover mulighed for at investere i en op til 20% udvidelse af kapaciteten i 2010, heraf halvdelen i perioden 2020 – 2035 og resten frem til 2050. I Finland bevares de eksisterende anlæg samt Olkiluoto 3 frem til 2050 og der er mulighed for at investere i et nyt anlæg i perioden 2035 – 2050. For elproduktion på naturgas antages det, at det er muligt at øge 2010-produktionen med 10 % i hele modelområdet på landeniveau. Potentialet for CCS-anlæg er fastsat til 10-15 store anlæg i området.

Udbygning med transmissionsanlæg

I basisscenariet er det antaget, at en række besluttede og planlagte transmissionsledninger etableres, jf. tabellen overfor.

Brændselsprisforudsætninger



Udbygning af transmissionsnettet i Basisscenariet

Forbindelse	Område	Kapacitet MW	I drift	Status
Storebælt 1	Vest- og Østdanmark	600	2011	Etableret
Fenno-Skan 2	Sverige - Finland	800	2011	Under etablering
Skagerrak 4	Norge - Danmark	600	2013	Besluttet
Sydvästlänken	Norge - Sverige	1200	2013	Besluttet
Cobra	Danmark-Holland	700	2016	Planlægges
Fenno-Skan 3	Sverige - Finland	800	2020	Planlægges
Nea - Järpströmmen	Norge - Sverige	750/600	2015	Besluttet
Nor-Ned 2	Norge - Holland	700	2015	Planlægges
DK-Tyskland	Vestdanmark - Tyskland	+500	2025	Planlægges
NordLink	Norge-Tyskland	1400	2025	Planlægges

Resultater

Danmark

I Danmark ombygges 500 MW kraftværkskapacitet til biomasse inden 2020 og frem til 2035 ombygges yderligere 2000 MW til flis og træpiller. Vindkraften udbygges kraftigt allerede i perioden frem til 2020, og udbygningen fortsætter herefter. I slutningen af perioden etableres CCS-anlæg på 580 MW kul og biomasse kraftværkskapacitet, imens øvrig anvendelse af kul og naturgas udfases.

Omlægningen af energiforsyningen i hele området

I Basisscenariet sker der en kraftig udbygning med biomasse og vindkraft. Kulkraft udfases, mens CCS-anlæg på både kul og biomassekraftværker introduceres sidst i perioden. Selvom modellen udelukkende investerer af hensyn til økonomi, opnås en relativt diversificeret energiforsyning i basisscenariet. At en VE teknologi som eksempelvis solceller ikke kommer mere i spil, skyldes udelukkende, at solceller på trods af forventningerne om betydelige prisfald fortsat er en relativt dyr teknologi i 2035 og 2050.

Højere elpriser i Tyskland

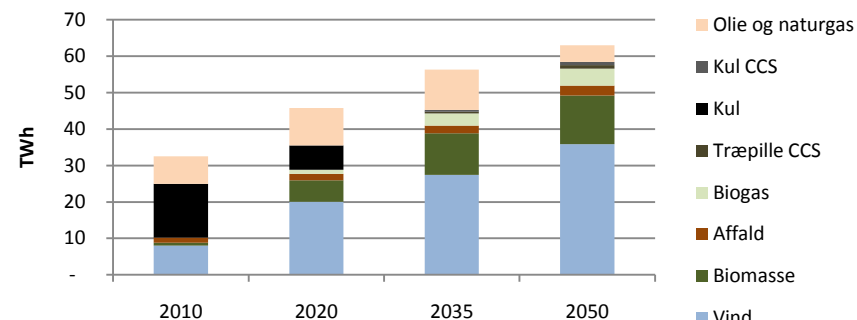
Efterhånden som CO2 loftet strammes i regionen stiger efterspørgslen efter CO2 fri elproduktion. Omkostninger og potentiale for vindkraft er især afhængig af den lokale vindresurse og af de muligheder for import som gives af transmissionsnettet. Når de lokale biomasseresurser er opbrugt, kan modellen vælge at importere træpiller. Prisen på importerede træpiller antages at stige til knap 100 kr/GJ i 2050.

På grund af dårlig adgang til gode vindressurser i det centrale og sydlige Tyskland, øges behovet for at importere træpiller især her. Andre VE resurser som eksempelvis solceller og bølgekraft er ifølge teknologikataloget stadig for dyre til at disse muligheder vælges. Endelig er der muligheder for at investere i A-kraft og i CCS teknologier, men der er som tidligere nævnt indlagt grænser for disse teknologier. Derfor stiger elpriserne især i Tyskland, hvilket giver betydelige flaskehalse i elsystemet. Dette kan ses som et signal om et behov for at udbygge infrastrukturen.

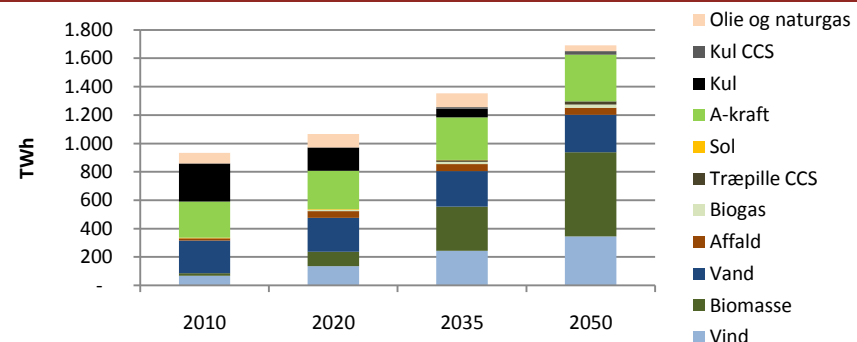
CO2-emissionen

CO2-emissionen i hele området følger (naturligvis) kravene til CO2-reduktion. Imidlertid er der forskel på, hvor meget de enkelte lande fra en samlet økonomisk betragtning reducerer CO2-emissionen. Som det ses i figuren til højre skal Danmark reducere forholdsvis mere end regionen som helhed. Den angivne CO2-emission i 2050 er fra den fossile del af affaldet, som det er valgt at holde ude af modellens CO2-loft.

