

# **Subsidier til vindkraft og fleksibiliteten av kraftsystemet: Vindkraft er ikke gratis når møllen er bygd!<sup>1</sup>**

**ORVIKA ROSNES**

Econ Pöyry, Postboks 5, 0051 Oslo

E-mail: Orvika.Rosnes@poyry.com

og

**BERIT TENNBAKK**

Econ Pöyry, Nansensgade 19, 6 sal, 1366 København K

E-mail: Berit.Tennbakk@poyry.com

## **Bakgrunn**

Danmark har vært et foregangsland når det gjelder vindkraft: omtrent 20% av kraftproduksjonen kom fra vindkraft i 2005. Det er planlagt stor utbygging også i fremtiden: 50% av elektrisitetsforbruket skal etter planen dekkes av vindkraft i 2025 (TRM, 2007) og målet er å doble vindkraftkapasiteten fra dagens nivå på rundt 3000 MW. Også andre land (for eksempel Norge, Sverige og Tyskland) har planer om tilsvarende utbygging. Skal målene i EU-kommisjonens forslag til klimapolitisk pakke (COM, 2008) oppnås, innebærer det en betydelig utbygging av vindkraft i Europa.

Vindkraft – i likhet med mange andre fornybare energikilder – er ikke lønnsom uten subsidier. Ett paradoks knyttet til vindkraftutbyggingen er at selv om det først og fremst er de høye investeringskostnadene som er til hinder for investeringer i vindkraft, har støtten til vindkraft i mange land vært utformet som en produksjonssubsidie (COM, 2005). Produksjonssubsidier påvirker imidlertid ikke bare lønnsomheten av investeringen (og dermed investeringsbeslutningen), men også den *kortsiktige produksjonsbeslutningen* til vindkraftprodusentene. Ulike produksjonssubsidier – innmatingstariffer (feed-in), faste priser eller prispåslag og grønne sertifikater – gir ulike incentiver til kjøring av vindkraftverk. I mange land har det også vært vanlig å gi vindkraften prioritet – vind er jo en gratis ressurs, og de variable produksjonskostnadene er i praksis null når møllen først er satt opp.

Tilgjengeligheten av vindkraft kan variere mye på kort tid, og det stiller helt spesielle krav til fleksibiliteten i resten av kraftsystemet. Med fleksibilitet mener vi både hvor raskt det er mulig å variere produksjonsnivået og hvor store kostnader som er forbundet med reguleringen. Tradisjonelle termiske kraftverk (kull- og gasskraftverk, men også kjernekraftverk) har begrenset fleksibilitet på kort sikt (fra time til time) pga. oppstartskostnader og andre beskrankninger.

I denne artikkelen drøfter hvordan de totale kostnadene ved kraftproduksjon i kraftsystemet avhenger av utformingen av subsidiene til vindkraft og fleksibiliteten i kraftsystemet (produksjons-sammensetningen og handelsmuligheter).

## **Ulike teknologier har ulik grad av fleksibilitet**

Fleksibiliteten av et kraftsystem avhenger av teknologiene og sammensetningen av kraftsystemet: vannkraft er mer fleksibel enn kull- eller gasskraftverk, og et kraftsystem som består hovedsakelig av vannkraft er dermed mer fleksibelt enn et termisk system. Danmark, i likhet med store deler av Europa, har overveiende termiske kraftverk. La oss starte med å se nærmere på egenskapene til teknologiene som er mest relevante i Danmark: kull- og gasskraft og vindkraft.

---

<sup>1</sup> Artikkelen er basert på resultatene fra Rosnes (2007) og Econ Pöyry (2008).

### Termiske kraftverk har begrenset fleksibilitet

Termiske kraftverk har i tillegg til marginale produksjonskostnader også kostnader knyttet til oppstart: hvis kraftverket må stenge, medfører det en ekstra kostnad ved oppstart senere. Oppstartskostnaden avhenger av hvor lenge kraftverket har vært avslått: jo lenger tid det går, desto mer kjøles kjelen ned, og desto mer ekstra brensel trenges det for å varme den opp til riktig temperatur igjen. Dette ekstra brenselforbruket medfører også høyere utslipp. Et termisk kraftverk vil dermed helst produsere jevnt, dvs. uten å måtte skru av og på.<sup>2</sup> Tabell 1 viser både marginal- og oppstartskostnader ved ulike termiske kraftverks.

Tabell 1 Marginalkostnader og oppstartskostnader ved ulike kraftverk

|   | Kullkraft | Gasskraft | Gassturbin |
|---|-----------|-----------|------------|
| <i>Egenskaper ved kraftverket:</i>              |           |           |            |
| Kapasitet (MW)                                  | 400       | 400       | 50         |
| Virkningsgrad (%)                               | 45        | 49        | 32         |
| <i>Kostnader:</i>                               |           |           |            |
| Marginalkostnad (DKK/MWh)                       | 183       | 222       | 1 048      |
| Start: brenselkostnad ved kald kjel (DKK/start) | 79 100    | 34 900    | 5 200      |
| Start: indirekte kostnad (DKK/start)            | 453 400   | 294 000   | 18 800     |

### Tilgangen på vindkraft er variabel

Vindkraft har nesten ingen variable kostnader, og har dermed alltid billigere kortsiktige marginalkostnader enn alternative elektrisitetsskilder (kullkraft, gasskraft). Dermed er det (isolert sett) alltid lønnsomt å produsere på full kapasitet når det blåser – så lenge prisen er positiv.

