



# 50 pct. vind i 2025



Ea Energianalyse a/s

## **Udgiver**

Ea Energianalyse a/s  
Frederiksholms Kanal 1, 1. sal  
1220 København K  
Tlf.: 88 70 70 83  
Fax: 33 32 16 61  
info@eaea.dk  
www.eaea.dk

## **Layout**

Majken Grünewaldt

## **Foto**

Vindmølleindustrien  
Vestas Wind Systems AS  
Viborg Kraftvarmeværk, Jørgen Schytte

## **Kort**

Dansk Elforsyning Statistik 2005

## **Tryk**

Frydenberg

Maj 2007

Ea Energianalyse a/s har i foråret 2007 i samarbejde med SEAS-NVE gennemført et analysearbejde for Vindmølleindustrien med fokus på at kvantificere fordele og ulemper ved at udbygge vindkraften i Danmark, så den producerer en mængde svar-ende til 50 pct. af det danske elforbrug i 2025.

Denne folder giver et kort resumé af analyseresultaterne, som er dokumenteret nærmere i rapporten "50 pct. vind-energi i Danmark - en teknisk-økonomisk analyse". Rapporten kan fås ved henvendelse til Vindmølleindustrien på e-mail [danish@windpower.org](mailto:danish@windpower.org)

# Indledning

Den 19. januar 2007 offentliggjorde regeringen sit energioplæg "En visionær dansk energipolitik", der beskriver målene for den danske energipolitik frem mod 2025. Oplægget er et led i regeringens langsigtede målsætning om at gøre Danmark uafhængig af fossile brændstoffer som kul, olie og naturgas, og det indeholder bl.a. et mål om, at andelen af vedvarende energi skal fordobles til 30 pct. inden 2025. Samtidig peger oplægget på, at der i de kommende år skal gøres en indsats for at videreudvikle og kommerialisere de danske styrkepositioner inden for bl.a. store og højeffektive vindmøller.

## Regeringens oplæg til en energistrategi

"Vedvarende energi i 2050:

Opfyldelse af målet om 30 pct. vedvarende energi skal baseres på den teknologiske udvikling.

De mest omkostningseffektive VE-former vil løbende blive søgt fremmet, bl.a. gennem støttesystemet.

Væsentlige bidrag kunne komme fra:

- En fordobling af vindmøllekapaciteten fra ca. 3.000 MW til ca. 6.000 MW
- Ca. 50 pct. af det danske elforbrug i 2025 dækkes af vindmøller
- 500-1.000 havvindmøller vil alene producere strøm svarende til elforbruget i alle Danmarks boliger."

I Danmarks nabolande er der også planer for udbygning med vindkraft. I Tyskland er der et mål om, at vindkraft i 2020 skal udgøre 20 % af elforbruget mod 4 % i dag. Det forventes i den forbindelse, at en stor del af udbygningen etableres som havvindmølleparker i Nordtyskland. Sverige har et nationalt planlægningsmål for vindkraft på 10 TWh i 2015. Norge har et mål for vedvarende energi og energieffektivisering på 30 TWh inden 2016. Fordelingen på teknologier er ikke specificeret, men det forventes at en stor del af udbygningen skal foregå med vindkraft. Finland har et mål for vindkraft på 500 MW i 2010 og en vision om 2000 MW vindkraft i Finland i 2025.

Den 9. marts 2007 indgik stats- og regeringscheferne i EU tilsvarende en aftale, som har et mål om at reducere CO<sub>2</sub>-udledningen med 20 pct. i 2020,

og et bindende mål om at 20 pct. af energiforbruget i EU skal dækkes af vedvarende energi i 2020. VE-målet skal omsættes til nationale målsætninger, der tager hensyn til nationale forhold. Kommissionen skal endvidere fremlægge en Strategisk Teknologiplan i løbet af 2007 til drøftelse senest på forårstopmødet i 2008.

EU-Kommissionen vurderer i sin køreplan for vedvarende energi fra januar 2007, at vindkraften vil kunne dække 12 pct. af EU's elbehov inden 2020.

Blandt hovedopgaverne nævnes at gøre storskala offshore vindkraft konkurrencedygtigt på kort sigt og at bane vej for et europæisk supernet af havvindmøller.

De politiske visioner, som er udtrykt i den danske regerings energioplæg og i EU-ledernes aftale, skal i den kommende tid udmøntes i mere konkrete retningslinjer og handlinger. Det sker både som en del af EU-Kommissionens arbejde med en fælles energistrategi og i Danmark i form af en politisk aftale som udmønter energioplægget fra januar.

I den forbindelse rejser der sig en række spørgsmål om den fremtidige udbygning med vindkraft i Danmark:

- Hvordan er det muligt at indpasse en større mængde vindkraft rent fysisk i det danske elsystem?
- Hvilke konsekvenser vil det få for det nord-europæiske elmarked og for forsyningssikkerheden?
- Hvilke drivkræfter og barrierer oplever investorer i Danmark, sammenlignet med vilkårene i andre lande?
- Hvad er fordele og ulemper ved en målsætning om 50 pct. vind-elektricitet i 2025?

Det er disse spørgsmål, som er udgangspunktet for den gennemførte analyse, som resumeres nedenfor.

