

**Auswirkungen des Regierungsentwurfs zum
EEG 2012 auf die Windenergie an Land
- Kurzgutachten -**

Im Auftrag:

**Wirtschaftsverband Wind-
kraftwerke e. V. (WVW)**

Baudirektor-Hahn-Str. 20
D-27472 Cuxhaven

**Bundesverband
Windenergie (BWE)**

Marienstr. 19-20
D-10117 Berlin

Deutsche WindGuard GmbH

Oldenburgerstr. 65
D-26316 Varel

Projekt-Nr.: VW11075

Bearbeiter:

Dr. Knud Rehfeldt
Anna-Kathrin Wallasch

Inhalt

1. Hintergrund und Aufgabenstellung	3
2. Einleitung	3
3. Regierungsentwurf EEG-Novelle 2012	4
3.1. Stand des Verfahrens zur Novellierung des EEG	4
3.2. Regelungen für die Windenergie im aktuellen Regierungsentwurf der EEG-Novelle	4
4. Ergebnisse des Fachgutachtens im Vorhaben Windenergie zur Vorbereitung des EEG-Erfahrungsberichtes	6
5. Stand des Windenergieausbaus Ende 2010	8
6. Analyse der Ergebnisse der Datenerhebung im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit der betrachteten Projekte	10
6.1. Datenerhebung bei Entwicklern von Windenergieprojekten durch den WVV und BWE	10
6.2. Einschätzung der Datenbasis	10
6.3. Zusammenfassung der Projektcharakteristiken	11
7. Einschätzung der Ergebnisse der Datenerhebung und Einordnung in einen übergeordneten Kontext	14
7.1. Charakteristik der angegebenen Standortqualitäten	14
7.2. Einfluss der errechneten Standortqualität auf die Finanzierung von Windenergieprojekten	14
7.3. Einschätzung der angegebenen Standortqualitäten in Bezug auf ihren Wirklichkeitsbezug	15
8. Auswertung der Ergebnisse der Datenerhebung unter Bezugnahme auf die Ergebnisse des Fachgutachtens Windenergie zum EEG-Erfahrungsbericht	16
8.1. Entwicklung der EEG-Vergütungshöhen	16
8.2. Klassifizierung der Standortqualitäten auf Basis des Fachgutachtens im Vorhaben Windenergie zur Vorbereitung des EEG-Erfahrungsberichtes	17
8.3. Bewertung der Datenbasis vor dem Hintergrund der Klassifizierung der Standortgütern	20
9. Schlussfolgerungen und Fazit	22
10. Quellen	25

1. Hintergrund und Aufgabenstellung

Der Wirtschaftsverband Windkraftwerke (WVW) und der Bundesverband Windenergie (BWE) möchten die anstehende EEG-Novellierung gemeinsam durch Lobbyarbeit begleiten. Die Verbände befürchten, dass durch die Regelungen, die im derzeitigen Stand des Novellen-Entwurfs veröffentlicht wurden, viele der derzeit geplanten Windenergieprojekte nicht mehr umsetzbar sein werden.

Die Verbände haben es sich nun zur Aufgabe gesetzt, zu quantifizieren, welche Projekte hierdurch betroffen wären und somit welche Potentiale nicht erschlossen werden könnten. Die Erhebung entsprechender Daten erfolgt durch den Wirtschaftsverband Windkraftwerke (WVW) und den Bundesverband Windenergie (BWE) durch Ansprache der größeren Mitgliedsunternehmen. Die Auswertung der Daten erfolgt durch die Deutsche WindGuard GmbH.

2. Einleitung

Das vorliegende Kurzgutachten analysiert die möglichen Auswirkungen des derzeitigen Entwurfs für die EEG-Novelle 2012 in ihren Auswirkungen auf den deutschen Windenergiemarkt.

Zunächst wird in Kapitel 3 der derzeitige Entwurf für die EEG-Novelle 2012 hinsichtlich der Regelungen im Bereich Windenergie vorgestellt. In Kapitel 4 folgt ein Überblick über die Ergebnisse des Fachgutachtens im Bereich Windenergie im Rahmen der Vorbereitung des EEG-Erfahrungsberichtes. Weiterhin wird in Kapitel 5 der Stand des Windenergieausbaus Ende 2010 in der Übersicht dargestellt, um als Hintergrund der folgenden Betrachtungen zu dienen.