Samtidig er vindkraft en variabel kraftkilde – det er mulig å produsere vindkraft *bare* når vinden blåser. Siden vinden kan variere mye på kort tid, kan også den *tilgjengelige* vindkraftkapasiteten (dvs. den maksimale vindkraftproduksjonen) variere mye. Variasjonen i tilgjengelig vind stiller helt spesielle krav til fleksibiliteten i resten av kraftsystemet, spesielt når vindkraften utgjør en stor andel av kraftproduksjonskapasiteten i et land. For å sikre løpende balanse mellom kraftetterspørsel og -tilbud, må andre produsenter justere sin produksjon tilsvarende: Når det er mye vind, må andre kraftprodusenter redusere sin produksjon. Når det ikke blåser, må andre kraftprodusenter dekke opp bortfallet av vindkraftproduksjon.

### Fleksibilitet i det øvrige systemet er nødvendig, men koster

Hvis resten av kraftsystemet består av kull- og gasskraftverk, kan denne stadige justeringen bli dyr på grunn av de ekstra kostnadene termiske verk påføres i forbindelse med hyppigere oppstart. Ser man hele kraftsystemet under ett (som en sentral samfunnsplanlegger), kan det noen ganger være lønnsomt å redusere vindkraftproduksjonen og la termiske kraftverk produsere uavbrutt fordi vindkraften ikke har oppstartskostnader. Selv om vindkraft ikke kan produsere uten vind, kan vindkraftproduksjonen lett *reduseres* i tilfelle av ”overløp” (dvs. overskuddsproduksjon) i systemet.

Selv om den kortsiktige marginalkostnaden ved vindkraft isolert sett er null, er altså systemkostnadene ikke lik null – vindkraft medfører økte kostnader hos andre produsenter. Vindkraften er med andre ord ikke gratis selv om vindmøllen allerede står der.

<sup>2</sup> Det er mulig å variere produksjonsnivået i termiske verk uten å skru helt av. Det gir en viss reduksjon i energieffektiviteten, og dermed litt økte kostnader.

Nå har vi ikke en sentral planlegging av kraftproduksjonen på kort sikt. I stedet skal markedsmekanismene (prisene) signalisere hva som er lønnsomt. Dermed er det viktig at markedsprisene sørger for å gi riktige produksjonsincentiver til vindkraft. Dette innebærer at prisene bør reflektere skyggeprisen ved opp- og nedregulering av andre kraftverk.

### **Støtteordningene til vindkraft**

Incentivene til evt. nedregulering av vindkraften innenfor tilgjengelig kapasitet påvirkes imidlertid også av støttesystemene.

Støtteordningene til vindkraft (og andre fornybare energikilder) er ganske kompliserte i Danmark (og resten av Europa), se for eksempel [www.energinet.dk](http://www.energinet.dk) eller Munksgaard & Morthorst (forthcoming) for en oversikt over danske støtteordninger, eller i COM (2005) for støtteordninger i alle EU-land. For å rendyrke effektene av ulike støtteordninger, sammenligner vi i denne analysen to aktuelle ytterpunkter – investeringssubsidie og garantert pris – i tillegg til å kort kommentere mellomtilfeller.

### **Metode: numerisk kraftmarkedsmodell for Jylland**

Vi har analysert hvor store merkostnader de ulike subsidieordningene gir ved hjelp av en numerisk kraftmarkedsmodell for Jylland.<sup>3</sup> Fokuset er på kortsiktig produksjonsbeslutning: modellen optimerer produksjonen for hver time i løpet av en uke (antar at denne uka gjentas uendelig).

Datagrunnlaget beskriver kraftverkene som faktisk var tilgjengelige på Jylland i 2006, dvs. kullkraft, gasskraft, vindkraft og biomassebaserte kraftvarmeverk. Marginalkostnadene i vindkraftproduksjon er lik null, mens kostnadene i termiske verk avhenger av brenselspriser (faktiske priser i 2006 ble brukt) og CO<sub>2</sub>-kostnader. I modellberegningene er det antatt at den desentrale kraftvarmeproduksjonen er prioritert, dvs. kraftproduksjonen bestemmes av varmebehovet.