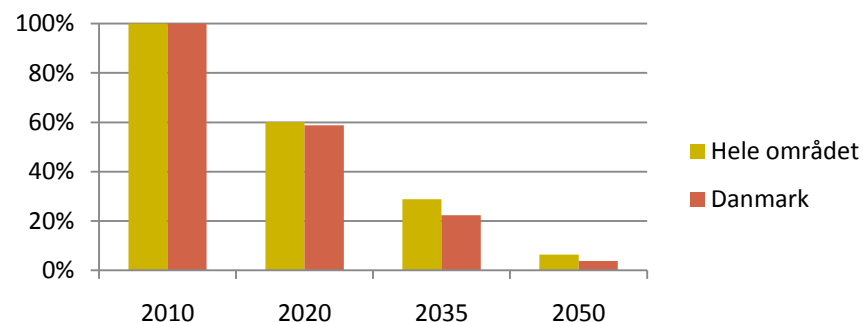
Elproduktionen i Danmark – fordelt på brændselstyper



Elproduktionen i hele området – fordelt på brændselstyper



Udledningen af CO2



TEMA I: BETYDNINGEN AF GODE TRANSMISSIONSFORBINDELSER

Temaets udgangspunkt

Mens investeringer i elproduktionsanlæg foretages som en del af modellens optimeringsrutine, er transmissionsnettet en beregningsforudsætning. I basisscenarioet forudsættes transmissionsnettet mellem områderne udbygget over tid i henhold til en "Lille pakke" med ledninger, der enten er besluttet eller er under planlægning. Herudover vurderes to alternative scenarier:

- Minimal udbygning – Her stopper udbygningen med de forbindelser som allerede er besluttet i september 2010.
- Stor pakke. Her forudsættes betydelige investeringer i transmissionsnettet, og flaskehalse reduceres når de får væsentlig betydning.

Den valgte metode betyder, at modellen har fuld viden om begrænsningerne i transmissionsnettet, når den investerer i produktionsanlæg. Modellen forsøger af økonomiske årsager at placere sine investeringer, så de værste flaskehalse undgås. Man kan sige, at investeringer i transmissionsnettet og investeringer i elproduktion er konkurrerende løsninger for at tilfredsstille elforbruget. Derved bliver økonomien i infrastrukturinvesteringer yderligere udfordret og vurderes måske for pessimistisk i forhold til virkeligheden.

Basisscenarioet og "Minimal transmission"

I basisscenarioet udbygges transmissionssystemet med en række besluttede og planlagte ledninger. I scenariet "Minimal transmission" ses på effekten af, at kun de i dag besluttede ledninger etableres.

Forbindelse	Område	Kapacitet MW	I drift	Status
Storebælt 1**	Vest- og Østdanmark	600	2011	Etableret
Fenno-Skan 2	Sverige - Finland	800	2011	Under etablering
Skagerrak 4	Norge - Danmark	600	2013	Besluttet
Sydvästlänken	Norge - Sverige	1200	2013	Besluttet
Cobra	Danmark-Holland	700	2016	Planlægges*
Fenno-Skan 3	Sverige - Finland	800	2020	Planlægges*
Nea – Järpströmmen	Norge - Sverige	750/600	2015	Besluttet
Nor-Ned 2	Norge – Holland	700	2015	Planlægges*
DK-Tyskland	Vestdanmark – Tyskland	+500	2025	Planlægges*
NordLink	Norge-Tyskland	1400	2025	Planlægges*

* Indgår i Basisscenarioet, men ikke i scenariet "Minimal Transmission"

** Storebælt blev sat i drift i august 2010. Da forbindelser antages i drift i hele år indgår Storebælt ikke i scenariernes 2010 kørsler.

Udbygningsscenarioet "Markant udbygning"

Der sker en stigende udnyttelse af VE resurserne i hele regionen. Vindkraft kommer især i spil i Nord og Vest, hvorved der skabes flaskehalse i systemet.

Modellen kan ved hjælp af skyggepriser beregne værdien af at udbygge en flaskehals med 1 MW. Værdien målt i Kr/MW/år kan bestemmes ved at summere forskellen i elprisen mellem de to aktuelle områder over alle årets timer. I den proces hvor der planlægges transmissionsinvesteringer, sammenholdes skyggeprisen med omkostninger til etablering af ny kapacitet.

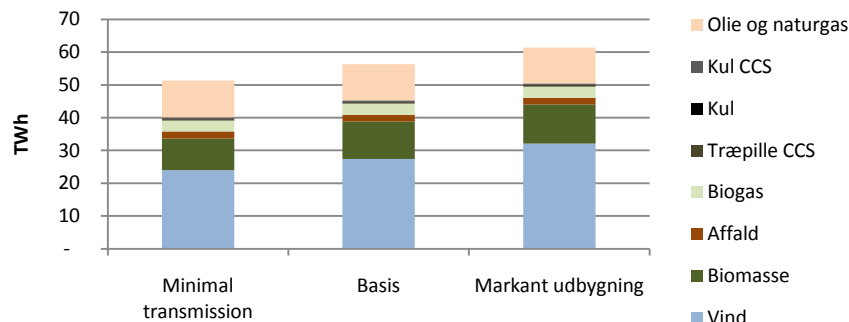
I den udbygning der kaldes "Markant udbygning" er de enkelte investeringer udvalgt ved en screening af basisscenarioets skyggepriser, og når disse overstiger ca. 150.000 Kr/MW/år, er det valgt at udbygge forbindelsen. I udbygningen indgår dog også en vurdering af hvordan forbindelserne påvirker hinanden: Ved at reducere én flaskehals kan øvrige flaskehalse ændre sig.

I tabellen nedenfor er vist den pakke, kaldet "Stor pakke", af forbindelser, som etableres i "Markant Udbygning" scenariet, med skyggepris fra Basisscenarioet og med den antagne størrelse for hver forbindelse.

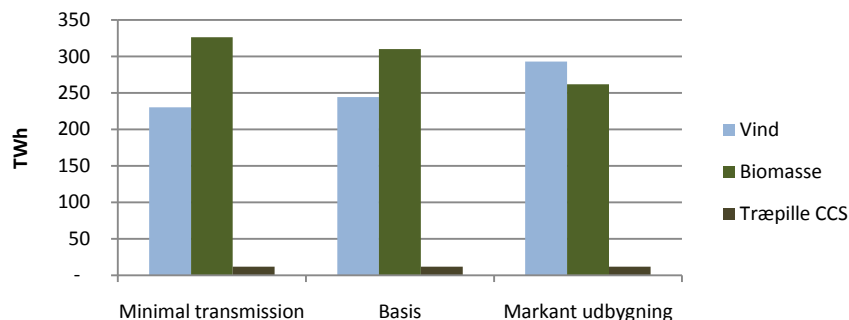
Nye transmissionsforbindelser i "Markant udbygning"

