



BEA-APP
BALTIC ENERGY AREAS
A PLANNING PERSPECTIVE

Interreg
Baltic Sea Region



EUROPEAN UNION
EUROPEAN
REGIONAL
DEVELOPMENT
FUND



Case study

Køge Windmill

Offshore / Onshore windmill project

Case study in BEA-APP

Baltic Energy Areas • A Planning Perspective

Pre-feasibility study

Wind Mills at a new pier in Køge harbor

Proposals for establishing wind turbines in the harbor in Køge

Cristina Landt & Tyge Kjær
Department of People and Technology
Roskilde University

1. Introduction

Wind turbines are the most effective way to increase the share of renewable energy. Generally, the wind turbines have great potential and are the most economical way of producing renewable electricity.

The importance of the wind turbines for the future conversion to renewable energy is reflected in of energy agreement between the parliamentary parties. Up to year 2020, 1,000

Wind mills at the pier in Køge Harbor

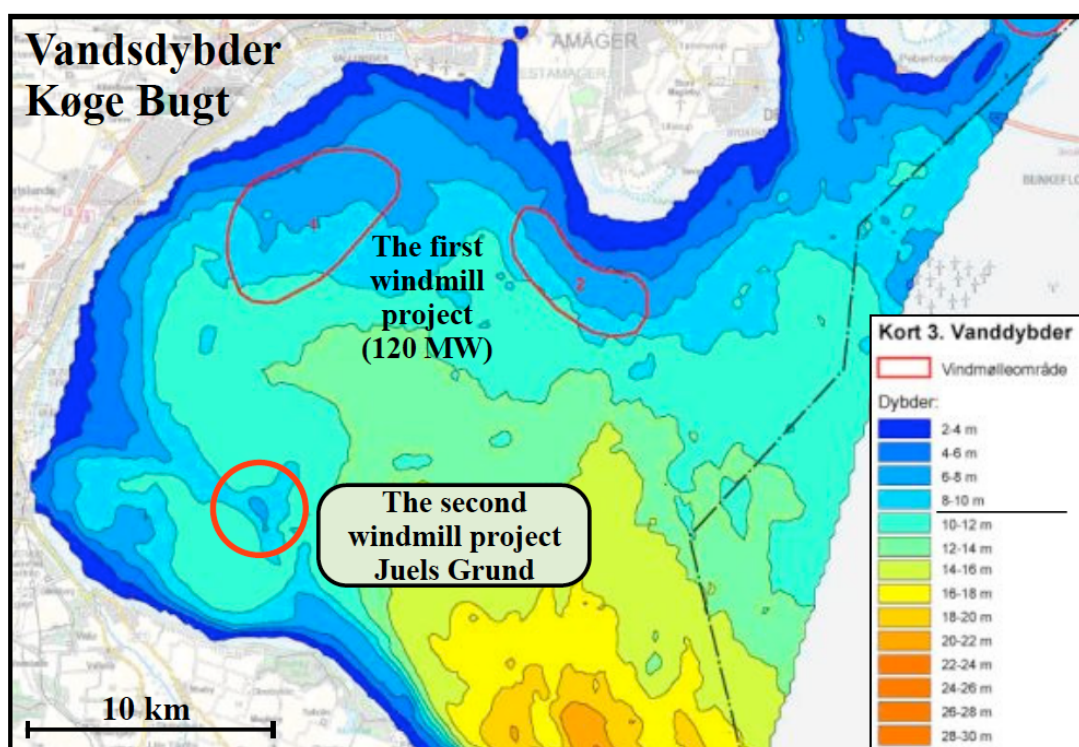
MW of wind turbines and 500 MW of coastal wind turbines will be established, as well as 1,800 MW of land turbines, where 1.300 MW of existing land turbines are expected to be closed down during the same period.¹ In general, the expectation is thus a construction of 3,300 MW wind turbines is up to 2020.

Since the political agreement in 2012, there have been activities on three different wind turbine projects in the Køge area:

- **The first project:** Coastal seawater mills in the upper part of Køge Bay (see map below). There was no agreement between the involved four municipalities (the municipality of Greve, Solrød, Køge and Stevns). Expected capacity: Up to 130 MW.
- **The second project:** Coastal wind turbines in the southern part of Køge Bay. This project was not considered sufficiently attractive of the involved three municipalities (the municipality of Solrød, Køge and Stevns). Expected capacity: Between 10.8-21.6 MW
- **The third and present project:** Coastal wind turbines on the new (not yet built) pier at Køge Harbor. Expected capacity: 10.8 MW.

The third projects are the windmill project case in the BEA-APP project. Water depth is of major importance to the projects' finances. The ideal water depth should not be more than 10 meters. The conditions are set out in the following overview:

Figure 1. Water depth and location of proposal for coastal sea windmill project in Køge Bay.



There was no agreement for the above project from different reasons But there was a wish to work with the establishment of large wind turbines (sea wind turbines) at the port of Kø-

¹ Jvf. Aftale mellem regeringen (Socialdemokraterne, Det Radikale Venstre, Socialistisk Folkeparti) og Venstre, Dansk Folkeparti, Enhedslisten og Det Konservative Folkeparti om den danske energipolitik 2012-2020. Den 22. marts 2012, s. 2-3.

ge. Here it is possible to set up large wind turbines and thereby achieve the economic benefits associated with the up scaling of the wind turbines as illustrated with the figure below.

Figure 2. The third wind mill project: Coastal wind turbines on the new pier at Køge Harbor.



Below follows the project description and the main document presented to various stakeholders. The project description is in Danish. The stakeholders involved are as follows: Local Agenda 21 Council (politicians and interested citizens), representatives from Køge Municipality administration, local residents from the Køge area and Roskilde University acting as project developer.

A feasibility study has now been prepared (see below) and has been presented to the various stakeholders. The further processes consists in contributing to the assessment of various financing options, and in contributing to the environmental approval of the plant (local plan and EIA in particular).

It should be mentioned that a local election (election of municipal council) has put the process in motion, but the election is now over. It should also be mentioned that the subsidy schemes for wind turbines has been changed from 2018, which could possibly lead to difficulties in implementing the project in the near future.

Wind turbine project description follows below in Danish.

