



Offshore-Windpark Meerwind

Ein Projekt der Windland Energieerzeugungs GmbH

Standort

Die Windland Energieerzeugungs GmbH plant den Offshore-Windpark Meerwind (Teilbereiche OWP Meerwind Ost und OWP Meerwind Süd) in der Nordsee nordwestlich von Helgoland. Die Pilotphase soll ab 2011/2012 in Betrieb gehen.

- mittlerer Reihenabstand: ca. 1150 m
- mittlerer Anlagenabstand innerhalb einer Reihe: knapp 600 m
- Wassertiefe: ca. 23 m bis 26 m (SKN)
- Prognostizierte Windgeschwindigkeit: 9,5 m/s im Jahresmittel (Höhe 90 m)
- Boden: fester Baugrund, überwiegend mitteldicht bis sehr dicht gelagerte Sande unterschiedlicher Körnung

Lage



Deutsche Nordsee, Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ), Entfernung von Helgoland: 23 km

Windenergie-anlagentyp

Anzahl der Anlagen in der Pilotphase: 80 (2x40) mit 3 bis 5 MW Leistung
 Gesamtleistung des Parks: 200 – 400 MW
 Rotordurchmesser: ca. 90-126 m
 Gesamthöhe: ca. 112-148 m

Energie-übertragung

Energieverteilung intern: 33 kV Drehstromkabel, insgesamt ca. 67 km
 Landanbindung: ca. 155 kV Drehstrom-Kabel zum nahegelegenen Seekonverter der E.On Netz, von dort geplante Gleichstromanbindung nach Brunsbüttel

Unternehmen Windland

Die Windland Energieerzeugungs GmbH mit Sitz in Berlin wurde 1990 als einer der ersten Windpark-Projektentwickler in Deutschland gegründet. Seit 2000 hat sich Windland auf die Offshore-Entwicklung nebst Netzanbindung konzentriert.

Geschäftsführer: Joachim Falkenhagen

Anschrift: Windland Energieerzeugungs GmbH
 Markstädter Straße 4, D-12555 Berlin
 Letzte Änderung 17. Dezember 2007

Tel: +49 30 650177-01 Fax: -06
 falkenhagen5@meerwind.de
 www.meerwind.de



Offshore-Windpark Meerwind Projektstand

Genehmigung Windpark

- Antragstellung nach Seeanlagenverordnung: August 2000
- Ökologische Felduntersuchungen: seit 2001
- Erörterungstermin des BSH: April 2004
- Ergänzung der UVS mit Unterlagen zum 2. Untersuchungsjahr: Oktober 2004
- Umplanung der Standorte der WEA nach Vorgaben der WSD: Sommer 2005
- Genehmigung durch BSH für beide Teilbereiche erteilt am 16.5.2007

Baugrund

In 2001 wurden seismische Untersuchungen und im April 2003 Bohrungen (10 Bohrungen, davon 5 im genehmigten Pilotgebiet) zur Erkundung des Baugrundes im Planungsgebiet des OWP Meerwind durchgeführt.

In 2007 wurde das Plangebiet erneut seismisch und nunmehr mit CPT-Tests an allen 80 WEA-Standorten untersucht. Auf Grundlage der Untersuchungsergebnisse und in Absprache mit GL und BSH werden ab Dezember 2007 weitere 11-15 Bohrungen an WEA-Standorten durchgeführt. Die bisher durchgeführten Erkundungen und deren Auswertungen zeigen überwiegend einen gut tragfähigen, sehr dicht gelagerten und rammfähigen Baugrund.

Umwelt

Schiffahrtliche Gründe führten im Sommer 2005 zu einer Umplanung der Standorte der WEA für die Pilotphase. Die Risiken, mögliche Kollisionsfolgen sowie risikomindernde Maßnahmen wurden in zwei mehrstufigen Sicherheitsanalysen geprüft.

Genehmigt wurde der Windpark in einem Bereich, der ursprünglich als „important bird area“ problematisiert worden war. Eine Umweltverträglichkeitsstudie (zu Avifauna, Fischen, Meeressäugern und Benthos) auf Grundlage mehrjähriger Untersuchungen nach Vorgaben des Standarduntersuchungskonzeptes konnte jedoch auch diese Bedenken ausräumen. Zu dem östlich benachbarten Schutzgebiet für Seevögel wird ein Abstand von 2 km eingehalten.

Errichtung Netzanschluss mit Kabeltrasse

Am 24.11.2006 wurde ein Gesetz verabschiedet, das die Netzbetreiber verpflichtet, den Strom am Umspannwerk des Windparks abzunehmen und die Leitungen vom Umspannwerk zum Festland rechtzeitig zur Inbetriebnahme des Windparks sowohl zu errichten, als auch zu betreiben.

