

Euler Hermes Rating – Special Comment

Offshore-Windenergie bietet Chancen als neue Assetklasse

02. Februar 2016



EULER HERMES

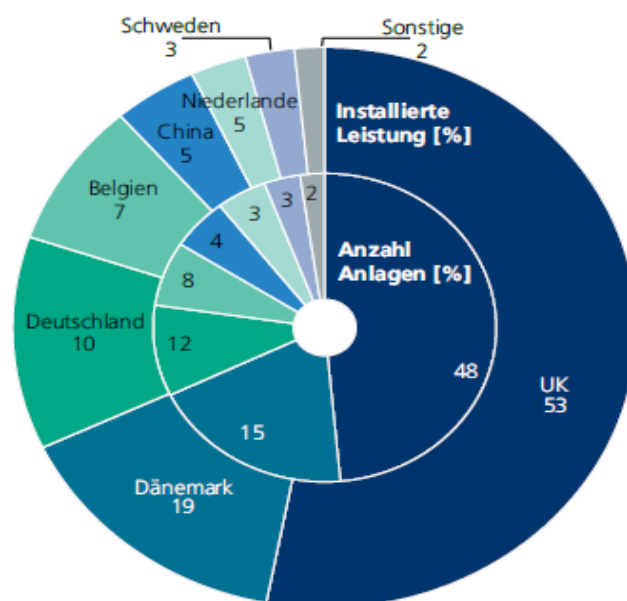
- **Wachstum von Offshore Windenergie führt zu steigendem Finanzierungsbedarf**
- **Attraktive Projektmerkmale im niedrigen Zinsumfeld steigern das Interesse institutioneller Investoren**
- **Projektrating Erneuerbare Energien als wichtige Komponente zur Einschätzung des Kreditrisikoprofils**

Auch wenn die Photovoltaik in den letzten sechs bis acht Jahren das stärkste Wachstum verzeichnet, ist die Windenergie weiterhin der größte Stromproduzent unter den erneuerbaren Energien. Mehr als 3,0% des weltweiten Stromverbrauchs werden zurzeit aus Windenergie gedeckt. In Deutschland wurde im Jahr 2014 nach einem Rekordzubau von 5.188 MW sogar 9,7% des Bruttostromverbrauchs aus Windenergie bereitgestellt. Vorzieheffekte im Vorfeld der EEG-Novelle (August 2014) führten u.a. dazu, dass Onshore-Wind mit 4.665 MW den höchsten Brutto-Zubau in der deutschen Geschichte erzielte. Gleichzeitig verdoppelte Offshore-Wind seine Bestandskapazitäten mit einem Zubau von 523 MW. Nach Angaben von WindGuard wurden in Deutschland im ersten Halbjahr 2015 Windenergieanlagen (WEA) mit einer Kapazität i. H. v. 2,9 GW installiert, deutlich mehr als im Vorjahreszeitraum. Treibende Kraft war dabei Offshore Wind mit 1,8 GW, während sich der Zubau an Land um ein Drittel reduzierte.

Weltweit waren Ende 2014 2.693 Offshore-WEA mit einer Leistung von 8.497 MW an das Stromnetz angeschlossen (vgl. Fraunhofer IWES, Windenergie Report Deutschland 2014, S. 49ff). Europa zählt mit einem Anteil von 92,0% zu den führenden Regionen, gefolgt von Asien. Im Ländervergleich verfügt Großbritannien über die meisten Kapazitäten, gefolgt von Dänemark und Deutschland. Die Mehrzahl europäischer Windparks steht in der Nordsee (37), der irischen See (11), dem Kattegat (9) sowie der Ostsee (9). In den ersten sechs Monaten 2015 erhöhten sich die europäischen Kapazitäten um 2.343 MW (+200% im Vergleich zur Vorjahresperiode).