# Konklusioner

Der er gennemført en analyse af to scenarier for den fremtidige udvikling af el- og kraftvarmesektoren i Danmark og i vores nabolande. Ét scenarie hvor dansk udbygning med vindkraft sker på markedsvilkår og et scenarie, hvor vindudbygningen i årene 2010 – 2025 bestemmes af en målsætning om gradvist at udbygge vindkraften til at producere en mængde elektricitet svarende til 50 pct. af det danske elforbrug i 2025. Konklusionerne fra dette arbejde viser:

- At indpasning af 50 pct. vindkraft er teknisk muligt uden at forsynings-sikkerheden forringes. Forudsætningen for at målet kan nås med god samfundsøkonomi er tilpasning af infrastrukturen, udvikling af et mere dynamisk elsystem samt et effektivt internationalt elmarked, hvor også reguleringsopgaven og reservehold kan håndteres over landegrænser.
- At der med stor sandsynlighed kan etableres i alt 3.500 MW landmøller uden forstærkninger i det overordnede elnet. Der er dog ikke gennemført egentlige netberegninger.
- At der ud over de eksisterende og besluttede havvindmølleparker kan etableres yderligere 2.250 MW med ilandføring i Danmark uden etablering af nye luftledninger alene af hensyn til vindmølleudbygningen.
- At investeringer i netinfrastrukturen i årene 2010 – 2025 udgør i størrelsesordenen 500 mio. kr./år. Denne omkostning for samfundet modsvares af tilsvarende indtægter som følge af sparede omkostninger til brændsel, reduceret forbrug af CO<sub>2</sub>-kvoter, reducerede skadesomkostninger fra NO<sub>x</sub> og SO<sub>2</sub> samt øget eleksport.
- At den samfundsøkonomiske gevinst ved 50 pct. scenariet er ca. 40 mio. kr./år i grundberegningen med 3 pct. kalkulationsrente. For det samlede nordeuropæiske system vil 50 pct. vindscenariet give en gevinst på godt 280 mio. kr. pr. år.
- At der i begge scenarier forudsættes en betydelig vindudbygning i vores nabolande, svarende til ca. 15 pct. af landenes elforbrug. Sammen med den danske 50 pct. målsætning øges flaskehalsindtægterne i et omfang, der sandsynligvis giver god økonomi i netforstærkninger imellem landene. Dette vil øge værdien af vindkraften yderligere.
- At udbygningen med vindmøller får priserne på det danske elmarked i 2025 til at blive ca. 2 øre/kWh lavere, end de ellers ville være. Dette er isoleret set til gavn for elforbrugerne.



# Del I: 50 pct. vind i 2025 - en scenarieanalyse

Kan vindkraften dække 50 procent af det danske elforbrug, og hvilke konsekvenser har det for elforsyningen og for samfundsøkonomien?

For at besvare dette spørgsmål er der gennemregnet to scenarier for det nordeuropæiske elmarked – Danmark, Norge, Sverige, Finland og Tyskland frem mod 2025. I det ene scenarie, *referencescenariet*, styres udbygningen med vindkraft i Danmark af markedet, i det andet scenarie, *50 pct. vindscenariet*, fastlægges udbygningen ud fra en målsætning om, at der gradvis skal opbygges til 50 pct. vind-elektricitet i det danske elnet i 2025.

Foruden modelanalyser af det samlede elsystem er det vurderet, hvordan infrastrukturen vil skulle tilpasses i Danmark for 50 pct. vindscenariet.

Grundforudsætningerne i de to scenarier er ens, med en enkelt undtagelse. Der fastlægges på forhånd en udbygning med vindkraft i Danmark, som sikrer, at vindkraft kan producere elektricitet svarende til 50 pct. af det danske elforbrug i 2025, stigende jævnt fra den nuværende vindkraftandel. Denne beslutning påvirker principielt omfanget af de markedsdrevne investeringer, ikke kun i Danmark, men i det samlede system. Ud fra grundforudsætningerne foretager scenariemodeller

en optimering af det samlede elsystem i de to scenarier, både med hensyn til de anlæg, der etableres af investorer i markedet, og med hensyn til driften af anlæggene i løbet af året.

## Produktionsudbygningen i de to scenarier

### Referencescenariet

I *referencescenariet* bestemmes udbygningen med vindkraft i Danmark som nævnt udelukkende af investorernes lyst til at investere i vindkraft frem for i andre anlæg, på basis af de forventninger om prisudvikling der hentes fra Teknologikataloget.

Modelanalyserne viser, at der i Danmark udbygges med vindmøller på land i slutningen af perioden til erstatning af de eksisterende landmøller. Endvidere etableres en række nye biomassefyrede kraftvarmeværker som følge af afgiftsfritagelse for biomasse. Af samme årsag erstattes de decentrale kraftvarmeværker i et vist omfang af varmekedler. Den danske produktionskapacitet reduceres over perioden som følge af at skrotning af eksisterende anlæg overstiger nyinvesteringer. Dette medvirker til, at den danske eksport falder fra omtrent 10 TWh årligt til 0 i slutningen af perioden. I Danmark falder CO<sub>2</sub>-emissionen fra el- og kraftvarmesektoren til 54 pct. over perioden.

Uden for Danmark sker der kun en begrænset udbygning med nye anlæg i Finland, Norge og Sverige, mens der investeres i ca. 46.000 MW ny kraftværkskapacitet i Tyskland som følge af skrotning af de tyske a-kraftværker. Transporten af el mellem landene stiger betydeligt i forhold til i dag som følge af den stigende udbygning med vindkraft, samt at effektoverskuddet er reduceret.

