



Vurdering af udviklingsforløb for vindkraftteknologien

Andersen, Per Dannemand; Fuglsang, P.

Publication date:
1996

Document Version
Også kaldet Forlagets PDF

[Link back to DTU Orbit](#)

Citation (APA):
Andersen, P. D., & Fuglsang, P. (1996). Vurdering af udviklingsforløb for vindkraftteknologien. (Denmark. Forskningscenter Risoe. Risoe-R; Nr. 829(DA)).

DTU Library

Technical Information Center of Denmark

General rights

Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal

If you believe that this document breaches copyright please contact us providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

Vurdering af udviklingsforløb for vindkraftteknologien

Risø-R-829(DA)

Per D. Andersen og Peter Fuglsang

**Forskningscenter Risø, Roskilde
Marts 1996**

Resumé

Nærværende rapport indeholder en vurdering af udviklingen for vindkraft-teknologien. Rapporten anvender hertil milepælene; Status: 1995, Mellemlangt sigt: 2005, Langt sigt: 2020.

Rapporten undersøger to anlægstyper under to udviklingsforløb: et normalt udviklingsforløb og et teknologisk udviklingsforløb. Den normale eller naturlige udvikling defineres som den udvikling, der forventes at finde af sig selv, dvs. uden at der iværksættes særlige initiativer, udviklingsarbejder, påbud eller tilskyndelse til at "forbedre" teknologien. Det teknologiske udviklingsforløb defineres som den (teknologiske) udvikling, der kan finde sted, når udviklingen fremmes mest mulig.

De to undersøgte anlægstyper er: 1) landplacerede enkeltstående møller og klynger i størrelsen 1500 kW, 2) havplacerede møller i størrelsen 2500 kW i parker på 20 MW til 100 MW.

I begge tilfælde vurderes elproduktionsomkostningen at blive cirka halveret på de 25 år frem til år 2020.

For landplacerede enkeltstående vindmøller eller klynger vurderes, at elproduktionsomkostningerne falder fra 43 øre/kWh i 1995 til 26 øre/kWh i det normale forløb og til 21 øre/kWh i det teknologiske forløb. Det svarer til en reduktion på henholdsvis 40% og 51 % i forhold til 1995.

For havplacerede vindmøller i store kystnære parker vurderes, at elproduktionsomkostningerne falder fra 51 øre/kWh i 1995 til 27 øre/kWh i det normale forløb og til 23 øre/kWh i det teknologiske forløb. Det svarer til en reduktion på henholdsvis 47% og 55 % i forhold til 1995.

Det væsentligste bidrag til denne udvikling vil ligge i den almindelig produktionsforbedring og teknologiske udvikling som følge af et stigende markedsvolumen; svarende til World Energy Councils mest konservative scenarium (180.000 MW akkumuleret installeret effekt i år 2020).

Undersøgelsen er udført under Prøvestationen for Vindmøllers kontrakt om basisaktiviteter: ENS Jour. nr. 5332-0001.

Undersøgelsen har endvidere trukket på analyser foretaget under EFP-95 forskningsprojektet "Vingedesign": ENS Jour. nr. 1363/95-0001.

ISBN 87-550-2083-6
ISSN 0106-2840

Grafisk Service, Risø, 1996

Indhold

| | |
|--|-----------|
| 1 INDLEDNING | 5 |
| 1.1 Vurderede anlægstyper | 5 |
| 1.2 Teoridannelser på området | 6 |
| 1.3 Anvendt fremgangsmåde | 8 |
| 2 ANDRE UNDERSØGELSER | 11 |
| 2.1 Vindmølleindustrien/FDV | 11 |
| 2.2 Det Internationale Atom Energi Agentur | 11 |
| 2.3 Det amerikanske energiministerium US-DOE | 12 |
| 3 FORSKELLIGE VINDMØLLEKONCEPTER | 15 |
| 3.1 Rotor | 15 |
| 3.2 Regulering | 18 |
| 3.3 Generator/ Transmission | 19 |
| 3.4 Vurdering | 19 |
| 4 STATUS OG POTENTIALER FOR VINDKRAFTTEKNOLOGIEN | 21 |
| 4.1 Vindmølle | 21 |
| 4.2 Installation | 24 |
| 4.3 Fabrikation | 26 |
| 4.4 Drift og vedligehold | 27 |
| 4.5 Vindforhold og placeringsmuligheder | 27 |
| 4.6 Andre forhold | 28 |
| 5 BEREGNING AF VINDMØLLEKONCEPTER | 29 |
| 5.1 Fremgangsmåde | 29 |
| 5.2 Normalt og teknologisk koncept | 29 |
| 5.3 Normal udvikling | 30 |
| 5.4 Teknologisk udvikling | 31 |
| 5.5 Vurdering | 32 |
| 6 SAMMENFATNING | 33 |
| 6.1 Simpel lærecurve | 34 |
| 6.2 Landplacerede møller, enkeltstående eller i klynger | 35 |
| 6.3 Havplacerede vindmøller i parker | 37 |
| 6.4 Konklusion | 38 |
| REFERENCER | 43 |
| A BEREGNINGER FOR 1.5 MW LANDPLACEREDE VINDMØLLER | 45 |
| 1.1 Normal udvikling | 45 |
| 1.2 Teknologisk udvikling | 46 |
| B BEREGNINGER FOR 2.5 MW HAVPLACEREDE VINDMØLLER | 47 |
| 1.1 Normal udvikling | 47 |
| 1.2 Teknologisk udvikling | 48 |

1 Indledning

I forbindelse med udarbejdelsen af Energistyrelsens "VE Teknologikatalog" og en kommende handlingsplan for vindenergiforskningen i Danmark har Prøvestationen for Vindmøller bistået med udarbejdelsen af en oversigt over status og fremtidige udviklingsforløb for vindmølleteknologien.

Nærværende rapport og dens konklusioner står imidlertid for forfatterens egen regning, idet bidragene fra en efterfølgende høring blandt områdets interessenter ikke er indarbejdet heri.

I Energistyrelsens henvendelse til Prøvestationen forventes det, at det ud fra beskrivelsen af de enkelte elementer vil være muligt at fastlægge det "teknologiske besparelspotentiale", som forskellen mellem den "naturlige udvikling" og den "størst mulige teknologiske udvikling".

Den naturlige udvikling defineres af Energistyrelsen som den udvikling, der forventes at finde af sig selv, dvs. uden at der iværksættes særlige initiativer, udviklingsarbejder, påbud eller tilskyndelse til at "forbedre" teknologien. For teknologier, som kan siges at være færdigudviklede, vil den naturlige udvikling være "stilstand"; svarende til den nuværende udformning. For langt de fleste teknologier (for eksempel vindmøller) vil der være en vis udvikling betinget af den generelle samfundsudvikling; herunder fremkomsten af nye materialer, ændrede produktionsprocesser eller nyt produktionsudstyr, effektivitetsforbedringer, miljøkrav, mv.

Den størst mulige teknologiske udvikling defineres i Energistyrelsens henvendelse som den (teknologiske) udvikling, der kan finde sted, når udviklingen fremmes mest mulig. Det er derfor nødvendigt at beskrive, hvad "der skal til" for at denne udvikling finder sted.

De tidsmæssige vurderinger, der er foretaget i nærværende rapport, anvender nogle "milepæle", der er fælles for hele teknologikataloget:

- Status 1995
- Mellemlangt sigt 2005
- Langt sigt 2020

1.1 Vurderede anlægstyper

Det er vanskeligt at spå om fremtiden; specielt når der er tale om 25 år ud i fremtiden. Forudsætningerne for vindkraftens anvendelse kan om 25 år være meget anderledes end i dag. Der kan være krav om helt andre samfundsmæssige prioriteringer på energiområdet. På den tekniske side vil der være tale om forskellige kombinationer: møllekombination, møllestørrelse, placeringsform (enkelstående, klynger, parker), placeringer (hav/land), osv. Der er således tale om mange forskellige kombinationer. Af disse muligheder har vi valgt at koncentrere nærværende notat om to anlægstyper:

1. Store landplacerede, enkeltstående møller eller klynger.
2. Store havplacerede vindmølleparker.

1.2 Teoridannelser på området

Langsigtede vurderinger af en teknologisk teknologiske og økonomiske udvikling bør altid foretages med varsomhed. Kvaliteten af langsigtede vurderinger vil være afhængig af både de forudsætninger, der opstilles, og den metode, der anvendes til forudsigelsen. Det meste af denne rapport behandler forudsætninger og fremskrivninger. I dette afsnit vil vi kort gennemgå hvilke metoder og teoridannelser, der er på området.

Der kan anvendes forskellige metoder, til vurdering af en teknologisk økonomiske forhold i fremtiden, for eksempel:

1. Simple ingeniørmæssige fremskrivninger
2. Lærekurver (learning/experience curves)
3. Teknologisk analyse
4. Kombinationer af 1 - 3

Simple fremskrivninger har været anvendt flere gange. I slutningen af 1980'erne og begyndelsen af 1990'erne kom de første rapporter med statistiske oplysninger om udviklingen i vindmøllers økonomi. I disse rapporter var der statistiske tal for vindmøllestrøm i øre/kWh for årene 1980 til 1987, og tallene blev fremskrevet til for eksempel 1990 (Madsen, Rasmussen og Madsen, 1990) og 1995 (FDV). I praksis foretages fremskrivningen ved at lægge en "best fit" funktion over de kendte tal og fremskrive disse til nogle år frem. Metoden har imidlertid sin begrænsning til ganske få år frem i tiden. Skal data fra 10 år tilbage anvendes til ekstrapolere 20 eller 30 år frem er metoden uanvendelig.

En noget mere pålidelig metode er at anvende "lærekurve"-modeller.

Der er bygget teoridannelser op omkring "lærekurve"-modeller ud fra mindst tre forskellige teorier. For det første har man i fagøkonomisk (klassisk national-økonomi) sammenhæng længe set på matematiske modeller for teknologiers udvikling (forecasting).

For det andet har teknologihistorikere og innovationsforskere (F.eks. Nelson, 1977; Dosi, 1982; Sahal, 1985) med udgangspunkt i klassisk økonomi set opstillet modeller for teknologiers udviklingsspor (trajectories). De eksempler, der ofte anvendes er udviklingen af traktorer, flymotorer, damp- og gasturbiner, etc.). Danske vindmøller er ligeledes karakteriseret ved at følge et bestemt teknologisk spor: det danske koncept. Dette gør, at de opstillede modeller med fordel kan anvendes også for vindmølleteknologien.

For det tredje er området især gjort anvendelig i praksis af konsulentfirmaet Boston Consulting Group (BCG), der har anvendt "lærekurver" i forbindelse med rådgivning og strategianalyser af virksomheder. BCG har igennem analyser i USA og Europa har fundet, at "*each time experience (i.e. cumulative production) doubles, cost decline between 20% and 30% net of inflation*" (Johnson & Scholes, 1984, p344). Andre steder angives dette reciprok ved en "progress ratio" P , der angives til mellem 0,7 og 0,8.

Lund (1995, p(D5-3)) har bestemt $P = 0,85$ for dansk vindmølleindustri, ud fra af fabrikkens priser i DKK/kW og med en akkumuleret produktion i MW.

I denne undersøgelse har vi bestemt "progress ratio" P ud fra to tidligere undersøgelser for vindmøllers økonomi (Jensen, Morthorst og Schmaltz-Jørgensen, 1989; Energistyrelsen, 1991) samt et estimat af omkostningerne i dag. Vi anvender altså produktionsomkostninger fra det danske marked og akkumuleret salgsvolume fra den totale produktion i MW. Vi får $P = 0,85$ i gennemsnit i perioden 1982 til 1995; men bestemt ud fra kr/kWh. Vores tal indeholder således også placeringsforhold, der gradvist er blevet bedre igennem den betragtede periode. Ved den anvendte beregningsmåde er det derfor umuligt at skelne mellem omkostningsreduktioner som følge af den teknologiske udvikling, skala-fordele ved stadig større møller samt ændringer i placeringsforhold. Vi anvender alligevel resultatet, idet der ikke findes noget bedre. Se Tabel 1-1. Vores undersøgelse viser, at $P \sim 0,80$ i starten og i slutningen af perioden, mens $P > 0,90$ i midten af 1980'erne, mens de amerikanske "boom" stod på. Vi konkluderer derfor, at under "normal" vækst gælder at $P = 0,80$ målt på kr/kWh (installations- plus driftsomkostninger) mens $P = 0,85$ målt som kr/kW (installationsomkostninger).

Tabel 1-1. Estimeret "Progress Ratio" for danske vindmøller.

| År | kr(1995)/kWh | Akkumuleret salg i MW | Progress Ratio i % |
|------|---------------|-----------------------|--------------------|
| 1981 | 1,10 | 7 | |
| 1982 | 0,93 | 12 | 80,6 |
| 1983 | 0,98 | 40 | 103,1 |
| 1984 | 0,78 | 156 | 95,4 |
| 1985 | 0,68 | 399 | 90,4 |
| 1986 | 0,59 | 611 | 79,4 |
| 1991 | 0,49 | 1280 | 84,0 |
| 1995 | (estimat) 0,4 | (estimat) 2500 | 81,0 |

For at kunne vurdere fremtidige priser for vindmøller, er vi nødt til at vurdere antallet af møller, der vil blive produceret. Medio 1995 var der installeret ca. 4.000 MW vindkraft på verdensplan og en typisk møllepris er 6.000 kr/kW ab fabrik. Vi har valgt at antage, at installationsudviklingen vil følge WEC's mest konservative scenarium og ved hjælp af "lærekurven" (fordobling af den akkumulerede produktion => 15% omkostningsreduktion) får vi tallene i tabellen nedenfor, Tabel 1-2.

Tabel 1-2 Vurdering af vindmøllers fremtidige ab fabrik pris ud fra en fremtidig progress ratio på 85%.

| År | Akkumuleret effekt i MW | Ab fabrik møllepris i kr/kW |
|------|-------------------------|-----------------------------|
| 1995 | 4.000 | 6.000 |
| 2000 | 14.000 | 4.400 |
| 2005 | 35.000 | 3.600 |
| 2010 | 64.000 | 3.100 |
| 2020 | 180.000 | 2.400 |

Denne metode er selvfølgelig heller ikke uden problemer. For det første; selv om der ikke er tvivl om, at der eksisterer en sådan "lærekurve" for vindmøller, er det kritiske punkt med hvilket procentsats omkostningerne reduceres når produktionen fordobles.

For det andet bygger modellen på ensartede maskiner (enheder). Vindmøller forventes i den betragtede periode at blive opskaleret, så der bliver produceret

færre maskiner. Desuden indeholder modellen ikke konceptskift og andre mere betydelige ændringer.

En sådan grov model for omkostningsforbedringen dækker således over mange forskellige faktorer, som egentligt skal analyseres hver for sig (hvad også BCG er opmærksomme på).

Derfor må man gå ind i den "experience", den erfaring og viden, der ligger bag vindmølleteknologien og analysere den. Vurderingen af denne videns udvikling kan tage udgangspunkt i en simpel model for teknologi og videns bestanddele. Se Tabel 1-3.

Tabel 1-3 Kategorisering af vindmølleteknologi og den bagvedliggende viden. Efter (Andersen, 1993).

| | | |
|---------------------------|-------------|---|
| Fremstilling af vindmølle | Konceptuelt | udviklingen af vindmøllers design og konstruktion - <i>Design/konceptvalg</i> - <i>Vindmøllens kosteffektivitet</i> - <i>Installationsomkostninger</i> |
| | Processuelt | udviklingen af fremstillingsprocessen for vindmøller i henhold til tegninger og beskrivelser - <i>Fabrikationsomkostninger</i> |
| Anvendelse af vindmølle | | udviklingen vedrørende vindmøller anvendes - <i>Service og vedligeholdelsesomkostninger</i> - <i>Vindforhold og placeringsmuligheder</i> |

Lidt forenklet kan man sige, at de simple fremskrivninger bruger årstallet til at fremskrive efter, og de økonomiske "læringekurve"-modeller bruger den akkumulerede produktion til at fremskrive efter. Det, vi ønsker er, at fremskrive ved hjælp af flere parametre, som ses af Tabel 1-3.

1.3 Anvendt fremgangsmåde

Den fremgangsmåde, vi anvender for at vurdere vindmøllers fremtidige økonomiske udvikling, er følgende:

1. Den erfaring og viden, der ligger bag vindmølleteknologien, inddeles i en række elementer, jvf. Tabel 1-3.
2. På hvert område gør vi status over den hidtidige udvikling.
3. På hvert område forsøger vi lave en analyse af de forsknings- og udviklingsmæssige muligheder, der ligger for omkostningsreduktion.
4. De to teknologiske udviklingsforløb håndteres ved at opstille to møllekoncepter; et traditionelt tre-bladet for det normale forløb og et fleksibelt koncept med variabelt omløbstal for det teknologiske forløb. Se afsnit 5.1.
5. Den teknologiske forskel på de to koncepter er i beregninger håndteret ved at fastholde lastgrundlaget og dermed undersøge/ klarlægge det ydelsesmæssige potentiale for forbedring, se afsnit 5.1. Derudover medregnes omkostningsreduktioner fra forbedringer af materialer, produktionsteknik, etc. i den endelige vurdering i kapitel 6.