Ende Juni 2015 verfügten 3.072 Offshore-WEA über einen Netzanschluss und eine Gesamtleistung in Höhe von 10.394 MW (vgl. EWEA 2015, EWEA - key trends and statistics 1st half 2015, S. 3ff)

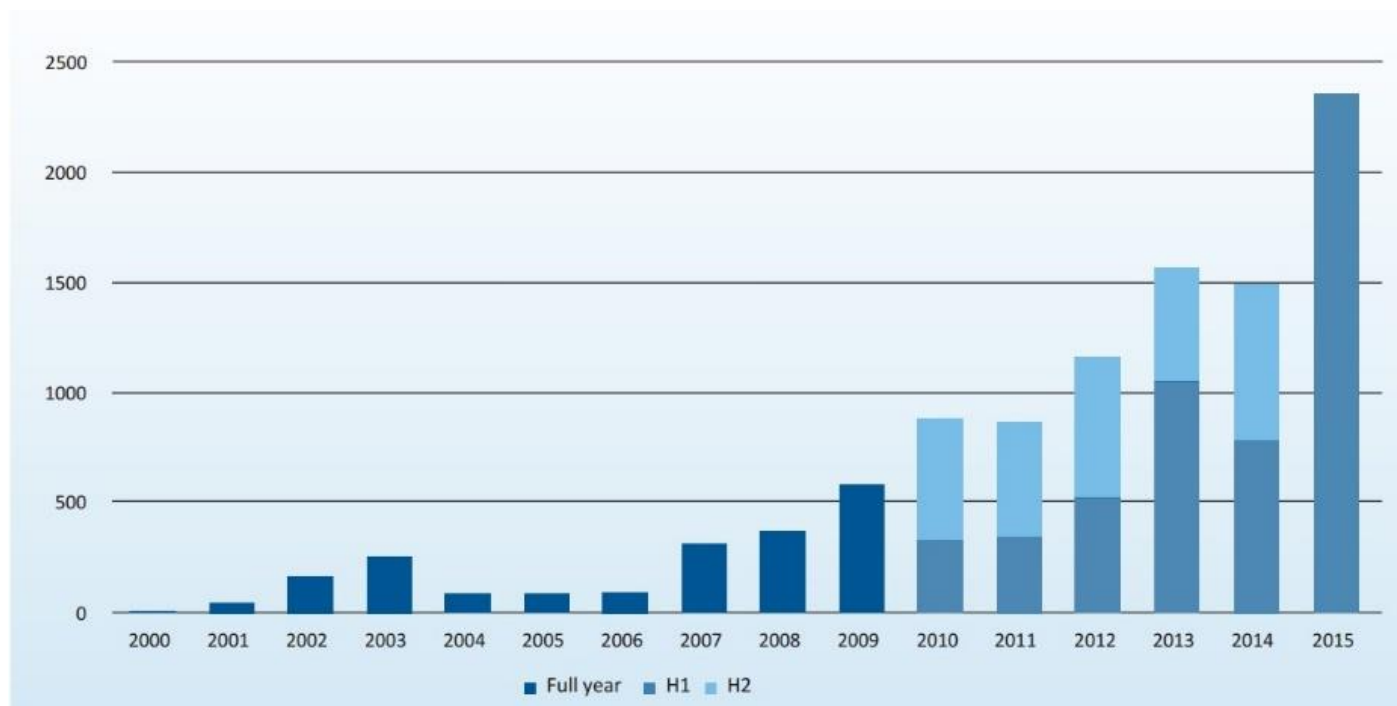
Weltweit installierte Offshore Windleistung in 2014



Quelle: Fraunhofer IWES (2015)

In Deutschland wurden im Jahr 2014 insgesamt 141 WEA (in fünf Offshore-Windparks) mit einer Gesamtleistung von 523 MW in Betrieb genommen. Die Gesamtkapazität erhöhte sich auf 250 WEA (1.044 MW). Weitere 286 Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 1.269 MW waren Ende 2014 bereits errichtet, aber noch ohne Netzanschluss. Die geplanten Ausbauziele von 10 GW bis 2020 (§§ 3, 29 EEG) waren damit zu 23,0% umgesetzt.