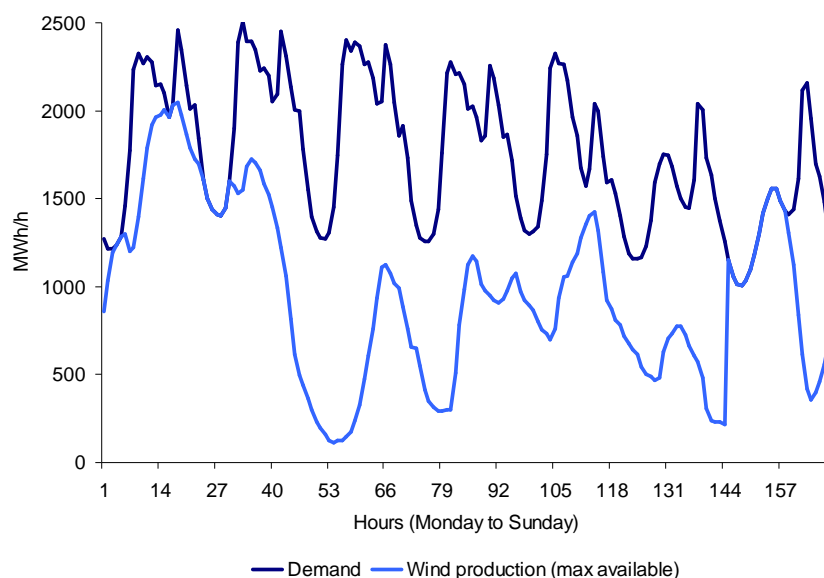
Figur 1 viser forbruket (korrigert for kraftproduksjon fra kraftvarme) og maksimal, dvs. tilgjengelig, vindkraft i hver time gjennom uka. Den maksimalt tilgjengelige vindkraftproduksjonen er representert ved faktisk vindkraftproduksjon i en uke i september 2006. Det var en uke med ganske stor variasjon i vindkraftproduksjon. For forbruket tar vi utgangspunkt i en uke i januar 2006. Siden kraftforbruket er høyere om vinteren enn sommeren skulle dette tilsi at det er enklere å innpasse vindkraft enn i en situasjon med lavt forbruk.<sup>4</sup> Som vi ser fra Figur 1, varierer vindkraften betydelig og markedssituasjonen svinger fra situasjoner der vindkraften kan dekke hele forbruket til situasjoner der tilgjengelig vindkraftproduksjon er nesten null.

---

<sup>3</sup> En utførlig beskrivelse av modellen finnes i Rosnes (2008).

<sup>4</sup> I enkelte timer kan tilgjengelig vindkraft overstige forbruket. I disse tilfellene har vi begrenset den maksimale vindkraftproduksjonen til å være lik forbruket, siden det ikke er noen eksportmuligheter i modellen.

Figur 1 Maksimal vindkraftproduksjon, samt forbruk, gjennom en uke



For enkelthets skyld har vi i denne partielle modellen sett bort fra handelsmulighetene med andre land. Modellen inkluderer heller ikke fleksibilitet i desentral kraftvarme eller på etterspørselssiden, og modellen tar ikke hensyn til at en viss (sentral) termisk produksjon er nødvendig av systemmessige grunner. Videre er modellsimuleringene gjort for en uke. De kvantitative resultatene fra modellen kan derfor ikke uten videre blåses opp til systemkostnader. Hovedformålet med modellen er å vise hvordan støtte til vindkraft og økende andeler vindkraft i et relativt ufleksibelt kraftsystem påvirker de totale samfunnsøkonomiske kostnadene i systemet.

Modellteknisk antar vi at en samfunnsplanlegger har som mål å minimere kostnader ved samlet kraftproduksjon i Jylland, dvs. summen av kostnader ved vindkraft og termiske kraftverk, inkludert både marginale produksjonskostnader og oppstartskostnader.

Forskjellen til andre økonomiske modeller som blir brukt til å analysere kraftmarkedet ligger i to forhold. For det første ser vi på mye kortere tidshorisont: mens vi ser på produksjonsbeslutningen i hver time i løpet av en uke, analyserer man typisk perioder fra ett år og oppover (se for eksempel Xergia, 2008). For det andre modellerer vi de enkelte kraftverkene i større detalj, bl.a. inkluderer vi oppstartskostnader, minimumsproduksjonen og effektivitetstap ved redusert produksjon i kraftverkene, mens de mer langsiktige modellene typisk bare inkluderer kortsiktige marginalkostnader og bruker kontinuerlige funksjoner.

Hvordan avhenger kostnadene av kraftproduksjon i et lite fleksibelt kraftsystem av utformingen av subsidiene til vindkraft? Ulike støtteordninger påvirker den kortsiktige profitten til vindkraftprodusenten forskjellig, og har dermed ulik virkning på en profittmaksimerende vindkraftprodusents tilpasning.