Svagheden ved denne fremgangsmåde ligger i, at denne undersøgelses rammer ikke tillader en så tilbundsående analyse, som vi kunne ønske. Alligevel mener vi, at kunne drage nogle rimeligt pålidelige konklusioner.

Da der i dag er det relativt bedste datagrundlag for vurdering af de mellemstore, landplacerede enkeltstående møller, vil analysen heraf være langt mere kvalificeret end for de store havplacerede vindmølleparker, hvoraf der i dag kun eksisterer enkelte demonstrationsanlæg. Vi vurderer, at den største usikkerhed ligger på øvrige omkostninger (altså udover af fabrik møllepris) dette gælder især for havplacerede møller. Scenarier for udviklingen af offshore-fundamenter, nettilslutning samt drift og vedligeholdelsesomkostninger bygger i nærværende undersøgelsen på et noget spinkelt grundlag.

2 Andre undersøgelser

Dette kapitel indeholder andres vurderinger af den fremtidige udvikling.

2.1 Vindmølleindustrien/FDV

Dansk Vindmølleindustri (FDV) forventer i sin "Perspektiv 2004" at det traditionelle tre-bladede koncept forsat vil være på markedet i år 2004. FDV forventer, at udbygningen frem til år 2004 vil være domineret af disse møller i 500 kW størrelsen. Denne udvikling svarer således til den "normale udvikling". FDV's undersøgelse siger endvidere: *"Det vurderes, at økonomien - udtrykt i prisen pr. kWh - vil kunne forbedres med yderligere 15 til 20% inden år 2004, set i forhold til niveauet for en 500 kW-mølle i dag"*.

Andre koncepter, så som to-bladede fleksible møller forventes i denne undersøgelse, at være introduceret til markedet i år 2004 i størrelsen 200 - 500 kW. Men man forventer altså ikke, at de vil have en markant position.

2.2 Det Internationale Atom Energi Agentur

Det internationale atomenergi agentur (IAEA) afholdt i 1991 et symposium vedrørende elproduktion og miljøspørgsmål. Af interesse for denne rapport er, at IAEA giver et bud på blandt andet vindkrafts økonomiske forhold frem til år 2020 samt, at man sammenligner med andre elproduktionsformer (i alt 15 former samt forskellige varianter af disse).

I rapportens tabel IV side 78 ses følgende vurdering af investeringsomkostningerne (i 1989 niveauet for amerikanske dollar) for vindkraft:

Landplacerede vindkraftanlæg:

- år 2000-2010: 1200 USD(1989)/kW
- år 2010-2020: 1000 USD(1989)/kW

Havplacerede vindkraftanlæg

- år 2010-2020: 3450-4600 USD(1989)/kW

Desværre rummer IAEA rapport ikke "status"-tal.

For vindkraft regnes med en 20 års levetid/afskrivningsperiode samt med 2600 timer årlig "fuldlasttid". IAEA regner med samme fuldlasttid for både landplacerede og havplacerede anlæg (sic!).

For landplacerede vindkraftanlæg regner IAEA sig frem til en elproduktionspris på:

- år 2000-2010: 5,8 UScent(1989)/kWh
- år 2010-2020: 4,9 UScent(1989)/kWh

IAEA vurderer altså en ca. 18% forbedring mellem perioderne 2000-2010 til 2010-2020.

Vindkraftens omkostningsniveau i år 2000-2010 vurderes til at ligge på samme niveau som følgende: fossil steam boiler, advanced fossil steam boiler, pressurized FBC, atmospheric FBC, coal gasification og binary Rankine. Forskellige nukleare anlæg vurderes i samme tidsrum at ligge lidt lavere (lidt under 5 UScent(1989)/kWh) mens store og små vandkraftanlæg vurderes at ligge på et halve heraf (under 2½ UScent(1989)/kWh).

2.3 Det amerikanske energiministerium US-DOE

Den mest omfattende analyse af vindmøllers prisudvikling på længere sigt er foranstaltet af det amerikanske energiministerium US-DOE (SERI, 1990; Cavallo, Hock & Smith, 1993; Cohen, 1993). Den amerikanske undersøgelse danner baggrund for både World Energy Councils vurdering og for vurderingerne i FN-regi (Intergovernmental Panel on Climate Changes - IPCC) (Johansson, et al. 1993).

Resultater er angivet i nedenstående Tabel 2-1. Forudsætningerne for tallene er følgende: en årlig middelvindhastighed i 10 meters højde på 5.8 m/s, en teknisk levetid på 30 år og en intern rente på 6%. Energiprisernes relative udvikling burde være sammenlignelig med danske forhold, idet der for året 1990 er taget udgangspunkt i prisen på danske vindmøller opstillet i Californien. Det ses, at der vurderes at ske en halvering af energiprisen over de næste 25 til 30 år. På så lang sigt er der selvfølgelig udelukkende tale om et kvalificeret skøn.

Tabel 2-1 US-DOEs skøn over vindkrafts prisudvikling på længere sigt. Kilde: Cavallo, Hock & Schmit (1993, p152). Priseniveau: 1990 USD.

| | 1990 | 1995 | 2000 | 2010 | 2020 | 2030 |
|-----------------------------|------|------|------|------|------|------|
| Systems rating [kW] | 100 | 300 | 500 | 500 | 1000 | 1000 |
| Installed cost [US\$/kW] | 1100 | 1000 | 950 | 850 | 800 | 750 |
| Capacity factor | 0.20 | 0.28 | 0.30 | 0.33 | 0.34 | 0.35 |
| O&M [UScent/kWh] | 1.7 | 1.3 | 1.0 | 0.8 | 0.6 | 0.6 |
| Cost of Energy [UScent/kWh] | 7.2 | 5.0 | 4.3 | 3.6 | 3.1 | 2.9 |

Fire forhold er ikke taget i betragtning i de amerikanske tal:

Det første er parkeffekter, idet der på den ene side er skalafordele forbundet med at placere vindmøller i parker. På den anden side er der også produktionstab som følge af parkplaceringer. Samlet vurderes det dog, at parkplaceringer af vindmøller nedbringer de totale elproduktionsomkostninger.

Den anden forhold er vindmøllers effektverdi.

For det tredje er der ikke taget hensyn til tilstedeværelsen af egnede placeringer. Dette kan på længere sigt betyde en forringelse af møllernes økonomi, idet de bedst anvendelige placeringer kan være optaget.

Endelig er der i de amerikanske tal ikke taget højde for væsentlige teknologispring. Som vist ovenfor er det muligt at realisere en væsentlig omkostningsreduktion igennem et konceptskift.

3 Forskellige vindmøllekoncepter

Hensigten med dette kapitel er at formidle et overblik over de forskellige vindmøllekoncepter, der enten er tilgængelige på markedet eller er under udvikling. Forskellige muligheder for rotoren, effektregulering samt generator/transmission omtales kort. Endeligt opstilles alternative koncepter til det traditionelle danske koncept. Gennemgangen baserer sig delvist på (Madsen et al., 1995) og (Petersen et al., 1995).

3.1 Rotor

Dette afsnit omhandler forskellige koncepter angående rotoren.

Antal blade

Antallet af blade har betydning for både rotorens omdrejningstal og bladernes størrelse. Som oftest anvendes 3 eller 2 blade. 1-bladede møller kræver bl.a. kontravægt, og har indtil nu ikke haft kommerciel interesse. Mange-bladede møller er ligeledes næppe interessante for de nuværende producenter.

For at kunne trække en given effekt ud af vinden, ved en fastholdt diameter, vil en reduktion i antallet af blade nødvendiggøre enten hurtigere rotation, for at kunne opretholde en given nødvendig fylde i rotorens bestrøgne areal, eller ved fastholdt rotationshastighed, et større projiceret bladareal i rotationsplanen. Undersøgelser i (Madsen et al., 1995) viser, at der er et incitament til at slanke vingerne, da slankede vinger medfører såvel lavere ekstreme stilstandslaster samt mindre udmattelsesskade. Såfremt rotationshastigheden øges vil den aerodynamiske støj dog ligeledes øges. Antallet af blade, samt deres form er derfor et kompromis imellem rotordiameter, mærkeeffekt, belastninger, rotationshastighed og støj.

Stive 3-bladede møller udviser dynamisk symmetri for de gyroskopiske momenter fra krøjning og nikning, således at disse ikke afhænger af rotorens azimuth position. Desuden resulterer de varierende aerodynamiske kræfter fra skæv anblæsning og vindgradient i hovedsageligt i konstante rotormomenter. De er derfor dynamisk enklere at håndtere. Den stive konstruktion gør dog, at bladrodsmomenterne overføres til nacelle og tårnkonstruktionen igennem navet. Konceptet er teknologimodnet og anvendes, udover af de danske fabrikker, af blandt andet tyske og spanske producenter.

Stive 2-bladede møller er ikke dynamisk symmetriske, og vil derfor give anledning til flere veksellaster på nav, nacelle og tårn. Som oftest indbygges derfor en form for fleksibilitet, i form af et hængslet vippenav, hvor rotoren fæstes til hovedakslen igennem et hængsel. Dette er dynamisk mere kompliceret end en stiv mølle, men reducerer belastningen på nacelle og tårn. De rotorlaster, som overføres fra vingerne til resten af vindmøllen vil kunne mindskes, da vippehængslet ikke kan overføre momenter i flapvis retning. Sammenlignet med den traditionelle stive 3-bladede konstruktion, vil en vinge med vippenav opnå ligevægt imellem vindens påvirkning og vippenavet. Denne teknologi er mulig for en tobladet vindmølle, og mindsker belastningen, hvorimod årsproduktionen stort set kan bibeholdes (Rasmussen et al., 1994). 2-bladede møller med vippehængsel er under fortsat udvikling og anvendes blandt andet af amerikanske og hollandske

producenter og en nyudviklet prototype med yderligere fleksibiliteter er afprøvet på Risø.

Førøget fleksibilitet/ passiv regulering

Som nævnt i forrige afsnit, kan en fleksibelt ophængt rotor reducere belastningen på resten af møllen betydeligt. Dette kan gøres ved at anvende vippehængsel. Desuden kan selve nacellen hængsles til tårnet, således at nikkemomenter fra nacellen ikke overføres til tårnet.

Ved at gøre selve bladene mere fleksible overfor flapvis udbøjning og eventuelt torsion kan ligevægten mellem de aerodynamiske og strukturelle kræfter påvirkes. Dette reducerer møllelasterne. Flexibiliteten i flapvis retning kan opnås ved hjælp af et hængsel i selve bladroden, eller en specielt designet navforlænger. Alternativt kan selve bladet designes og fremstilles, så det udviser større fleksibilitet i flapvis retning og eventuelt ved torsion. Flexibiliteten stiller større krav til stabilitet og tolerancer i forbindelse med tårnpassage, samt sikring imod for store udbøjninger. Sådanne sikringer vil dog kunne medføre store ekstreme belastninger. Det fleksible koncept er endnu på et tidligt stadie, men er genstand for intensiv forskning.

For/ bagløber

Såfremt vinden passerer tårn og nacelle før rotoren, er denne en bagløber. I modsat fald en forløber. De fleste 3-bladede møller er i dag forløbere, idet tårnets forstyrrelse af strømmingen i så fald er mindst. Dette har betydning for impulsbelastningen af bladene og hermed opstående aerodynamisk støj. Af de 2-bladede er en del dog bagløbere. En fleksibel konstruktion vil ofte være en bagløber, da afstanden imellem tårn og rotor dermed ikke er et problem.

Krøjning

For at sikre en minimal krøje fejl imellem rotorplanen og vindretningen krøjes vindmøllen op i vinden. Såfremt møllen er frit krøjende, kræves en hale eller momentligevægt for rotoren for at stabilisere retningen. Specielt mindre vindmøller udføres ofte som fritkrøjende. Som oftest er større møller udstyret med et krøjegear, der ud fra målinger af vindretningen aktivt krøjer møllen i den rigtige retning. Krøjegearer medfører, at belastningen overføres til nacellens bundramme og tårnet. Et fremtidigt koncept til forbedring af de nuværende reguleringssystemer herunder krøjning er en bedre bestemmelse af vindretningen. Kan vindens hastighed og retning forudsiges ganske få sekunder før møllen passerer, er det muligt at indstille møllen bedre i forhold til vindretningen. Et sådant koncept er dog endnu ikke udviklet, men indledende undersøgelser er initieret blandt andet af Risø, her tænkes dog mest på bladregulering.

Omløbstal

Rotorens omløbstal kan være fast eller variabelt. Vingernes soliditet bestemmer sammen med omløbstallet den vindhastighed, hvor effektkoefficienten og dermed effektiviteten i forhold til vindens energiindhold er størst. Ved at variere omløbstallet med vindhastigheden er det muligt at fastholde den bedst mulige effektkoefficient i et vindhastighedsinterval. Ved helt lave vindhastigheder skal omløbstallet mindskes, hvorimod det ved større vindhastigheder skal øges. På grund af støjhensyn og hensynet til laster og generatorstørrelse vil det derfor

fortrinsvist være muligt at hæve effektkoefficienten og dermed effektkurven ved lave vindhastigheder

Belastningsmæssigt vil det være fordelagtigt at følge en optimal drifts-karakteristik, da den lavere rotationshastighed medfører færre lastcykler i møllens levetid. Desuden vil rotorens inertie kunne optage spidser i effektvariationen fra vindens fluktuation. Dette vil forøge gear og generators levetid, samt forbedre elkvaliteten.

En rotor med fast omløbstal vil have et optimalt driftspunkt ved en given vindhastighed, hvor effektiviteten er maksimal. Til andre vindhastigheder, vil rotoren derimod køre off-design. I aerodynamisk henseende vil der således være et tab i ydelse sammenlignet med en optimal drifts-karakteristik. Lastfluktuationer fra ændringer i vinden vil ikke kunne optages af rotorens inertie som små hastighedsvariationer, men kun delvist ved hjælp af generatorens slip. Transmissionssystemet er enkelt, og er sammen med en asynkron generator økonomisk fordelagtigt. I Danmark, er der udviklingsprojekter i gang vedrørende variabelt omløbstal, og Vestas arbejder kommercielt med et koncept om forøget og variabelt slip i generatoren, da det såfremt generatorens slip kan variere, vil være muligt at udjævne spidserne i effekten.

Hvis generatoren er specielt viklet, og pol-omkøbelbar, vil det være muligt at køre ved flere forskellige omdrejningstal, oftest to. Ved lave vindhastigheder anvendes det lave omdrejningstal, hvorefter omdrejningstallet skiftes ved en given vindhastighed. Dette vil specielt på dårlige vindplaceringer resultere i en forøget produktion. Bortset fra en reduktion i antallet af lastcykler, vil belastningerne dog være de samme. Muligvis forøges antallet af lastcykler endda på grund af en lavere vindhastighed ved tilkobling, og som følge deraf flere driftstimer. Konceptet anvendes allerede af indtil flere danske fabrikker.

Der findes møller med fuldt variabelt omløbstal. Dette kan f.eks. opnås ved hjælp af en mangepolet langsomt gående generator med frekvensomformer, der er direkte koblet til rotoren uden mekanisk gear. Fordelen er her, at gearkassen elimineres. Til gengæld kræver en sådan løsning effektelektronik, for at kunne tilkobles elnettet. Den tyske virksomhed, Enercon har lanceret en vindmølle efter dette koncept, og i Danmark er der igangsat et udviklingsprojekt, der skal munde ud i prototyper. Foreløbige resultater af danske undersøgelser peger på, at denne teknologi er moden til kommerciel udvikling, specielt for mindre og mellemstore generatorstørrelser, hvorimod dimensionerne på generatoren taler imod større effektstørrelser. Konceptet er omkostningstungt og endnu i udviklingsfasen, og mangler flere teknologiske spring inden det er modnet tilstrækkeligt.

Variabelt omløbstal kan ligeledes opnås ved at anvende en variabel udveksling. Dette har blandt andet været anvendt til biler og svinghjulslagre, men har endnu ikke fundet vej til vindmøller.

Bestrøget areal/ soliditet

Den årlige energiproduktion er meget følsom over for det bestrøgne areal. En forøgelse af rotordiameteren ved en fastholdt mærkeeffekt vil mindske den maksimale effektkoefficient og dermed den specifikke effekt, men vil i kraft af det forøgede areal resultere i en øget absolut effekt og dermed en øget

årsproduktion. Effektkurven kan derfor hæves ved vindhastigheder før mærkeeffekten.