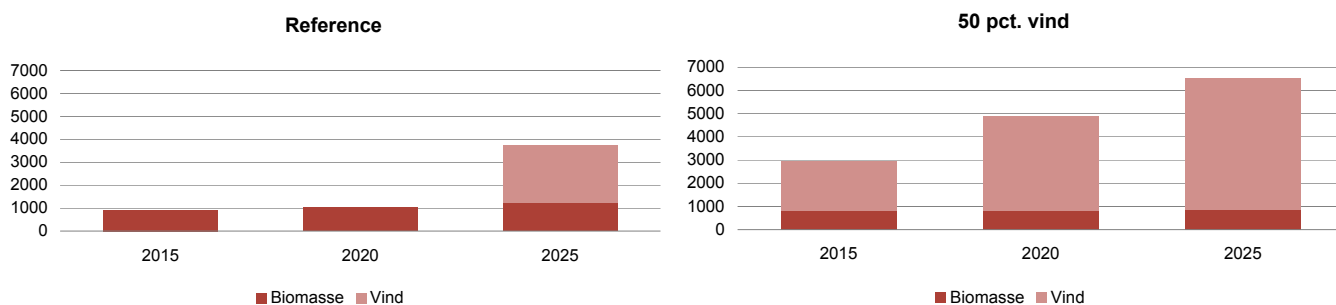
Elprisen stiger til omtrent 36 øre pr. kWh som årgennemsnit mod slutningen af perioden.

### 50 pct. vindscenariet

Målsætningen om 50 pct. vindkraft i Danmark medfører, at modellen vælger at udbygge med vindkraft på land i starten af perioden op til den besluttede grænse på 3.500 MW. I slutningen af perioden udbygges der med de dyrere havmøller, 1.250 MW i vest og ca. 1.000 MW i øst. Mængden af vindkraft på havet er begrænset af den udbygning af den tilhørende infrastruktur, der er valgt.

### Grundforudsætninger i de to scenarier

- Elforbruget stiger svagt i Tyskland, Sverige, Norge, Finland og Danmark, samtidig med at der hvert år skrottes 3 pct. af de termiske kraftværker.
- I Tyskland afvikles a-kraften som hidtil planlagt.
- En række produktionsanlæg er exogent lagt ind i modellen som følge af vedtagne beslutninger eller politiske målsætninger. Således forudsættes en betydelig udbygning med vindkraft i Norge, Sverige og i Tyskland. Samlet set øges vindkraften til ca. 13.000 MW i Finland, Norge og Sverige og til ca. 48.000 MW i Tyskland. Produktionen herfra svarer til 14 pct. af landenes samlede elforbrug.
- Brændselsprisudviklingen er baseret på de seneste forventninger fra IEA med en oliepris på 52 US\$ pr. tønde. CO<sub>2</sub>-kvoteprisen er 150 kr./ton i hele perioden.
- Øvrige investeringer i produktionsanlæg optimeres i modellen ud fra et teknologikatalog og med et minimums-afkastkrav på knap 12 pct. af investeringen.
- Det internationale elmarked er i øvrigt velfungerende med mulighed for effektiv handel på tværs af grænserne.



Udbygning med kraftværkskapacitet i Danmark i de to scenarier. I referencescenariet udbygges med biomassefyrede kraftværker, især i starten af perioden. I 50 pct. vindkraftscenariet udbygges jævnt med vindkraft som følge af 50 pct. målsætningen. Herudover sker der en udbygning med biomasseanlæg.

De øvrige investeringer i kraftværkskapacitet påvirkes kun lidt af vindmålsætningen, og elprisen i 2025 er i dette scenarie 33 øre/kWh i Danmark i 2025. Selvom elprisen i Danmark således er lavere end i referencen reduceres udbygningen med termiske værker kun med ca. 300 MW. Danmark fastholder til forskel fra i referencescenariet sin rolle som nettoeksportør af el. Alligevel reduceres den danske CO<sub>2</sub>-emission med 50 pct. over perioden. I det samlede nordeuropæiske system stiger flaskehalsindtægterne yderligere til i alt ca. 5 mia. kr. årligt, hvilket er et signal om, at transmissionsforbindelserne mellem områderne kan udbygges med positiv samfundsøkonomi. Dette er dog ikke yderligere analyseret.

### Den fysiske indpasning

Som led i analysen er de fysiske muligheder for at indpasse 50 pct. vind-elektricitet i det danske eltransmissionssystem vurderet. Der er ikke udarbejdet en egentlig plan for, hvor fremtidens vindkraftanlæg skal placeres, men de overordnede placeringer er skitseret og de nødvendige infrastrukturumkostninger er vurderet.

Den forudsatte stigning i elforbruget betyder, at der skal produceres knap 20 TWh vindkraft i 2025. Med et fastsat maksimum på 3500 MW landvind og brug af tilgængelige vinddata for land- og havmøller viser modelberegningen, at den danske elinfrastruktur i 2025 skal håndtere i alt 6500 MW vindkraft eller ca. dobbelt så meget vindmølleeffekt som i dag.

En vigtig forudsætning for at dette kan realiseres er, at der gennem den kommunale planlægning

skabes plads til de 3500 MW landmøller. Hvis denne udbygning på land afpasses skrotningstakten for de eksisterende ca. 2800 MW ældre og mindre møller, vurderer vi, at der med stor sandsynlighed ikke er behov for forstærkninger i det overordnede net alene på grund af landmøllerne.