Pre-feasibility undersøgelse

Vindmøller på molen

Forslag til etablering af vindmøller på molen i Køge

Institut for Mennesker og Teknologi,
Roskilde Universitet

1. Introduktion

Dette papir er et led i en undersøgelse af placeringsmuligheder for vindmøller i Køge Kommune. Denne undersøgelse handler om placering af vindmøller på den kommende Nordmole ved Køge Havn.

Der har tidligere været udviklet et projekt for molen. Et lidt større projekt end der foreslås her. Der er tidligere udarbejdet et forslag til Kommuneplanstillæg, Lokalplan og VVM for placeringen af fire møller på både nordmolen (3 møller) og på syd molen (1 mølle). Se oversigten nedenfor:

Figur 3. The første vindmølle projekt på molen i Køge (fra 2013).



Ideen med dette forslag er at genvurdere projektet med udgangspunkt i færre møller, nemlig kun tre møller på Nordmolen på de aktuelle økonomiske vilkår. I det tidligere projektforslag blev der regnet på 3-6 møller. I øvrigt henvises der til den tidligere nævnte meget grundige undersøgelse.²

² Jvf. Lokalplanforslag 1039 for vindmøller på Køge Havn, Kommuneplantillæg nr. 12 samt VVM-redegørelse; Køge Kommune, september 2013. I materialet er indeholdt følgende dokument: VVM-redegørelse og miljøvurdering. Vindmøller på Køge Havn; Køge Kommune, Juni 2013.

I denne undersøgelsen har vi valgt færre møller (kun på Nordmolen) og vurderet forskellige møllestørrelser, som samlet set betyder en reduktion af de miljøeffekter, som blev belyst i den nævnte VVM, bl.a. støj og lysglimt. Denne undersøgelse omfatter tre forskellige mulige mølleprojekter i på Nordmolen:

- Tre vindmøller med en højde på 125 meter (normal afstandskrav på 500 meter) med en samlet kapacitet på 10,35 MW. Se bilag 1.
- Fire vindmøller med en højde på 150 meter (normal afstandskrav på 600 meter) med en samlet kapacitet på 10,35 MW. Se bilag 2.
- To vindmøller med en højde på 150 meter (normal afstandskrav på 600 meter) med en samlet kapacitet på 10,8 MW. Se bilag 3.

Det bemærkes at alle de forslåede projekter opfylder afstandskravet til bebyggelse, hvor kravet er 4 gange møllehøjden.

2. Anlægsinvesteringer og økonomi i de tre mølleprojekter

I bilag 1-3 er der gennemført en række beregninger på de tre ovenfor nævnte mølleprojekter. De vigtigste forudsætninger og resultaterne kan sammenfattes i følgende tabel:

Tabel 1. Aktuelle projektmuligheder på molen i Køge havn. Forskellige størrelser af vindmøller. Anlæg og forventet driftsresultat.

	Første projekt Bilag 1	Andet projekt Bilag 2	Tredje projekt Bilag 3
Antal møller:	3 møller	3 møller	3 møller
Højde:	125 meter	150 meter	140-150 meter
Kapacitet:	10,35 MW	10,35 MW	10,8 MW
Anlægsinvestering:	82,8 mio. kr	82,8 mio. kr	86,4 mio. kr
Fulldlasttimer:	2.223 timer/år	3.155 timer/år	2.532 timer/år
Årlig produktion:	23.013 MWh	32.654 MWh	25.978 MWh
Driftsresultat:*	0,8 mio. kr	2,7 mio. kr	1,0 mio. kr
Produktion/anlæg**	278 MWh/anlæg	393 MWh/anlæg	301 MWh/anlæg

Note: *) Driftsresultatet er beregnet som gennemsnitsdriftsresultat over hele møllernes levetid, og beregnet i faste priser. Det faktiske driftsresultat vil se anderledes ud, især i begyndelsen som følge af tilskudssystemets indretning (bl.a. tidsbegrænset tilskud i de første 6.600 driftstimer). Beregningen i faste priser betyder også, at inflationsgevinsten ikke er indregnet.

**) Produktion/anlæg er en indikator for kapitaleffektivitet, idet den udtrykker forholdet mellem investering i millioner kr. i forhold til den årlige produktion i MWh.

Oversigten viser, at den bedste økonomi opnås ved at opstille de høje møller på 150 meter i projekt 2. De lavere møller giver mindre økonomi; det gælder både projektforslaget med de tre Vestas møller i bilag 1 og de tre Siemens møller i bilag 3.

Det vigtige nøgletal til vurderingen af vindmølle-projektet er, hvor meget energi, der bliver produceret pr. anlægskronerne. Det andet projekt (bilag 2) er ubetinget det bedste projekt med forventet 393 MWh pr 1 million kroner i investering. Det tredje projekt (Siemens møllerne) er næstbedst med 301 MWh pr én million investeret kroner. For det første projekt (bilag 1) er produktionen kun 278 MWh pr investeret million.

Møllerne har en levetid på 20-25 år. Der kan være stor usikkerhed om afregnings- og tilskudsvilkår så langt frem. Men man skaffer sig den bedste basis for at modstå negative udviklinger ved at vælge projekter med størst mulig ydelse pr. investeret kroner.