### Garantert fastpris og prioritert vindkraft

Når vindkraftprodusenten mottar en *garantert fastpris* (et fast beløp per kWh produsert) og vindkraften er garantert avsetning (såkalt prioritert kraft), er hans produksjonsbeslutning helt uavhengig av markedsforholdene. Vindkraftprodusentens kortsiktige profitt avhenger kun av produsert volum, ikke av markedspris:

$$\text{profitt} = (\text{subsidie} - \text{marginalkostnad}) \times \text{produsert volum.}$$

Dermed har vindkraftprodusenten ingen grunn til å tilpasse seg markedsforholdene: han får subsidiene, uansett hvor lav kraftprisen er. Dette gir incentiver til å produsere så mye vindkraft som mulig, gitt

tilgjengelig vind. Dette tilsvarer altså til den ”vanlige” forventningen til vindkraft: at vindkraften alltid produserer på maksimal kapasitet.

Når kraftetterspørselen er lav og den tilgjengelige vindkraftkapasiteten relativt stor, må kullkraftverkene stenge for å opprettholde balansen i markedet. Når etterspørselen øker igjen og/eller vindkraftproduksjonen faller senere, må kullkraftverkene starte opp igjen. Dette medfører økte oppstartskostnader, sammenlignet med en situasjon der kullkraftverkene kunne produsert uten avbrudd.

### Investeringsubsidie

En *investeringsubsidie* til vindkraft (som gis for eksempel som støtte per MW investert eller på annen måte uavhengig av produksjonsvolumet) påvirker ikke produksjonsbeslutningen til vindkraft når vindmøllen allerede er bygget. Den kortsiktige tilpasningen avhenger av markedsprisen:

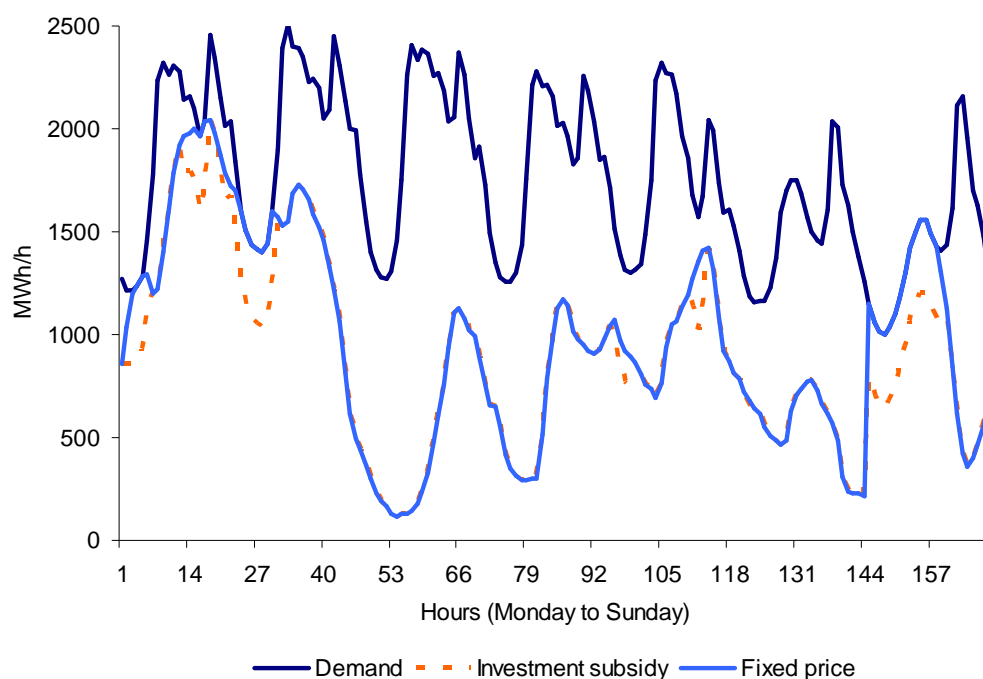
$$\text{profitt} = (\text{markedspris} - \text{marginalkostnad}) \times \text{produsert volum.}$$

Hvis markedsprisen reflekterer kostnader i resten av systemet (som for eksempel skyggepriser ved oppstart i kullkraftverk), tilpasser også vindkraftkraftprodusenten seg til dette. Dermed er det noen ganger (med lav etterspørsel og/eller høy vindkraftproduksjon) lønnsomt å redusere vindkraftproduksjonen i stedet for å stenge kullkraftverk, til tross for at vindkraft har lavere kortsiktige marginalkostnader og ingen utslipp (se Figur 2).

Med utgangspunkt i modellanalyser av eksempelukene finner vi at det er samfunnsøkonomisk optimalt (kostnadsminimerende) å redusere vindkraftproduksjonen i 30% av tiden (49 av 168 timer). Vindkraftproduksjonen (målt i kWh) er bare 8% lavere enn det maksimalt mulige, dvs. produksjonen reduseres ikke nødvendigvis til null. Når vindkraften justeres, produserer kullkraftverkene mer fordi de unngår start og stopp. Termisk produksjon er 9% høyere enn i tilfelle med fastpris til vindkraft.

Det viktige resultatet er imidlertid at totale systemkostnader (marginale produksjonskostnader pluss oppstartskostnader i alle kraftverk) er mer enn 10% lavere enn i tilfelle med fastpris til vindkraft. Med andre ord får vi høyere produksjon til lavere kostnader!