Ud over de eksisterende og besluttede ca. 825 MW havmøller skal der så etableres 2.250 MW frem mod 2025. Det er i projektet besluttet, at den nødvendige infrastruktur i form af ilandføringsanlæg og netforstærkninger skal etableres uden at bygge nye luftledninger. Det er valgt at gøre plads til ca. 1.250 MW havmøller i Vestdanmark og ca. 1000 MW i Østdanmark. En nærmere sammenligning med analyserne i rapporten "Fremtidens havmølleplaceringer – 2025" kan vise, om mølleparkerne med fordel kan placeres bedre ud fra en helhedsbetragtning.

Hovedfilosofien i de løsninger, der er valgt, er så vidt muligt at anvende kabelløsninger i form af højspændt jævnstrømssteknik, såkaldt HVDC-VSC, til at føre strømmen i land fra parkerne og frem til de eksisterende knudepunkter i nettet. Stærke punkter er Landerupgaard station i Jylland og Bjæverskov på Sjælland. Endvidere antages, at

Det vurderes muligt at etablere ca. 2.250 MW havmøller og 3.500 MW landmøller, uden at der er behov for at forstærke det overordnede eltransmissionsnet ved brug af luftledninger. Ilandføringen af elektriciteten fra nye havmøller foreslås som hovedregel at ske gennem nye jævnstrømskabler frem til stærke knudepunkter i transmissionsnettet.

det planlagte Skagerrak 4 kabel mellem Norge og Vestdanmark kan vælges etableret som Multi-terminal med 2 danske terminaler i det sydlige Jylland. Kortet på bagsiden viser det danske transmissionsnet med de skitserede ilandføringsanlæg.

### Økonomiske konsekvenser af 50 pct. vindkraft

Ved at sammenligne de to scenarier kan de økonomiske konsekvenser af den danske 50 pct. målsætning beregnes. I analyserne er disse omkostninger vurderet både for Danmark isoleret betragtet og for det samlede område (Danmark, Norge, Sverige, Finland og Tyskland).

Et vigtigt resultat fra modelberegningerne er de samlede årlige *energiomkostninger* for at tilfredsstille behovet for el og varme i de fem lande, der indgår i modelområdet. Omkostningerne omfatter kapitalomkostninger til nye anlæg, brændselsomkostninger, drift og vedligehold, samt reguléromkostninger for vindkraften.

Udledningen af CO2 er forskelligt i de to scenarier, og en økonomisk fordel ved 50 pct. scenariet er lavere omkostninger til *køb af CO2-kvoter*.

Merudgifter til *netinfrastrukturen* skyldes investeringer i ilandføringsanlæg fra havmølleparkerne og de nødvendige netforstærkninger. De samlede omkostninger for netinfrastrukturen vurderes til godt 8 mia. kr. over 16 år, svarende til godt 3,6 mio. kr. pr. MW havmøllepark. Denne investering giver mulighed for at etablere 2250 MW havmøller og sikrer en kabelløsning uden etablering af nye luftledninger af hensyn til vind.

Reduktion i *skadesomkostninger* hidrører fra mindre udledning af SO2 og NOx som følge af at produktion fra termiske anlæg erstattes af vindkraft uden udledninger af skadelige stoffer.

I grundberegningen anvendes en samfundsøkonomisk kalkulationsrente på 3 pct. Tabellen viser, at der som gennemsnit over årene 2010-2025 er et samfundsøkonomisk overskud ved 50 pct. målsætningen sammenlignet med referencen. Vores analyse viser, at overskuddet bliver godt 40 mio. kr. pr. år for Danmark og ca. 280 mio. kr. pr. år for hele området. Hvis der alternativt anvendes

en kalkulationsrente på 6 pct., får Danmark et underskud på knap 180 mio. kr. mens det balancerer omkring nul for hele modelområdet.

Beregningerne viser også, at den gennemsnitlige danske elpris falder fra 35 øre/kWh i 2010 til ca. 33 øre/kWh i 2025 i 50 pct. scenariet.

Mio. kr. pr. år	Danmark	Hele området
Fald i energiomkostninger	120	- 135
Mindre forbrug af CO2-kvoter	96	363
Netinfrastruktur	- 236	- 236
Reduktion i skadesomkostninger (SO2 og NOx)	63	291
Samlet gevinst	<b>43</b>	<b>283</b>

Samfundsøkonomi for 50 pct. vindkraft i Danmark. Samfundsøkonomien er den gennemsnitlige omkostning i perioden 2010-2025. Der er regnet med 3 pct. rente.

Selvom samfundsøkonomien samlet set er positiv kan forskellige aktørgrupper blive påvirket i positiv eller negativ retning af målsætningen. Som hovedregel vil elproducenterne samlet set tabe ved øget vindudbygning ifølge modellen, mens forbrugerne vil få en gevinst som følge af de lavere elpriser og indirekte i form af øgede flaskehalsindtægter der tilfalder systemansvaret. I praksis vil aktørøkonomien være afhængig af de konkrete virkemidler der vælges for at nå målsætningen, herunder hvordan eventuelle tilskud finansieres.



# Del II: Vilåårene for vindkraft i Danmark

I del 1 er de fysiske og samfundsøkonomiske konsekvenser af et scenarie med 50 pct. vindkraft i det danske elsystem vurderet. I del 2 behandles en række andre spørgsmål om vindkraftens indpasning i energisystemet og elmarkedet. Det drejer sig om vilåårene for investeringer i vindkraft, samt hvordan vindkraften håndteres i elmarkedet. Endelig beskrives sammenhængen mellem vindkraften og forsynings sikkerheden i elsystemet.