Jährlich installierte Offshore Wind Kapazität in Europa (MW)



Quelle: EWEA (2015)

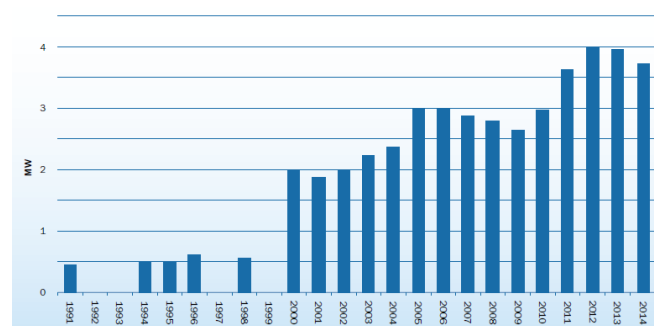
Weiterhin positive Wachstumsaussichten für Offshore-Wind

Wir erwarten unverändert eine Neustrukturierung der Energiewirtschaft (Energiewende) in Deutschland wie auch in vielen europäischen Auslandsmärkten. Hierbei werden erneuerbare Energien (EE) und insbesondere die Offshore-Windenergie weiter an Bedeutung gewinnen, vor allem zu Lasten der konventionellen Energieträger. Wesentlicher Treiber sind hierbei die europäischen Klimaziele (Reduktionen von CO₂-Emissionen), aus welchen sich die staatlichen Förderprogramme zum Ausbau Erneuerbarer Energien ableiten.

Die Offshore-Windenergie steht in vielen Ländern noch am Anfang eines Entwicklungsprozesses. Gegenüber anderen Erneuerbaren Energiequellen profitiert sie vor allem von den hervorragenden Windverhältnissen auf See (zum Beispiel in der deutschen Nord- und Ostsee), sodass diese Anlagen einen sehr hohen Auslastungsgrad erreichen, welcher vergleichbar ist mit konventionellen Kraftwerken. Darüber hinaus lassen sich die Stromerträge gut vorhersagen.

Die Regelleistung einer Offshore-WEA kann dadurch deutlich besser bereitgestellt werden als bei anderen, fluktuierenden erneuerbaren Energien und kann somit einen wichtigen Beitrag zur Stabilisierung der Stromversorgung leisten. Technischer Fortschritt durch größere Windturbinenkapazitäten sowie eine effizientere Wertschöpfungskette werden u.E. in den nächsten Jahren dazu führen, dass sich die vergleichsweise hohen Kosten für die Installation von Offshore-WEA und deren Betrieb sukzessive verringern.

Durchschnittliche Turbinenkapazität (MW)



Quelle: EWEA (2015)

Im 1. Halbjahr 2015 stieg die durchschnittliche Windturbinenkapazität im Jahresvergleich um +20,0% auf 4,2 MW. Als vergleichsweise junge Technologie befindet sich die Offshore-Windenergie erst am Anfang einer Lernkurve. Um das Potenzial im Hinblick auf eine Senkung der Stromgestehungskosten heben zu können, sind vor allem stabile politische Rahmenbedingungen für einen Ausbau dieser Technologie zwingend erforderlich.

Nur dann sind weitere Investitionsentscheidungen möglich. Unseres Erachtens ist die Offshore-Windenergie unverzichtbar für das Gelingen der Energiewende und den nahezu vollständigen Umbau der Stromversorgung bis zum Jahr 2050.

Stabile rechtliche Rahmenbedingungen bieten Planungssicherheit - positiv für Investoren

Seit April 2000 regelt das EEG die Einspeisevergütung. Damit auch für Offshore-Windenergieanlagen ein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist, sieht das Gesetz seit 2004 spezielle Regulierungen für WEA auf See vor. Laut EU-Leitlinie für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen müssen ab 2017 bei Windparks ab 6 MW oder 6 Anlagen Ausschreibungen erfolgen. Somit wird laut § 2 Abs. 5 EEG künftig die finanzielle Förderungen von Offshore-WEA über Ausschreibungen geregelt.

In der Übergangszeit haben Betreiber von Offshore-WEA, die vor dem 1. Januar 2017 eine Netzanbindungszusage erhalten haben und vor dem 1. Januar 2021 betriebsbereit sind, weiterhin Anspruch auf die EEG-Vergütung. In der EEG-Novellierung vom 1. August 2014 ist ein Offshore-Zubau von 6.500 MW bis 2020 und 15.000 MW bis 2030 vorgesehen (§ 3 EEG). Als Offshore-WEA gelten dabei Anlagen mit einer Küstenentfernung von über 3 Seemeilen (ca. 5,5 km).