Markante flaskehalse	Værdi af først MW transmissions kapacitet 1000 kr/år (2020-2050)	Infrastruktur udbygninger "Stor pakke" Ny transmission MW
<i>Indespærret norsk vandkraft og vindpotentiale</i>		
Nordnorge til Midtnorge	157	1,500
Midtnorge til Sydnorge	343	3,000
<i>Adgang for vindresurser fra vest imod øst</i>		
Storebælt	154	1,200
Oslofjordssnittet	237	2,000
Fennoskan	161	1,600
Nordsverige <-> Finland	191	2,000
<i>Samspillet vindkraft-vandkraft</i>		
Skagerrak	571	1,000
Sydnorge <-> Nordvesttyskland	372	1,200
<i>Nordiske transit fra VE resurser til forbrugcentre</i>		
Sverige snit 2	180	3,000
Øresund	365	2,000
<i>Adgang til det store kontinentale system</i>		
Vestdanmark <-> Tyskland	285	2,000
Vestdanmark <-> Holland	262	1,000
Nordvest <-> Sydtykland	557	4,000
Nordøst <-> Sydtykland	483	2,000

Elproduktion i Danmark



Vind og biomasse el i 2035 (hele området)



Reducerede årlige omkostninger af de to transmissionspakker (mia. kr.)

Mia kr.

2020

Lille pakke	3,7
Stor pakke	-

2035

Lille pakke	6,4
Stor pakke	15,0

2050

Lille pakke	5,9
Stor pakke	19,1

Gevinsten ved den "Store pakke" er angivet i forhold til Basisscenariet. Ved sammenligning med scenariet "Minimal transmission" skal reduktionen i årlige omkostninger derfor summeres.

Udbygningspakker for transmissionsnettet

Stærkere transmissionsforbindelser gør mere vind attraktivt

Stærkere transmissionsforbindelser gør det mere attraktivt at øge udnyttelsen af de store vindressurser i Nord til gavn for hele regionen. Herved kan import af relativt dyr biomasse reduceres, især i Tyskland. Udbygning med vindkraft stiger markant i Norge, og også den danske vindkraftproduktion stiger fra 24 TWh til 27 TWh eller 32 TWh afhængigt af transmissionsudbygningen. Den øgede udbygning betyder også øget eksport af elektricitet fra Danmark (10 TWh mere i "Markant udbygning" i forhold til "Minimal transmission" i 2035).

Økonomien i infrastrukturpakkerne

Der er som led i projektet helt overslagsmæssigt vurderet hvad de to infrastrukturpakker vil koste at etablere ud fra erfaringstal fra realiserede og planlagte projekter:

- Infrastrukturinvesteringer i Basisscenariet i forhold til "Minimal Transmission" skønnes at være ca. 30 mia. kr. (lille infrastrukturpakke)
- Infrastrukturinvesteringer i yderligere transmissionsforbindelser for "Markant udbygning" skønnes at være ca. 125 mia. kr. (Stor infrastrukturpakke)

De to infrastrukturpakker bidrager med betydelig driftsnytte i elsystemet. I 2035 øges driftsnyttens med 6,4 mia kr/år ved den lille infrastrukturpakke og yderligere med 15 mia kr/år med den store infrastrukturpakke.

Den simple tilbagebetalingstid for de to pakker er hermed henholdsvis ca. 5 år og ca. 8 år, hvilket kan siges at være særdeles attraktivt sammenlignet med andre infrastrukturinvesteringer i samfundet.

Ved begge pakker reduceres især brændselsomkostningerne imens de årlige kapitalomkostninger i produktionssystemet faktisk vokser. Dette skyldes naturligvis skiftet imellem biomasse og vind.

Offshore net

Sammensætningen af den store infrastrukturpakke er ikke optimeret gennem en egentlig planlægning, og der kan vise sig andre udbygningsløsninger, som vil give lavere investeringer og/eller højere driftsnytte end her beskrevet. Det er eksempelvis muligt, at etablering af egentlige offshore-net vil give de samme fordele med lavere investeringer.

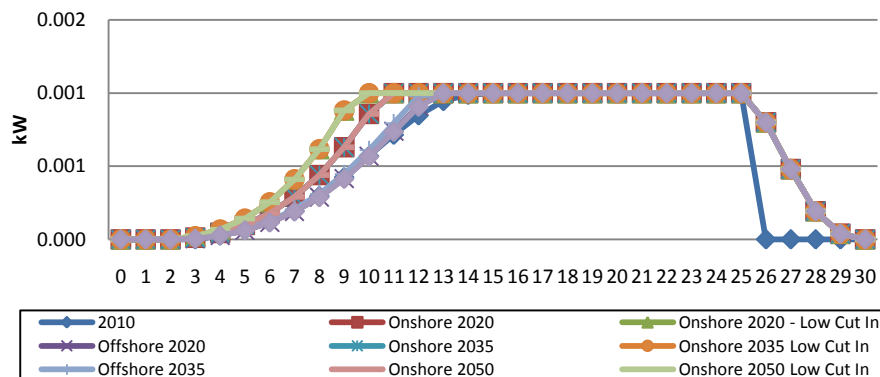
Behov for koordineret planlægning

Resultaterne af analysen understreger behovet for stor fokus på sammenhængen mellem vindkraftudbygningen og udbygningen af transmissionsnettet i en international sammenhæng, herunder planlægningen af offshore net.