In Kapitel 6 erfolgt eine Analyse der Ergebnisse der durch den WVW und BWE durchgeführten Datenerhebung. Im 7. Kapitel werden die Ergebnisse der Datenerhebung in einen übergeordneten Kontext eingeordnet, um dann in Kapitel 8 ausgewertet zu werden. Hierbei wird die Wirtschaftlichkeit der in der Datenbasis enthaltenen Windenergieprojekte unter den Rahmenbedingungen des Entwurfs für die EEG-Novelle 2012 bewertet. In Kapitel 9 werden abschließende Schlussfolgerungen gezogen.

3. Regierungsentwurf EEG-Novelle 2012

3.1. Stand des Verfahrens zur Novellierung des EEG

Gemäß § 65 EEG 2009 hat das Bundesumweltministerium (BMU) das EEG zu evaluieren und in diesem Zuge dem deutschen Bundestag einen EEG-Erfahrungsbericht vorzulegen. Der EEG-Erfahrungsbericht bewertet die Wirkung des Gesetzes und gibt Empfehlungen für dessen Weiterentwicklung.

Das BMU hat im Rahmen der Vorbereitung und Begleitung des EEG-Erfahrungsberichtes mehrere Beratungsvorhaben ins Leben gerufen, die seit September 2009 laufen. Für den Bereich der Windenergie ist dies Vorhaben Ite, das durch die Deutsche WindGuard durchgeführt wird. Die Fachgutachter bewerten im Rahmen dieses Vorhabens den Stand der Windenergieentwicklung in Deutschland sowie insbesondere die aktuelle Kostensituation. Darauf aufbauend werden Handlungsempfehlungen für die Novellierung des EEG gegeben.

Auf Basis der Fachgutachten und weiterer zur Verfügung stehender Quellen hat das BMU im Mai 2011 einen Entwurf für den EEG-Erfahrungsbericht herausgegeben. Wenige Tage darauf wurde zudem ein Entwurf für die EEG-Novelle 2012 veröffentlicht. Auf diesen Entwurf der EEG-Novelle beziehen sich die weiteren Ausführungen dieses Kurzgutachtens.

Der Kabinettsbeschluss für den EEG-Erfahrungsbericht und die EEG-Novelle erfolgte am 6. Juni 2011, am 8. Juni fand die erste Lesung im Bundestag statt. Am 30. Juni 2011 sollen die zweite und dritte Lesung im Bundestag erfolgen. Die abschließende Beratung im Bundesrat ist für den 8. Juli 2011 geplant. [eeg-aktuell 2011]

Das heißt, der Entwurf der EEG-Novelle befindet sich aktuell im politischen Abstimmungsverfahren, das möglichst noch vor der Sommerpause abgeschlossen werden soll.

3.2. Regelungen für die Windenergie im aktuellen Regierungsentwurf der EEG-Novelle

Im Folgenden werden die Regelungen für die Windenergie, die in dem aktuellen Regierungsentwurf der EEG-Novelle 2012 ausgeführt wurden, kurz vorgestellt.

Basisvergütung Windenergie an Land

Die Grundvergütung für die Windenergie an Land beträgt gemäß § 29 des Referentenentwurfs 4,87 ct/kWh. Dies entspricht dem Wert, der sich bereits laut EEG 2009 aufgrund der Degression für das Jahr 2012 ergeben hätte. [Entwurf EEG 2012]

Die erhöhte Anfangsvergütung für Windenergieanlagen beträgt gemäß § 29 des Referentenentwurfs 8,93 ct/kWh. Auch dies stellt eine Fortführung des

EEG 2009 dar – dieser Wert ergibt sich unter Berücksichtigung der Degression für das Jahr 2012. [Entwurf EEG 2012]

Die Referenzertragsregelung wird beibehalten. Das heißt, die Anfangsvergütung verlängert sich um zwei Monate je 0,75 Prozent des Referenzertrags, um den der Ertrag der Anlage 150 Prozent des Referenzertrags unterschreitet. [Entwurf EEG 2012]