## Vindkraft fra et investorsynspunkt

Størrelsen af den fremtidige vindkraftudbygning i Danmark bestemmes i praksis af, om det er attraktivt at investere i vindmøller i Danmark, sammenlignet med vilåårene i andre lande. Afregningsvilkåårene er uden tvivl en afgørende parameter, men det spiller også en rolle, hvor nemt det er at etablere vindmøller.

## Afregningsvilkår

Der er forskel på afregningsvilkåårene for vindmøller på land og offshore.

Ejerne af nye vindmøller på land sælger elektriciteten på elmarkedet til markedspris og får herudover et pristillæg på 10 øre/kWh indtil møllen er 20 år. Hvis den nye vindmølle erstatter en eksisterende mølle ydes et ekstrastillæg på 12 øre/kWh (skrotningsordningen). Hertil kommer et balanceringsstilskud på 2,3 øre pr. kWh, som skal kompensere for vindmølleejernes udgifter til balancerings af vindkraften på elmarkedet.

Offshore vindmøller bygges efter udbud, hvor afregningsprisen fastsættes ud fra tilbuddet. De to nyeste parker, som endnu ikke er etableret, får en afregningspris på henholdsvis 49,9 og 51,8 øre pr.

kWh for de første 50.000 fuldlasttimer, svarende til ca. 14 års elproduktion. Derefter sælges elektriciteten på markedsvilkår uden tilskud. De højere afregningspriser for offshore-anlæg sammenlignet med landmøller modsvares af højere investeringsomkostninger.

I 2006 var den gennemsnitlige markedspris for vindmølleelektricitet ca. 31 øre pr. kWh for den danske vindkraftproduktion. Med pristillægget på 10 øre pr. kWh gav det en samlet afregningspris på 41 øre pr. kWh for en ny vindmølle på land.

En sammenligning med afregningsforholdene i Tyskland, Spanien og Storbritannien, hvor vindmølleudbygningen har været i stor vækst i de senere år, viser, at den danske afregning for landmøller er væsentlig lavere end afregningen i de øvrige lande. I de tre lande ligger niveauet på omkring de 67 øre pr. kWh i dag.

Set fra et investorsynspunkt er det i dag mere interessant at investere i vindmøller i Tyskland, Spanien og Storbritannien end i Danmark.

## Planlægningsrammer

Siden 2004 har der været en udskiftningsordning for landmøller, som skal erstatte gamle, mindre effektive vindmøller (175 MW) med større, mere effektfulde vindmøller (350 MW) inden udgangen af 2009. Der er dog indtil videre kun udpeget få arealer til nye vindmøller. Efter den nye struktureform er det kommunerne, der skal udpege arealer til opstilling af vindmøller på land, og et udvalg under regeringen er i februar 2007 kommet med en række anbefalinger, som skal sætte mere gang i den langsigtede vindmølleplanlægning på land. Der er hidtil opført otte havvindmølleparker i de danske farvande. Endnu et udvalg under regeringen har i april 2007 udgivet rapporten Fremtidens havmølleplaceringer 2025, som foreslår syv områder med et samlet areal på godt 1.000 km<sup>2</sup>, hvor der kan placeres op til 23 havmølleparker – hver med en installeret effekt på 200 MW.

## Vindkraft i elmarkedet

I det nordiske elmarked indmeldes vindkraft på lige fod med anden elproduktion til den nordiske elbørs, Nord Pool, for det kommende driftsdøgn.

Land	Støttetype	Støtteniveau (øre/kWh)	Gns. afregningspris 2006 (øre/kWh)
Tyskland	Fast afregningspris	40 - 68	65 - 68
Spanien	Fast afregningspris	51,4	51,4
	Markedspris + tillæg	28,5	69,6
Storbritannien	Grønne certifikater	67 - 75	67 - 75
Danmark (nye møller)	Markedspris + tillæg	10	41

Sammenligning af støtteniveau i Tyskland, Spanien, Storbritannien og Danmark, angivet i øre/kWh. Kilder: IEA 2006: World Wind Energy Outlook 2006, BTM Consult 2007: World Market Update 2006



Det er afgørende for den fremtidige udbygning med især landvindmøller, at der kommer gang i kommunernes planlægning, og at der skabes et folkeligt engagement i udbygningen.

De vindprognoser, der anvendes til forhåndsangivelsen af den forventede vindkraftproduktion, indmeldes op til 36 timer før driftstimen, og de rammer ofte ved siden af den faktiske produktion. Dermed skabes de såkaldte ubalancer mellem indmeldt og faktisk produktion.

Vindkraftens prognosefejl er dog ikke dominerende for dimensionering af reservebehov ved håndtering af systemubalancer, selv i Danmark hvor vindkraften udgør ca. 20 pct. af den samlede elproduktion. I ca. 40 pct. af tilfælde med prognosefejl går vindkraftens ubalance i modsat retning og hjælper dermed med at genoprette systembalancen.

Det er ikke kun vindkraft, der skaber ubalance i elmarkedet. Andre årsager til afvigelser mellem planlagt og faktisk drift er fejl i forbrugsprognoser, driftsproblemer på værker og transmissionslinjer.