EEG Regulierung Offshore-Wind

Basismodell:

- 15,4 Cent/kWh innerhalb der ersten 12 Jahre
- Vergütung verlängert sich bei entsprechender Wassertiefe (1,7 Monate je Meter über einer Tiefe von 20 Metern) und Küstenentfernung (um 0,5 Monate je Seemeile ab der 12-Meilen-Zone)

Stauchungsmodell:

- 19,4 Cent/kWh in den ersten 8 Jahren
- Erhöhte Anfangsvergütung verlängert sich in Abhängigkeit von Wassertiefe und Küstenentfernung

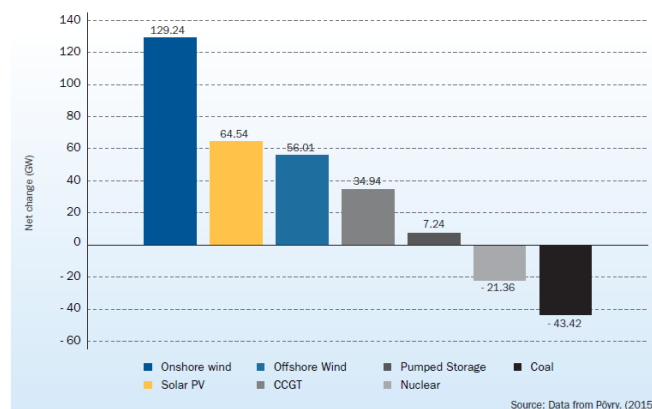
Quelle: EHRG

Wachstum der Branche führt zu zunehmendem Finanzierungsbedarf

Vor dem Hintergrund der bestehenden Wachstumstreiber ist in den kommenden Jahren mit einem unveränderten Ausbau erneuerbarer Energien zu rechnen. Hierbei kommt dem Ausbau der Offshore-Windenergie ebenfalls eine große Bedeutung zu.

Entsprechend den Prognosen von EWEA (vgl. EWEA 2015, Aiming High, Seite 21ff) soll Onshore-Wind in Europa die höchsten Zuwachsraten erzielen und bis zum Jahr 2030 insgesamt 759 TWh produzieren (+179% vs. 2015). Im gleichen Zeitraum sollen sich die Kapazitäten bei Offshore-Wind versechsfachen (+66 GW vs. 2014) und insgesamt 7,2% der europäischen Stromproduktion abdecken. Vor diesem Hintergrund sehen wir in den kommenden Jahren einen umfangreichen Finanzierungsbedarf. Allein auf Basis der im 2. Halbjahr 2015 und 2016 geplanten Offshore-Windprojekte in Europa ergibt sich nach EWEA ein Finanzierungsvolumen von ca. € 10,0 Mrd.

Prognostiziertes Kapazitätswachstum (in GW) nach Erneuerbarer Energiequelle 2015 v. 2030



Quelle: EWEA (2015), Aiming High (Central Scenario), S. 22.

Bezogen auf die bis 2030 prognostizierten Kapazitätserweiterungen für Offshore-Wind ergibt sich nach unseren Berechnungen ein Kapitalbedarf von ca. € 231 Mrd. (Annahme: € 3,5 Mio. pro MW).

Steigendes Interesse institutioneller Investoren an alternativen Investments

Institutionelle Investoren stehen seit Jahren vor der strukturellen Herausforderung, trotz des niedrigen Zinsumfeld und der zunehmende Regulierung attraktive Anlageformen zu identifizieren. Vor diesem Hintergrund suchen Investoren verstärkt nach alternativen Anlageformen, um so insbesondere Rentenpapiere im Rahmen von Anlageentscheidungen zu substituieren. Neben der Verbesserung der Rendite wird hierbei auch eine Verringerung der Marktvolatilität angestrebt.