Konceptet har været brugt ved en række retrofits af gamle udtjente rotorere på eksisterende møller, hvor potentialet på grund et dårligt designet blad har været stort. For at lasterne ikke skal øges tilsvarende skal vingernes soliditet, der betegner vingernes fylde i det bestrøgne areal, imidlertid mindskes (Fuglsang et al., 1995). Desuden skal vingernes vægt og egenvægtsmoment ikke øges på trods af, at rotordiameteren øges. Der kræves derfor en yderligere materialeudvikling.

3.2 Regulering

Dette afsnit omhandler forskellige former for effektregulering. På grund af effektens afhængighed af vinden i tredje potens, vil enhver bæredygtig vindmølle kræve en eller anden form for effektbegrænsende regulering ved høje vindhastigheder.

Pitchregulering

Ved pitchregulering drejes vingen eller en del af den med forkanten op imod vinden ved høje vindhastigheder, så profilernes indfaldsvinkel og dermed effekten reduceres. Ved lave vindhastigheder kan pitchvinklen justeres for at opnå optimal ydelse og begrænse aerodynamisk støj. Effektreguleringen er effektiv og indkobling ved høj vind kan bedre kontrolleres. Ved sikring af møllen under storm kantstilles vingerne ved 90° pitch. Ved drift under høj vind fås på grund af den lave indfaldsvinkel store effektfluktuationer fra vindens turbulens, såfremt omløbstallet er konstant. Konceptet anvendes af en række producenter, herunder danske Vestas.

Stallregulering

Vingerne drejes ikke ved stallregulering. Ved stigende vindhastigheder, øges profilernes indfaldsvinkel og separation på profilernes overside gør at vingen staller, hvorved opdriften mindskes samtidigt med at modstanden øges. Herved stabiliseres effekten til under et givent maksimalt niveau ved høje vindhastigheder. Da vingerne ikke kan drejes kræves enten tipbremses eller kraftige mekaniske bremses for at kunne nedbremse og parkere rotoren ved høje vindhastigheder. Konceptet er det teknisk set mest enkle og anvendes af alle danske fabrikanters bortset fra Vestas.

Stall med pitch

Der findes eksempler på stallregulerede møller, som har drejelige vinger, enten med enkelte indstillinger eller med løbende regulering. Ved nedbremsning fra høj vind drejes vingen, så indfaldsvinklen øges i modsætning til pitchregulering. Herved undgås tipbremses. Ved lav vind kan pitchvinklen justeres for optimal ydelse som ved almindelig pitchregulering.

Aerlerons

Aerlons svarer til højderoret på en flyvemaskine. En del af bladet vinkles i forhold til vinden, hvorved rotoren enten kan effektreguleres eller nedbremses.

Dette vil formentlig medføre yderligere en del aerodynamisk støj. Konceptet er ikke udbredt, men findes på en enkelt amerikansk prototype fra firmaet Zond.

Krøjning

Fortrinsvis for mindre møller er det muligt at regulere effekten ved at krøje rotoren på tværs af vinden. Ved høj vind medfører dette dog store aerodynamiske belastninger fra drift under stor krøjefejl. Konceptet findes på enkelte mindre prototyper, men er ikke udnyttet kommercielt.

3.3 Generator/ Transmission

Dette afsnit omhandler de forskellige muligheder for generator og transmission.

Asynkron generator

Asynkrongeneratoren med fire poler svarende til 1500 o/min ved 50 Hz er det hyppigst anvendte koncept for kommercielle vindmøller. Slippet er gavnligt i form af dæmpning for transmissionssystemet så torsionssvingninger hæmmes, men introducerer dog også et ydelsestab. Specielt for store mærkeeffekter er konceptet efterhånden tilpasset vindmølleindustrien, så det f.eks. er muligt at have flere omkøbbelbare vinklingsystemer, som tidligere omtalt. En yderligere udvikling af konceptet er muligheden for at variere slippet og derved regulere rotorens omdrejningstal.

Synkron generator

Synkrongeneratoren har ofte et poltal tilsvarende asynkrongeneratoren. I dynamisk henseende har den imidlertid ikke den samme dæmpning i form af slip. Til gengæld kan der opnås en højere virkningsgrad. Den manglende dæmpning gør synkrongeneratoren uegnet til tilkobling til elnettet, med mindre der anvendes effektelektronik, hvorfor den oftest anvendes til stand-alone systemer, eller i forbindelse med effektelektronik.

Multipol generator

Mangepolede generatorer er i øjeblikket et koncept under udvikling. Oftest er det en synkrongenerator med permanente magneter. Der indbygges torsionsvis fleksibilitet og dæmpning for at udjævne spidser i effekt og belastninger. På trods af en høj anskaffelsespris og et behov for effektelektronik er den attraktiv, da den er tilkoblet rotoren uden udveksling. Indtil videre er kommerciel udnyttelse af konceptet begrænset til tyske Enercon. Ved store effekter er konceptet mindre attraktivt, på grund af for store dimensioner.

Transmission

Langt de fleste vindmøller udføres med fast udveksling i form af parallel akslede gear eller planetgear. Mekaniske gear med variabel udveksling har endnu ikke fundet vej til vindmøller. Et sådant koncept er traditionelt forbundet med et stort transmissionstab og en begrænset mærkeeffekt.

3.4 Vurdering

Efter at have gennemgået forskellige koncepter er hensigten med dette afsnit at opstille udvidelser af og alternativer til det traditionelle 3-bladede koncept, som er

en stiv 3-bladet opvinds rotor på enten rør eller gittertårn, med fast transmission og asynkron generator.

Der hersker ikke tvivl om, at det danske 3-bladede koncept har vist sig at være attraktivt, i form af høj pålidelighed og gunstig økonomi. Konceptet har en lang innovationsperiode bag sig, og indeholder stadig udviklingspotentialer. Det er dog ikke usandsynligt, at andre vindmøllekoncepter på mellemlangt sigt bliver fremstillet kommercielt, også i Danmark. Blandt andet elværkssiden har været interesseret i at deltage i demonstrationsfasen. På længere sigt vil konceptvalg og den fortsatte optimering inden for hvert koncept blive styret af både den videnskabelige udvikling inden for aerodynamik/ aeroelasticitet og af den teknologiske/ markedsrelaterede udvikling på komponentniveau, udviklingen på kraftelektronikområdet, reguleringsteknik, udviklingen i prisniveauet for materialer (f.eks. kulfiber-kompositter), osv. Da hvert koncept har både fordele og ulemper, kan det forventes, at koncepter og møller udvikles og tilpasses specifikke markedsforhold. Dette er i modsætning til i dag, hvor samme grundkoncept ofte markedsføres globalt.

Der ligger et fremtidigt udviklingsperspektiv i stive 3-bladede vindmøller med aktiv pitchregulering og variabel hastighed, evt. ved hjælp af en mangepolet synkrongenerator og effektelektronik. Denne kombination giver både en forøget ydelse, samt mindre effektvariationer. Desuden vil den aerodynamisk støj mindskes ved lave vindhastigheder. Nuværende producenter er Markham og Enercon. Enercon har endvidere en mangepolet synkrongenerator.

Desuden ligger et udviklingsperspektiv i et mere fleksibelt koncept, baseret enten på en 3-bladet eller en 2-bladet rotor. Et fleksibelt design er nøglen til at kunne begrænse belastninger på selve møllen og at kunne opnå et passivt reguleringsprincip. Der findes en række 2-bladede møller med vippenav, hvoraf enkelte har variabel hastighed og andre pitchregulering. Fælles for disse er dog, at de endnu ikke har opnået samme mærkeeffekt udviklingsniveau som det danske koncept. Desuden er anvendelsen af yderligere fleksibilitet endnu på et tidligt stadie.

4 Status og potentialer for vindkraftteknologien

Dette kapitel indeholder en status for vindkraftteknologien, samt en beskrivelse af en række forskningsmæssige indsatsområder, som kan forventes at bidrage til udviklingen af fremtidige vindmøller med henblik på effektivitetsforbedringer og anvendelsen af nye koncepter. Desuden behandles omkostninger fra fabrikation, installation, drift og vedligehold. Endeligt vurderes fremtidige placerings- og vindforhold.

4.1 Vindmølle

Vindmøllers effektivitet vil fortsat kunne forbedres igennem en forsknings- og udviklingsindsats inden for mere avancerede profiler, vingedesign, materialeudvikling og reguleringsprincipper. Fortsat optimering af det danske koncept vil stadig kunne reducere omkostningerne betydeligt. Det betyder, at under en alt andet lige betragtning, vil der kunne produceres mere pr. anlægsinvesteringskrone. Der er tale om et potentiale, der stort set er omkostningsfrit at implementere, når den relevante viden er udviklet, og der forudses ingen ikke-teknisk/økonomiske barrierer for at nå dette mål. Den betydelige forskningsmæssige satsning, der blandt andet under EFP-programmet gøres i disse år, forventes at betyde en 5% - 10% forbedring af vindmøllernes effektivitet. I nærværende undersøgelse er der antaget en 5% forbedring i år 2005 og en yderligere 5% forbedring i år 2020. Forbedringen vil være fælles for både land og havplacerede møller, og ville ikke kunne realiseres udelukkende igennem normal udvikling.

Der er dog vanskeligt at tage stilling til, hvad der forstås ved udvikling udover normal. Afhængigt af forskningsindsatsen, vil et teknologisk udviklingsforløb omhandle forskning inden for en række områder, der hver især indeholder potentialer for forbedring af eksisterende koncepter, samt udvikling af nye. En del af disse forbedringer vil ske som en naturlig udvikling i virksomhederne, men en del kan kun realiseres igennem en fortsat betydelig forskningsmæssig indsats på området.

Det er derfor valgt at beskrive potentialerne ved en række områder, hvor det er vurderet at en væsentlig forskningsindsats kan bidrage til en teknologisk udvikling. Der tages således ikke stilling til, om dele af disse områder kan karakteriseres som normal. Følgende områder vurderes:

- Profil- / Bladdesign
- Reguleringsstrategier
- Reduktion af ekstremlaster
- Fleksibilitet / Aeroelasticitet
- Materialer
- Generatorer / Effektelektronik
- Aerodynamisk støj
- Optimering

Profil- / Bladdesign

Ved at specialdesigner de aerodynamiske profiler til anvendelse på vindmøllevinger kan såvel bedre aerodynamiske som bedre strukturelle egenskaber opnås.

De aerodynamiske egenskaber kan forbedres ved at designe profiler, hvis egenskaber passer til vindmøller. Følsomheden over for ruhed i form af uregelmæssigheder fra fremstillings og urenheder fra insekter/ is skal søges mindsket. Et regelmæssigt og stabilt stall kan forøge pålideligheden for stallregulering. Derimod er en specifik værdi for den maksimale opdrifts koefficient og profiler med lav minimal drag mindre væsentlige (Fuglsang et al., 1995). For tykke profiler er det dog ønskeligt at have så høj opdrift som muligt.

Vingens strukturelle egenskaber kan forbedres ved at designe profiler, hvis relative tykkelse er forøget uden at de aerodynamiske egenskaber er forringet, da en øget byggehøjde, alt andet lige, vil forøge stivheden af det enkelte vingetværsnit. De aerodynamiske egenskaber må dog normalt forventes at blive dårligere for større byggehøjde.

Desuden bør der opnås større erfaring og kunnen med hensyn til beregninger af profilers aerodynamiske egenskaber, samt eksperimentel bestemmelse af profilers egenskaber såvel 2-dimensionelt i vindtunnel, som på vindmøller i naturlige omgivelser.

Reguleringsstrategier

De nuværende reguleringsstrategier har alle fordele og ulemper, som beskrevet i forrige kapitel.

Stallregulering er en enkel reguleringsform, og må forventes at have en fremtid, specielt for lav-teknologiske passiv regulerbare møller. For at forbedre viden og beregningskunnen for dynamisk stall og stall inducerede svingninger ved høje vindhastigheder, kræves der en væsentlig indsats inden for aeroelasticitet og stabilitet.

Pitchregulering er en reguleringsform, der i øjeblikket gennemgår en positiv udvikling. Pitchregulering kan øge ydelsen ved lave vindhastigheder, og ekstreme lasttilfælde kan begrænses ved at kantstille vingerne. Det forventes, at mere højteknologiske koncepter, i større grad vil reguleres aktivt, blandt andet i form af pitchregulering. Ved at have variabelt omløbstal kan spidserne i effekten desuden udjævnes. Dette kan opnås enten i form af variabelt slip eller en mangepolet generator/ variabel transmission.

Reduktion af ekstremlaster

Numeriske undersøgelser i (Madsen et al., 1995) har klart vist, at ekstremlasterne fra ekstrem vind, hvor rotoren er parkeret, eller kun langsom roterende, er de mest betydende belastninger for blandt andet vingernes inderste del og tårn/fundament. Der er derfor et incitament til at nedsætte disse.

Lastgrundlaget til bestemmelse af ekstremlaster, er forbundet med stor usikkerhed, og kan vise sig at være konservativt. Såfremt lastgrundlaget kan

forbedres i form af eksperimentelle målinger og forbedrede aeroelastiske beregninger ved høj vind, vil det være muligt at nedsætte den forholdsvis høje sikkerhedsmargin, der er indbygget i lastgrundlaget for de nuværende normer. Dette bør ske samtidigt med en materialeudvikling imod stærkere materialer.

Det kan vise sig at være muligt, at finde et koncept, hvor rotorens blade modtager mindst mulig påvirkning fra vinden. Enten fordi deres projicerede areal i vindretningen er minimalt eller fordi de aerodynamiske kræfter er mindst mulige. Af hensyn til sikkerhedsstrategien ved ulykkestilfælde, bør vingerne af sig selv kunne indstille sig mest gunstigt i forhold til vinden uden ekstern styring.

Fleksibilitet / Aeroelasticitet

En stor udfordring ved forskning i fremtidige koncepter vil være, i hvor stor grad et fleksibelt design kan udvikles. Flexibilitet vil bevirke, at overførsel af de belastninger, som vingerne optager til møllens andre komponenter kan reduceres og måske i visse tilfælde fjernes.

Den aeroelastiske forståelse og beregningskunnen skal videreudvikles og tilpasses større fleksibilitet i form af ikke-lineære bevægelser med mere. Teorier for stabilitetsundersøgelse skal videreudvikles og anvendes på vindmøllens dynamik.

Det er desuden nødvendigt at forske i vingernes anisotropi, så kompositternes hovedretninger kan lægges optimalt med henblik på ønskede styrke og deformationsegenskaber.

Materialer

På materialesiden vil der specielt til bladene være behov for nye materialer, og for en bedre bestemmelse af nuværende materials egenskaber.

Nye materialer skal tilpasses specifikke krav til styrke og deformation i forbindelse med fleksibilitet. Eventuelt kombineres flere nuværende materialer med henblik på at opnå ønskede egenskaber.

Der hersker en vis usikkerhed om de nuværende materials egenskaber, og såvel eksperimentelt som teoretisk forskning er nødvendigt for at få mere pålidelige værdier.

Generatorer / Effektelektronik

Nye generatorer og anvendelsen af effektelektronik er et område i markant udvikling. Hovedsageligt igennem andre anvendelser end vindmøller. Mangepolede generatorer er introduceret, og konceptet kan forventes at modnes til vindmøllebrug. Tilpasningen til vindmøller kræver, at komponenter, der kan håndtere store effekter og store drivmomenter med lille tab udvikles gennem en væsentlig forskningsindsats.

Aerodynamisk støj

Området aerodynamisk støj er vigtigt i erkendelse af, at generende støj kan blive vigtigere og vigtigere i takt med, at mindre ideelle vindmølleplaceringer tættere på beboelse må tages i anvendelse.

Der mangler stadig grundlæggende forståelse og mere detaljerede grundlæggende modeller for de væsentligste støjkilder, som i dag hovedsageligt beregnes efter semi-empiriske metoder, i forbindelse med vindmøller (Fuglsang et al., 1996).

Der udvikles i øjeblikket nye fokuserende målemetoder til retningsbestemmelse af støj fra forskellige kilder, herunder en eller flere rækker af mikrofoner array.

Optimering

Anvendelsen af matematisk optimering har vist sig velegnet til udvikling af nye rotor. En kostfunktion opstilles for hele vindmøllens pris i form af udgiften til hver komponent. Denne kostfunktion bør således afhænge af alle væsentlige lasttilfælde og andre forhold, som influerer på prisen for et færdigt produkt. I takt med, at beregnings- og lastgrundlaget forbedres, og usikkerheden i projekteringsfasen hermed mindskes, vil anvendelsen af optimering blive mere attraktiv, både til konceptstudier/ parametervariationer og specifikke designopgaver.

4.2 Installation

Installationsomkostningerne består af flere elementer. For landplacerede møller opregner Privatøkonomiundersøgelsen fra 1994 følgende elementer: fundament, elinstallation, nettilslutning, fjernovervågning, rådgivning, jord, finansieringsomkostninger og vej.