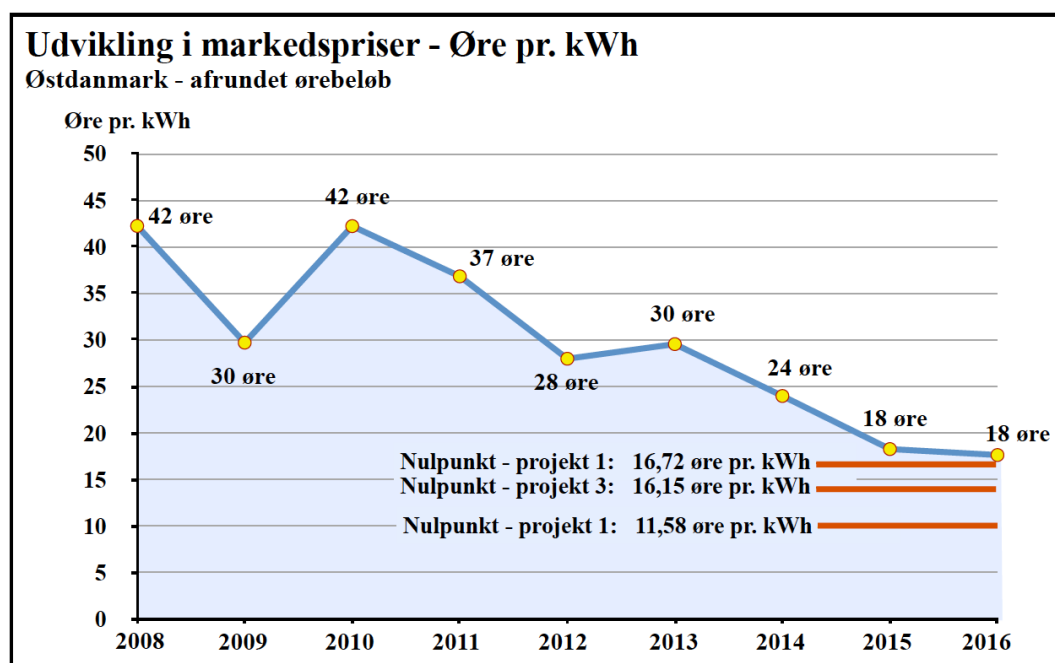
3. Risikovurdering

Der er i bilag 1-3 foretaget en risikovurdering i forhold til følgende parametre: Levealder/-afskrivningsperiode, anlægssum, ydelse og markedsafregningsprisen. Risikovurderingerne viser generelt, at de forskellige risici er godt afdækket. I forhold til de tre projekter er der en rimelig afdækning af risikoen for henholdsvis afkortet afskrivning, forhøjet anlægssum og faldende ydelser, som alle er forhold, der kan tages højde for ved anlæg og drift af møllerne.

Helt det samme er ikke tilfældet for markedsafregningsprisen (spotmarkedsprisen). Prisen på spotmarkedet er en afgørende faktor for fastsættelse af den indtægt, som vindmølleprojektet kan regne med.

Uheldigvis har spotmarkedsprisen bevæget sig nedad over de seneste år - det er tilfældet for både spotmarkedsprisen i det Vestske område (Fyn, Jylland mv.) og for det Østdanske område (Sjælland med øer). For det Østdanske område kan det belyses med oversigten nedenfor:

Figur 4. Afregningspriser – spotmarkedet. Udviklingstendenser i periode 2008-2016.



Tallene er baseret på markedsdata fra Energinet.dk. Figuren viser, at markedsafregningsprisen (spotmarkedsprisen) er faldet fra 42 øre i 2010 til knap 18 øre i 2016. Der er således tale om et fald på godt 58% fra 2010 til 2016. Det skal dog tilføjes, at afregningspriserne har

rettet sig en del i løbet af 2017, således at man kan forvente afregningspriser på mellem 20-22 øre pr. kWh for de kommende år. I bilag 4 er der redegjort nærmere for udviklingen.

Figuren viser også, at nulpunktet på projekt 1 er på 16,72 øre pr. kWh. Med de bestående tilskudsordninger vil mølleprojektet gå i nul, hvis afregningspriserne falder til et årligt gennemsnit på 16,72 øre pr. kWh. Det er en pris, som er relativ tæt på den aktuelle markedspris i begyndelsen af 2016 på 18,09 øre pr. kWh (på figuren er det afrundet til 18 øre pr. kWh).

Projekt 2 (tre Vestas møller på 3,45 MW) er ubetinget det projekt, som giver den største sikkerhed, idet dette projekt kan tåle en markedspris, der går helt ned på **11,58 kr.** pr. kWh-projekt 2 er på 16,31 øre pr. kWh. Projekt 3 med 16,15 øre pr. kWh afregningspris er lidt bedre end det første projekt.

Usikkerheden om udviklingen af markedsafregningspriserne over de kommende år betyder, at det er relevant at øge opmærksomheden på de andre risiko-parametre, hvor især ydelse og anlægssum, herunder årlig produktion i forhold til anlægssum kan være vigtige parametre.

4. Kort sammenfatning

Uanset den faldende markedsafregningspris kan der foreløbig sammenfattes følgende: Der er en god økonomisk/teknisk sammenhæng i alle de tre foreslåede projekter. Det vil alle kunne løbe rundt. Det andet projekt med tre store møller på 150 meter på tilsammen 10,35 MW kapacitet er det projekt, der giver den største sikkerhed – både på kort og på lang sigt.

5. Bilagsoversigt

Bilag 1: Molen i Køge Havn – tre møller på 125 meter, *side 5*

- Projektforslag – udgifter og indtægter, *side 5-6*
- Risikovurdering, *side 6*

Bilag 2: Molen i Køge Havn – tre møller på 150 meter, *side 7*

- Projektforslag – udgifter og indtægter, *side 7-8*
- Risikovurdering, *side 8*

Bilag 3: Molen i Køge Havn – tre møller på 150 meter, *side 9*

- Projektforslag – udgifter og indtægter, *side 9-10*
- Risikovurdering, *side 10*

Bilag 4: Udvikling i markedspriser, *side 11*

Bilag 5: Oversigt over den anvendte mølletype, *side 12*

- Vestas mølle på 3,45 MW med en totalhøjde på 125 meter, V112-3.45 MW

Bilag 6: Oversigt over den anvendte mølletype, *side 13*

- Vestas mølle på 3,45 MW med en totalhøjde på 150 meter, V136-3.45 MW

Bilag 7: Oversigt over den anvendte mølletype, *side 14*

- Simens mølle på 3,60 MW med en totalhøjde på 140-150 meter.

Bilag 1: Molen, Køge - tre møller på 125 meter

1. Det første projektforslag



Tilskud til vindmøllen

Der kan ikke opnås støtte til vindmølleproduktion i hele møllernes levetid. Støtten er opdelt på tre elementer:

- *Tidsbegrænset tilskudelement:* Der ydes støtte til møllens produktion i de første 6.600 driftstimer.
- *Tilskudelement for effektstørrelse:* Der ydes endvidere støtte til en elproduktion på 5,6 MWh pr. kvadratmeter rotorareal.
- *Balanceomkostning tilskudelement:* Der ydes en godtgørelse på 1,8 øre/kWh i hele møllens levetid.