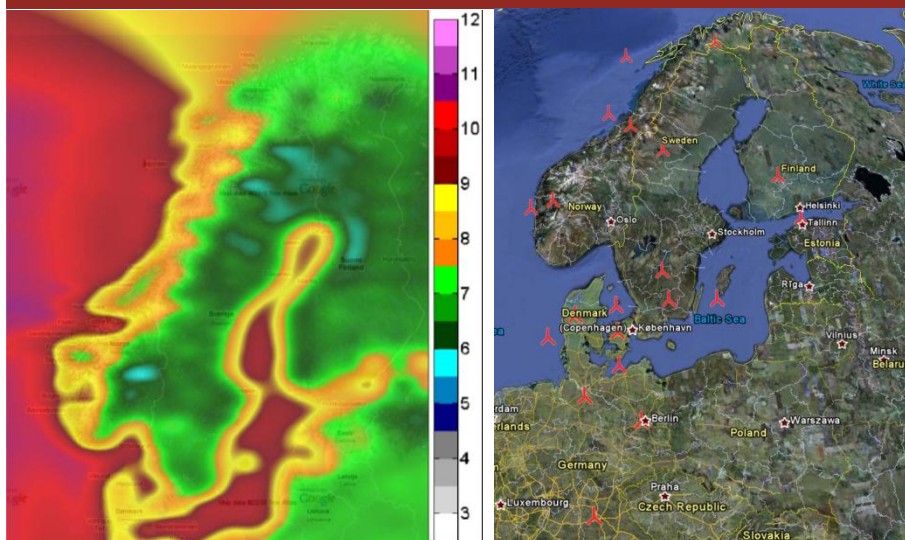
TEMA II: VINDKRAFT OG BIOMASSE

Vindkraft i scenarierne

- Modellen har anvendt data genereret af samtidige vindmålinger i hele modelområdet. Vindmålinger er foretaget i lange serier på flere år.
- Timeserier for vindhastighed fra 19 forskellige målepunkter i to højder indgår i modellens datasæt.
 - Møllekaraktistikker (Power curves) kombineres med møllehøjde og de lokale vindforhold. På land vælger modellen mellem to alternativer, hvor det ene er optimeret til lavere vindhastigheder (Low Cut In, LCI).
 - Møllepriser samt drift og vedligeholdelses omkostninger er hentet fra Teknologikataloget – dog omregnet til forskellige mølletyper.



Vindkraftresurser og målepunkter anvendt i analysen



Levelised Cost of Energy

Modellens møllekatalog er harmoniseret med data i Teknologikataloget. Formålet er, at fastholde modellens valgmuligheder mellem flere mølletyper samtidig med at standardmøller har produktionsomkostninger (Levelised Cost of Energy) på niveau med møller i Energistyrelsens katalog.

Energistyrelsens teknologikatalog - forudsætninger omregnet til cost of energy (kr/MWh)

	2010	2020	2035	2050
Onshore	527	442	420	395
Offshore	756	599	550	493

* Der er anvendt samme årlige afkastkrav (11.75% el 10% over 20 år) i alle beregninger.

Onshore	2010	2020	2020 LCI	2035	2035 LCI	2050	2050 LCI
North Norway	544	461	474	437	450	410	422
Mid Norway	600	499	514	474	488	444	457
South Norway	565	487	511	462	484	433	454
Jylland-Herning	527	443	455	420	432	394	405
Mid Sjælland Holbæk	561	469	479	445	455	418	427
DE Berlin	712	575	570	545	540	511	506
DE Hamborg	582	482	493	457	468	429	439
DE Nurnberg	716	586	588	555	557	521	522
South Sverig Vaxjo	795	625	610	593	579	556	543
Mid Sverig Jonkøbing	718	572	570	543	540	509	507
North Sverige Østersund	639	529	538	501	510	470	478
South Finland Tampere	822	641	617	608	585	570	548

Offshore	2010	2020	2035	2050
North Norway	749	595	551	493
Mid Norway	757	601	554	496
South Norway	816	647	599	535
Horns rev	692	550	507	454
Kattegat Anholt	756	598	550	493
Østersø Rødsand	773	611	562	504
South Sverig Gotland	776	614	566	507
South Finland Helsinki	886	694	634	569

Horns Rev har de bedste offshore vindforhold i datasættet.

I Sydsverige, Finland og Tyskland vælger modellen ofte møller der er optimeret til lavere vindhastigheder (LCI).

Illustration af samspillet

Som en del af analysen er der foretaget en time-for-time simulering af det samlede el- og varmesystem i regionen for Basisscenariet i 2050. Simuleringen har blandt andet til hensigt at afdække, hvordan el- og varmekonsumet dækkes, samtidig med at den fluktuerende produktion fra vindkraft mv. indpasses i systemet.

Simuleringerne underbygger, at det er muligt at indpasse meget store mængder vindkraft omkostningseffektivt i hele regionen. Dette er særligt interessant i dette studie, idet der indgår samtidige vindmålinger på regionalt niveau.

Der er potentiale for stort dynamisk samspil mellem vindkraft, vandkraft, de termiske produktionsanlæg, fleksibelt elforbrug og ikke mindst fjernvarme.

Gode elforbindelser mellem delområderne gør det muligt at aktivere betydelig fleksibilitet udenfor lokalområdet når der er behov for det, og prissignaler i elmarkederne fungerer som den overordnede styringsparameter for en omkostningseffektiv drift.

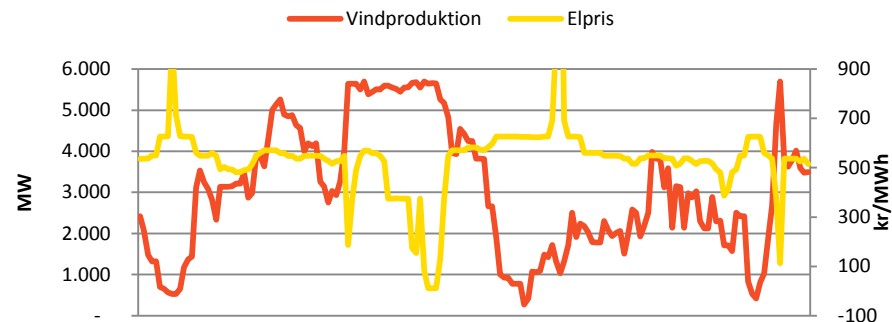
Samspil mellem vind og varme - formidlet af et effektivt marked

I modellen generes der til enhver tid en elpris ud fra de marginale omkostninger i systemet. Når der er meget vind i systemet presses elpriserne (figuren øverst t.h.). Skønt varmekonsumet ligesom elforbruget fluktuerer time for time, giver varmelagret muligheden for afkoble forbrug og produktion tidsmæssigt – især i vinterhalvåret. Dette giver mulighed for at udnytte lave elpriser til varmeproduktion. Investeringsmæssigt findes en balance mellem elpatroner og varmepumper, der defineres af hyppigheden og varigheden af de lave priser. Når der er mindre vind er elpriserne generelt højere og varmeproduktionen på kraftvarmeheder øges. Samspillet mellem el og varme gælder såvel den planlagte produktion som reguleringsreserver.