Omkostningssammensætningen i Danmark svarer stort set til udenlandske erfaringer. Nedenfor sammenlignes de ovenfor citerede danske tal (300 kW) med gennemsnitstal fra det tyske demonstrationsprogram (møller mellem 5 kW og 500 kW med et gennemsnit på 165 kW). Se Tabel 4-1.

Tabel 4-1 Sammensætning af øvrige omkostninger. Kilder: Energistyrelsen, 1994, p19 og Wind-Energie Aktuell juni 1995, p32.

| Komponent | Fordeling (Danske tal) % | Fordeling (Tyske tal) % |
|----------------------|--------------------------|-------------------------|
| Møllepris ab fabrik | 100 | 100 |
| Fundament | 5,3 | 9,1 |
| Elinstallation | 2,6 | 5,3 |
| Nettilslutning | 14,0 | 8,7 |
| Fjernovervågning | 1,2 | - |
| Rådgivning | 2,6 | 1,5 ("Planung") |
| Jord | 3,5 | 2,7 |
| Vej og infrastruktur | 1,5 | 2,0 |
| "Genehmigung" | - | 3,4 |
| Andet | 2,0 | 1,8 |
| Ialt | 132,7 | 134,5 |

Ud fra data i (Energistyrelsen, 1994, p18-19) kan der opstilles en oversigt over de øvrige omkostningers udvikling som funktion af møllestørrelse. Se Tabel 4-2.

Tabel 4-2 Kilde: Energistyrelsen, 1994, p18-19. Beløb i oktober 1993 priser.

| Møllestørrelse | Møllepris ab fabrik | Øvrige omkostninger | Øvrige omk.'s andel af mølle pris ab fabrik i % |
|----------------|------------------------|------------------------|--|
| 150 kW | 6627 kr/kW | 2640 kr/kW | 40 % |
| 225 kW | 6222 kr/kW | 2218 kr/kW | 36 % |
| 300 kW | 5700 kr/kW | 1863 kr/kW | 33 % |
| 450 kW | 5900 kr/kW | 1680 kr/kW | 28 % |

Der ses en markant nedbringelse af vindmølleprojekters øvrige omkostninger over den viste tredobling af møllestørrelsen.¹ Det skal understreges, at der her er tale om landplacerede, enkeltstående møller.

Det vurderes, at den generelle opskalering af møllerne til 1500 - 2500 kW relativt vil reducere disse omkostninger.

Nye fundamentstyper forventes at kunne reducere fundamentalsomkostningerne med ca. en fjerdedel (jf. Rambøll, 1995).

En evt. overgang til møllekoncepter med variabel hastighed og pitchregulering er skønnet til at kunne nedbringe omkostningerne til netforstærkning og nettilslutning med ca. 30%.

Det samlede potentiale vurderes dog at være beskedent under en normal teknologisk udvikling. Vi vurderer en reduktion til 1500 kr/kW i 2005 og til 1400 kr/kW i år 2020.

På langt sigt og under en forceret teknologisk udvikling vil koncepter med to-bladede hængslede rotor (med lave belastninger) og nye typer generatorer (med mindre krav til nettet) betyde en mere markant reduktion. Vores gæt vil være til 1000 kr/kW.

For havplacerede møller er installationsomkostningerne betydeligt højere. Erfaringerne fra Vindeby angiver et niveau på 9.000 kr/kW.

Dette beløb vil kunne reduceres betragteligt af flere årsager. Vindeby-parken er Verdens første havmøllepark, og skulle nøjagtig det samme anlæg bygges igen ville dette kunne gøres med mindre omkostninger. I omkostningsopgørelsen fra ELKRAFT (Dyre, 1992) ses omkostnings sammensætningen fra f.eks. fundament, søkabler etc. De fleste af disse omkostninger vil ikke stige proportionalt med møllestørrelse og parkstørrelse; men de vil have et væsentligt konstant element. Nye fundamentstyper vurderes endvidere at kunne reducere fundamentalsomkostningerne med ca. 30 - 35% ud over en opskaleringsfordel. Omkostningen til nedgravning af søkabel er formodentlig uafhængig af kabeltykkelse osv. Vi vurderer, at det langsigtede teknologiske udviklingsforløb vil betyde omtrent en halvering; heraf vil en betydelig del også blive realiseret under et normalt forløb.

¹ At mølleprisen for den 450 kW maskine er steget lidt i forhold til en 300 kW er en følge af, at datamaterialet kun omfatter ganske få af eksemplarer af en helt ny generation af maskiner (Bonus 450 kW). En ny Bonus 500 kW med 35 m. tårn koster i dag (medio 1995) 5400 kr/kW.

Tabel 4-3 Sammensætning af de aktuelle omkostninger ved Vindeby havmølle projektet. Kilde: Dyre, 1992.

| Komponent | Omkostninger mio. kr. | Omkostninger kr/kW |
|---------------------------------|-----------------------|--------------------|
| Vindmøller ab fabrik | 31,3 | 6323 |
| Fundamenter | 17,1 | 3455 |
| Transport etc. | 4,2 | 848 |
| Søkabler | 9,3 | 1878 |
| Kabler på land | 2,4 | 485 |
| Switchgear, 10/0,7 kV trf. etc. | 2,7 | 545 |
| 50/10 kV transformerstation | 1,0 | 202 |
| Service fartøj | 1,0 | 202 |
| Andet | 7,2 | 1455 |
| Ialt | 76,2 | 15393 |

4.3 Fabrikation

Fabrikationsomkostningerne må forventes mindst at følge den generelle industrielle produktivitetsudvikling: forbedret lager- og ordrestyring, indkøb, bedre arbejdsprocesser, osv. Der vurderes på mellemlangt og langt sigt at ligge et potentiale i vindmølleindustriens internationalisering. Endelig forventes det, at fabrikationsomkostningerne vil blive nedbragt som følge af stigningen i det totale markedsvolumen på verdensplan.

En måde at betragte dette forhold på er den såkaldte "lærekurve". Konsulentfirmaet, Boston Consulting Group har igennem analyser i USA og Europa fundet, at "*labour costs should in fact decline by about 10% - 15% each time cumulative experience doubles*" (Johnson & Scholes, 1984, p344). Ved "cumulative experience" forstås akkumuleret produktion i enheder. Antager vi om ovenfor i afsnit 1.2, at udviklingen vil følge WECs mest konservative scenarium for vi tallene i Tabel 4-4.

Tabel 4-4 Simpel "lærekurve" fremskrivning af fabrikationsomkostninger.

| År | Global effekt i MW | Relativ "labour cost" |
|------|--------------------|-----------------------|
| 1995 | 4.000 | 100 % |
| 2000 | 14.000 | 85% |
| 2010 | 62.000 | 60% |
| 2020 | 180.000 | 50% |

En anden måde er, at se på den generelle industrielle produktivetsforbedring, der ofte angives til 2% -3% årligt. En 2% årlig forbedring svarer til ca. 20% i år 2005 og yderligere ca. 20% i år 2020. Altså i alt en omkostningsreduktion på ca. 40% i forhold til status i dag 1995. Denne forbedring indeholder imidlertid andre forbedringer end den fremstillingsmæssige, men viser alligevel, at en total reduktion af kWh-prisen på 50% ikke er urealistisk. For nærværende formål (fremstillingsomkostninger) estimeres derfor forbedringen af fabrikationsomkostningerne alene til 10% i år 2005 og yderligere 10% i år 2020. Altså i alt 20% frem til år 2020. Denne forbedring forventes at ske under alle omstændigheder.

Ved indkøb af vindmøller til vindmølleparker vurderes der at kunne forhandles en "mængderabat" i forhold til enkeltordre og ordre på mindre klynger af

størrelsesordenen 5% - 10%. I denne undersøgelse har vi dog antaget, at fabrik salgsprisen på enkeltstående møller og møller i klynger og møller i parker er ens (jf. VE-sekretariatets "Vindmølleoversigt", 1995). De rabatter, der evt. ville kunne realiseres ved "parkindkøb" af møller, antager vi at gå lige op med en ekstra pris for møller udrustet til havplaceringer.

4.4 Drift og vedligehold

Omkostninger til drift og vedligehold af vindmøller består hovedsageligt af udgifter til serviceabonnement, reparation, forsikring, administration og jordleje.

Almindeligvis andrager en mølles årlige drift og vedligeholdelsesomkostninger 2,5% af møllens ab fabrik pris som et gennemsnit over møllens levetid. Denne faktor var en af resultaterne af den første vindmølleøkonomiundersøgelse (Hjuler Jensen, Morthorst og Schmaltz-Jørgensen, 1990) og er blevet bekræftet som tommelfinger-regel senere. Nye tyske undersøgelser bekræfter dette tal (Dürstewitz, Ensslin og Hoppe-Kilppner, 1995). Nyere danske undersøgelser peger dog på et lidt lavere niveau, hvilket blandt andet kan skyldes de stadig større møller (Godtfredsen, 1993).

I dag er omkostninger til drift for nye møller 4 til 10 øre/kWh eller 100 til 200 kr/kWh, hvoraf den største post i dag er forsikringsomkostninger (Nielsen, 1995). D&V-omkostningerne må forventes at blive reduceret betydeligt både på mellemlangt og langt sigt. Mindre vedligeholdelseskævende konstruktioner forventes at bidrage til denne udvikling. Forsikringsomkostningerne forventes også at kunne nedbringes som følge af mere pålidelige konstruktioner og større erfaringsgrundlag med nye møller samt bedre lynbeskyttelse. Forsikringsomkostningerne ser endvidere ud til kun at stige svagt, i absolutte kroner, med stigende møllestørrelse. En halvering af de samlede D&V-omkostninger på mellemlangt sigt skønnes realistisk; herudover er det nok begrænset, hvor meget der er at hente på dette område.

D&V for havplacerede mølleparker vurderes at være af samme størrelsesorden som landplacerede enkeltstående møller og klynger. Havmøller vil have dyrere tilgængelighed men da vi forudsætter havmøllerne i parker, vil der på den anden side kunne hentes en rationaliseringsgevinst i forhold til de landplacerede klynger. Elsektoren regner i dag med en "off-shore 2 øre". Man vurderer altså, at vedligehold af havplacerede møller er ca. 2 øre/kWh dyrere end tilsvarende landplacerede.

4.5 Vindforhold og placeringsmuligheder

Vindforholdene er af afgørende betydning for vindmøllers økonomi. Det største tekniske potentiale for omkostningsreduktioner af vindkraftelektricitet ligger i at placere vindmøller på stadig mere vindgode placeringer. Store mølleparker placeret i havstokken på den jyske Vesterhavskyst vil derfor være det tekniske/økonomisk optimale. Placeringen af vindmøller i Danmark sker imidlertid igennem en afvejning i forhold til mange andre interesser, og der vurderes ikke anvendt andre prioriteringer i afvejningen på kort sigt. Bedre placeringer vurderes derfor ikke på kort sigt at kunne bidrage til omkostningsreduktioner for vindkraften. Det er ikke muligt, her, at vurdere, om der vil ske ændringer i de prioriteringsmæssige forhold på mellemlangt eller langt sigt.

Af hensyn til sammenligneligheden af denne undersøgelses resultater har vi valgt at placere alle landplacerede møller i samme ruhedsklasse; nemlig ca. 1,25 svarende til Weibull parametrene, $A = 7,5$ og $k = 2,00$.

Et beskedent potentiale kan realiseres igennem bedre "micro-siting", men dette potentiale vurderes at blive opvejet af vindmøllerne af landskabs-arkitektoniske hensyn ikke vil blive "micro-sited" på den produktionsmæssigt optimale måde.

Vindhastighederne i havet skønnes stort set at være ens på de fire steder, der er blevet udpeget af Miljø- og Energiministeriets udvalg om havplacerede vindmøller. For off-shore placeringer er der anvendt European Wind Atlas' data for Horns Rev - ruhedsklasse 0. Offshore-placeringer forventes på længere sigt at udvide de potentielt tilgængelige placeringsarealer, men forventes ikke i betydende omfang at bidrage til omkostningsreduktionen.

4.6 Andre forhold

Finansieringsomkostningerne - her kalkulationsrentefoden - er meget betydende for vindmøllers totaløkonomi. Kalkulationsrentefoden er imidlertid ikke behandlet i denne sammenhæng; blot antaget til 7% p.a.

Et forhold, der er vanskeligt at inddrage under denne analyses rammer, er vindmøllers effektivitet. Udviklingen af stadig bedre kort-tids-forudsigelsesværktøjer vil bidrage til at forbedre møllernes effektivitet for elværkerne. Effektiviteten vil på den anden side mindskes i takt med udbygningen - særligt på langt sigt med meget høj vindkraftpenetration.

Møllernes levetid er som i tidligere undersøgelser sat til 20 år.

5 Beregning af vindmøllekoncepter

Formålet med dette kapitel er at opstille et normalt og et teknologisk udviklingsforløb for henholdsvis 1.5 MW landplacerede og 2.5 MW havplacerede vindmøller. Først defineres et normalt og et teknologisk koncept. Dernæst foretages design og beregninger ved hjælp af Risø's optimeringskompleks, "ROTOR", til design af vindmøllerotorer. Optimeringskomplekset er beskrevet i (Madsen et al., 1995). Der tages ikke stilling til den tid, det vil tage at modne koncepterne, og der skelnes således ikke imellem mellemlang og lang sigt.

5.1 Fremgangsmåde

Forskning og udvikling inden for en række områder, vil i fremtiden bidrage til at forøge effektiviteten af forskellige vindmøllekoncepter. Effektiviteten defineres som ydelsen i forhold til omkostningerne, og kan således forøges enten ved en forbedring af ydelsen, eller ved en omkostningsreduktion.

Det er dog vanskeligt at foretage en kvantitativ vurdering af omkostningsreduktioner fra områder som f.eks. materialeforbedringer og produktionstekniske forbedringer, da der endnu ikke findes nogen kendt grænse for disse forbedringers størrelse. Disse må derfor behandles som fremskrivninger af nuværende erfaringer, se kapitel 4.

Med hensyn til ydelsen for forskellige koncepter er det dog muligt at finde en grænse i form af en mulig ydelsesmæssig forbedring for et givent koncept ved hjælp af optimering af rotorens design ud fra krav til blandt andet tilladelige belastninger. En sådan optimering bør direkte være en minimering af kWh-prisen, med direkte hensyntagen til ydelse og omkostninger i form af belastninger, som i (Madsen et al., 1995). Som nævnt, er det imidlertid svært at foretage en fremtidig kvantificering af belastningerne. Alternativt kan selve ydelsen maksimeres, såfremt der pålægges begrænsninger på belastningerne ud fra fornuftige nutidige erfaringsværdier.

Den mulige ydelsesmæssige forbedring af f.eks. variabelt omløbstal kan undersøges for en given rotor, inden for rammerne af det nuværende belastningsgrundlag. En sådan ydelsesmæssig forbedring kan bestemmes kvantitativt og vil da eventuelt ske under forudsætning af en samtidig forbedring af f.eks. materialer.

Der opstilles i det følgende henholdsvis et normalt og et teknologisk koncept. Ved hjælp af optimering udregnes en prognose for den mulige forøgelse af energiproduktionen, og således maksimal udnyttelse af et koncept med henblik på ydelse, under hensyntagen til det nuværende belastningsgrundlag.

5.2 Normalt og teknologisk koncept

Udvælgelsen af et normalt og et teknologisk koncept baserer sig på vurderingen og gennemgangen af de forskellige koncepter i kapitel 3.

Normal udvikling

Ved normal udvikling forstås en udvikling der forventes at finde sted som følge af den generelle samfundsudvikling, herunder fremkomsten af nye materialer, ændrede produktionsmetoder etc. Udviklingen afgrænses derfor til det nuværende danske koncept, der baserer sig på en stiv 3-bladet forløber med konstant omdrejningstal, aktivt krøjesystem og enten stall eller pitchregulering.

Ud fra resultater af parametervariationer angående et optimalt forhold imellem rotorstørrelse og generatorstørrelse fastsættes en specifik rotorbelastning på 400 W/m^2 , sammenlignet med en typisk nuværende værdi på ca. 530 W/m^2 for en 500 kW vindmølle. En sådan ændring sænker den specifikke rotorbelastning til det punkt, hvor forholdet imellem energiproduktionen og udmattelseskaden fra vindpåvirkning er optimalt (Fuglsang et al., 1995). Såfremt bladene optimeres, kan udmattelseslasterne holdes på samme niveau, hvis det forudsættes at bladet bliver en anelse lettere, så gravitationsmomenterne fra et blad ikke forøges. Generatoren skal desuden kunne optage et større moment fra en reduktion i omdrejningstallet, som sker af støjhensyn. Disse forbedringer antages at ske igennem den generelle samfundsudvikling.