Frühere Planungen des Antragstellers mit einer kürzeren Route vom Windpark nach Wilhelmshaven sind damit hinfällig. Für den von E.On Netz zu nutzenden Seetrassenkorridor liegen bereits mehrere Genehmigungen vor. E.On Netz kann zudem auf die zivilrechtliche Sicherung des größten Teils der Landtrasse zurückgreifen.

Zeitziel

Eine Errichtung der Pilotphase in den Jahren 2011/2012 wird angestrebt. Wichtig ist eine ausreichende Vorlaufzeit für den Netzbetreiber E.On Netz. Wahrscheinlich erfolgt die Errichtung eines Gleichstrom-Seekonverters durch E.On in dieser Region.



Offshore-Windpark Meerwind

Finanzierung

EEG (Erneuerbare Energien Gesetz)

Mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) von August 2004 und der Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im November 2006 wurden die finanziellen Rahmenbedingungen für den Ausbau der Windenergie vor den Küsten Deutschlands geregelt. Das EEG verpflichtet die Stromnetzbetreiber zur Abnahme der produzierten Strommenge und dies zu einem gesetzlich geregelten Mindestpreis. Das EnWG verpflichtet sie zur Herstellungen der Leitungen bis zu den Offshore-Umspannwerken der Windparks. Damit wird eine hohe Planungs- und Investitionssicherheit für Hersteller, Anlagenbetreiber, Investoren und Kreditinstitute gewährleistet.

Für das Projekt OWP Meerwind bedeutet das nach dem derzeitigen Novellierungsentwurf des EEG (bei Inbetriebnahme bis 2013):

- Gesetzlich festgelegte Anfangsvergütung: 14,00 Cent pro kWh
- Laufzeit Anfangsvergütung: ca. 13,4 Jahre (Je Standort leicht unterschiedlich)
- Daran anschließende Basisvergütung von 3,5 cent/kWh bis zum Ende des 20. Betriebsjahres oder freier Marktverkauf.

Finanzierung Planungs- phase

Die Genehmigung des BSH ist für jeweils 40 Anlagen (Teilbereiche OWP Meerwind Ost und OWP Meerwind Süd) für zwei 100%ige Tochtergesellschaften der Windland Energieerzeugungs GmbH (Meerwind Südost GmbH & Co. Rand KG und Meerwind Südost GmbH & Co. Föhn KG) erfolgt. An der Windland sind nur natürliche Personen beteiligt. Die Ausgaben in der Planungsphase werden durch Eigenmittel der Gesellschaft und überwiegend durch Gesellschafterdarlehen gedeckt.

Finanzierung Realisierungs- phase

Der gesamte Finanzbedarf für die Realisierung des Offshore-Windparks liegt je nach Turbinenauswahl in einer Größenordnung von 0,7-1,2 Mrd. Euro. Dies macht substantielle Kapitaleinlagen und eine Mehrheitsbeteiligung durch einen Dritten oder mehrere erforderlich.

Windland würde gern mit einem Anteil am Projekt beteiligt bleiben. Es bestehen keine vertraglichen Bindungen an bestimmte Lieferanten, abgesehen von unbedeutenden Beteiligungen auf Gesellschafterebene an börsennotierten Herstellern. Gemäß Gesprächen mit Anlagenherstellern wäre eine Aufteilung der Vergabe in die Hauptgewerke Windturbine, Tragstruktur, Installation, Kabel und übrige Elektrische Anlagen vorteilhaft. Die Bildung einer Arbeitsgemeinschaft wird angestrebt.

Risikostruktur

In Jahren mit überdurchschnittlicher Erzeugung aus Windenergie kommt es zu niedrigeren Strompreisen. Restriktionen für den Betrieb fossiler Kraftwerke wegen Neubewertung der Klimarisiken verbessern die wirtschaftlichen Aussichten eines Windparks. Die Beimischung einer Windpark-Beteiligung in ein Portfolio mit thermischen Kraftwerken bzw. Aktien konventioneller Energieversorger führt daher zu einer Minderung des Risikos durch die bisher vorhandenen Beteiligungen.



Offshore-Windpark Meerwind Wirtschaftlichkeit

Windgutachten

WASP-Gutachten: mittl. Windgeschwindigkeit bei 9,5 m/s in 90 m Höhe
Weibull-Skalierungsfaktor: $A = 10,8 \text{ m/s}$ $k = 2,22$
Parkwirkungsgrad: ca. 89 % (für S3.6 mit Berücksichtigung der Nachbarwindparks)

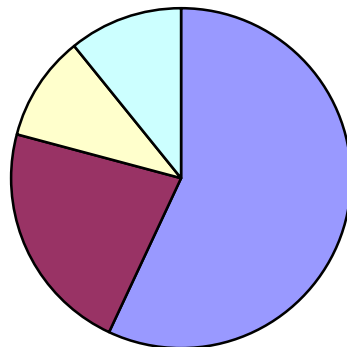
Investitionen

Das Gesamtinvestitionsvolumen für die Realisierung des OWP Meerwind und seiner Teilbereiche ist abhängig von der Wahl der Anlagen.