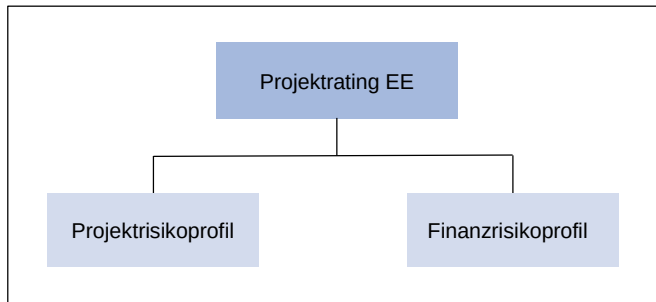
In diesem Zusammenhang gewinnen verstärkt Infrastrukturinvestitionen, zum Beispiel in Erneuerbare Energien bzw. in Offshore-Windprojekte an Bedeutung. Im Gegensatz zu anderen Anlageklassen, deren Cashflows teilweise hohen Schwankungen ausgesetzt sind, profitieren Erneuerbare Energieprojekte i.d.R. von einem transparenten und beständigen Regulierungsumfeld, sodass von einer vergleichsweise stabilen Cashflow-Generierung auszugehen ist.

Die hohe Cashflow-Stabilität dieser Projekte während der Betriebsphase sind hierbei insbesondere für Investoren mit defensiver Anlagestrategie interessant, wie zum Beispiel Versicherungen oder Pensionskassen. Der zunehmende Finanzierungsbedarf im Rahmen der Energiewende einerseits, und das wachsende Interesse institutioneller Investoren andererseits führen dazu, dass neue Offshore-Windparkprojekte vermehrt über den Kapitalmarkt finanziert werden oder dass Sponsoren immer häufiger institutionelle Investoren in die Finanzierungen einbinden.

Eine wesentliche Herausforderung ist aus Sicht der institutionellen Investoren die Bewertung des Projektrisikos, insbesondere unter Berücksichtigung der Errichtungs- und Betriebsrisiken. Oftmals fehlen in diesem Zusammenhang die erforderliche Expertise und die Instrumente zur Beurteilung ratingrelevanter Faktoren, um die Ausfallwahrscheinlichkeit und den erwarteten Verlust zu bestimmen.

Projektrating Erneuerbare Energien als wichtige Komponente zur Einschätzung des Kreditrisikoprofils

Ein wesentliches Instrument zur Einschätzung des Kreditrisikos eines Offshore-Windprojektes ist das Projektrating Erneuerbare Energien (EE). Das Projektrating EE dient dem Investor als objektive Einschätzung des Ausfallrisikos. Im Mittelpunkt der Analyse steht hierbei vor allem die Bestimmung von Projekt- und Finanzrisiken.



Im sogenannten **Projektrisikoprofil** kommt insbesondere die Prognosesicherheit der projektierten Cashflows zum Ausdruck. In dieser Ratingkategorie profitieren Offshore-Windprojekte in der Regel von einem vergleichsweise niedrigen Ressourcenrisiko, da die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten auf See höher und vor allem gleichmäßiger sind als an Land. Gleichzeitig bestehen jedoch höhere Unsicherheiten im Hinblick auf die prognostizierten Betriebsaufwendungen, da Offshore-Windprojekte je nach Wetterlage nicht immer zugänglich für Installations- und Wartungsarbeiten sind. Weiterhin erfolgt die Validierung von Marktrisiken, unter anderem unter Bezugnahme auf das bestehende Regulierungsumfeld sowie die Wettbewerbsfähigkeit des Erneuerbaren Energieprojektes. In Deutschland profitieren Offshore-Windprojekte von einem stabilen und transparenten Regulierungsumfeld.

Allerdings führen lange Transportwege (Stromverluste), erhöhte technische Anforderungen (zum Beispiel Korrosionsschutz und Fundamente) sowie die erhöhte Wetterabhängigkeit zu vergleichsweise hohen Stromgestehungskosten, sodass für die Offshore-Windenergie zurzeit nur eine eingeschränkte Wettbewerbsfähigkeit gegenüber anderen EE-Projekten besteht.

Die Bewertung von technischen Risiken spielt bei der Ermittlung des Projektrisikoprofils ebenfalls eine wichtige Rolle. Die Verwendung von erprobten Technologien (Turbine, Komponenten), für die idealerweise Ausfallstatistiken oder historische Performancedaten aus Bestandsprojekten existieren, können sich hier positiv auswirken. Der Einsatz von Prototypen oder einer neuen Turbinengeneration mit eingeschränkten Erfahrungswerten kann hingegen nachteilig sein. Das Projektrisikoprofil wird auch durch sogenannte Betreiberrisiken beeinflusst. Aus Ratinggesichtspunkten sind diese umso geringer, je besser die Kontrahentenrisiken für diejenigen Unternehmen sind, welche Wartungs- und Servicedienstleistungen für den Offshore-Windpark ausführen.