Teknologisk udvikling

Ved teknologisk udvikling forstås den udvikling, der kan finde sted, når udviklingen fremmes mest mulig. Der tages udgangspunkt i den normale udvikling, som udvides til at omfatte:

1. Anvendelsen af pitchregulering og variabelt omløbstal ved hjælp af en mangepolet synkrongenerator og effektelektronik.
2. Indbygge fleksibilitet, så en yderligere omkostningsreduktion opnås. Enten i form af en 3-bladet eller en 2-bladet rotor.

Forbedringen fra at indbygge fleksibilitet vurderes som en yderligere omkostningsreduktion, og der tages ikke stilling til, hvorvidt den fleksible rotor skal have 2 eller 3 blade. Anvendelsen af pitchregulering og variabelt omløbstal inddrages derimod direkte i en optimering af ydelsen.

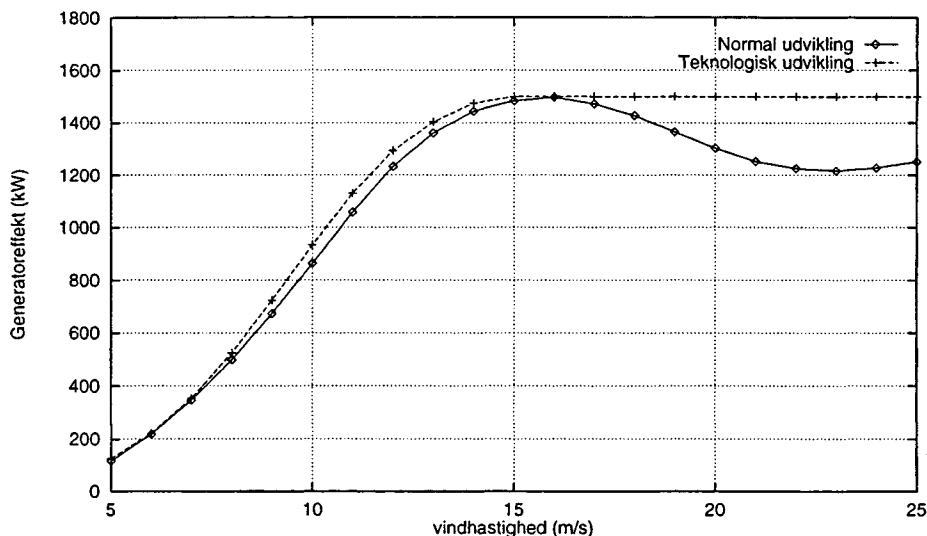
5.3 Normal udvikling

I dette afsnit foretages der optimeringer af konceptet for normal udvikling. Optimeringernes mål er en maksimal årsproduktion inden for tilladelige rammer. Optimeringsparametre er bladenes korde og vridning som funktion af spanvis bladposition, tippitchvinkel samt omdrejningstal. Såvel flapvis udmattelseskade og ekstreme stilstandslaster er begrænset til værdier svarende til nuværende møller.

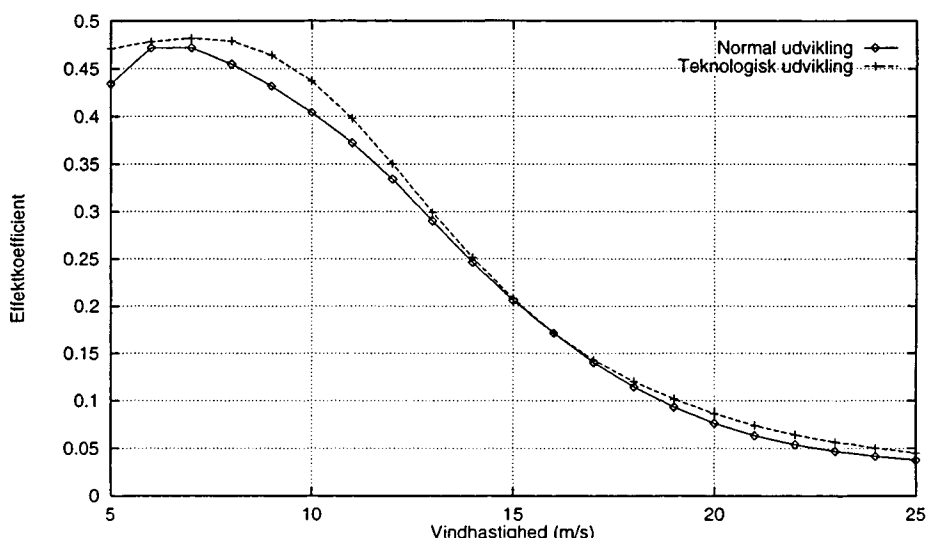
Beregningsresultater for henholdsvis 1.5 MW landplacerede møller og 2.5 MW havplacerede møller er vist på Figur 5-1, Figur 5-2 og Figur 5-3.

På Figur 5-1 ses generatoreffekten. Sammenlignet med de nuværende vindmøller er effekten forøget før mærkeeffekt, som følge af et forøget bestrøget areal. Dette stemmer overens med Figur 5-3. På Figur 5-2 ses effektkoefficienten, hvis maksimum er en anelse lavere end de nuværende møllers. Desuden er

vindhastigheden for maksimal effektkoefficient mellem 6 og 7 m/s, hvilket er lavere end de nutidige møller. Dette skyldes slankere blade, som følge af det forøgede bestrøgningsareal.



Figur 5-1 Generatoreffekt for 1.5 MW landplaceret vindmølle baseret på henholdsvis normal og teknologisk udvikling.



Figur 5-2 Effektkoefficient for 1.5 MW landplaceret vindmølle baseret på henholdsvis normal og teknologisk udvikling.

5.4 Teknologisk udvikling

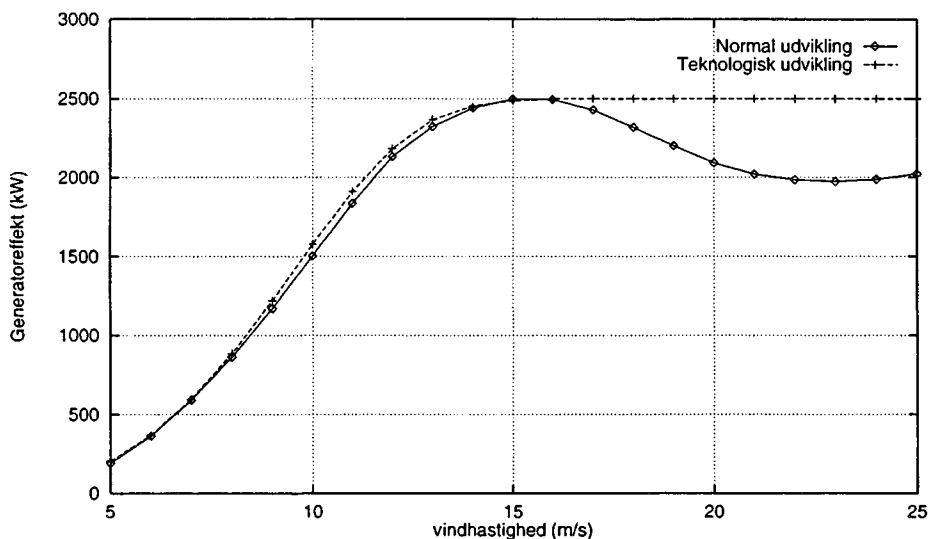
Dette afsnit omhandler optimeringer for konceptet for teknologisk udvikling. Udover konceptet for normal udvikling indeholder beregningen pitchregulering og variabelt omløbstal som funktion af vindhastigheden. De belastningsmæssige begrænsninger er de samme som ved den normale udvikling.

På Figur 5-1 ses generatoreffekten, sammenholdt med normal udvikling. Det ses, at effekten er yderligere forøget ved vindhastigheder før mærkeeffekt. Ved helt lave vindhastigheder kan omdrejningstallet mindskes og pitchvinklen indstilles optimalt. Ved højere vindhastigheder er omdrejningstallet maksimalt, som følge

af støjensyn og forbedringen skyldes alene pitchreguleringen. Efter mærkeeffekt er effekten konstant som følge af pitchreguleringen.

På Figur 5-2 ses effektkoefficienten sammenlignet med normal udvikling. Det ses at effektkoefficienten er forøget ved lave vindhastigheder, som følge af at det variable omdrejningstal og pitchreguleringen tillader optimal drift. På grund af mærkeeffekten og begrænsningen af omdrejningstallet på grund af støjensyn kan effektkoefficienten ikke øges ved vindhastigheder omkring mærkeeffekten.

Figur 5-3 omhandler 2.5 MW havplacerede møller, og er i overensstemmelse med resultaterne for de 1.5 MW landplacerede møller.



Figur 5-3 Generatoreffekt for 2.5 MW havplaceret vindmølle baseret på henholdsvis normal og teknologisk udvikling.

5.5 Vurdering

Resultaterne i dette kapitel har vist, at der er et ydelsesmæssigt potentiale ved såvel normal, som teknologisk udvikling, primært fra et forøget bestrøget areal. Specielt interessant er den teknologiske udvikling, hvor et optimalt driftspunkt opnås i et bredere vindhastighedsinterval.

En række ikke kvantificerbare faktorer vil desuden bevirke en yderligere forøgelse af effektiviteten, i form af omkostningsreduktioner, herunder:

- Veksellaster i transmissionssystemet, samt effektfluktuationer formindskes som følge af det variable omdrejningstal.
- Det fleksible design vil formindskede belastningen af tårn og fundament, samt nacellens bundramme, da flapvise momenter enten mindskes eller ikke overføres.

En samlet vurdering af henholdsvis normal og teknologisk udvikling skal således indeholde såvel forbedringer i ydelsen, som omkostningsreduktioner, se kapitel 6.

6 Sammenfatning

Nærværende rapport indeholder en vurdering af den forventede udvikling for vindkraftteknologien. Rapporten anvender hertil "milepælene"; Status: 1995, Mellemlangt sigt: 2005, Langt sigt: 2020.

Rapporten undersøger to anlægstyper: 1) landplacerede enkeltstående møller og klynger i størrelsen 1500 kW, 2) havplacerede møller i størrelsen 2500 kW i parker på 20 MW til 100 MW.

I det følgende gennemgås den samlede vurdering for landplacerede vindmøller under henholdsvis et normalt forløb og et teknologisk forløb.

Modelmæssigt er der taget udgangspunkt i såkaldte "lærekurver". Der er bygget teoridannelser op omkring "lærekurve"-modeller ud fra forskellige synsvinkler. Området er især gjort anvendelig i praksis af konsulentfirmaet Boston Consulting Group (BCG), der har anvendt "learning-curves" i forbindelse med rådgivning og strategianalyser af virksomheder. BCG har igennem analyser i USA og Europa har fundet, at "*each time experience (i.e. cumulative production) doubles, cost decline between 20% and 30% net of inflation*" (Johnson & Scholes, 1984, p344). Andre steder angives dette reciprok ved en "progress ratio" P, der angives til mellem 0,7 og 0,8.

En sådan grov model for den fremtidige omkostningsudvikling dækker således over mange forskellige faktorer, som egentligt skal analyseres hver for sig. Derfor må man gå ind i den "experience", den erfaring og viden, der ligger bag vindmølleteknologien og analysere den. Vurderingen af denne videns udvikling tager udgangspunkt i en simpel model for teknologi og videns bestanddele.

Tabel 6-1 Kategorisering af vindmølleteknologi og den bagvedliggende viden. Efter (Andersen, 1993).

| | | |
|---------------------------|-------------|--|
| Fremstilling af vindmølle | Konceptuelt | udviklingen af vindmøllers design og konstruktion - Design/konceptvalg - Vindmøllens kosteffektivitet - Installationsomkostninger |
| | Processuelt | udviklingen af fremstillingsprocessen for vindmøller i henhold til tegninger og beskrivelser - Fabrikationsomkostninger |
| Anvendelse af vindmølle | | udviklingen vedrørende vindmøller anvendes - Service og vedligeholdelsesomkostninger - Vindforhold og placeringsmuligheder |

Den fremgangsmåde, vi anvender for at vurdere vindmøllers fremtidige økonomiske udvikling, er følgende:

1. Den erfaring og viden, der ligger bag vindmølleteknologien, inddeles i en række elementer, jf. Tabel 1-3.
2. På hvert område gør vi status over den hidtidige udvikling.
3. På hvert område forsøger vi lave en analyse af de forsknings- og udviklingsmæssige muligheder, der ligger for omkostningsreduktion.

4. De to teknologiske udviklingsforløb håndteres ved at opstille to møllekoncepter; et traditionelt tre-bladet for det normale forløb og et fleksibelt koncept med variabelt omløbstal for det teknologiske forløb. Se afsnit 5.1.
5. Den teknologiske forskel på de to koncepter er i beregninger håndteret ved at fastholde lastgrundlaget og dermed undersøge/ klarlægge det ydelsesmæssige potentiale for forbedring, se afsnit 5.1. Derudover medregnes omkostningsreduktioner fra forbedringer af materialer, produktionsteknik, etc. i den endelige vurdering i kapitel 6.

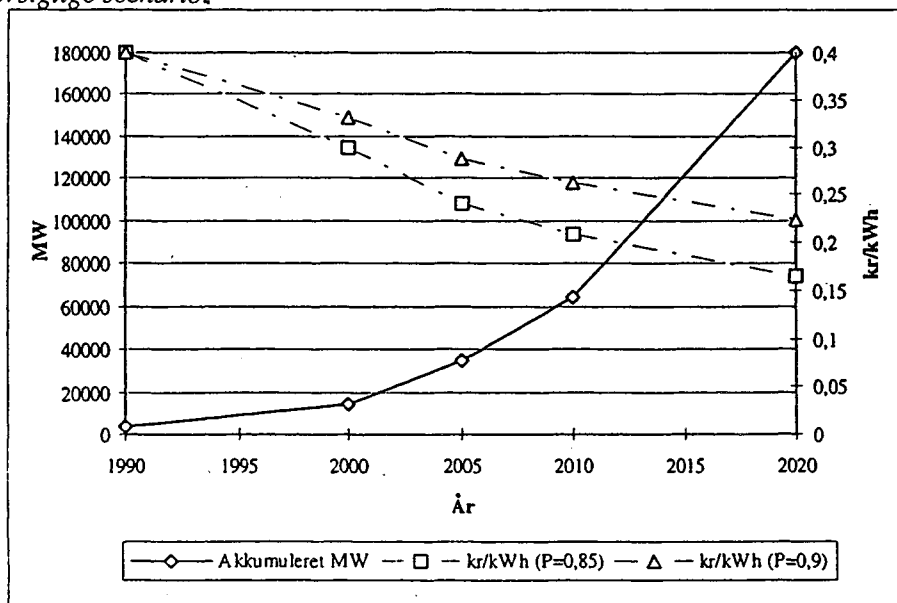
Svagheden i denne fremgangsmåde ligger i, at denne undersøgelses rammer ikke tillader en så tilbundsgående analyse, som vi kunne ønske. Alligevel mener vi, at kunne drage nogle rimeligt pålidelige konklusioner.

6.1 Simpel lærecurve

I denne rapport har vi groft estimeret progress ratio for danske vindmøller ud fra på den ene side udviklingen i gennemsnitlige kWh omkostninger og på den anden side dansk vindmølleindustri's akkumulerede afsætning. Herud fra finder vi en progress ratio på 0,8 for den samlede teknologiske udvikling siden 1980. I dette ligger imidlertid både effekter af 1) den teknologiske udvikling, 2) opskaleringen og 3) ændringer i placeringsforhold. I rapporten vurderes progress ration at være af størrelsesordenen 0,85 - 0,90, når man ser bort fra placeringsforholdene.

For at kunne vurdere fremtidige priser for vindmøller, er man nødt til at vurdere antallet af møller, der vil blive produceret. Medio 1995 var der produceret ca. 4.000 MW vindkraft på verdensplan. Antager man, at dansk vindmølleindustri's lærecurve følger den globale vindkraftudbygning i World Energy Council's mest konservative scenarium, kan man som illustrativt eksempel lade kWh-omkostningen følge denne lærecurve. Det er gjort nedenfor med progress ratios på henholdsvis 0,90 og 0,85. Dette er i denne sammenhæng gjort som illustrativt eksempel. Vi har i rapporten søgt at lave en mere kvalificeret vurdering af omkostningsudviklingen.

Figur 6-1 "Lærecurve"-fremskrivning af kWh-omkostning ud fra WEC's mest forsigtige scenario.



6.2 Landplacerede møller, enkeltstående eller i klynger

Den fortsatte landplacerede vindmølleudbygning i Danmark forventes primært at ske med enkeltstående møller eller klynger af vindmøller. Størrelsesmæssigt forventes disse møller at ligge i størrelsen 200 kW til 1500 kW. Størrelsen vil i høj grad være afhængig af landskabets karakter på de mulige placeringer. I beregningerne har vi dog taget udgangspunkt i en 1500 kW mølle.