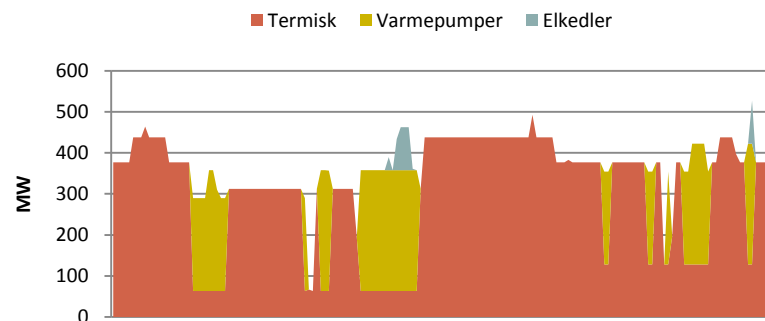
Fjernvarme som international forsyningsform

Det er i analysen antaget, at fjernvarmesystemet udvides til at dække 55% af varmekonsumet i Danmark, baseret på EFP-projektet "Effektiv fjernvarme i fremtidens energisystem". Også i resten af området er det antaget, at fjernvarmen får en større udbredelse. I hele regionen vælger modellen at investere i teknologierne til produktion og lagring af fjernvarme, og fjernvarmesystemerne får således en betydelig rolle i løsningen af den fælles udfordring med indpasning af fluktuerende elproduktion.

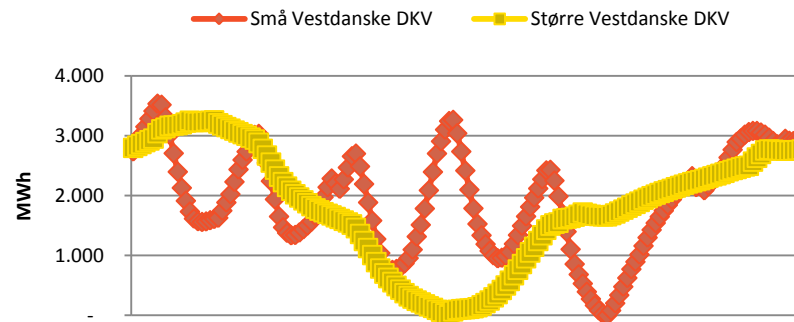
Vind produktion og elprisen i Vestdanmark i uge 22 i 2050



Fjernvarmeproduktion i decentrale områder i Vestdanmark i uge 22 i 2050



Fjernvarme lagerbeholdning i decentrale områder i Vestdanmark i uge 22 i 2050



Balancering, reserver og brug af transmissionsforbindelser

Behovet for reguleringsreserver defineres af vindkraften

I analysen er det antaget, at behovet for reguleringsreserver er defineret af vindkraftens prognoseusikkerhed. Når vindkraften forudsiges at være høj, er der særligt stort behov for opreguleringsreserver for at gardere sig hvis vinden viser sig at være svagere end forudset. Ved middel vind er der behov for såvel op- og nedreguleringsreserver, og når prognosen siger svag vind skal systemet være klar til nedregulering.

Teknologier der leverer opreguleringsreserver

Termisk kapacitet, der er planlægningsmæssigt aktiveret, men ligger under den maksimale produktionskapacitet. Reservekapaciteten er idefineret af differencen imellem kapacitet og planlagt produktion og desuden begrænset af anlæggets maksimale opreguleringsgradient.

Elforbrug til fjernvarme produktion, der kan nedjusteres. Hermed anvendes dels fleksibiliteten i fjernvarmelagre, og dels muligheden for skift mellem forskellige varmeproduktionsteknologier. Hermed indgår elsystemets krav til fleksibilitet og reserver (regionalt) i modellens prioritering af hvilke varmeteknologier der skal investeres i til lokal forsyning af det enkelte varmemarked.

Vind kan i sidste fald planlægges til at være nedreguleret, hvorved behovet for opreguleringskapacitet andre steder i systemet reduceres. Dermed vil noget vind så at sige gå til spilde, og modellen vælger kun i særlige tilfælde denne løsning.

Reserver er internationale

Der antages desuden et frit marked for balanceringsreserver over transmissionsforbindelserne. Mængden af reserver der kan leveres over et snit i transmissionsnettet er dog begrænset både af den fysiske kapacitet og den planlagte anvendelse til transmission.

Vindproduktion og elpris i Vestdanmark i uge 22 i 2050

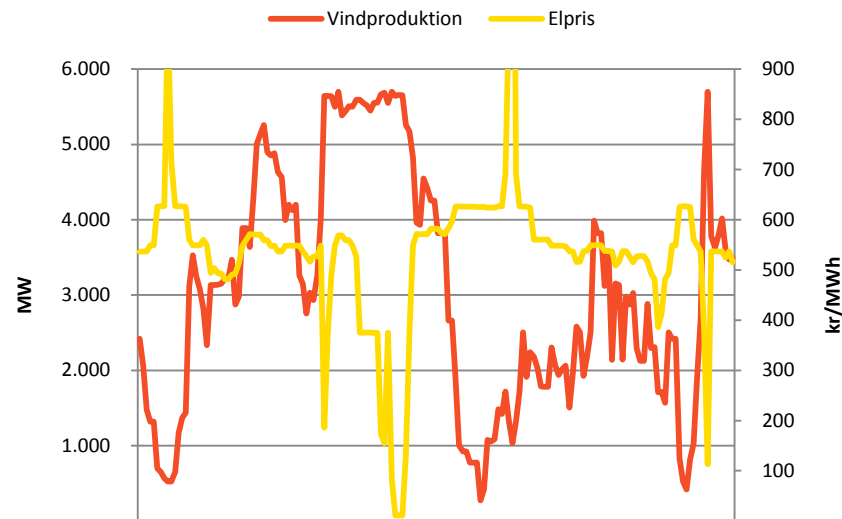
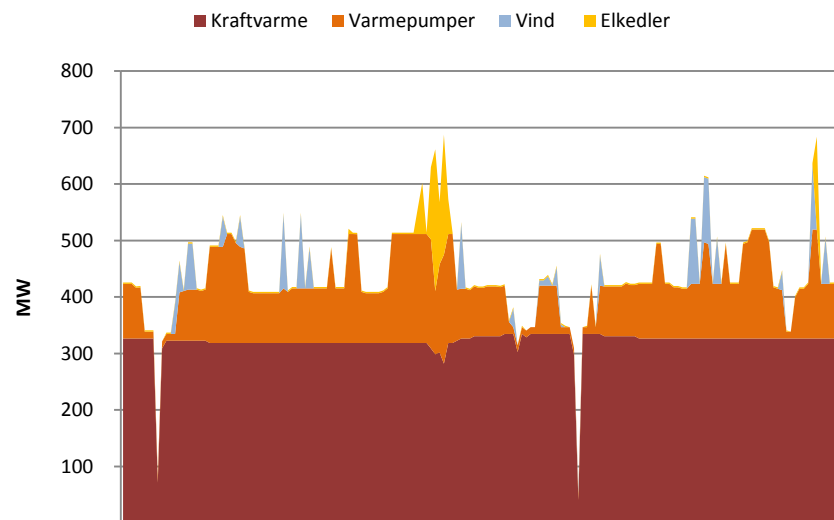


Illustration af opreguleringsreserver leveret i Vestdanmark i uge 22 i 2050



Scenarier med andre forudsætninger for vind og biomasse

Vindkraft og biomasse er (sammen med vandkraft og A-kraft) de væsentligste kilder til CO₂-neutral elproduktion. I Basisscenariet leverer de to energikilder godt 40% af den samlede elproduktion i hele regionen i 2035.