Figur 2 Vindkraftproduksjon med investeringsubsidie



Det er to kilder til denne besparelsen: for det første kan flere av kullkraftverkene produsere non-stop, istedenfor å skru av og på, og dermed unngå oppstartskostnader. I stedet er det vindkraft som varierer produksjonen for å sørge for balanse mellom etterspørsel og tilbud. For det andre oppnår man en bedre utnyttelse av kullkraftverkene fordi kullkraftverk med lavere marginalkostnader kan produsere mer. Hvis man må skru av og på ofte, velger man heller kraftverk med høyere marginalkostnad og lavere oppstartskostnad.

### Produksjonssubsidie

I et mellomtilfelle – med en *produksjonssubsidie* som et *tillegg* til markedsprisen – avhenger vindkraftprodusentens profitt til en viss grad av markedsprisen:

$$\text{profitt} = (\text{markedspris} + \text{subsidie} - \text{marginalkostnad}) \times \text{produsert volum.}$$

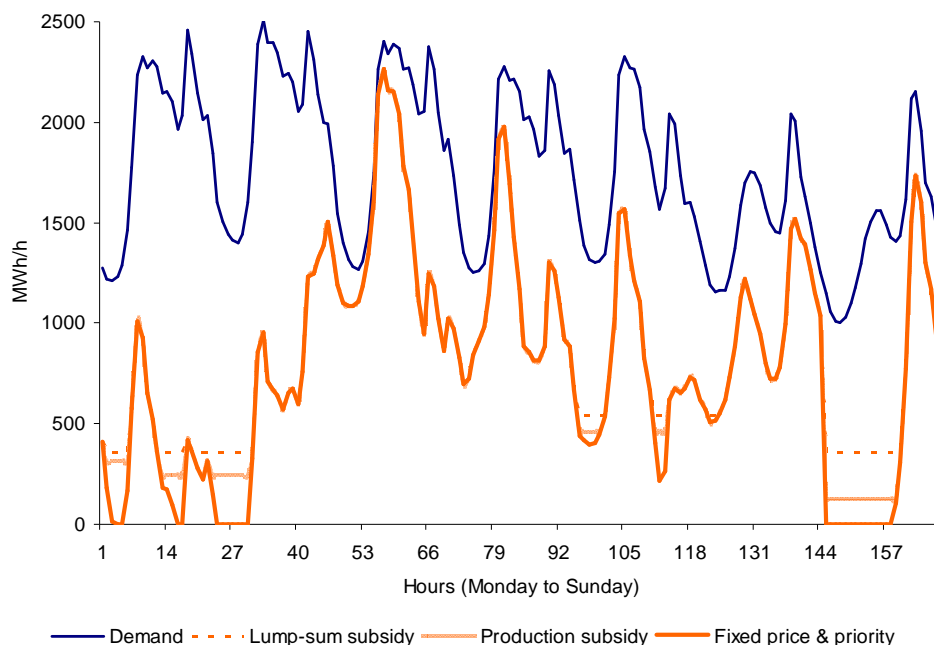
Dermed øker vindkraftprodusentens incentiver til å produsere for ethvert prisnivå, og vindkraft produserer mer enn med investeringsubsidien.

Numeriske modellresultater viser at det er ikke alltid lønnsomt å produsere så mye som mulig med produksjonsstøtte – noen ganger lønner seg å redusere vindkraftproduksjonen fra det maksimalt mulige. Hvor mye avhenger selvfølgelig av nivået på produksjonssubsidien: jo høyere subsidie, desto mer ligner situasjonen på den med garantert fastpris.

Mange av subsidieordningene som er aktuelle i Norden – innmatingstariffer (feed-in) og prispåslag – er varianter av produksjonssubsidie. Også grønne sertifikater gir et påslag til prisen, og er dermed en produksjonssubsidie (selv om nivået på påslaget ikke er fast).

Figur 3 viser den termiske produksjonen med de ulike subsidieordningene til vindkraft.