For den normale udvikling og for den teknologiske udvikling anvendes på mellemlangt sigt gennemsnitlige placeringer svarende til ruhedsklasse 1,5, som er en lidt højere ruhedsklasse end gennemsnittet i dag. På langt sigt forventes sådanne placeringer at være opbrugt, hvorfor der på langt sigt forventes placeringer i dårligere ruhedsklasser. For sammenlignelighedens skyld er der dog anvendt en ruhedsklasse 1,5 i gennem beregningerne.

Appendiks A og Appendiks B indeholder mere detaljerede beregninger af hhv. land og havplacerede møller på mellemlang og lang sigt.

Normalt forløb

Ved normal udvikling forstås i denne undersøgelse en udvikling, der forventes at finde sted som følge af den generelle samfundsudvikling, herunder fremkomsten af nye materialer, ændrede produktionsmetoder etc. Udviklingen afgrænses derfor til det nuværende danske koncept, der baserer sig på en stiv tre-bladet forløber med konstant omdrejningstal, aktivt krøjesystem og enten stall eller pitch-regulering.

Ud fra resultater af parametervariationer angående et optimalt forhold imellem rotorstørrelse og generatorstørrelse fastsættes en specifik rotorbelastning på 400 W/m^2 , sammenlignet med en typisk nuværende værdi på ca. 530 W/m^2 for en 500 kW vindmølle. En sådan ændring sænker den specifikke rotorbelastning til det punkt, hvor forholdet imellem energiproduktionen og udmattelseskaden fra vindpåvirkning er optimalt. Såfremt bladene optimeres, kan udmattelseslasterne holdes på samme niveau, hvis det forudsættes at bladet bliver en anelse lettere, så gravitationsmomenterne fra et blad ikke forøges. Generatoren skal desuden kunne optage et større moment fra en reduktion i omdrejningstallet, som sker af støjhensyn. Disse forbedringer antages at ske igennem den generelle samfundsudvikling.

Fabrikationsomkostningerne af fabrik er sat til 5200 kr/kW i dag, faldende til 4680 kr/kW i 2005 og til 4160 kr/kW i 2020. En reduktion på i alt 20 % svarende til den almindelige industrielle produktivetsforbedring på 1% årligt.

De øvrige installationsomkostninger vurderes i dette normale forløb kun af blive reduceret lidt. Fra 1680 kr/kW i dag til 1500 kr/kW i 2005 (svarende til en 1% årlig forbedring) og herefter en svag forbedring til 1400 kr/kW i år 2020.

Omkostninger til service og vedligehold forventes at falde en del inden for de nærmeste år, blandt andet som følge af lavere forsikringspræmier. Det skyldes forventningen om, at 1) mere pålidelige design og 2) bedre lynbeskyttelse slår igennem i forsikringspræmierne over de nærmeste år. D&V omkostningerne i dag er sat til 8 øre/kWh faldende til 6 øre/kWh i 2005 og til 4 øre/kWh i 2020.

Tabel 6-2 Normalt udviklingsforløb for landplacerede vindmøller.

| År | 1995 | 2005 | 2020 |
|--------------------------------------|------|------|------|
| Installeret effekt (kW) | 500 | 1500 | 1500 |
| Navhøjde (m) | 35 | 60 | 60 |
| Middelvind i navhøjde (m/s) | 6,29 | 6,83 | 6,83 |
| Rotordiameter (m) | 37 | 69,1 | 69,1 |
| Maksimal effektivitet (%) | 42,8 | 43,9 | 43,9 |
| Energiproduktion (MWh/år) | 937 | 3650 | 3650 |
| Vindmølleinvestering (kr/kW) | 5200 | 4680 | 4160 |
| Øvrig investering (kr/kW) | 1680 | 1500 | 1400 |
| Drift og vedligeholdelse (kr/kWh) | 0,08 | 0,06 | 0,04 |
| Total produktionsomkostning (kr/kWh) | 0,43 | 0,30 | 0,26 |

Teknologisk forløb

Ved teknologisk udvikling forstås i denne rapport den udvikling, der kan finde sted, når udviklingen fremmes mest mulig. Undersøgelsen tager udgangspunkt i den normale udvikling, som er udvidet til at omfatte:

1. Anvendelsen af pitchregulering og variabelt omløbstal ved hjælp af en mangepolet synkron-generator og effektelektronik.
2. Indbygge fleksibilitet, så en yderligere omkostningsreduktion opnås. Enten i form af en tre-bladet eller en to-bladet rotor.

Forbedringen fra at indbygge fleksibilitet er vurderet som en yderligere omkostningsreduktion, og der tages ikke stilling til, hvorvidt den fleksible rotor skal have to eller tre blade. Anvendelsen af pitchregulering og variabelt omløbstal inddrages derimod direkte i en optimering af ydelsen.

Dette betyder en ydelsesforbedring på ca. 5% fra 3609 MWh/år til 3791 MWh/år. Det antages, at denne forbedring, vil være slået igennem i 2005, hvorefter der ikke vil være væsentlige forbedringer på ydelsessiden.

Tabel 6-3 Teknologisk udviklingsforløb for landplacerede vindmøller.

| År | 1995 | 2005 | 2020 |
|--------------------------------------|------|------|------|
| Installeret effekt (kW) | 500 | 1500 | 1500 |
| Navhøjde (m) | 35 | 60 | 60 |
| Middelvind i navhøjde (m/s) | 6,29 | 6,83 | 6,83 |
| Rotordiameter (m) | 37 | 69,1 | 69,1 |
| Maksimal effektivitet (%) | 42,8 | 43,9 | 43,9 |
| Energiproduktion (MWh/år) | 937 | 3834 | 3834 |
| Vindmølleinvestering (kr/kW) | 5200 | 4446 | 3744 |
| Øvrig investering (kr/kW) | 1680 | 1200 | 1000 |
| Drift og vedligeholdelse (kr/kWh) | 0,08 | 0,05 | 0,03 |
| Total produktionsomkostning (kr/kWh) | 0,43 | 0,26 | 0,21 |

Herudover antages den teknologiske udvikling at betyde lavere laster og forbedret design. Potentialet herfor antages at være 10% i forhold til det normale forløb. Af disse 10% forventes halvdelen at være realiseret i 2005. Fabrikationsomkostningerne af fabrik er derfor vurderet til 4446 kr/kW i 2005 og til 3744 kr/kW i 2020.

De øvrige installationsomkostninger vurderes i det teknologiske forløb at blive reduceret i forhold til det normale forløb. Fra 1680 kr/kW i dag til 1200 kr/kW i 2005 og 1000 kr/kW i 2020.

Service og vedligehold forventes i det teknologiske forløb at være lidt lavere end i det normale forløb. Vi har antaget en 1 øres forbedring i forhold til det normale forløb. D&V omkostningerne er sat til 5 øre/kWh i 2005 og til 3 øre/kWh i 2020.

6.3 Havplacerede vindmøller i parker

I dette afsnit behandles en 2,5 MW havplaceret vindmølle i en ruhedsklasse 0 placering; svarende til European Wind Atlas' data for Horns Rev. Optimeringen af energiproduktionen er tilsvarende den landplacerede vindmølle fra foregående afsnit.

Normal udvikling

Fabrikationsomkostningerne følger de landplacerede møller.

De øvrige installationsomkostninger vurderes i det normale forløb at blive reduceret markant i forhold til de eksisterende demonstrationsanlæg. Fra 9000 kr/kW i dag (Vindeby) til 6000 kr/kW i 2005 og herefter en forbedring til 4500 kr/kW i år 2020.

Omkostninger til service og vedligehold forventes at følge den normale udvikling for landplacerede møller med et 2 øres "off-shore-tillæg".

Tabel 6-4 Normalt udviklingsforløb for havplacerede vindmøller.

| År | 1995 | 2005 | 2020 |
|--------------------------------------|------|------|------|
| Installeret effekt (kW) | 500 | 2500 | 2500 |
| Navhøjde (m) | 35 | 80 | 80 |
| Middelvind i navhøjde (m/s) | 8,14 | 8,78 | 8,78 |
| Rotordiameter (m) | 37,0 | 89,2 | 89,2 |
| Maksimal effektivitet (%) | 42,8 | 44,9 | 44,9 |
| Energiproduktion (MWh/år) | 1623 | 9598 | 9598 |
| Vindmølleinvestering (kr/kW) | 5200 | 4680 | 4160 |
| Øvrig investering (kr/kW) | 9000 | 5000 | 4500 |
| Drift og vedligeholdelse (kr/kWh) | 0,10 | 0,08 | 0,06 |
| Total produktionsomkostning (kr/kWh) | 0,51 | 0,34 | 0,27 |

Teknologisk udvikling

Fabrikationsomkostningerne følger de landplacerede møller.

De øvrige installationsomkostninger vurderes i det teknologiske forløb til kun at blive reduceret lidt i forhold til det normale forløb. Fra 9000 kr/kW i dag (Vindeby) til 4500 kr/kW i 2005 (svarende til en 20%) og herefter en forbedring til 4000 kr/kW i år 2020.

Omkostningerne til service og vedligehold forventes at følge den teknologiske udvikling for landplacerede møller med et 2 øres "off-shore-tillæg".

Tabel 6-5 Teknologisk udviklingsforløb for havplacerede vindmøller.

| År | 1995 | 2005 | 2020 |
|--------------------------------------|------|------|------|
| Installeret effekt (kW) | 500 | 2500 | 2500 |
| Navhøjde (m) | 35 | 80 | 80 |
| Middelvind i navhøjde (m/s) | 8,14 | 8,78 | 8,78 |
| Rotordiameter (m) | 37 | 89,2 | 89,2 |
| Maksimal effektivitet (%) | 42,8 | 45,4 | 45,4 |
| Energiproduktion (MWh/år) | 1623 | 9920 | 9920 |
| Vindmølleinvestering (kr/kW) | 5200 | 4446 | 3744 |
| Øvrig investering (kr/kW) | 9000 | 4500 | 4000 |
| Drift og vedligeholdelse (kr/kWh) | 0,10 | 0,07 | 0,05 |
| Total produktionsomkostning (kr/kWh) | 0,51 | 0,28 | 0,23 |

6.4 Konklusion

I det ovenstående er der redegjort for baggrunden for denne rapports vurdering af de fremtidige udviklingsforløb for vindmølleteknologien.

Nedenfor i Figur 6-2 og Figur 6-3 ses den samlede vurdering af udviklingen i produktionsomkostninger i ruhedsklasse 1,5 for landplacerede møller og for havplacerede møller på en kystnær vestvendt placering.

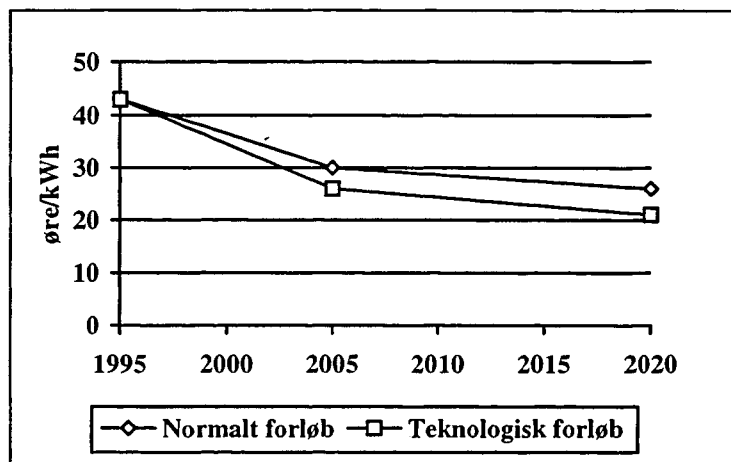
I begge tilfælde vurderes elproduktionsomkostningen at blive cirka halveret på de 25 år frem til år 2020.

For landplacerede enkeltstående vindmøller eller klynger vurderes elproduktionsomkostningerne til at falde fra 43 øre/kWh i 1995 til 26 øre/kWh i det normale forløb og til 21 øre/kWh i det teknologiske forløb. Det svarer til en reduktion på henholdsvis 40% og 51 % i forhold til 1995.

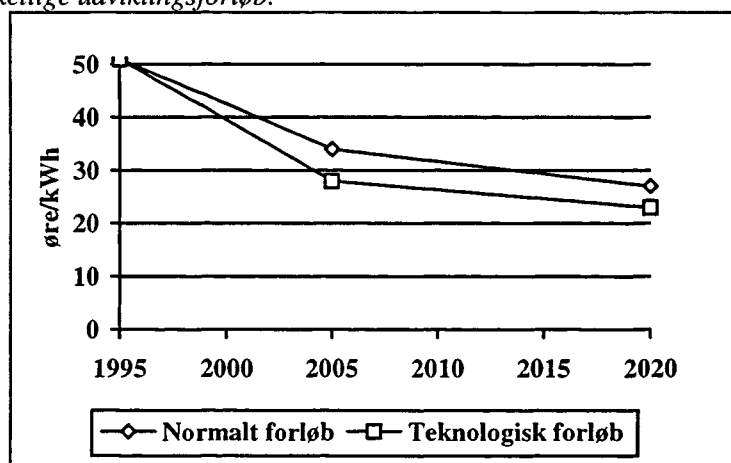
For havplacerede vindmøller i store kystnære parker vurderes elproduktionsomkostningerne til at falde fra 51 øre/kWh i 1995 til 27 øre/kWh i det normale forløb og til 23 øre/kWh i det teknologiske forløb. Det svarer til en reduktion på henholdsvis 47% og 55 % i forhold til 1995.

Det væsentligste bidrag til denne udvikling vil ligge i den almindelig produktionsforbedring og teknologiske udvikling som følge af et stigende markedsvolumen; svarende til World Energy Councils mest konservative scenarium.

Figur 6-2 Estimerede elproduktionsomkostninger for landplacerede vindmøller ved forskellig udviklingsforløb.



Figur 6-3 Estimerede elproduktionsomkostninger for havplacerede vindmøller ved forskellige udviklingsforløb.



Denne undersøgelse er foretaget indenfor begrænsede rammer. Der er således mange steder "sprunget over hvor gærdet er lavest".

Med de rette rammer (dvs. tid) vil undersøgelsen kunne være mere fyldestgørende og pålidelig.

Vi finder, at der er opstillet en fornuftig metode for fremskrivning af vindmølleteknologien og dens omkostninger.

Vi mener, at undersøgelserne og bestemmelserne af, hvilke faktorer (uafhængige variable), der er dominerende for udviklingen, stadig er noget uklare. Hvad betyder noget for prisreduktionen (markedsvolumen, tid, møllestørrelse, forskningsindsats, etc.) på de enkelte områder (ab fabrik møllepris, installationsomkostning, service og vedligehold).

Dette ville kunne undersøges igennem mere detaljerede analyser af, hvad der er sket i fortiden.

Vurderingen af den fremtidige teknologiske udvikling ville også kunne foretages mere kvalificeret ved at inddrage eksperter på de områder, der ligger udenfor vores eget "ekspert-område".

Referencer

Andersen, P. D., 1993, En analyse af den teknologiske innovation i dansk vindmølleindustri, Samfundslitteratur, Ph.D. serie 9.93. Frederiksberg 1993.

Dosi, G., 1982. Technological paradigms and technological trajectories. Research Policy, vol 11, p147-162.

Dyre, Kim, 1993, Vindeby Off-Shore Windfarm. The First Experiences EWEA Conference '92, Herning, 8-11 September 1992.

Energistyrelsen, 1991, Privatejede vindmøllers økonomi, Juni 1991

Energistyrelsen, 1994, Privatejede vindmøllers økonomi, Januar 1994

Energistyrelsens faglige udvalg for vindkraft, 1994, Baggrundsrapport for VE-handlingsplanen, Status og perspektiver for Udviklingsprogrammet for Vedvarende Energis vindenergidel, Energistyrelsen 1994.

Forskningscenter Risø, ELKRAFT og ELSAM, Indpasning i elsystemet af vedvarende energi i stor skala i en usikker fremtid. Bilagsrapport 2. (endnu ikke offentliggjort)

Fuglsang, P. og Enevoldsen, P., 1994, Aerodynamisk optimering af rotor til vindturbine, Afgangprojekt, Aalborg Universitet.

Fuglsang, P. og Madsen, H. Aa., 1995, A Design Study of a 1 MW Stall Regulated Roter, Risø-R-799, Prøvestationen for Vindmøller.

Grabau, P., 1994, Udvikling af rotor til en 1 MW vindmølle, Rapport ENS Projekt 51171/91-0046, LM GlasfiberA/S.

IAEA (1991). Key Note Papers, Senior Expert Symposium on Electricity and The Environment, Helsinki, Finland, 13-17th May 1991, International Atomic Energy Agency, Vienna 1991.

International Energy Agency (1995), IEA Wind Energy Annual Report 1994, National Renewable Energy Laboratory, Colorado, USA

Jensen, P. H., P.E. Morthorst og J. Schmaltz-Jørgensen, 1989, Vindmølleøkonomi - Undersøgelse af økonomien for den private vindmølleudbygning i Danmark baseret på en spørgeskemaundersøgelse, Risø j.nr. 4433247-86-015.