For at kunne beregne økonomien i vindmølleprojektet tages der udgangspunkt i en specifik mølle, nemlig Vestas 3,45 MW mølle (V112-3,45 MW). Møllen har et bestrøget areal for hver mølle på 9.852 m². Se den tekniske beskrivelse i bilag 5.

Forudsætning: 3 vindmøller på 3,45 MW:

Højde - rotordiameter: 112 m, navnhøjde: 69 m:	125 meter
Antal installerede møller:	3 møller
Kapacitet pr. mølle (Vestas, V112-3.45 MW):	3,45 MW
Den samlede kapacitet på anlægget:	10,35 MW
Det samlede bestrøgede areal (11.300 m ² pr. mølle):	33.900 m ²
Anlægspris/stykpris - samlede omkostninger pr. MW:	8 mio. Kr.
Samlede anlægsinvesteringer:	82,8 mio. Kr.
Estimeret antal fuldlast timer:	2.223 timer pr. år
Estimeret produktion årligt - MWh:	23.013 MWh

Årlig udgift:

Drift og vedligeholdelse (6,7 øre pr. kWh) :	1,5 mio.D.kr
Afskrivning og forrentning:	5,3 mio.D.kr
- Forventet levealder:	25 år
- Afskrivningsperiode:	25 år - Pristillægsperioden:
- Forrentning:	4,0% p.a.
	11,2 år

Samlede årlig omkostninger:	6,8 mio.D.kr
-----------------------------	--------------

Omkostninger over hele levetiden:	171,1 mio.D.kr
-----------------------------------	----------------

... fortsætter på næste side

Wind mills at the pier in Køge Harbor

Bilag 1: Molen, Køge - tre møller 125 meter - fortsat

Indtægt over 25 år

Tilskuds-	a) Tilskud til de første 6.600 driftstimer:	68.310 MWh
grundlag	b) Tilskud til 5,6 MWh pr m2 bestrøget areal:	189.840 MWh
	c) Balance på 1,8 øre pr kWh (18 kr pr. MWh):	575.325 MWh

Tilskudet til a) og b) består af et pristillæg på 25 øre pr kWh, dog således at der maksimalt kan opnås en betaling på 58 øre pr kWh (markedspris+tilskud).*

Markedsprisen varierer meget. I det bedste år - for eksempel 2011 - var afregningsprisen på 35,73 øre pr. kWh. Over de senere år har afregningsprisen bevæget sig nedad, således at den i det østdanske område i år svinger mellem 12,6 øre (februar) til 23,9 øre (juni). Denne prisudvikling er af helt afgørende betydning for økonomien i vindmølleanlægget. Der er redegjort nærmere for udviklingen i bilag 4. Her anvendes en pris på 20 øre pr. kWh.

- Afregning sportmarkedspris på 19,95 øre/kWh - hele perioden:	96,2 mio.D.kr
- Tilskud på 25 øre/kWh for a og b tilskuddet:	64,5 mio.D.kr
- Tilskud - balanceringsomkostning på 1,8 øre i hele perioden:	10,4 mio.D.kr

Samlede indtægter:	171,1 mio.D.kr
--------------------	----------------

Samlet resultat før skat over hele perioden:	0,0 mio.D.kr
---	---------------------

Gennemsnitlig årlig driftsresultat før skat:	0,0 mio.D.kr
---	---------------------

*) Tilskuddet på de 25 øre er under forudsætning af, at markedsprisen ikke når op over 33 øre pr. kWh som gennemsnit af spotpriserne i afregningsperioden. Som følge af den lave markedspris vil det næppe være tilfældet. Der beregnes derfor fuld tilskud på de nævnte 25 øre.

2. Risikovurdering

Nulpunkter for de vigtigste parametre:

Levealder: Forudsætning: levealder på 25 år og en afskrivningsperiode på 25 år.

- Afskrivning over 20 år giver resultat på: 0,6 mio.kr
- Afskrivning over 15 år giver resultat på: 0,3 mio. Kr.

Anlægsomkostninger: Anlægsbeløbet har betydning for økonomien. Anlægsomkostningerne er sat til 8 mio. Kr pr. MW. Variationer i anlægsomkostningerne giver følgende resultater:

- 6 mio. Kr. pr. MW: Årlig driftsresultat: 2,1 mio. kr
 - 7 mio. Kr. pr. MW: Årlig driftsresultat: 1,4 mio. kr
 - 8 mio. Kr. pr. MW: Årlig driftsresultat: 0,8 mio. kr
 - 9 mio. Kr. pr. MW: Årlig driftsresultat: 0,1 mio. kr
 - 10 mio. Kr. pr. MW: Årlig driftsresultat: -0,6 mio. kr
- Budgettet går i nul, hvis anlægssummen pr. MW er 9,4 mio. kr.

Ydelse: Den årlige ydelse har også betydning for resultatet:

Ydelsen er estimeret til at være 23.000 MWh pr. År (afrundet).

- Hvis 20.700 MWh/år (÷10%): 0,4 mio. kr
- Hvis 25.300 MWh/år (+10%): 1,1 mio. kr

Budgettet går i nul, hvis ydelsen falder til 19.352 MWh/år, som vil svare til en produktion på kun godt 74% af den anvendte forudsætning.