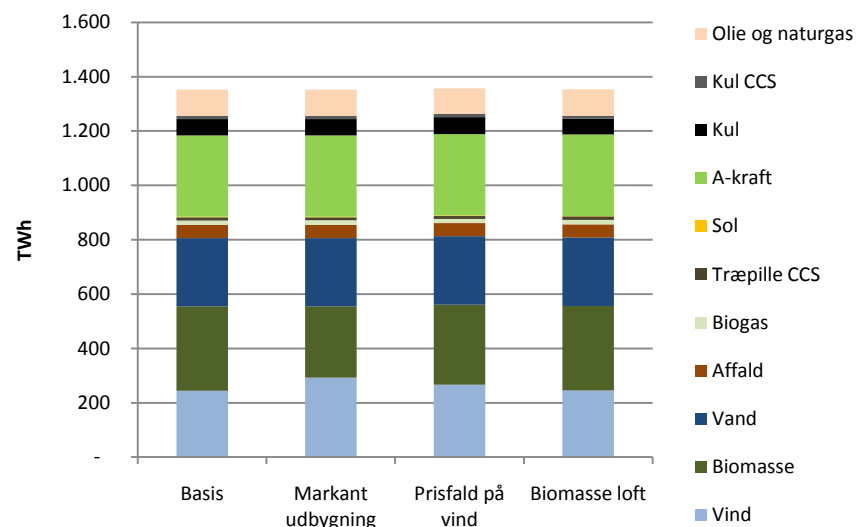
I projektet er forskellige scenarier opstillet, som undersøger randbetingelserne for vindkraft og biomasse nærmere. Et scenarie illustrerer betydningen af reducerede anlægsomkostninger på vindkraft. Et andet scenarie introducerer et loft over hvor meget biomasse, der kan importeres til området. I figurene her på siden er de to scenarier sammenlignet med Basisscenariet og scenariet "Markant udbygning" for 2035 og 2050.

I scenariet "Prisfald på vind" er det antaget, at investeringsomkostningerne til vindkraft reduceres med 10% i 2020, 20% i 2035 og 30% i 2050 sammenlignet med basisscenariet. Det medfører, at der kommer mere vind i områder, hvor vindforholdene er relativt dårlige, dvs. Tyskland og Finland, mens det kun i meget lille grad påvirker udbygningen med vindkraft i de øvrige lande, hvor de gode vindplaceringer i forvejen er fuldt udnyttede. På grund af flaskehalse i transmissionsnettet bliver den samlede vindudbygning ikke meget større i dette scenarie. Med andre ord, har fjernelse af flaskehalse større betydning for vindkraftens udbredelse i 2035 end et prisfald på 20%.

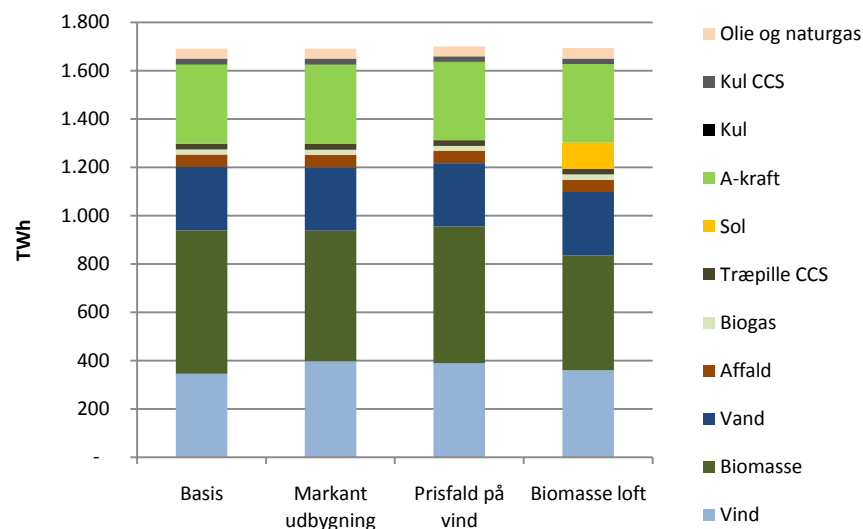
Scenariet "Biomasse loft" er fremkommet ved at sætte et loft på mængden af biomasse, der kan importeres til modelområdet. Loftets niveau er bestemt igennem flere iterationer og blev indledningsvist sat meget stramt, og derefter slækket. Ved et stramt loft for biomasseimport løber man tør for CO₂-fri forsyningsformer i Syd- og Midtjylland, hvilket gør det umuligt i visse perioder at dække elforbruget, da der i forvejen er et loft over udbygningen med A-kraft, CCS-anlæg. En kraftig udbygning med solceller vil ikke alene afhjælpe effektknapheden, da elproduktionen på solceller er primært sker i sommerhalvåret. Øget transmissionskapacitet eller en væsentlig udvikling i ellagrings teknologier vil kunne afhjælpe denne problemstilling.

Andre alternativer til den store biomasseimport vil afhænge af de politiske og tekniske muligheder for en yderligere udbygning med A-kraft, den teknologiske udvikling og modning af CCS-teknologien eller af mulighederne for en fokuseret og markant indsats for reduktion af energiforbruget i området.

Basis – Markant udbygning– Prisfald på vind – Biomasse loft 2035 (hele området)



Basis – Markant udbygning– Prisfald på vind – Biomasse loft 2050 (hele området)



Observationer om vindkraft fra fire scenarier

Temaet om transmissionsforbindelserne illustrerer vigtigheden og det økonomiske potentiale i at sikre en bred korridor fra det vindrige Nordvest Europa til Central Europa.