Johnson, Gerry and Kevan Scholes, 1984, Exploring Corporate Strategy, Prentice Hall, Englewoods Cliffs, USA

Lund, P. D., 1995, An improved market penetration model for wind energy technology forecasting. In: EWEA Topic Conference, 5.-7. September 1995, Finland.

Madsen, Birger T.; Flemming Rasmussen og Peter H. Madsen, 1990, Technology Development for Commercial Wind Turbines, Wind Energy Research and Technological Development, Energiministeriet 1990.

Madsen, H.Aa. et al., 1995, Vingedesign EFP 95 Forprojekt -- Aerodynamik, Risø-I-931(DA), Forskningscenter Risø.

Miljø- og Energiministeriets udvalg om havbaserede vindmøller, 1995, Vindmøller i danske farvande. Kortlægning af myndighedsinteresser, vurderinger og anbefalinger.

Nelson, R. R., 1977, In search of useful theory of innovation. Research Policy, Vol. 6, p36-76

Nielsen, Per, 1995, Så meget kostede vindmøller i drift i 1994, Naturlig Energi, Juli 1995

OECD/IEA, NEA (1993), Projected Costs of Generating Electricity. Update 1992, OECD, Paris 1993.

Petersen, Helge et al., 1995, Beskrivelse og vurdering af udenlandsk vindmølle-teknik, Energistyrelsens Udviklingsprogram for Vedvarende Energi, J.nr. 51171/93-0045.

Rambøll, 1995, Privat kommunikation med Jørgen Lorin Rasmussen

Rasmussen, F. og Kretz, A., 1994, Dynamics of a Two-Bladed Teetering Rotor, Risø-R-617(EN), Prøvestationen for vindmøller.

Rasmussen, F. og Kretz, A., 1995, Dynamics and Potentials for the Two-Bladed Teetering Rotor concept, *Proceedings from Windpower 1994, AWEA Washington*.

Sahal, Devendra, 1985, Technological guideposts and innovation avenues. Research Policy, vol. 14, p61-82.

SERI/US-DOE, 1990, The Potential of Renewable Energy - An Interlaboratory White Paper, US Department of Energy, SERI/TP-260-3674, March 1990.

Sharp, John A. and David H. R. Price, 1990, Experience Curve models in the electricity supply industry. International Journal of forecasting, vol. 6, p531-540.

van Wijk, A.J.M. et al. (1991), Global potential for wind energy, I: Proceedings of European Wind Energy Conference EWTG-91, Netherlands 1991.

VE-sekretariatet, DTI, 1995, Vindmølleoversigten, diverse udgaver.

Vindmølleindustrien/FDV, Perspektiv 2004. August 1994.

World Energy Council, New Renewable Energy Sources, Kogan Page 1994, London. UK.

A Beregninger for 1.5 MW landplacerede vindmøller

1.1 Normal udvikling

| 1,5 MW Landplacerede vindmøller | | | | Normal udvikling | | | | | | |
|---|--|--------------------|--------|--------------------|---------|--------------------|-------|---------|--------|-------|
| År | | 1995 | | 2005 | | 2030 | | | | |
| Anlægstype | | Enkelt el. klynge | | Enkelt el. klynge | | Enkelt el. klynge | | | | |
| Placering | | Ruhedsklasse 1,5 | | Ruhedsklasse 1,5 | | Ruhedsklasse 1,5 | | | | |
| Møllekoncept | | Traditionelt dansk | | Traditionelt dansk | | Traditionelt dansk | | | | |
| Discount rate (%) | | 7.00 | | 7.00 | | 7.00 | | | | |
| Lifetime | | 20.00 | | 20.00 | | 20.00 | | | | |
| WT Investment (DKK/kW) | | 5200.00 | | 4680.00 | | 4160.00 | | | | |
| Other invest (DKK/kW) | | 1680.00 | | 1500.00 | | 1400.00 | | | | |
| O&M of WT invest (%) | | | | | | | | | | |
| Rated capacity (kW) | | 500.00 | | 1500.00 | | 1500.00 | | | | |
| Rotor diameter (m) | | 37.00 | | 69.10 | | 69.10 | | | | |
| Hub height (m) | | 35.00 | | 60.00 | | 60.00 | | | | |
| Availability factor | | 0.99 | | 0.99 | | 0.99 | | | | |
| Roughness length (m) | | 0.06 | | 0.06 | | 0.06 | | | | |
| Average wind speed (m/s) at hub | | 6.29 | | 6.83 | | 6.83 | | | | |
| Energy output (MWh/year) | | 937.01 | | 3649.98 | | 3649.98 | | | | |
| WT Investment cost (DKK/kWh) | | 0.26 | | 0.18 | | 0.16 | | | | |
| Other invest cost (DKK/kWh) | | 0.08 | | 0.06 | | 0.05 | | | | |
| O&M cost (DKK/kWh) | | 0.08 | | 0.06 | | 0.04 | | | | |
| Total cost (DKK/kWh) | | 0.43 | | 0.30 | | 0.26 | | | | |
| Annuity | | 10.59 | | 10.59 | | 10.59 | | | | |
| Hours per year | | 8760.00 | | 8760.00 | | 8760.00 | | | | |
| Standard air density (kg/m ³) | | 1.23 | | 1.23 | | 1.23 | | | | |
| Measurement height (m) | | 50.00 | | 50.00 | | 50.00 | | | | |
| Weibull scale (m/s) | | 7.50 | | 7.50 | | 7.50 | | | | |
| Weibull shape | | 2.00 | | 2.00 | | 2.00 | | | | |
| Weibull scale, hub (m/s) | | 7.10 | | 7.70 | | 7.70 | | | | |
| | | P (kW) | Cp (%) | f (%) | P (kW) | Cp (%) | f (%) | P (kW) | Cp (%) | f (%) |
| 1.00 | | 0.00 | 0.00 | 3.89 | 0.00 | 0.00 | 3.31 | 0.00 | 0.00 | 3.31 |
| 2.00 | | 0.00 | 0.00 | 7.33 | 0.00 | 0.00 | 6.30 | 0.00 | 0.00 | 6.30 |
| 3.00 | | 0.00 | 0.00 | 9.95 | 0.00 | 0.00 | 8.69 | 0.00 | 0.00 | 8.69 |
| 4.00 | | 0.00 | 0.00 | 11.55 | 0.00 | 0.00 | 10.30 | 0.00 | 0.00 | 10.30 |
| 5.00 | | 17.6 | 21.38 | 12.08 | 115.93 | 40.38 | 11.06 | 115.93 | 40.38 | 11.06 |
| 6.00 | | 49.8 | 35.01 | 11.65 | 217.73 | 43.88 | 11.02 | 217.73 | 43.88 | 11.02 |
| 7.00 | | 92.2 | 40.82 | 10.51 | 345.76 | 43.89 | 10.33 | 345.76 | 43.89 | 10.33 |
| 8.00 | | 144.4 | 42.83 | 8.92 | 497.4 | 42.29 | 9.17 | 497.4 | 42.29 | 9.17 |
| 9.00 | | 205.5 | 42.80 | 7.16 | 672.61 | 40.17 | 7.75 | 672.61 | 40.17 | 7.75 |
| 10.00 | | 274 | 41.61 | 5.46 | 863.12 | 37.58 | 6.25 | 863.12 | 37.58 | 6.25 |
| 11.00 | | 346.8 | 39.56 | 3.96 | 1058.67 | 34.63 | 4.83 | 1058.67 | 34.63 | 4.83 |
| 12.00 | | 417 | 36.64 | 2.74 | 1233.12 | 31.07 | 3.57 | 1233.12 | 31.07 | 3.57 |
| 13.00 | | 475.2 | 32.84 | 1.81 | 1361.31 | 26.98 | 2.54 | 1361.31 | 26.98 | 2.54 |
| 14.00 | | 517.4 | 28.63 | 1.14 | 1444.23 | 22.91 | 1.74 | 1444.23 | 22.91 | 1.74 |
| 15.00 | | 541.5 | 24.36 | 0.69 | 1483.52 | 19.14 | 1.14 | 1483.52 | 19.14 | 1.14 |
| 16.00 | | 549 | 20.35 | 0.40 | 1497.51 | 15.92 | 0.72 | 1497.51 | 15.92 | 0.72 |
| 17.00 | | 540.2 | 16.70 | 0.22 | 1471.24 | 13.04 | 0.44 | 1471.24 | 13.04 | 0.44 |
| 18.00 | | 518.2 | 13.49 | 0.12 | 1427.49 | 10.66 | 0.26 | 1427.49 | 10.66 | 0.26 |
| 19.00 | | 495 | 10.96 | 0.06 | 1364.53 | 8.66 | 0.15 | 1364.53 | 8.66 | 0.15 |
| 20.00 | | 479.7 | 9.11 | 0.03 | 1302.75 | 7.09 | 0.08 | 1302.75 | 7.09 | 0.08 |
| 21.00 | | 473.3 | 7.76 | 0.01 | 1252.31 | 5.89 | 0.04 | 1252.31 | 5.89 | 0.04 |
| 22.00 | | 473.7 | 6.76 | 0.01 | 1225.47 | 5.01 | 0.02 | 1225.47 | 5.01 | 0.02 |
| 23.00 | | 480 | 5.99 | 0.00 | 1216.76 | 4.35 | 0.01 | 1216.76 | 4.35 | 0.01 |
| 24.00 | | 491.1 | 5.39 | 0.00 | 1228.22 | 3.87 | 0.00 | 1228.22 | 3.87 | 0.00 |
| 25.00 | | 504.7 | 4.90 | 0.00 | 1252.15 | 3.49 | 0.00 | 1252.15 | 3.49 | 0.00 |
| 26.00 | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 27.00 | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 28.00 | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 29.00 | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 30.00 | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | | | 99.67 | | | 99.72 | | | 99.72 |

1.2 Teknologisk udvikling

| 1,5 MW Landplacerede vindmøller | | | Teknologisk udvikling | | | | | | | | | |
|---|--------------------|--------|-----------------------|---------------------------|--------|--------|---------------------------|--------|--------|-------|------|--|
| År | 1995 | | | 2005 | | | 2020 | | | | | |
| Anlægstype | Enkelt el. klynge | | | Enkelt el. klynge | | | Enkelt el. klynge | | | | | |
| Placering | Ruhedsklasse 1,5 | | | Ruhedsklasse 1,5 | | | Ruhedsklasse 1,5 | | | | | |
| Møllekoncept | Traditionelt dansk | | | Var. omdrj., pitch, flex. | | | Var. omdrj., pitch, flex. | | | | | |
| Discount rate (%) | 7.00 | | | 7.00 | | | 7.00 | | | | | |
| Lifetime | 20.00 | | | 20.00 | | | 20.00 | | | | | |
| WT Investment (DKK/kW) | 5200.00 | | | 4446.00 | | | 3744.00 | | | | | |
| Other invest (DKK/kW) | 1680.00 | | | 1200.00 | | | 1000.00 | | | | | |
| O&M of WT invest (%) | | | | | | | | | | | | |
| Rated capacity (kW) | 500.00 | | | 1500.00 | | | 1500.00 | | | | | |
| Rotor diameter (m) | 37.00 | | | 69.10 | | | 69.10 | | | | | |
| Hub height (m) | 35.00 | | | 60.00 | | | 60.00 | | | | | |
| Availability factor | 0.99 | | | 0.99 | | | 0.99 | | | | | |
| Roughness length (m) | 0.06 | | | 0.06 | | | 0.06 | | | | | |
| Average wind speed (m/s) at hub | 6.29 | | | 6.83 | | | 6.83 | | | | | |
| Energy output (MWh/year) | 937.01 | | | 3833.74 | | | 3833.74 | | | | | |
| WT Investment cost (DKK/kWh) | 0.26 | | | 0.16 | | | 0.14 | | | | | |
| Other invest cost (DKK/kWh) | 0.08 | | | 0.04 | | | 0.04 | | | | | |
| O&M cost (DKK/kWh) | 0.08 | | | 0.05 | | | 0.03 | | | | | |
| Total cost (DKK/kWh) | 0.43 | | | 0.26 | | | 0.21 | | | | | |
| Annuity | 10.59 | | | 10.59 | | | 10.59 | | | | | |
| Hours per year | 8760.00 | | | 8760.00 | | | 8760.00 | | | | | |
| Standard air density (kg/m ³) | 1.23 | | | 1.23 | | | 1.23 | | | | | |
| Measurement height (m) | 50.00 | | | 50.00 | | | 50.00 | | | | | |
| Weibull scale (m/s) | 7.50 | | | 7.50 | | | 7.50 | | | | | |
| Weibull shape | 2.00 | | | 2.00 | | | 2.00 | | | | | |
| Weibull scale, hub (m/s) | 7.10 | | | 7.70 | | | 7.70 | | | | | |
| | | P (kW) | Cp (%) | f (%) | P (kW) | Cp (%) | f (%) | P (kW) | Cp (%) | f (%) | | |
| 1.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 3.89 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 3.31 | 0.00 | 0.00 | 3.31 | |
| 2.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 7.33 | 0.00 | 0.00 | 6.30 | 0.00 | 0.00 | 6.30 | | |
| 3.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 9.95 | 0.00 | 0.00 | 8.69 | 0.00 | 0.00 | 8.69 | | |
| 4.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 11.55 | 0.00 | 0.00 | 10.30 | 0.00 | 0.00 | 10.30 | | |
| 5.00 | 17.6 | 21.38 | 12.08 | 125.78 | 43.81 | 11.06 | 125.78 | 43.81 | 11.06 | 11.06 | | |
| 6.00 | 49.8 | 35.01 | 11.65 | 220.69 | 44.48 | 11.02 | 220.69 | 44.48 | 11.02 | 11.02 | | |
| 7.00 | 92.2 | 40.82 | 10.51 | 353.17 | 44.83 | 10.33 | 353.17 | 44.83 | 10.33 | 10.33 | | |
| 8.00 | 144.4 | 42.83 | 8.92 | 523.71 | 44.53 | 9.17 | 523.71 | 44.53 | 9.17 | 9.17 | | |
| 9.00 | 205.5 | 42.80 | 7.16 | 722.99 | 43.18 | 7.75 | 722.99 | 43.18 | 7.75 | 7.75 | | |
| 10.00 | 274 | 41.61 | 5.46 | 933.48 | 40.64 | 6.25 | 933.48 | 40.64 | 6.25 | 6.25 | | |
| 11.00 | 346.8 | 39.56 | 3.96 | 1130.55 | 36.98 | 4.83 | 1130.55 | 36.98 | 4.83 | 4.83 | | |
| 12.00 | 417 | 36.64 | 2.74 | 1293.18 | 32.58 | 3.57 | 1293.18 | 32.58 | 3.57 | 3.57 | | |
| 13.00 | 475.2 | 32.84 | 1.81 | 1403.4 | 27.81 | 2.54 | 1403.4 | 27.81 | 2.54 | 2.54 | | |
| 14.00 | 517.4 | 28.63 | 1.14 | 1474.62 | 23.40 | 1.74 | 1474.62 | 23.40 | 1.74 | 1.74 | | |
| 15.00 | 541.5 | 24.36 | 0.69 | 1500 | 19.35 | 1.14 | 1500 | 19.35 | 1.14 | 1.14 | | |
| 16.00 | 549 | 20.35 | 0.40 | 1500 | 15.94 | 0.72 | 1500 | 15.94 | 0.72 | 0.72 | | |
| 17.00 | 540.2 | 16.70 | 0.22 | 1500 | 13.29 | 0.44 | 1500 | 13.29 | 0.44 | 0.44 | | |
| 18.00 | 518.2 | 13.49 | 0.12 | 1500 | 11.20 | 0.26 | 1500 | 11.20 | 0.26 | 0.26 | | |
| 19.00 | 495 | 10.96 | 0.06 | 1500 | 9.52 | 0.15 | 1500 | 9.52 | 0.15 | 0.15 | | |
| 20.00 | 479.7 | 9.11 | 0.03 | 1500 | 8.16 | 0.08 | 1500 | 8.16 | 0.08 | 0.08 | | |
| 21.00 | 473.3 | 7.76 | 0.01 | 1500 | 7.05 | 0.04 | 1500 | 7.05 | 0.04 | 0.04 | | |
| 22.00 | 473.7 | 6.76 | 0.01 | 1500 | 6.13 | 0.02 | 1500 | 6.13 | 0.02 | 0.02 | | |
| 23.00 | 480 | 5.99 | 0.00 | 1500 | 5.37 | 0.01 | 1500 | 5.37 | 0.01 | 0.01 | | |
| 24.00 | 491.1 | 5.39 | 0.00 | 1500 | 4.72 | 0.00 | 1500 | 4.72 | 0.00 | 0.00 | | |
| 25.00 | 504.7 | 4.90 | 0.00 | 1500 | 4.18 | 0.00 | 1500 | 4.18 | 0.00 | 0.00 | | |
| 26.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | | |
| 27.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | | |
| 28.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | | |
| 29.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | | |
| 30.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | | |
| | | | | 99.67 | | | 99.72 | | | 99.72 | | |