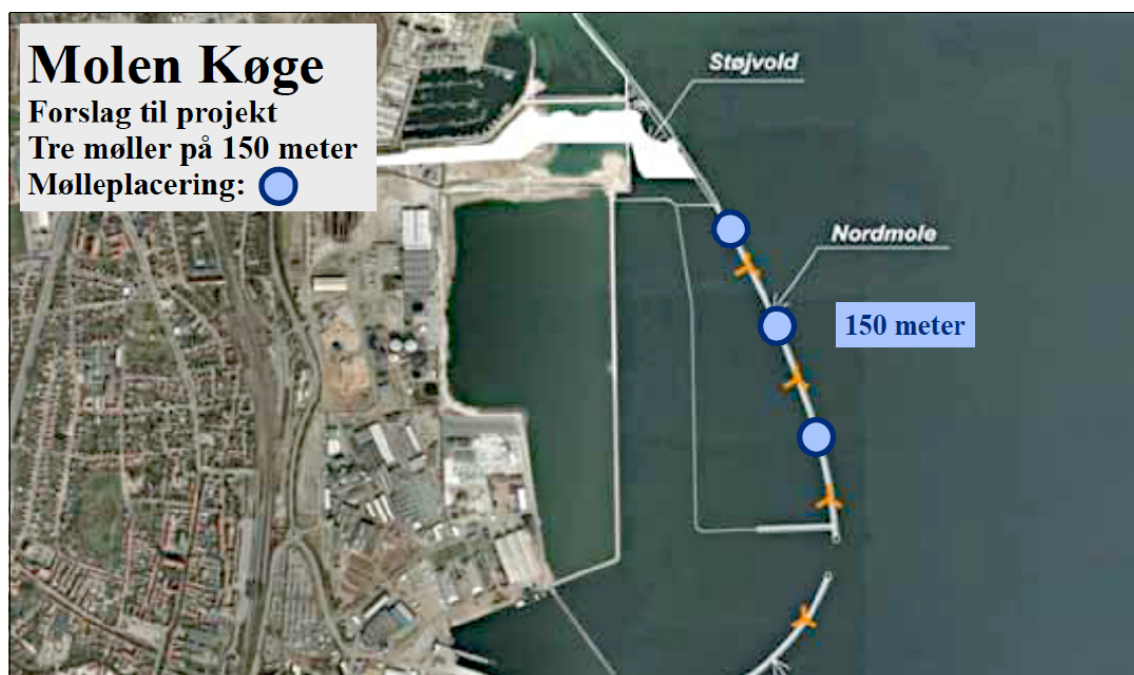
Prisen: Markedsafregningsprisen er antaget til 20,00 øre pr. kWh. Se bilag 4.

- Hvis pris som i 2013 (29,53 øre/kWh): 2,9 mio. kr
- Hvis pris som i 2014 (23,96 øre/kWh): 1,7 mio. kr
- Hvis pris som i 2015 (18,26 øre/kWh): 0,4 mio. kr
- Hvis pris som i 2016 (17,62 øre/kWh): 0,2 mio. kr

Budgettet går i nul, hvis prisen på spotmarkedet er 16,72 øre/kWh.

Bilag 2: Molen, Køge - tre møller på 150 meter

1. Det andet projektforslag



Tilskud til vindmøllen

Der kan ikke opnås støtte til vindmølleproduktion i hele møllernes levetid. Støtten er opdelt på tre elementer:

- *Tidsbegrænset tilskudelement:* Der ydes støtte til møllens produktion i de første 6.600 driftstimer.
- *Tilskudselement for effektstørrelse:* Der ydes endvidere støtte til en elproduktion på 5,6 MWh pr. kvadratmeter rotorareal.
- *Balanceomkostning tilskudselement:* Der ydes en godtgørelse på 1,8 øre/kWh i hele møllens levetid.

For at kunne beregne økonomien i vindmølleprojektet tages der udgangspunkt i en specifik mølle, nemlig Vestas 3,45 MW mølle (V112-3,45 MW). Møllen har et bestrøget areal for hver mølle på 9.852 m². Se den tekniske beskrivelse i bilag 7.

Forudsætning: 3 vindmøller på 3,45 MW:

Højde - rotordiameter: 136 m, navnhøjde: 82 m:	150 meter
Antal installerede møller:	3 møller
Kapacitet pr. mølle (Vestas, V112-3.45 MW):	3,45 MW
Den samlede kapacitet på anlægget:	10,35 MW
Det samlede bestrøgede areal (14.527 m ² pr. mølle):	43.581 m ²
Anlægspris/stykpris - samlede omkostninger pr. MW:	8 mio. Kr.
Samlede anlægsinvesteringer:	82,8 mio. Kr.
Estimeret antal fuldlast timer:	3.155 timer pr. år
Estimeret produktion årligt - MWh:	32.654 MWh

Årlig udgift:

Drift og vedligeholdelse (6,7 øre pr. kWh) :	2,2 mio.D.kr
Afskrivning og forrentning:	5,3 mio.D.kr
- Forventet levealder: 25 år	
- Afskrivningsperiode: 25 år	- Pristillægsperioden: 9,6 år
- Forrentning: 4,0% p.a.	

Samlede årlig omkostninger:	7,5 mio.D.kr
Omkostninger over hele levetiden:	187,3 mio.D.kr

... fortsætter på næste side

Bilag 2: Molen, Køge - tre møller 150 meter - fortsat

Indtægt over 25 år

Tilskuds-	a) Tilskud til de første 6.600 driftstimer:	68.310 MWh
grundlag	b) Tilskud til 5,6 MWh pr m2 bestrøget areal:	244.054 MWh
	c) Balance på 1,8 øre pr kWh (18 kr pr. MWh):	816.345 MWh

Tilskudet til a) og b) består af et pristillæg på 25 øre pr kWh, dog således at der maksimalt kan opnås en betaling på 58 øre pr kWh (markedspris+tilskud).*

Markedsprisen varierer meget. I det bedste år - for eksempel 2011 - var afregningsprisen på 35,73 øre pr. kWh. Over de senere år har afregningsprisen bevæget sig nedad, således at den i det østdanske område i år svinger mellem 12,6 øre (februar) til 23,9 øre (juni). Denne prisudvikling er af helt afgørende betydning for økonomien i vindmølle anlægget. Der er redegjort nærmere for udviklingen i bilag 4. Her anvendes en pris på 20 øre pr. kWh.

- Afregning sportmarkedspris på 19,95 øre/kWh - hele perioden:	163,3 mio.D.kr
- Tilskud på 25 øre/kWh for a og b tilskuddet:	78,1 mio.D.kr
- Tilskud - balanceringsomkostning på 1,8 øre i hele perioden:	14,7 mio.D.kr

Samlede indtægter:	256,1 mio.D.kr
--------------------	----------------

Samlet resultat før skat over hele perioden:	68,7 mio.D.kr
---	----------------------

Gennemsnitlig årlig driftsresultat før skat:	2,7 mio.D.kr
---	---------------------

*) Tilskuddet på de 25 øre er under forudsætning af, at markedsprisen ikke når op over 33 øre pr. kWh som gennemsnit af spotpriserne i afregningsperioden. Som følge af den lave markedspris vil det næppe være tilfældet. Der beregnes derfor fuld tilskud på de nævnte 25 øre.