Landvind er førende VE teknologi

Analyserne sender et signal om at vind på land fra et rent økonomisk synspunkt har en nøglerolle i en fremtidig energiforsyning baseret på vedvarende energi. Trin 1 i en omkostningseffektiv VE-baseret energiforsyning bør derfor være at sikre gode placeringsmuligheder for landvind. Gode placeringsmuligheder udgør en stigende værdi for energisystemet i alle scenarierne.

Begrænset placeringsmulighed gør effektive møller attraktive

I områder med høj hyppighed af lave vindhastigheder vil de nye "Low Cut In" mølletyper være attraktive på grund af lavere energiomkostninger. Begrænsning i placeringsmuligheder øger værdien af at kunne producere mange kWh på de placeringer, der er til rådighed. Det kan gøre det attraktivt at etablere de nye mølletyper selv i områder, hvor mere traditionelle møller har lavest energiomkostninger isoleret set.

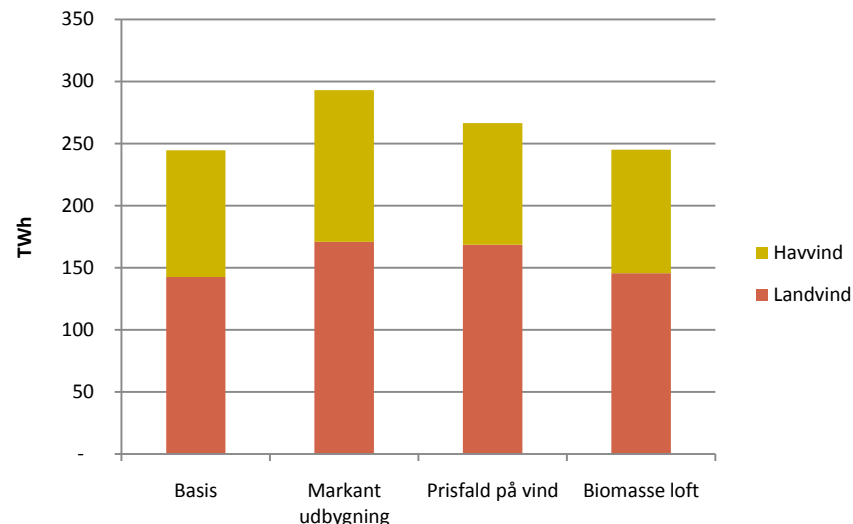
Attraktivt at udnytte kystnært vindpotentiale

Med scenariernes antagelse om, at kystnære havmølleplaceringer kan udnyttes til 15% reducerede kapitalomkostninger i forhold til det generelle prisniveau for havvind, er disse muligheder attraktive. Kystnær vindkraft kan være et billigt supplement til landvind hvis det er muligt at identificere placeringszoner uden folkelig modstand.

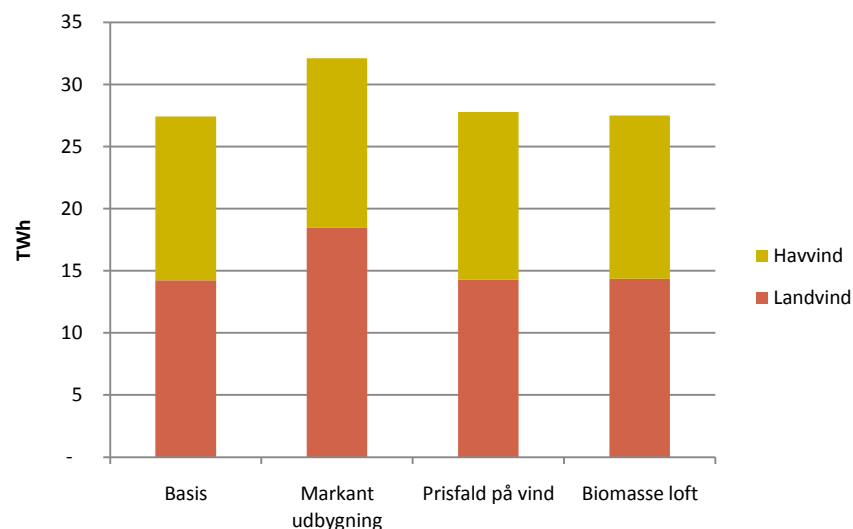
Sikres der ikke opbakning til placeringszoner må man længere ud på havet

Havvindpotentialet i Nordsøen og Østersøen er enormt, men omkostninger for en VE-baseret energiforsyning kan blive uforholdsmæssigt dyr, hvis al udbygning skal foregå på dybt vand. Det understreger samtidigt behovet for at nedbringe energiomkostningen på vind gennem investeringer i udvikling, infrastruktur og logistik, som kun kan forventes gennemført, hvis den langsigtede strategi er klar. En langsigtet udbygningsstrategi vil blandt muliggøre en bedre udnyttelse af det materiel, som skal til for at etablere vindturbiner på havet.

Basis – Markant udbygning – Prisfald på vind – Biomasse loft (hele området)

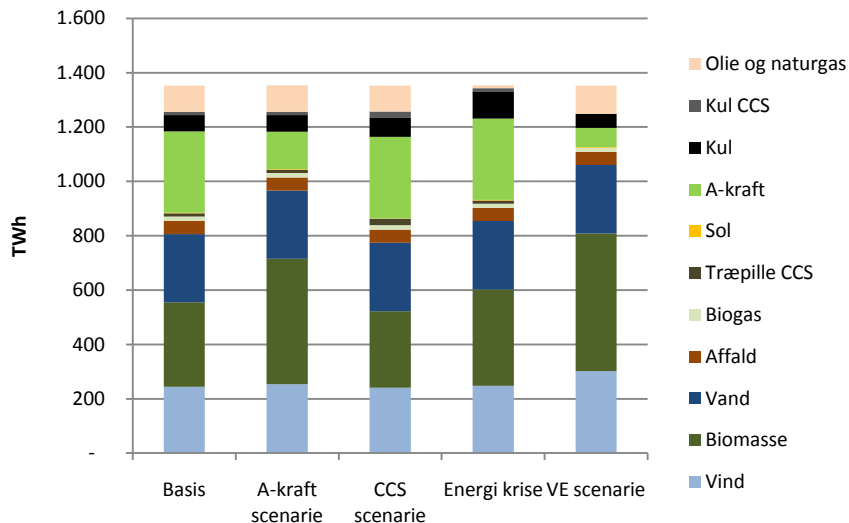


Basis – Markant udbygning – Prisfald på vind – Biomasse loft (Danmark)