B Beregninger for 2.5 MW havplacerede vindmøller

1.1 Normal udvikling

| 2,5 MW Havplacerede vindmøller | | | | Normal udvikling | | | | | | |
|--------------------------------|-------|--------------------|--------|---------------------------|---------|---------------------------|-------|---------|--------|-------|
| Ar | | 1995 | | 2005 | | 2020 | | | | |
| Anlægstype | | 5 MW (10x500kW) | | 250 MW (100x2500kW) | | 250 MW(100x2500kW) | | | | |
| Placering | | Vindeby | | Horns Rev; tæt ved kysten | | Horns Rev; tæt ved kysten | | | | |
| Mølletype | | Traditionelt dansk | | Traditionelt dansk | | Traditionelt dansk | | | | |
| Discount rate (%) | | 7.00 | | 7.00 | | 7.00 | | | | |
| Lifetime | | 20.00 | | 20.00 | | 20.00 | | | | |
| WT Investment (DKK/kW) | | 5200.00 | | 4420.00 | | 3978.00 | | | | |
| Other invest (DKK/kW) | | 9000.00 | | 6000.00 | | 4500.00 | | | | |
| O&M of WT invest (%) | | | | | | | | | | |
| Rated capacity (kW) | | 500.00 | | 2500.00 | | 2500.00 | | | | |
| Rotor diameter (m) | | 37.00 | | 89.20 | | 89.20 | | | | |
| Hub height (m) | | 35.00 | | 80.00 | | 80.00 | | | | |
| Availability factor | | 0.99 | | 0.99 | | 0.99 | | | | |
| Roughness length (m) | | 0.00 | | 0.00 | | 0.00 | | | | |
| Average wind speed (m/s) | | 8.14 | | 8.78 | | 8.78 | | | | |
| Energy output (MWh/year) | | 1623.17 | | 9598.47 | | 9598.47 | | | | |
| WT Investment cost (DKK/kWh) | | 0.15 | | 0.11 | | 0.10 | | | | |
| Other invest cost (DKK/kWh) | | 0.26 | | 0.15 | | 0.11 | | | | |
| O&M cost (DKK/kWh) | | 0.10 | | 0.08 | | 0.06 | | | | |
| Total cost (DKK/kWh) | | 0.51 | | 0.34 | | 0.27 | | | | |
| Annuity | | 10.59 | | 10.59 | | 10.59 | | | | |
| Hours per year | | 8760.00 | | 8760.00 | | 8760.00 | | | | |
| Standard air density (kg/m3) | | 1.23 | | 1.23 | | 1.23 | | | | |
| Measurement height (m) | | 50.00 | | 50.00 | | 50.00 | | | | |
| Weibull scale (m/s) | | 9.50 | | 9.50 | | 9.50 | | | | |
| Weibull shape | | 2.12 | | 2.12 | | 2.12 | | | | |
| Weibull scale, hub (m/s) | | 9.19 | | 9.91 | | 9.91 | | | | |
| | | P (kW) | Cp (%) | f (%) | P (kW) | Cp (%) | f (%) | P (kW) | Cp (%) | f (%) |
| | 1.00 | 0.00 | 0.00 | 1.91 | 0.00 | 0.00 | 1.63 | 0.00 | 0.00 | 1.63 |
| | 2.00 | 0.00 | 0.00 | 4.02 | 0.00 | 0.00 | 3.44 | 0.00 | 0.00 | 3.44 |
| | 3.00 | 0.00 | 0.00 | 6.00 | 0.00 | 0.00 | 5.18 | 0.00 | 0.00 | 5.18 |
| | 4.00 | 0.00 | 0.00 | 7.66 | 0.00 | 0.00 | 6.69 | 0.00 | 0.00 | 6.69 |
| | 5.00 | 17.6 | 21.38 | 8.87 | 192.8 | 40.30 | 7.86 | 192.8 | 40.30 | 7.86 |
| | 6.00 | 49.8 | 35.01 | 9.55 | 363.66 | 43.99 | 8.63 | 363.66 | 43.99 | 8.63 |
| | 7.00 | 92.2 | 40.82 | 9.70 | 589.88 | 44.93 | 8.98 | 589.88 | 44.93 | 8.98 |
| | 8.00 | 144.4 | 42.83 | 9.38 | 862.29 | 44.00 | 8.92 | 862.29 | 44.00 | 8.92 |
| | 9.00 | 205.5 | 42.80 | 8.66 | 1169.1 | 41.90 | 8.50 | 1169.1 | 41.90 | 8.50 |
| | 10.00 | 274 | 41.61 | 7.67 | 1502.21 | 39.25 | 7.80 | 1502.21 | 39.25 | 7.80 |
| | 11.00 | 346.8 | 39.56 | 6.52 | 1835.41 | 36.03 | 6.91 | 1835.41 | 36.03 | 6.91 |
| | 12.00 | 417 | 36.64 | 5.35 | 2131.24 | 32.22 | 5.91 | 2131.24 | 32.22 | 5.91 |
| | 13.00 | 475.2 | 32.84 | 4.22 | 2322.96 | 27.62 | 4.90 | 2322.96 | 27.62 | 4.90 |
| | 14.00 | 517.4 | 28.63 | 3.22 | 2440.71 | 23.24 | 3.94 | 2440.71 | 23.24 | 3.94 |
| | 15.00 | 541.5 | 24.36 | 2.36 | 2498.46 | 19.34 | 3.07 | 2498.46 | 19.34 | 3.07 |
| | 16.00 | 549 | 20.35 | 1.68 | 2495.15 | 15.92 | 2.32 | 2495.15 | 15.92 | 2.32 |
| | 17.00 | 540.2 | 16.70 | 1.15 | 2429.4 | 12.92 | 1.70 | 2429.4 | 12.92 | 1.70 |
| | 18.00 | 518.2 | 13.49 | 0.76 | 2317.68 | 10.38 | 1.21 | 2317.68 | 10.38 | 1.21 |
| | 19.00 | 495 | 10.96 | 0.49 | 2200.92 | 8.38 | 0.83 | 2200.92 | 8.38 | 0.83 |
| | 20.00 | 479.7 | 9.11 | 0.30 | 2091.8 | 6.83 | 0.56 | 2091.8 | 6.83 | 0.56 |
| | 21.00 | 473.3 | 7.76 | 0.18 | 2020.41 | 5.70 | 0.37 | 2020.41 | 5.70 | 0.37 |
| | 22.00 | 473.7 | 6.76 | 0.11 | 1984.19 | 4.87 | 0.23 | 1984.19 | 4.87 | 0.23 |
| | 23.00 | 480 | 5.99 | 0.06 | 1974.78 | 4.24 | 0.14 | 1974.78 | 4.24 | 0.14 |
| | 24.00 | 491.1 | 5.39 | 0.03 | 1987.77 | 3.76 | 0.09 | 1987.77 | 3.76 | 0.09 |
| | 25.00 | 504.7 | 4.90 | 0.02 | 2022.39 | 3.38 | 0.05 | 2022.39 | 3.38 | 0.05 |
| | 26.00 | 0.00 | 0.00 | 0.01 | 0.00 | 0.00 | 0.03 | 0.00 | 0.00 | 0.03 |
| | 27.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.02 | 0.00 | 0.00 | 0.02 |
| | 28.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.01 | 0.00 | 0.00 | 0.01 |
| | 29.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 30.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | | | 99.87 | | | 99.89 | | | 99.89 |

1.2 Teknologisk udvikling

| 2,5 MW Havplacerede vindmøller | | | | Teknologisk udvikling | | | | | | |
|---|--------------------|--------|--------|---------------------------|---------|--------|---------------------------|---------|--------|-------|
| År | 1995 | | | 2005 | | | 2020 | | | |
| Anlægstype | 5 MW (10x500kW) | | | 250 MW (100x2500kW) | | | 250 MW(100x2500kW) | | | |
| Placering | Vindeby | | | Horns Rev; tæt ved kysten | | | Horns Rev; tæt ved kysten | | | |
| Mølletype | Traditionelt dansk | | | Var. omdrj., pitch, flex. | | | Var. omdrj., pitch, flex. | | | |
| Discount rate (%) | 7.00 | | | 7.00 | | | 7.00 | | | |
| Lifetime | 20.00 | | | 20.00 | | | 20.00 | | | |
| WT Investment (DKK/kW) | 5200.00 | | | 4446.00 | | | 3744.00 | | | |
| Other invest (DKK/kW) | 9000.00 | | | 4500.00 | | | 4000.00 | | | |
| O&M of WT invest (%) | | | | | | | | | | |
| Rated capacity (kW) | 500.00 | | | 2500.00 | | | 2500.00 | | | |
| Rotor diameter (m) | 37.00 | | | 89.20 | | | 89.20 | | | |
| Hub height (m) | 35.00 | | | 80.00 | | | 80.00 | | | |
| Availability factor | 0.99 | | | 0.99 | | | 0.99 | | | |
| Roughness length (m) | 0.00 | | | 0.00 | | | 0.00 | | | |
| Average wind speed (m/s) | 8.14 | | | 8.78 | | | 8.78 | | | |
| Energy output (MWh/year) | 1623.17 | | | 9919.97 | | | 9919.97 | | | |
| WT Investment cost (DKK/kWh) | 0.15 | | | 0.11 | | | 0.09 | | | |
| Other invest cost (DKK/kWh) | 0.26 | | | 0.11 | | | 0.10 | | | |
| O&M cost (DKK/kWh) | 0.10 | | | 0.07 | | | 0.05 | | | |
| Total cost (DKK/kWh) | 0.51 | | | 0.28 | | | 0.23 | | | |
| Annuity | 10.59 | | | 10.59 | | | 10.59 | | | |
| Hours per year | 8760.00 | | | 8760.00 | | | 8760.00 | | | |
| Standard air density (kg/m ³) | 1.23 | | | 1.23 | | | 1.23 | | | |
| Measurement height (m) | 50.00 | | | 50.00 | | | 50.00 | | | |
| Weibull scale (m/s) | 9.50 | | | 9.50 | | | 9.50 | | | |
| Weibull shape | 2.12 | | | 2.12 | | | 2.12 | | | |
| Weibull scale, hub (m/s) | 9.19 | | | 9.91 | | | 9.91 | | | |
| | | P (kW) | Cp (%) | f (%) | P (kW) | Cp (%) | f (%) | P (kW) | Cp (%) | f (%) |
| 1.00 | | 0.00 | 0.00 | 1.91 | 0.00 | 0.00 | 1.63 | 0.00 | 0.00 | 1.63 |
| 2.00 | | 0.00 | 0.00 | 4.02 | 0.00 | 0.00 | 3.44 | 0.00 | 0.00 | 3.44 |
| 3.00 | | 0.00 | 0.00 | 6.00 | 0.00 | 0.00 | 5.18 | 0.00 | 0.00 | 5.18 |
| 4.00 | | 0.00 | 0.00 | 7.66 | 0.00 | 0.00 | 6.69 | 0.00 | 0.00 | 6.69 |
| 5.00 | | 17.6 | 21.38 | 8.87 | 205.74 | 43.00 | 7.86 | 205.74 | 43.00 | 7.86 |
| 6.00 | | 49.8 | 35.01 | 9.55 | 370.6 | 44.83 | 8.63 | 370.6 | 44.83 | 8.63 |
| 7.00 | | 92.2 | 40.82 | 9.70 | 596.41 | 45.43 | 8.98 | 596.41 | 45.43 | 8.98 |
| 8.00 | | 144.4 | 42.83 | 9.38 | 884.44 | 45.13 | 8.92 | 884.44 | 45.13 | 8.92 |
| 9.00 | | 205.5 | 42.80 | 8.66 | 1218.48 | 43.67 | 8.50 | 1218.48 | 43.67 | 8.50 |
| 10.00 | | 274 | 41.61 | 7.67 | 1574.98 | 41.15 | 7.80 | 1574.98 | 41.15 | 7.80 |
| 11.00 | | 346.8 | 39.56 | 6.52 | 1909.57 | 37.48 | 6.91 | 1909.57 | 37.48 | 6.91 |
| 12.00 | | 417 | 36.64 | 5.35 | 2181.24 | 32.98 | 5.91 | 2181.24 | 32.98 | 5.91 |
| 13.00 | | 475.2 | 32.84 | 4.22 | 2366.09 | 28.14 | 4.90 | 2366.09 | 28.14 | 4.90 |
| 14.00 | | 517.4 | 28.63 | 3.22 | 2454.38 | 23.37 | 3.94 | 2454.38 | 23.37 | 3.94 |
| 15.00 | | 541.5 | 24.36 | 2.36 | 2486.58 | 19.25 | 3.07 | 2486.58 | 19.25 | 3.07 |
| 16.00 | | 549 | 20.35 | 1.68 | 2500 | 15.95 | 2.32 | 2500 | 15.95 | 2.32 |
| 17.00 | | 540.2 | 16.70 | 1.15 | 2500 | 13.29 | 1.70 | 2500 | 13.29 | 1.70 |
| 18.00 | | 518.2 | 13.49 | 0.76 | 2500 | 11.20 | 1.21 | 2500 | 11.20 | 1.21 |
| 19.00 | | 495 | 10.96 | 0.49 | 2500 | 9.52 | 0.83 | 2500 | 9.52 | 0.83 |
| 20.00 | | 479.7 | 9.11 | 0.30 | 2500 | 8.16 | 0.56 | 2500 | 8.16 | 0.56 |
| 21.00 | | 473.3 | 7.76 | 0.18 | 2500 | 7.05 | 0.37 | 2500 | 7.05 | 0.37 |
| 22.00 | | 473.7 | 6.76 | 0.11 | 2500 | 6.13 | 0.23 | 2500 | 6.13 | 0.23 |
| 23.00 | | 480 | 5.99 | 0.06 | 2500 | 5.37 | 0.14 | 2500 | 5.37 | 0.14 |
| 24.00 | | 491.1 | 5.39 | 0.03 | 2500 | 4.72 | 0.09 | 2500 | 4.72 | 0.09 |
| 25.00 | | 504.7 | 4.90 | 0.02 | 2500 | 4.18 | 0.05 | 2500 | 4.18 | 0.05 |
| 26.00 | | 0.00 | 0.00 | 0.01 | 0.00 | 0.00 | 0.03 | 0.00 | 0.00 | 0.03 |
| 27.00 | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.02 | 0.00 | 0.00 | 0.02 |
| 28.00 | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.01 | 0.00 | 0.00 | 0.01 |
| 29.00 | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 30.00 | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | | | 99.87 | | | 99.89 | | | 99.89 |

Bibliographic Data Sheet**Risø-R-829(DK)**

Title and author(s)

Estimation of the future advances of wind power technology (in Danish)

Per D. Andersen og Peter Fuglsang

ISBN
87-550-2083-6**ISSN**
0106-2840

Dept. or group
Test Station for Wind Turbines
Dept. of Meteorology and Wind Energy**Date**
March 1996

Groups own reg. number(s)**Project/contract No.**

| Pages | Tables | Illustrations | References |
|-------|--------|---------------|------------|
| 48 | 17 | 7 | 25 |

Abstract (Max. 2000 char)

The report estimates the future advances of wind power technology.

Two trajectories are considered and described: a normal (business as usual) trajectory and a technology trajectory.

Two types of plants are considered: 1500 kW turbines on land (roughness class 1.5) in small groups and 2500 kW turbines in large off-shore wind farms. In both cases cost of energy (in DKK/kWh) is estimated to be approximately halved during the next 25 year.

For wind turbines in flat terrain cost is estimated to decrease from an average in 1995 of 0.43 DKK/kWh to an average in 2020 of 0.26 DKK/kWh on a normal trajectory and 0.21 DKK/kWh on a technology trajectory.

For large off-shore (near coast) wind farms cost is estimated to decrease from an average in 1995 of 0.51 DKK/kWh to an average in 2020 of 0.27 DKK/kWh on a normal trajectory and 0.23 DKK/kWh on a technology trajectory.

Increase in the total market volume for wind turbines is estimated as the most important factor for cost reductions. The market is anticipated to follow the most conservative scenario of World Energy Council (180,000 MW by 2020).

Descriptors INIS/EDB**ECONOMICAL ANALYSIS; FORECASTING; OFFSHORE SITES;
POWER GENERATION; TECHNOLOGY ASSESSMENT;
WIND POWER INDUSTRY.**

Available on request from:Information Service Department, Risø National Laboratory
(Afdelingen for Informationsservice, Forskningscenter Risø)
P.O. Box 49, DK-4000 Roskilde, Denmark
Phone (+45) 46 77 46 77, ext. 4004/4005 • Telex 43 116 • Fax (+45) 46 75 56 27