2. Risikovurdering

Nulpunkter for de vigtigste parametre:

Levealder: Forudsætning: levealder på 25 år og en afskrivningsperiode på 25 år.

- Afskrivning over 20 år giver resultat på: 2,7 mio.kr
- Afskrivning over 15 år giver resultat på: 2,6 mio. Kr.

Anlægssum: Anlægsbeløbet har betydning for økonomien. Anlægsomkostningerne er sat til 8 mio. Kr pr. MW. Variationer i anlægsomkostningerne giver følgende resultater:

• 6 mio. Kr. pr. MW: Årlig driftsresultat:	4,1 mio. kr
• 7 mio. Kr. pr. MW: Årlig driftsresultat:	3,4 mio. kr
• 8 mio. Kr. pr. MW: Årlig driftsresultat:	2,7 mio. kr
• 9 mio. Kr. pr. MW: Årlig driftsresultat:	2,1 mio. kr
• 10 mio. Kr. pr. MW: Årlig driftsresultat:	1,4 mio. kr
Budgettet går i nul, hvis anlægssummen pr. MW er 9,4 mio. kr.	

Ydelse: Den årlige ydelse har også betydning for resultatet: Ydelsen er estimeret til at være 32.700 MWh pr. År (afrundet).

• Hvis 29.400 MWh/år (÷10%):	2,3 mio. kr
• Hvis 36.000 MWh/år (+10%):	3,3 mio. kr

Budgettet går i nul, hvis ydelsen falder til 14.428 MWh/år, som vil svare til en produktion på kun godt 44% af den anvendte forudsætning.

Prisen: Markedsafregningsprisen er antaget til 20,00 øre pr. kWh. Se bilag 4.

• Hvis pris som i 2013 (29,53 øre/kWh):	5,9 mio. kr
• Hvis pris som i 2014 (23,96 øre/kWh):	4,0 mio. kr
• Hvis pris som i 2015 (18,26 øre/kWh):	2,2 mio. kr
• Hvis pris som i 2016 (17,62 øre/kWh):	2 mio. kr

Budgettet går i nul, hvis prisen på spotmarkedet er 11,58 øre/kWh.

Bilag 3: Molen, Køge - tre møller på 140-150 meter

1. Det tredje projektforslag



Tilskud til vindmøllen

Der kan ikke opnås støtte til vindmølleproduktion i hele møllernes levetid. Støtten er opdelt på tre elementer:

- *Tidsbegrænset tilskudelement:* Der ydes støtte til møllens produktion i de første 6.600 driftstimer.
- *Tilskudselement for effektstørrelse:* Der ydes endvidere støtte til en elproduktion på 5,6 MWh pr. kvadratmeter rotorareal.
- *Balanceomkostning tilskudselement:* Der ydes en godtgørelse på 1,8 øre/kWh i hele møllens levetid.

For at kunne beregne økonomien i vindmølleprojektet tages der udgangspunkt i en specifik mølle, nemlig Siemens 3,6 MW mølle (SWT-3.6). Møllen har et bestrøget areal for hver mølle på 11.309 m². Se den tekniske beskrivelse i bilag 7.

Forudsætning: 3 vindmøller på 3,60 MW:

Højde - rotordiameter: 120 m, navnhøjde: 80-90 m:	140-150 meter
Antal installerede møller:	3 møller
Kapacitet pr. mølle (Siemens SWT-3,6):	3,60 MW
Den samlede kapacitet på anlægget:	10,80 MW
Det samlede bestrøgede areal (11.300 m ² pr. mølle):	33.900 m ²
Anlægspris/stykpris - samlede omkostninger pr. MW:	8 mio. Kr.
Samlede anlægsinvesteringer:	86,4 mio. Kr.
Estimeret antal fuldlast timer:	2.532 timer pr. år
Estimeret produktion årligt - MWh:	25.978 MWh

Årlig udgift:

Drift og vedligeholdelse (6,7 øre pr. kWh) :	1,7 mio.D.kr
Afskrivning og forrentning:	5,5 mio.D.kr
- Forventet levetid:	25 år
- Afskrivningsperiode:	25 år - Pristillægsperioden:
- Forrentning:	4,0% p.a.

Samlede årlig omkostninger:	7,3 mio.D.kr
-----------------------------	--------------

Omkostninger over hele levetiden:	181,9 mio.D.kr
-----------------------------------	----------------

... fortsætter på næste side

Bilag 3: Molen, Køge - tre møller - fortsat

Indtægt over 25 år

Tilskuds-	a) Tilskud til de første 6.600 driftstimer:	71.280 MWh
grundlag	b) Tilskud til 5,6 MWh pr m2 bestrøget areal:	189.840 MWh
	c) Balance på 1,8 øre pr kWh (18 kr pr. MWh):	649.458 MWh

Tilskudet til a) og b) består af et pristillæg på 25 øre pr kWh, dog således at der maksimalt kan opnås en betaling på 58 øre pr kWh (markedspris+tilskud).*

Markedsprisen varierer meget. I det bedste år - for eksempel 2011 - var afregningsprisen på 35,73 øre pr. kWh. Over de senere år har afregningsprisen bevæget sig nedad, således at den i det østdanske område i år svinger mellem 12,6 øre (februar) til 23,9 øre (juni). Denne prisudvikling er af helt afgørende betydning for økonomien i vindmølle anlægget. Der er redegjort nærmere for udviklingen i bilag 4. Her anvendes en pris på 20 øre pr. kWh.

- Afregning sportmarkedspris på 19,95 øre/kWh - hele perioden:	129,9 mio.D.kr
- Tilskud på 25 øre/kWh for a og b tilskuddet:	65,3 mio.D.kr
- Tilskud - balanceringsomkostning på 1,8 øre i hele perioden:	11,7 mio.D.kr

Samlede indtægter:	206,9 mio.D.kr
--------------------	----------------

Samlet resultat før skat over hele perioden:	25,0 mio.D.kr
---	----------------------

Gennemsnitlig årlig driftsresultat før skat:	1,0 mio.D.kr
---	---------------------

*) Tilskuddet på de 25 øre er under forudsætning af, at markedsprisen ikke når op over 33 øre pr. kWh som gennemsnit af spotpriserne i afregningsperioden. Som følge af den lave markedspris vil det næppe være tilfældet. Der beregnes derfor fuld tilskud på de nævnte 25 øre.