INVESTITION (für 80 Anlagen mittl. Größe)

unverbindlich, Stand Dezember 2007

| | |
|--|--------------------------|
| Windenergieanlagen | 450.000.000 € |
| Fundament/Gründung/Turm/Installation | 176.000.000 € |
| Netzanschluss | |
| Interner Netzanschluss (33/1555 kV), inkl. 2 Offshore-UW | 81.000.000€ |
| <i>Zwischensumme</i> | <i>707.000.000 €</i> |
| Sonstige Kosten / Sicherheitszuschlag (12%) | 84.840.000 € |
| Gesamtinvestitionsvolumen: | ca. 800.000.000 € |



■ WEA
 ■ Gründung/Turm/Installation
■ Netzanschluss
 ■ Sicherheitszuschlag

Das Diagramm zeigt die prozentualen Anteile am Gesamtinvestitionsvolumen.

Detaillierte Informationen zur Wirtschaftlichkeit sind auf Anfrage erhältlich.

Anlagentyp

Die derzeitige Planung ermöglicht den Einsatz von Anlagen führender Hersteller wie Vestas oder Siemens mit bis zu 3,6 MW Leistung, wie auch von Offshore-Anlagen anderer Hersteller mit 5 MW.

Bei den Kosten für die Tragstruktur weisen die größeren Anlagen im Verhältnis zur Leistung einen Kostenvorteil auf. Dieser ist gegen die Anlagenkosten und die vorliegenden Betriebserfahrungen abzuwägen. Dabei nimmt die Windgeschwindigkeit nur wenig mit der Nabenhöhe zu und der Parkwirkungsgrad fällt mit der Anlagengröße.



Offshore-Windpark Meerwind

Vorteile und begünstigende Faktoren

Wassertiefe

Im Planungsgebiet des Meerwind-Parks sind die Wassertiefen von 23-26 m moderat im Vergleich zu anderen Planungen in der deutschen AWZ, die oft Wassertiefen um 35 m aufweisen. Dagegen wird etwa der niederländische Q7-Park in einer ähnlichen Wassertiefe von 19-24 m errichtet. Bei Offshore-Parks in Großbritannien ist oft die minimale Wassertiefe gering, aber die Tiden sehr groß.

Baugrund

Die Kenntnis des Baugrunds ist eine wichtige Voraussetzung für die Auslegung der Fundamente von Windanlagen im Meer. Aufgrund nicht tragfähiger Bodenverhältnisse mussten bereits mehrere Offshore-Windparkprojekte auf unbestimmte Zeit verschoben werden. Im Meerwind-Gebiet wurden daher in 2007 erneut umfangreiche geophysikalische Untersuchungen und Spitzendrucksondierungen an nunmehr allen Anlagenstandorten durchgeführt. Deren Ergebnisse und die bisherigen geotechnischen Untersuchungen aus 2003 (5 Bohrungen im Pilotgebiet, 5 Bohrungen in der Ausbauphase) zeigen überwiegend einen tragfähigen und rammfähigen Baugrund knapp unter dem Meeresgrund. Auf Grundlage der ausgewerteten bisherigen Untersuchungen werden zudem ab Dezember 2007 weitere 12-15 Anlagenstandorte mittels Bohrungen beprobt.

Wind

Die küstenfernen Standorte in der Nordsee zeichnen sich durch hohe Windgeschwindigkeiten aus. So auch das Planungsgebiet des OWP Meerwind. Nach neueren Modellierungsergebnissen sind die Erträge deutlich höher als in küstennahen Offshore-Windparks.

Bauweise

Die im Plangebiet vorherrschenden Wassertiefen machen den Einsatz von im Verhältnis zu anderen Gründungsstrukturen günstigen Monopiles möglich und erleichtern die Arbeiten bei der Errichtung des Windparks. Das Investitionsrisiko wird durch die bewährte Monopiletechnik und ggf. durch den Verzicht auf leistungsstärkere, aber noch nicht offshore-erprobte Anlagen minimiert.

Aufteilung des Windparks

Der Windpark ist rechtlich den zwei Tochtergesellschaften Meerwind Südost GmbH & Co. Rand KG und Meerwind Südost GmbH & Co. Föhn KG zugeordnet, die einzeln, anteilig oder insgesamt an interessierte Erwerber veräußert werden können. Angestrebt wird eine ertrags- und erfolgsabhängige Vergütung für die Planungsleistungen und Betreiberrechte in Verbindung mit einer dauerhaften Projektbeteiligung.