Nord Pool har forskellige handelspladser. På spotmarkedet skal salgs- og købstilbud meldes ind senest kl. 12 dagen før driftsdøgnet, og markedsprisen fastsættes ud fra disse indmeldinger. Efterfølgende kan afvigelser i forhold til indmeldingerne reguleres via handel på markedspladsen Elbas, som gør det muligt at handle ned til en time før leveringen finder sted. Den endelige tilpasning mellem elforbrug og elproduktion, den såkaldte balancering, håndteres af systemansvaret i selve driftstimen. Dette gøres gennem et fællesnordisk regulérkraftmarked, hvor de systemansvarlige selskaber er eneopkøbere.

Systemansvarets balanceomkostninger betales

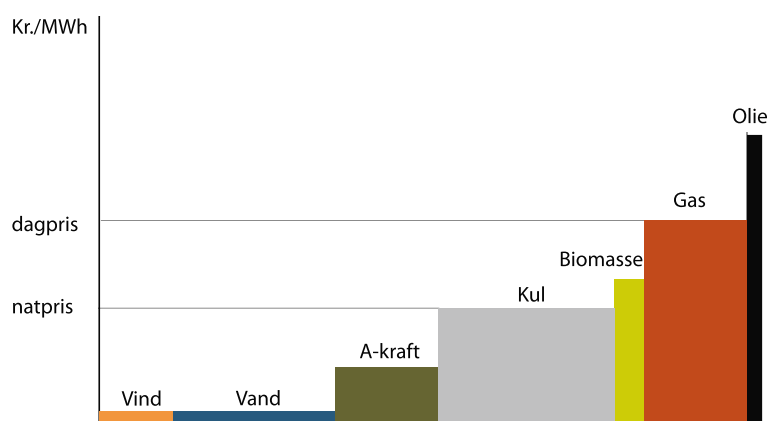
Nord Pools markedsdesign gør det muligt at håndtere vindkraften i elmarkedet, selvom produktionen er bestemt af vindforholdene, og det derfor er vanskeligt at forudsige produktionen lang tid i forvejen. Det bør dog undersøges, om vindkraftens reguleringsomkostninger kan reduceres ved at flytte indmeldingerne til Elspot tættere på driftstimen.

af de markedsaktører, der forårsager ubalancen. Balanceringsomkostninger for vind har i de senere år i Danmark andraget ca. 2 øre pr. kWh vindkraft, højest i Vestdanmark.

Disse balanceomkostninger kan principielt reduceres ved øget handel på Elbas, som dog først er kommet i funktion i april 2007 i Vestdanmark. Det må forventes, at Elbas i stigende grad vil blive anvendt til balancering af unøjagtige vindkraftprognoser i fremtiden, da det kan blive en effektiv måde at reducere omkostningerne ved prognosefejl på.

### Vindkraft og elprisen

De lave marginale driftsomkostninger ved vindkraftproduktionen betyder, at elektriciteten fra vindkraftanlæggene i princippet bydes ind på markedet til prisen nul. Vindkraft har derfor en prissænkende effekt på elmarkedsprisen i perioder



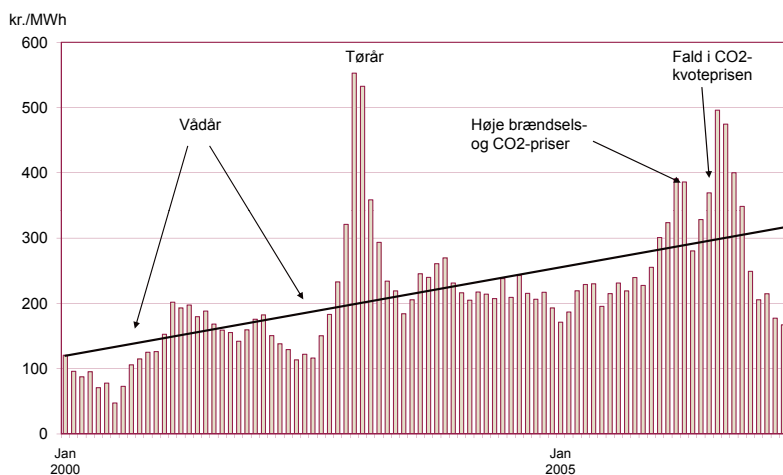
Stiliseret udbud-/efterspørgselskurve for det nordiske og tyske elmarked.

med meget vind.

Når vindmøllerne producerer, presses de dyre værker ud af elmarkedet i den pågældende time, hvorved elmarkedsprisen sænkes. Indføddning af vindkraft kan også føre til, at vandkraftværker i Norge og Sverige tilbageholder produktion, som så indfødes i systemet på tidspunkter, hvor elprisen er høj. Vindkraften har dermed både en direkte og indirekte prisdæmpende effekt på elmarkedsprisen.

### Nulpriser og eleksport

Vindkraft, en del af kraftvarmeanlæggene samt elproduktion der kører af hensyn til forsyningssek-



Udvikling i elmarkedsprisen i Norden i perioden 1999-2007 (månedsgennemsnit for systemprisen).

kerheden kaldes for bunden elproduktion. Især i Vestdanmark kan den bundne elproduktion overstige elforbruget, og produktionen må eksporteres uanset priserne i elmarkedet.