Nach Einschätzung der Projektrisiken erfolgt eine quantitative Bewertung der projektbasierten Cashflow Entwicklung (**Finanzrisikoprofil**), insbesondere im Hinblick auf die Kapitaldienstfähigkeit des EE-Projektes. Im Mittelpunkt der Analyse steht hierbei der sogenannte Rating Case, welcher die individuelle Projektstruktur berücksichtigt und auf den konservativen Annahmen der Ratingagentur beruht (im Gegensatz zu einem Sponsor Case oder Debt-Sizing Case).

Das Projekt- und das Finanzrisiko werden mit Hilfe einer Rating-Matrix zum Anker-Rating verdichtet, das die Ausgangsbasis für die Beurteilung von operationellen Risiken sowie zusätzlicher Modifikationen darstellt.

Projekt-Rating EE

- Projektrisikoprofil
- Finanzrisikoprofil
- Operationelle Risiken

Die operationellen Risiken beziehen sich auf Risikobereiche, die aus den internen Strukturen und Prozessen des Windparkprojektes resultieren. Typische operationelle Risiken beziehen sich auf die Bereiche Management- und Organisationsstrukturen, Planungs- und Steuerungsinstrumente sowie rechtliche Risiken.

Werden im Rahmen der Analyse operationelle Risiken identifiziert, die nicht im Einklang mit dem Anker-Rating stehen, erfolgen entsprechende Anpassungen durch eine Herabstufung. Als Ergebnis der Analyse von Projekt- und Finanzrisiko sowie der Modifizierung aufgrund von operationellen Risiken ergibt sich das Stand-Alone-Rating des EE-Projektes.

Weitere Modifikationen im Stand-Alone-Rating können sich bei der Bewertung von Erneuerbaren Energieprojekten insbesondere aus sogenannten Baurisiken ergeben. Hierbei ist vorrangig zu prüfen, inwiefern Projektverzögerungen und Kostenüberschreitungen die Kapitaldienstfähigkeit eines Erneuerbaren Energieprojektes beeinträchtigen können. Insbesondere bei Offshore-Projekten ist im Rahmen der Ratinganalyse zu beurteilen, mit welcher Wahrscheinlichkeit und in welcher Größenordnung Projektverschiebungen und Kostenüberschreitungen auftreten können und ob diese durch externe Projektpartner oder Liquiditätsreserven (zum Beispiel Kapitaldienstreserve) gedeckt sind. In Abhängigkeit von den Baurisiken ist eine Herabstufung des Stand-Alone-Ratings möglich. Als Ergebnis des Analyseprozesses ergibt sich das Projektrating EE, das unabhängig von der gewählten Verbriefungsstruktur eine wesentliche Komponente des Transaktionsratings des EE-Projektes darstellt.

Basierend auf dem Projektrating EE kann das Risiko unterschiedlicher Finanzierungsinstrumente beurteilt werden. Von wesentlicher Bedeutung sind hierbei die individuellen Strukturmerkmale der zur beurteilenden Transaktion, die Emissionsbedingungen sowie die im Falle einer möglichen Zahlungsunfähigkeit des EE-Projektes zu erwartende Rückführungsquote.

Emissionsrating

- Strukturmerkmale
- Emissionsbedingungen
- Rückführungsquote

Bestimmte Strukturmerkmale können sich positiv auf das Rating einer Transaktion auswirken, wenn beispielsweise Liquiditätsreserven zur Überbrückung von Zahlungsstörungen vor bzw. während der Betriebsphase oder eine Tranchierung in der Verbriefungsstruktur vorgesehen sind. Im Rahmen der Analyse der Emissionsbedingungen werden die Auswirkungen sämtlicher vertraglicher Regelungen auf die Position des jeweiligen Gläubigers beurteilt. Da Offshore-Windenergieprojekte i.d.R. durch Projektrechte besichert sind, wird im Rahmen eines Rückführungsszenarios die im Fall einer Insolvenz der Projektgesellschaft unter konservativen Annahmen zu erwartende Rückführungsquote ermittelt.