Figur 3 Termisk produksjon med de ulike subsidiene til vindkraft



### Økt utbygging av vindkraft

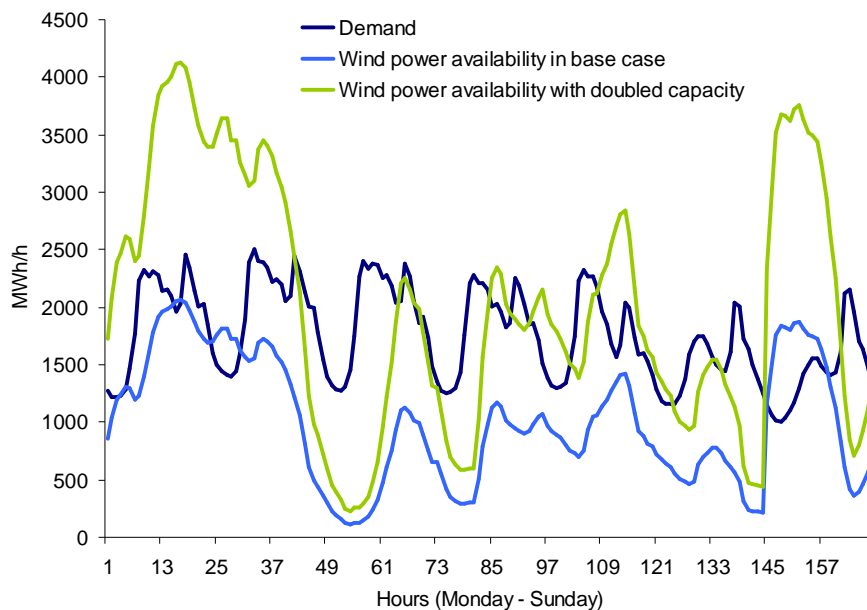
Resultatene som er presentert så langt er basert på den eksisterende sammensetningen av kraftsystemet. Som nevnt i innledningen har Danmark en målsetting om å fordoble vindkraftkapasiteten og dekke 50% av forbruket fra vindkraft i 2025.

Det er rimelig å tenke seg at kostnadene ved å integrere vindkraft i kraftsystemet avhenger av hvor stor andel av kraftproduksjonskapasiteten vindkraften utgjør, relativt til resten av kraftsystemet. Modellresultatene bekrefter antakelsen: det er lettere å integrere vindkraften når kapasiteten er liten sammenlignet med resten av systemet, mens kostnadene øker jo høyere vindkraftkapasiteten er.

Figur 4 viser hvordan tilgjengelig vindkraftproduksjon på Jylland kan komme til å se ut med en fordobling av kapasiteten, dersom vi antar at ny vindkraft vil ha samme produksjonsprofil som eksisterende. Vi ser at vi får svært mange timer der vindkraften overstiger etterspørselen, samtidig som vi også har timer med nesten ingen vindkraftproduksjon.<sup>5</sup> Dette stiller kraftsystemet overfor store utfordringer, og utfordringene blir naturligvis større dersom vindkraften har prioritet og alltid skal produsere.

Med økt vindkraftkapasitet kan også det bli flere og lengre perioder der vindkraften må kobles ut fordi produksjonen overstiger etterspørselen. En økning av *vindkraftkapasiteten* fører altså ikke til tilsvarende økning i *vindkraftproduksjon*. I denne spesifikke uken som vi ser på her, fører en fordobling av vindkraftkapasiteten til bare 50% høyere nyttbar vindkraftproduksjon. Dermed er en betydelig andel av investeringen ”forgjeves”. Det betyr at den samfunnsøkonomiske verdien (grensenytten) av å øke vindkraftkapasiteten er avtagende.

Figur 4 Mulig vindkraftkraftproduksjon med dagens og fordoblet kapasitet



### Kan verdien av vindkraften økes gjennom eksport?

Hvor store merkostnadene av å integrere vindkraften blir, avhenger av størrelsen på vindkraftkapasiteten, relativt til resten av systemet, og av fleksibiliteten til systemet. Fleksibiliteten avhenger av teknologisammensetningen (kullkraft vs. vannkraft), hvor fleksibel etterspørselsiden er og hvilke handelsmuligheter som finnes. På helt kort sikt – fra en time til annen – er kraftetterspørselen imidlertid ganske uelastisk. Dette er noe som kan endres i fremtiden ved innføring (og utvikling) av nye teknologier, for eksempel plug-in hybridbiler.

<sup>5</sup> Det er verdt å minne om at vi har brukt en vinteruke for forbruksprofilen. Som kjent er kraftforbruket i Danmark høyere om vinteren enn om sommeren. I en sommeruke kan forbruket være mye lavere, og dermed blir den potensielle vindkraftproduksjonen, relativt til resten av systemet, forholdsvis mye større.