Die Degression beträgt für die Windenergie an Land gemäß § 20 des Referentenentwurfs 2 % pro Jahr und wurde somit gegenüber dem EEG 2009 um 1 % erhöht. [Entwurf EEG 2012]

Vergütung Repoweringanlagen

Für Repoweringanlagen erhöht sich gemäß § 30 des Referentenentwurfs die Anfangsvergütung um 0,5 ct/kWh, wenn diese bestimmte Bedingungen erfüllen. Diese Bedingungen wurden gegenüber dem EEG 2009 ausgeweitet. Ein Anspruch auf den Bonus besteht demnach, wenn:

- die Projekte Altanlagen ersetzen, die vor dem Jahr 2002 in Betrieb gegangen sind,
- die Repoweringanlagen mindestens 14 und höchstens 17 Jahre nach den Altanlagen in Betrieb gehen,
- die installierte Repoweringleistung mindestens das Zweifache und höchstens das Fünffache der vorhergehenden Leistung beträgt,
- die Anzahl der Repoweringanlagen geringer ist als jene der Altanlagen. [Entwurf EEG 2012]

Vergütung Windenergie auf See

Die Grundvergütung für Windenergieanlagen auf See beträgt gemäß § 31 des Referentenentwurfs 3,5 ct/kWh. Die erhöhte Anfangsvergütung beträgt 15 ct/kWh und wird in den ersten zwölf Betriebsjahren gezahlt. [Entwurf EEG 2012]

Es erfolgt weiterhin eine standortdifferenzierte Vergütung: Der Zeitraum der erhöhten Anfangsvergütung verlängert sich für jede über zwölf Seemeilen hinaus gehende Seemeile Küstenentfernung um 0,5 Monate und für jeden über eine Wassertiefe von 20 m hinaus gehenden vollen Meter Wassertiefe um 1,7 Monate. [Entwurf EEG 2012]

Optional können Anlagen, die vor dem 1. Januar 2017 in Betrieb gehen, ein Stauchungsmodell in Anspruch nehmen. Hierbei erhalten diese eine erhöhte Anfangsvergütung von 19 ct/kWh über acht Jahre. Die standortdifferenzierte Vergütung erfolgt analog zum herkömmlichen Vergütungsmodell zu einem Vergütungssatz von 15 ct(kWh). [Entwurf EEG 2012]

Im Falle eines verzögerten oder gestörten Netzanschlusses, der über sieben aufeinander folgende Tage hinaus geht, verlängert sich der Zeitraum der erhöhten Anfangsvergütung um den Zeitraum der Störung. [Entwurf EEG 2012]

Offshore-Windparks, die innerhalb geschützter Teile der Natur und Landschaft, in Gebieten gemeinschaftlicher Bedeutung oder in Europäischen

Vogelschutzgebieten genehmigt wurden, erhalten keine EEG-Vergütung (ausgenommen Projekte, die vor dem 31. Dezember 2004 genehmigt wurden). [Entwurf EEG 2012]

Die Degression beträgt für die Windenergie auf See gemäß § 20 des Referentenentwurfs 7 % pro Jahr und wurde somit gegenüber dem EEG 2009 um 2 % erhöht. [Entwurf EEG 2012]

Die Regelungen für die Windenergie auf See wurden an dieser Stelle der Vollständigkeit halber erwähnt. Im Folgenden erfolgt eine Bezugnahme ausschließlich auf die Regelungen für Windenergieanlagen an Land, die Gegenstand dieses Kurzgutachtens sind.

4. Ergebnisse des Fachgutachtens im Vorhaben Windenergie zur Vorbereitung des EEG- Erfahrungsberichtes

Das Fachgutachten, das im Vorhaben Windenergie (Ile) für das BMU erstellt wurde, besteht aus zwei wissenschaftlichen Berichten. Der zweite wissenschaftliche Bericht wurde in einer vorläufigen Fassung Anfang Juni 2011 auf den Internetseiten des BMU veröffentlicht. [DWG 2011]

Im Folgenden werden ausgewählte Ergebnisse des Fachgutachtens im Vorhaben Windenergie kurz vorgestellt. Es werden hierbei all jene Ergebnisse heran gezogen, die sich auf die Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten an Land beziehen.