Netz-anbindung

Der erzeugte Strom des OWP Meerwind soll über ein kurzes Drehstrom-Seekabel zu einem benachbarten Seekonverter (Einspeisepunkt) der E.On Netz geführt werden. Von dort wird voraussichtlich ein Gleichstromkabel über eine Strecke von ca. 81 km zum Festland und dann nach Brunsbüttel geführt. Windland war seit Anfang 2006 an den technischen Klärungen zum Netzanschlusskonzept beteiligt, in denen E.On Netz die Eignung des Netzanschlusspunktes Brunsbüttel für die anstehenden Einspeiseleistungen bestätigt hatte. Für den Anschluss an den Gleichstromkonverter stehen noch bestimmte Festlegungen von E.On aus (z. B. Regelbereich für Blindstrom).

Chancen / Risiken

Chancen:

- Unterschreitung der geplanten Kosten für Sachinvestitionen, keine Ausschöpfung des Sicherheitszuschlags
- Geringere Störanfälligkeit der technischen Komponenten (besonders der Turbinen) während des Betriebs führt zu geringeren Wartungs- und Reparaturkosten sowie höherer Verfügbarkeit der Anlagen
- Möglichkeit zur Einrichtung eines Wartungsstützpunktes auf Helgoland, der durch seine direkte Nähe zum Windparkgebiet die Zeiten und Kosten für Wartungs- und Reparaturarbeiten und die Ausfallzeiten der Anlagen bei Schäden verkürzen würde
- Größere Windstärken als angenommen führen zu höherer Stromproduktion
- Technikentwicklungen im Bereich der technischen Komponenten (bes. Turbinen und Zugangssysteme), dadurch Effizienzsteigerung, geringere und höhere Verfügbarkeit,
- Spätere Neuberechnung bzw. Nachzertifizierung der Tragstrukturen, dadurch vergrößerte Nutzungsdauer
- Ggfl. Synergieeffekte mit benachbarten Offshore-Windparks
- Der Absatz und die Einspeisevergütung sind gesetzlich garantiert, so dass Schwankungen am Absatzmarkt keine Risiken für die Abnahme des Offshore-Stroms bedeuten, aber:
- Grundsätzliche Möglichkeit eines Mehrertrags bei Strompreissteigerungen: Steigen die Preise am Strommarkt über den Mindestpreis nach EEG (insbes. durch Preiserhöhungen bei fossilen Brennstoffen und bei der Entsorgung der Emissionen), kann der erzeugte Strom unabhängig vom EEG teurer verkauft werden.
- Weitere Erhöhung der Preise nach EEG

Risiken vor und in der Bauphase:

- Verzögerungen bei der Herstellung der Netzanbindung durch E.On Netz
- Preissteigerungen, Kapazitätsengpässe, verlängerte Lieferzeiten der Hersteller und Dienstleister
- Risiken aus der Abstimmung zwischen den Gewerken, Konkursrisiko von Lieferanten
- Verteuern der Aufstellung der WEA durch unvorhersehbare schlechte Baugrundverhältnisse
- Möglichkeit der Entstehung von Engpässen am Netzanschlusspunkt bis zur Inbetriebnahme, dadurch bis zum Netzausbau nur begrenzte Einspeisung des Stroms nach der Rangfolge des EEG möglich
- Unterbrechung und/oder Verzögerung der Bauarbeiten durch Schlechtwetterperioden
- Kreditfinanzierung könnte nicht oder nicht zu befriedigenden Konditionen gesichert werden, bei anteiliger Beteiligung mehrerer Eigenkapitalgeber könnten Finanzierungsschwierigkeiten bei Co-Investoren entstehen
- Überhöhte Versicherungsmargen oder zu geringe Abdeckung im Schadensfall

Risiken in der Betriebsphase

- Geringeres Windpotenzial, als durch die Windgutachten erwartet, führt zur Verminderung des Windertrags (bspw. aufgrund schlechter Windjahre oder Abschattungen)
- Erhöhte Störanfälligkeit der technischen Komponenten und längere Ausfallzeiten
- Verzögerungen in der Durchführung von Reparaturen an Kabel und Anlagen, bspw. durch Liefer- und Kapazitätsengpässe oder schwierige Wetterlagen
- Inflationsrisiko, Risiko nachteiliger Gesetzesänderungen
- Unterbrechung des Seekabels der E.On Netz bzw. Störungen des Gleichstromkonverters
- Vom Bauherren zu tragende Baugrundrisiken
- Erhöhte Belastung der Anlagen durch Fehleinschätzung von Wellengang und Windlasten
- Beschädigungen der Anlagen oder des Kabels bei Unfällen durch andere Nutzungen (Gasförderung, Schiffsverkehr, Militär) im Plangebiet und im näheren Umfeld