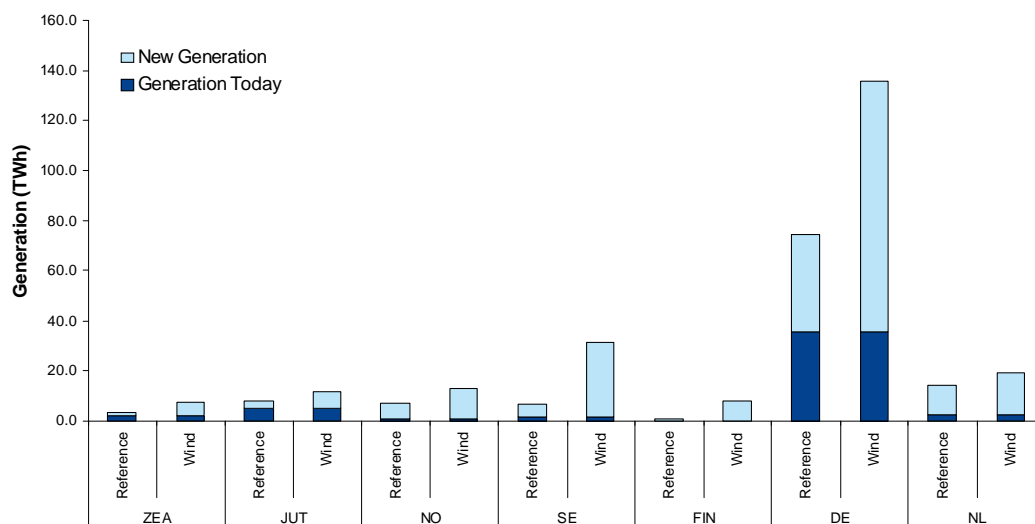
Mulighet til å eksportere ”overskudds”-vindkraft uten å måtte stenge kullkraftverkene, eller mulighet til å importere når vindkraften svikter uten å måtte starte et nytt kullkraftverk, reduserer kostnadene i det danske systemet. Et større kraftsystem bidrar i seg selv til en mer fleksibel kjøring av kraftverkene: med flere kraftverk er det mulig å variere produksjonsnivået i kraftverkene uten å skru dem helt av. Hvis handelen skjer med et vannkraftsystem, gir det enda større gevinster: vannkraftverkene kan sørge for opp- og nedregulering, slik at det er unødvendig å skru kullkraftverkene av og på.

I analysen som er presentert så langt har vi sett på Danmark (Jylland) som et isolert system, noe som er en forenkling. Situasjoner med flaskehals blir imidlertid mer og mer vanlige: for eksempel var det flaskehals mellom Jylland og Norge 55% av tiden i 2006. I flere tilfeller førte det til veldig lave priser på Jylland: i 29 timer var prisen lik null, og i 196 timer var prisen under 100 DKK/MWh (gjennomsnittsprisen i 2006 var 330 DKK/MWh). Det er med andre ord en misforståelse at vindkraften selges ”for billig” til utlandet – den er tvert imot mindre verdt når den stenges inne på Jylland enn når den kan eksporteres. Alternativverdien av vindkraft er mao. lavere enn eksportverdien.

Dessuten er det ikke bare Danmark som har ambisiøse målsettinger for utbygging av vindkraft – det gjelder også Norge og Sverige, og ikke minst Tyskland. Det betyr at det kan bli vanskeligere å eksportere vindkraften i fremtiden enn det er nå. Modellsimuleringer av markedstilpasningen i et (globalt) vindkraftscenario, illustrerer dette.<sup>6</sup>

Vi har sammenlignet markedstilpasningen i et basis-scenario (med moderat utbygging av vindkraft) med tilpasningen i et relativt ekstremt vindscenario. Figur 5 viser forskjellen i vindkraftutbygging i de to scenariene.

Figur 5 Utbygging av vindkraft i Basis-scenario og Vind-scenario. TWh i 2020.

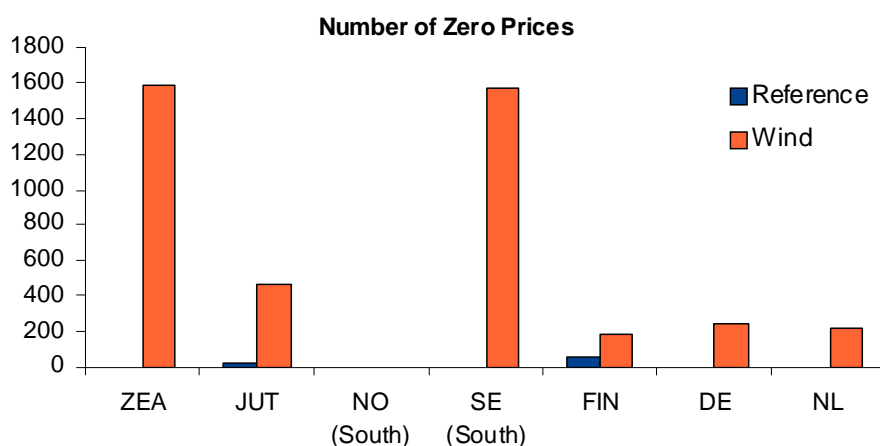


Modellresultatene viser også at med store vindkraftinvesteringer øker hyppigheten av timer med nullpriser betydelig. Med den spesifikasjonen av vindscenariet vi har valgt, får vi nullpriser i Sør-Sverige/Sjælland i nesten 20% av tiden, se figur 6. Grunnen til at vi ikke får nullpriser i Sør-Norge er den store fleksibiliteten i vannkraften. Nullpriser betyr at det er overskudd på vindkraft og at vindkraftproduksjonen i mange tilfeller må reduseres i forhold til maksimal tilgjengelig produksjon. Det er altså ikke mulig å nyttiggjøre seg av all tilgjengelig vindkraft. Resultatene viser med andre ord at man ikke nødvendigvis kan eksportere seg ut av såkalte overløpsproblemer.