2. Risikovurdering

Nulpunkter for de vigtigste parametre:

Levealder: Forudsætning: levealder på 25 år og en afskrivningsperiode på 25 år.

- Afskrivning over 20 år giver resultat på: 0,8 mio.kr
- Afskrivning over 15 år giver resultat på: 0,5 mio. Kr.

Anlægssum: Anlægsbeløbet har betydning for økonomien. Anlægsomkostningerne er sat til 8 mio. Kr pr. MW. Variationer i anlægsomkostningerne giver følgende resultater:

- 6 mio. Kr. pr. MW: Årlig driftsresultat: 2,4 mio. kr
 - 7 mio. Kr. pr. MW: Årlig driftsresultat: 1,7 mio. kr
 - 8 mio. Kr. pr. MW: Årlig driftsresultat: 0 mio. kr
 - 9 mio. Kr. pr. MW: Årlig driftsresultat: 0,3 mio. kr
 - 10 mio. Kr. pr. MW: Årlig driftsresultat: -0,4 mio. kr
- Budgettet går i nul, hvis anlægssummen pr. MW er 9,4 mio. kr.

Ydelse: Den årlige ydelse har også betydning for resultatet:
Ydelsen er estimeret til at være 26.000 MWh pr. År (afrundet).

- Hvis 23.400 MWh/år (÷10%): 0,6 mio. kr
- Hvis 23.400 MWh/år (+10%): 1,4 mio. kr

Budgettet går i nul, hvis ydelsen falder til 19.352 MWh/år, som vil svare til en produktion på kun godt 74% af den anvendte forudsætning.

Prisen: Markedsafregningsprisen er antaget til 19,95 øre pr. kWh. Se bilag 4.

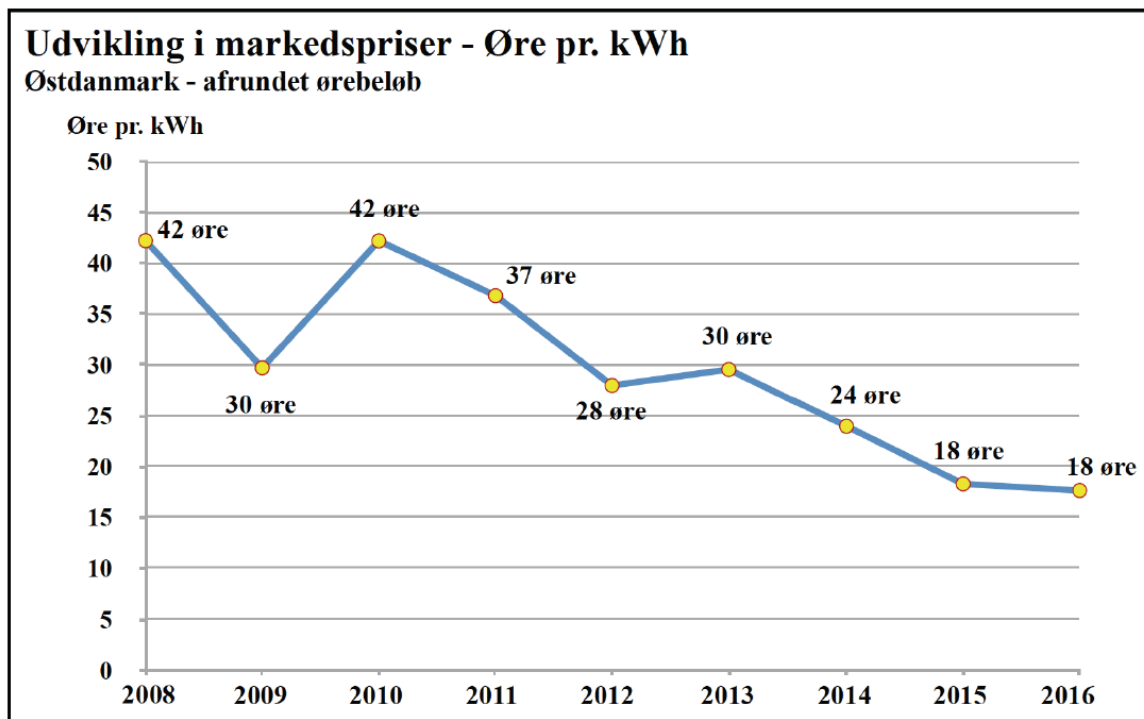
- Hvis pris som i 2013 (29,53 øre/kWh): 3,5 mio. kr
- Hvis pris som i 2014 (23,96 øre/kWh): 2 mio. kr
- Hvis pris som i 2015 (18,26 øre/kWh): 0,5 mio. kr
- Hvis pris som i 2016 (17,62 øre/kWh): 0,4 mio. kr

Budgettet går i nul, hvis prisen på spotmarkedet er 16,15 øre/kWh.

Bilag 4: **Udvikling i markedspriser**

Vindmøllerne afregnes efter markedspriser (spotpriser), hvor der betales en gennemsnitspris for spotpriserne over afregningsperioden. Spot- eller markedspriserne har udviklet sig i kraftig negativ retning over de seneste år, som kan illustreres med følgende figur:

Markeds- eller spotpriser for perioden 2008-2016



Kilde: Markedsdata, Energinet.dk

Markeds- eller spotpriser for perioden 2008-2016

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016*
Øst Danmark	42,22	29,69	42,20	36,81	27,96	29,53	23,96	18,26	18,09
Vest Danmark	42,07	28,84	34,62	35,73	27,04	29,07	22,86	17,07	16,10
Indeks - 2008=100									
Øst Danmark	100	70	100	87	66	70	57	43	43
Vest Danmark	100	69	82	85	64	69	54	41	38

*) Kun data for perioden 1. januar 2016 til 31. august 2016 (inklusiv). Lavest pris i 2016 er i februar hvor prisen var 12,595 øre i Øst Danmark og 11,957 øre i Vest Danmark. Bedste pris var juni-priserne med 20,019 øre i Vest Danmark, og hos os i Øst Danmark med 23,858 øre pr. kWh.