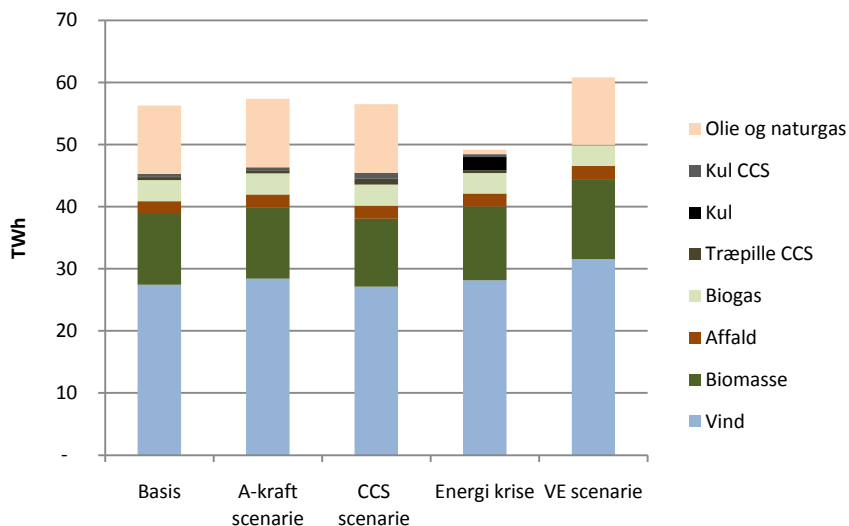


TEMA III: FORSYNINGSSIKKERHED OG NYE TEKNOLOGISKE MULIGHEDER

Elproduktion i 2035 (hele området)



Elproduktion i 2035 (Danmark)



Udfordringer af forsyningsikkerheden

Foruden importafhængigheden af biomasse som blev illustreret i sidste tema's "Biomasse loft" scenarie er der andre væsentlige parametre som kan være en udfordring for den skildrede CO₂-neutrale energiforsyning.

Til belysning af forsyningsikkerheden er der opstillet fire følsomhedsscenerier:

CCS scenarie: Europa har 50 GW elkapacitet med CCS i 2050.

IEA's World Energy Outlook 2009 450ppm scenarie indregner for hele EU 40GW CCS i 2030 hvilket her omsættes til 25 GW i 2035 og 50GW i 2050. Af dette antages 27% at ligge indenfor modelområdet (målt relativt til dagens elforbrug). Dette er dobbelt så meget CCS potentiale som antaget i dette studies Basisscenarie. Mere CCS medvirker til en forlængelse af afhængigheden af fossile brændsler og en reduktion af biomasseanvendelsen.

A-kraft:Tyskland afvikler A-kraft i henhold til opdateret aftale

Når tysk A-kraft er udfaset i 2050 lægger det et endnu større pres på biomasse resurserne. Det medfører ikke mere vind, da transmissionsforholdene fra basisscenariet forhindrer ubrugt potentiale fra Nord- og Østersø regionen i at forsyne Sydtyskland.

"Energikrise": Fossilpriserne fordobles i forhold til basisantagelserne

Dette rammer især naturgassen, der er praktisk talt udfaset i 2035. Det uændrede CO₂-loft bevirker, at kul i stedet bliver anvendt i 2035. Efter 2035 anvendes kul kun i forbindelse med CCS. På det mellemlange og lange sigt (2035, 2050) betyder de højere priser dog, at CCS hverken er attraktiv på kul eller biomasse, da besparelsen i forhold til ren VE er udhulet.

VE Scenarie: Antagelse om total A-kraft udfasning inden 2050 og ingen CCS

I dette scenarie benyttes der fortsat naturgas i 2035 og kul i 2035, men ikke i 2050. Vindandelen øges da scenariet gør brug af flere vindplaceringer især i Norden, heriblandt Danmark. Men biomasseanvendelsen øges drastisk.

Udfordringer ved solceller

Analyserne i dette projekt er baseret på Energistyrelsens og Energinet.dk's katalog over teknologier, som også indeholder informationer om den forventede udvikling i investeringsomkostninger og driftsudgifter i fremtiden som følge af en teknologisk udvikling.

Modellen, der er anvendt, optimerer investeringer og drift for det samlede system, og vælger konsekvent det billigste alternativ. Det betyder, at teknologivalgene i scenarierne ofte bliver mere enstrengede, end man vil forvente at se i virkeligheden.

Alligevel sender model-analyserne nogle klare budskaber om de forskellige teknologiers rolle i den fremtidige energiforsyning.

Figuren til højre viser eksempelvis for de tre scenarier Basis, VE scenariet og Biomasse loft, hvor stor en reduktion i investeringsomkostningerne for solceller, der er nødvendigt, for at den finder teknologien økonomisk attraktiv.

Eksempelvis viser figuren (Basisscenariet) at solceller, der i 2035 antages at koster godt 13 mio kr/MW, skulle være 56% billigere for at modellen finder teknologien konkurrencedygtig. I 2050, hvor solcelleprisen ifølge modellens katalog er faldet til 7,2 mio kr/MW, kræves et yderligere prisfald på 12% for at teknologien kommer i spil. I et enkelt scenarie – Biomasse loft – er prisen på 7,2 mio kr/MW i 2050 tilstrækkeligt lav til at modellen investerer i solceller i begrænset omfang. Dette ses i figuren ved at det nødvendige prisfald for at teknologien kommer i spil er 0%.

Udfordringer ved CCS

Med de anvendte data fra Teknologikataloget er CCS på både kul og biomasse økonomisk attraktivt på længere sigt.

Det svarer at antagelserne i IEA's World Energy Outlook, hvor det i 450 ppm scenariet antages, at CCS-teknologien får et teknologisk gennembrud. Samtidigt forudsættes priserne på fossile brændsler at være lave den reducerede efterspørgsel på grund af CO₂-reguleringen.

CCS-teknologien er imidlertid langt fra udviklet i dag, og der kan være en risiko ved at forlade sig på et forventet teknologisk gennembrud. I værste fald kan man risikere at stå med fossilt fyrede anlæg, der er etableret ud fra forudsætningen om at være 'Capture ready' vil være 'strandede aktiver' under en CO₂-fri sektoriel ramme.

Et gennembrud for CCS-teknologien kan omvendt betyde en øget efterspørgsel på fossile brændsler (især kul) som igen vil presse priserne på de fossile brændsler i vejret i forhold til de priser, der antages i 450 ppm scenariet, blandt andet på grund af det øgede brændselsforbrug til CO₂-rensning på kraftværkerne.

Sol celler i Syd- og Midtjylland: nødvendigt fald i investeringsomkostninger