<sup>6</sup> Modellsimuleringene er gjort ved hjelp av en detaljert kraftmarkedsmodell for Nordvest-Europa (BID, se Econ Pöyry (2008) for en nærmere beskrivelse av modellen) som del av et multiklientprosjekt Econ Pöyry har gjennomført i samarbeid med en rekke aktører i kraftmarkedet (Econ Pöyry, 2008).



Figur 6 Antall timer med nullpriser i de ulike markedsområdene. Basisscenario og Vindscenario.



### Vindkraft kan medføre for store investeringer i ny overføringskapasitet

For å unngå store problemer med ”overløp” og utnytte vindkraften bedre, kan det i neste omgang bli aktuelt å bygge ut mer overføringskapasitet. En sterk utbygging av vindkraft for å oppfylle EUs fornybardirektiv og/eller nasjonale målsettinger kan med andre ord medføre *ytterligere kostnader* i form av investeringer i ny overføringskapasitet. Gitt målsettingene for vindkraftutbygging og eksplisitt eller implisitt (via støtteordningene) prioritet til vindkraftproduksjonen, kan det hende at slik utbygging *fremstår* som samfunnsøkonomisk fornuftig *når vindkraften først er bygd*, selv om den ikke er det i et helhetsperspektiv (*ex ante*). Her spiller åpenbart lokaliseringen av vindkraften en viktig rolle: resultatene tyder også på at systemkostnadene kan være lavere dersom vindkraften spres geografisk og dersom mer av kapasiteten lokaliseres i områder som har en mer fleksibel produksjonssammensetning (for eksempel er vannkraften mer fleksibel enn termisk kraft, og gasskraft mer fleksibel enn kjernekraft). Samfunnsøkonomisk optimal utbygging og utnyttelse av vindkraften krever sånn sett ikke bare at støtteordningene utformes på en adekvat måte, men også at prissignalene i markedet reflekterer systemkostnadene og at priser og nettariffer reflekterer ulikheter mellom markedsområdene.

### Oppsummering

Innpassing av store mengder vindkraft i systemet (som for eksempel ved fordobling av vindkraftkapasiteten i Danmark) gir økende systemkostnader, og den samfunnsøkonomiske grensenytten av vindkraften er avtagende.

Dersom man behandler vindkraften som gratis og gir den alltid prioritet, blir de samfunnsøkonomiske kostnadene knyttet til vindkraften unødvendig store. Analysen av ulike aktuelle støtteordninger til vindkraft har vist at med garantert pris og prioritert produksjon tar ikke vindkraftprodusenten hensyn til kostnadene som den påfører resten av kraftsystemet (for eksempel oppstartskostnader i kullkraft). Det motsatte er tilfelle med investeringsstøtte: siden også vindkraft tar hensyn til markedsprisen, tilpasser den seg til markedsforholdene. Dette bidrar til å redusere systemkostnader ved integrering av vindkraft (og andre fornybare teknologier). Innmatingstariffer og andre typer produksjonsstøtte er et mellomtilfelle: jo høyere subsidie, desto mer ligner situasjonen på den med garantert fastpris.

En storskala utbygging av vindkraft kan i neste omgang gi økte kostnader til utbygging av overføringsforbindelser. Selv om det er mulig å øke fleksibiliteten ved å gjennomføre andre tiltak (bygge nye overføringslinjer, installere to-veis-kommunikasjon, osv.), krever disse tiltakene ytterligere investeringer som også koster penger.

Heri ligger det et politisk dilemma: Dersom man utnytter den tilgjengelige vindkraften effektivt – dvs. reduserer vindkraftproduksjonen når det er det billigste alternativet for å unngå overløp – gir en dobling av vindkraftkapasiteten ikke en dobling av vindkraftproduksjonen. Det innebærer på den annen side at man må bygge ut mer vindkraftkapasitet dersom man skal nå målet om at 50% av forbruket skal dekkes av vindkraft.

### **Referanser:**

COM (2005): The support of electricity from renewable energy sources. Communication from the Commission COM(2005) 627 final. Brussels, 7.12.2005

COM (2008): Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the promotion of the use of energy from renewable sources, COM(2008) 19 final, 2008/0016 (COD). Brussels 23.1.2008

Econ Pöyry (2008): Implication of Large-Scale Wind Power in Northern Europe. Executive summary from a Multiclient project. Econ Pöyry, København/Oslo

Munksgaard J. and P.E. Morthorst (forthcoming): Wind Power in the Danish Liberalised Power Market: Policy Measures, Price Impact and Investor Incentives. *Energy Policy*

Rosnes (2008): Subsidies to Renewable Energy in Inflexible Power Markets, Essay 3 i *Short-term Effects of Long-term Policies: Climate Policies in Power Markets*, Dr. Scient.-avhandling 2007:11, Universitetet for miljø og biovitenskap, Norge

TRM (2007): En visionær dansk energipolitikk 2025. Transport- og Energiministeriet

Xergia (2008): KOMPAS – komparativ analyse av forbruksmodelleringen i 7 nordiske energimodeller. Vil bli nedlastbar fra [www.nordicenergyperspectives.org](http://www.nordicenergyperspectives.org).