Die im Rahmen des Emissionsratings analysierten Strukturmerkmale werden durch ein auf dem Projektrating EE basierendem Notching berücksichtigt. Das Rating trifft eine Aussage zur Ausfallwahrscheinlichkeit und zum erwarteten Verlust der jeweiligen Finanzierungsinstrumente und versetzt somit die Investoren in die Lage, fundierte Investitionsentscheidungen zu treffen.

Fazit und Ausblick

- Die Klimaschutzziele implizieren eine Neustrukturierung der Energiewirtschaft in Deutschland wie auch in anderen internationalen Auslandsmärkten. Hierbei werden Erneuerbare Energien sowie insbesondere die Offshore-Windenergie weiter an Bedeutung gewinnen, sodass sich das überproportionale Wachstum nach unserer Einschätzung weiter beschleunigen wird.
- Das für die EE-Branche erwartete Wachstum wird auch zu einem deutlichen Ausbau der Offshore-Windkapazitäten führen, was einen umfangreichen Finanzierungsbedarf zur Folge hat.
- Der zunehmende Finanzierungsbedarf der Branche einerseits, und das wachsende Interesse institutioneller Investoren an alternativen Investments andererseits führen unseres Erachtens dazu, dass neue Projektfinanzierungen bei Erneuerbaren Energien und auch bei Offshore-Windprojekten vermehrt über den Kapitalmarkt dargestellt werden oder die finanzierenden Banken verstärkt institutionelle Investoren einbinden.
- Eine wesentliche Herausforderung ist aus Sicht der institutionellen Investoren die Beurteilung des Risikoprofils einer Projektfinanzierung. Oftmals fehlt die erforderliche Expertise zur Beurteilung der mit der Finanzierung verbundenen Risiken.
- Eine wesentliche Komponente zur Einschätzung des Risikos einer Projektfinanzierung ist ein Transaktionsrating, welches sich aus dem Projektrating EE und dem Emissionsrating der jeweiligen Finanzierung zusammensetzt
- Ein externes Transaktionsrating trifft eine Aussage zur Ausfallwahrscheinlichkeit und zum erwarteten Verlust einer Projektfinanzierung im Bereich Erneuerbare Energie und Offshore-Wind und versetzt somit institutionelle Investoren in die Lage, fundierte Investitionsentscheidungen zu treffen.

Autoren

Torsten Schellscheidt
Senior Rating Analyst
Tel. (+49) 40 8834 - 6417
E-Mail torsten.schellscheidt@eulerhermes-rating.com

Pressekontakt

Euler Hermes Rating GmbH
Ralf Garrn
Geschäftsführer
E-Mail: Ralf.Garrn@eulerhermes-rating.com
Friedensallee 254
22763 Hamburg
Tel. (+49) 40 8834 - 640
Fax (+49) 40 8834 - 6413

Über Euler Hermes Rating

Euler Hermes Rating ist die führende, unabhängige Ratingagentur im gehobenen Mittelstand und wurde als erste europäische Ratingagentur gemäß der Verordnung (EG) Nr. 1060/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates als Credit Rating Agency registriert sowie als External Credit Assessment Institution (ECAI) durch die EBA anerkannt.

Ratings von Euler Hermes ermöglichen Unternehmen, sich über den Kapitalmarkt oder im Private Placement direkt bei institutionellen Investoren Kapital zu angemessenen Konditionen zu beschaffen. Euler Hermes Rating verfolgt den Ansatz, das Rating über Konjunkturzyklen hinweg stabil zu halten (Through-the-Cycle). Das bedeutet, dass geschäftsspezifische Charakteristiken bei der Bewertung der Bonität und Zukunftsfähigkeit berücksichtigt werden. Die Analysen von Euler Hermes Rating erhöhen die Transparenz und bauen Informationsasymmetrien zwischen Unternehmen und Investoren ab.

Weitere Informationen zur Euler Hermes Rating GmbH finden Sie unter www.eulerhermes-rating.com.