Det kan fx ske, når vinden blæser kraftigt. Siden 1999 er elprisen i Vestdanmark på denne måde

Det danske samfund får også i nulpristimer indtægter ved eksport. Det vil dog alligevel være en fordel for det samlede system, hvis den bundne elproduktion fra kraftvarmeanlæg og regulerende anlæg reduceres. Det kan f.eks. ske ved at dække fjernvarmebehovet ved ren varmeproduktion eller ved elpatroner og varmepumper i perioder med lave elpriser. Sådanne tiltag vil også øge værdien af en yderligere udbygning med vind

faldet til nul i ca. 200 timer. Prisforskellen mellem Danmark og naboområdet, der eksporteres til, deles mellem de to systemansvar, og den danske del indkasseres af Energinet.dk til gavn for de danske forbrugere.

### Vindkraft og forsyningsikkerhed

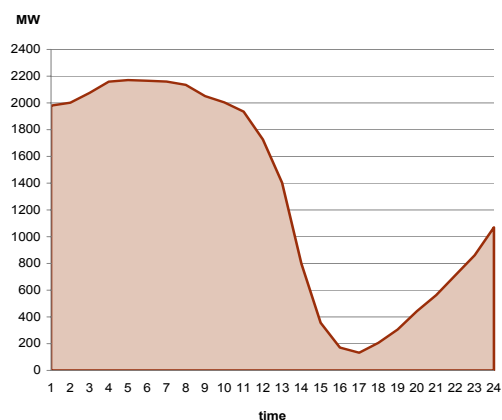
Store mængder vindkraft kan udfordre elsystemets sikkerhed ved at produktionen ændres hurtigt og uventet for aktørerne, men vindkraften kan også udfordre systemets tilstrækkelighed ved, at der kan mangle kraftværkseffekt, når forbruget er højt og der ikke er vind.

Forsyningsikkerhed i elsystemet generelt handler netop om *systemsikkerhed* og *systemtilstrækkelighed*.

Systemsikkerheden siger noget om elsystemets evne til at modstå spontane driftsforstyrrelser og handler især om at sikre elnettets stabilitet. Sikkerheden leveres fra anlæg i drift og fra komponenter i nettet. Pludselige ændringer i vinden lokalt kan udfordre sikkerheden, men moderne vindkraftanlæg vil typisk kunne give et positivt bidrag til sikkerhed.

Stormen "Gudrun" ramte Danmark i januar 2006, og de danske vindkraftanlæg reducerede produktionen fra godt 2000 MW til under en tiendedel over ca. 8 timer. Det største fald i vindkraftproduktionen skete dog over ca. 3 timer, hvor produktionen faldt med mere end 400 MW/time. Med god planlægning, kommunikation og geografisk spredning af vindmøllerne er den hurtige ændring i produktionen fra vindmøller ikke et problem for systemsikkerheden. Episoden i januar 2006 illustrerer dog, at større mængder vindmøller, der er koncentreret på ét sted, måske med fordel kan indstilles til at stoppe ved forskellige maksimale vindhastigheder.

Selv om den fluktuerende produktion fra vindmøller ikke er et problem for systemsikkerheden, kan den være et problem for systemtilstrækkel-



Vindkraftproduktion i Vestdanmark 8. januar 2006 under passage af stormen "Gudrun". Den maksimale reduktion time for time er 600 MW fra time 13 til time 14.

ligheden, som udtrykker, i hvilket omfang der er nok elproduktionskapacitet og elnet til at dække

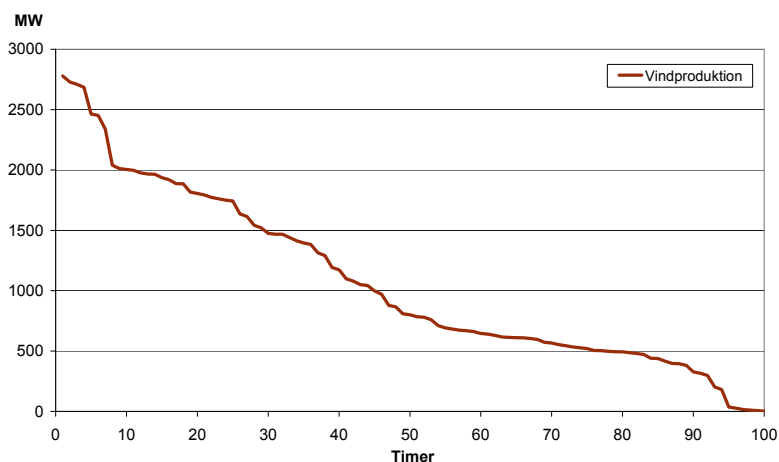
Inden for et større geografisk område som for eksempel Norden vil elkapacitet i ét land gennem udlandsforbindelserne kunne bidrage til tilstrækkeligheden i nabolandene. Eksempelvis er Finland i dag afhængig af import for at opfylde tilstrækkelighedskravet.

elforbruget til enhver tid.

Vindkraftens værdi for systemtilstrækkeligheden er især afhængig af, hvor meget det blæser i de timer, hvor elforbruget er højest. I 2006 ydede de danske vindkraftværker i gennemsnit ca. 35 pct. af deres maksimale ydeevne i de 100 timer, hvor elforbruget var allerstørst. Hvis disse 35 pct. kunne garanteres med rimelig høj sikkerhed, kunne vindkraften tillægges en effektværdi på 35 pct.