Kilde: Markedsdata, Energinet.dk

Beregningerne

I beregningerne er der forudsat en gennemsnitlig afregningspris, som svarer til gennemsnittet for årene 2014-2016 (inklusiv), nemlig 19,95 øre pr. kWh, afrundet til 20 øre. Denne forudsætning er begrundet i en forventning om, at markedspriserne vil udvikle sig omkring niveauet over de sidste tre år.

Bilag 5: Oversigt over de anvendte mølletyper

Møllen på 125 meter totalhøjde (navhøjde på 69 meter)

V112-3.45 MW™

IEC IA

Facts & figures

POWER REGULATION

Pitch regulated with
variable speed

OPERATING DATA

Rated power	3,450 kW
Cut-in wind speed	3 m/s
Cut-out wind speed	25 m/s
Re cut-in wind speed	23 m/s
Wind class	IEC IA
Standard operating temperature range from -20°C* to +45°C with de-rating above 30°C	

*subject to different temperature options

SOUND POWER

(Noise modes dependent on site and country)

ROTOR

Rotor diameter	112 m
Swept area	9,852 m²
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

ELECTRICAL

Frequency	50/60 Hz
Converter	full scale

GEARBOX

Type	two planetary stages and one helical stage
------	---

TOWER

Hub height	69 m (IEC IA) and 94 m (IEC IA)
------------	---------------------------------

NACELLE DIMENSIONS

Height for transport	3.4 m
Height installed (incl. CoolerTop®)	6.9 m
Length	12.8 m
Width	4.2 m

HUB DIMENSIONS

Max. transport height	3.8 m
Max. transport width	3.8 m
Max. transport length	5.5 m

BLADE DIMENSIONS

Length	54.7 m
Max. chord	4 m

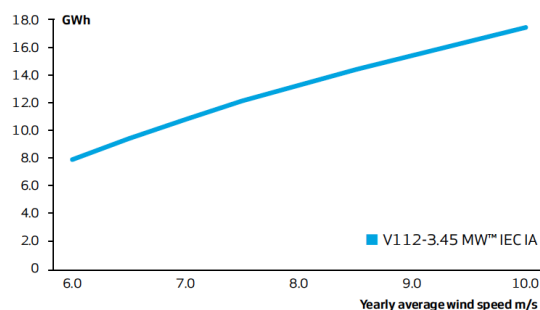
Max. weight per unit for
transportation

70 metric tonnes

TURBINE OPTIONS

- Power Mode (site specific)
- Condition Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Vestas Ice Detection
- Vestas De-Icing
- Low Temperature Operation to - 30°C
- Fire Suppression
- Shadow detection
- Increased Cut-In
- Nacelle Hatch for Air Inlet
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Obstacle Collision Avoidance System (OCAS™)

ANNUAL ENERGY PRODUCTION



Assumptions
One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor =2,
Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

Bilag 6: Oversigt over de anvendte mølletyper

Møllen på 150 meter totalhøjde (navhøjde på 82 meter)

V136-3.45 MW™

IEC IIIA

Facts & figures

POWER REGULATION

Pitch regulated with variable speed

OPERATING DATA

Rated power	3,450 kW
Cut-in wind speed	3 m/s
Cut-out wind speed	22.5 m/s
Re cut-in wind speed	20 m/s
Wind class	IEC IIIA
Standard operating temperature range from -20°C to +45°C with de-rating above 30°C	

*subject to different temperature options

SOUND POWER

(Noise modes dependent on site and country)

ROTOR

Rotor diameter	136 m
Swept area	14,527 m²
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

ELECTRICAL

Frequency	50/60 Hz
Converter	full scale

GEARBOX

Type	two planetary stages and one helical stage
------	--

TOWER

Hub heights	82 m (IEC IIIA), 112 m (IEC IIIA), 132 m (IEC IIIA/DIBt2) and 149 m (DIBtS)
-------------	---

NACELLE DIMENSIONS

Height for transport	3.4 m
Height installed (incl. CoolerTop®)	6.9 m
Length	12.8 m
Width	4.2 m

HUB DIMENSIONS

Max. transport height	3.8 m
Max. transport width	3.8 m
Max. transport length	5.5 m

BLADE DIMENSIONS

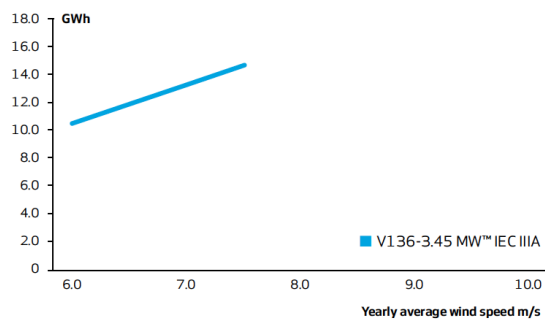
Length	66.7 m
Max. chord	4.1 m

Max. weight per unit for transportation	70 metric tonnes
---	------------------

TURBINE OPTIONS

- Power Mode (site specific)
- Condition Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Vestas Ice Detection
- Vestas De-Icing
- Low Temperature Operation to - 30°C
- Fire Suppression
- Shadow detection
- Increased Cut-In
- Nacelle Hatch for Air Inlet
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Obstacle Collision Avoidance System (OCAS™)

ANNUAL ENERGY PRODUCTION



Assumptions
 One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor = 2,
 Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

Bilag 7: **Oversigt over de anvendte mølletyper**

Møllen på 150 meter totalhøjde (navhøjde på 80-90 meter)

SWT-3.6-120 (Siemens)

Main data

Rated power: 3600 kW
Rotor diameter: 120 m
Available
Class: IEC Ia
Offshore model: yes
Commissioning: 2010

Rotor

Number of blades: 3
Type: Pitch
Swept area: 11309.7 m²
Power density: 3.14 m²/kW
Maximum speed: 13 rd/min
Manufacturer: Siemens

Tower

Minimum hub height: 90 m
Maximum hub height: 90 m

Weights

Nacelle: 125 t
Rotor + hub: 100 t
Tower: 210 t
Total: 435 t

Gearbox

Gearbox: yes
Stages: 3
Gear ratio: 1:119
Manufacturer: Winergy

Wind speeds

Cut-in wind speed: 3.5 m/s
Rated wind speed: 14 m/s
Cut-off wind speed: 25 m/s

Generator

Type: DFIG
Number: 1
Maximum speed: 1300 rd/min
Voltage: 690 V
Manufacturer: Siemens