I dag indgår den danske vindkrafts bidrag til

Vindkraft udfordrer principielt forsyningsikkerheden når ændringer i vinden ikke er forudset, og når der mangler vind ved højt elforbrug. I Norden kan samspillet mellem vindkraft og vandkraft øge forsyningsikkerheden i alle lande ved at sikre Norge mod elmangel i tørår og ved at sikre Danmark mod effektmangel i vindstille perioder. Effektiv samhandel over et stort geografisk område kan også sikre, at vindkraften med meget stor sandsynlighed leverer et bidrag større end nul til ethvert tidspunkt. Endelig vil prisfleksibelt elforbrug skulle spille en større rolle ved større mængder vindkraft.

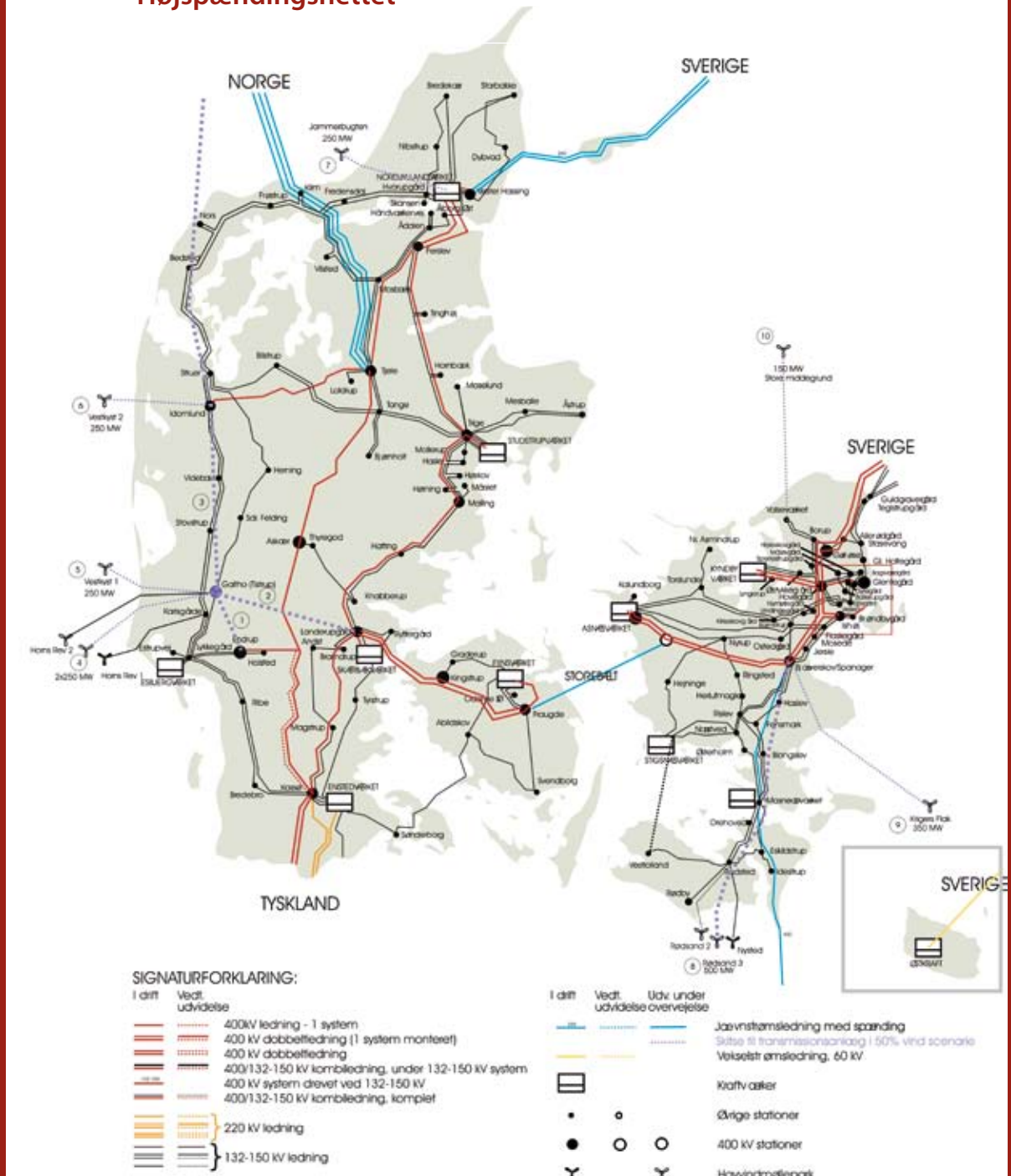


Varighedskurve over vindkraftproduktion i de 100 timer, hvor det danske elforbrug var højest i 2006. I ni af timerne var produktionen under 300 MW. Den gennemsnitlige effekt var 1070 MW.

tilstrækkeligheden med en effektværdi på nul.

Vindkraftens effektværdi vil også være afhængig af, hvor fleksibelt det øvrige system er. I et mere dynamisk energisystem vil elforbruget med hjælp af automatik og kommunikationsudstyr være styret af elprisen i hver time, og når der er knaphed på effekt vil forbruget falde som følge af de høje elpriser. Når det ikke blæser på en vinterdag, vil elpriserne derfor stige, men forsyningsikkerheden vil være intakt, fordi forbruget falder – vel at mærke, hvis markedet fungerer effektivt. Udviklingen af et prisfleksibelt elforbrug er et vigtigt led i det fremtidige energisystem.

# Højspændingsnettet



Ea Energianalyse a/s  
Frederiksholms Kanal 1, 1. sal  
1220 København K  
Tlf.: 88 70 70 83  
Fax: 33 32 16 61  
info@eaea.dk  
www.eaea.dk