Die wesentlichen Ergebnisse des Fachgutachtens für die Windenergie an Land sind:

- Die Berechnung der **Stromgestehungskosten** ergab für die derzeit häufigste Anlagenklasse von 2-2,9 MW unter den getroffenen Grundannahmen, dass an einem 100 %-Standort eine Anfangsvergütung von 9,16 ct/kWh benötigt wird, um die angestrebte Eigenkapitalverzinsung von 12 % zu erreichen (wenn die Grundvergütung 4,87 ct/kWh beträgt). An windschwächeren Standorten sind die Stromgestehungskosten deutlich höher. [DWG 2011]
- Die Betrachtung der zu erartenden **Eigenkapitalverzinsung** unter Zugrundelegung einer Anfangsvergütung von 8,93 ct/kWh und einer Grundvergütung von 4,87 ct/kWh ergab für die Anlagenklasse von 2-2,9 MW, dass bspw. an einem 60 %-Standort keine positive Verzinsung erreicht werden kann und somit keine Wirtschaftlichkeit gegeben ist. An einem 80 %-Standort wird eine Eigenkapitalverzinsung von 7,5 % erzielt, an einem 100 %-Standort von 10,3 %. Diese liegt somit unter der im Rahmen des Gutachtens für diesen Standort angestrebten Eigenkapitalverzinsung von 12 %. Diese angestrebte Eigenkapitalverzinsung wird erst an einem – sehr guten – 120 %-Standort erreicht bzw. leicht überschritten. [DWG 2011]

- Im Rahmen des Fachgutachtens wurde empfohlen, die **Anfangsvergütung** auf 9,2 ct/kWh festzulegen. Die zusätzlichen Kosten, die Anlagenbetreibern auf Basis der SDLWindV entstehen, werden hierbei bereits durch die Anfangsvergütung gedeckt (der SDL-Bonus kann somit wegfallen). [DWG 2011]
- Die **60%-Regelung** im Referenzertragsmodell wird als überholt eingestuft und an dieser Stelle kein Regelungsbedarf gesehen, da der Markt selbst eine Bebauung unwirtschaftlicher Standorte nicht zulässt. [DWG 2011]
- Die **standortdifferenzierte Vergütung** wird grundsätzlich als Erfolgsmodell gewertet. Ab einer Standortqualität von 82,5 % erfolgt jedoch für darunter liegende Standortqualitäten keine Differenzierung hinsichtlich der Vergütungsausgestaltung mehr. An dieser Stelle wird Optimierungsbedarf gesehen, da festzustellen ist, dass unter den derzeitigen Vergütungsbedingungen für Standorte mit einer Standortqualität < 80 % in der Regel keine Wirtschaftlichkeit gegeben ist. Wenn Standorte im tieferen Binnenland erschlossen werden sollen, muss somit das Referenzertragsmodell optimiert werden. [DWG 2011]
- Die **Berechnung des Verlängerungszeitraums** der erhöhten Vergütung sollte neue Mechanismen, wie das Einspeisemanagement, die Direktvermarktung und das Marktprämienmodell, mit einbeziehen und Manipulationen sollten ausgeschlossen werden. Es wird zudem eine Berechnung des Verlängerungszeitraums durch akkreditierte Gutachter empfohlen. [DWG 2011]
- Der **SDL-Bonus** kann als Vergütungskomponente wegfallen. Die zusätzlichen Anforderungen der SDLWindV gelten dauerhaft und die dadurch entstehenden Kosten sollten somit über die Basisvergütung abgedeckt werden. Diese ist hierbei ausdrücklich dahingehend anzupassen, dass eine Deckung dieser Zusatzkosten gegeben ist. Für Altanlagen sollte eine Neuauflage des SDL-Bonus erfolgen, um eine größere Anzahl an Altanlagen umzurüsten. [DWG 2011]
- Der **Repoweringbonus** sollte fortgeführt werden, wobei das Alter der Altanlagen auf 17 Jahre begrenzt werden sollte. Altanlagen außerhalb von Eignungsgebieten sollten von dieser Begrenzung ausgenommen sein. [DWG 2011]

Auf die Ergebnisse des Fachgutachtens wird an späterer Stelle dieses Kurzgutachtens Bezug genommen werden, wenn die Auswertung der Datenbasis (Befragung der Projektentwickler) vorgenommen wird.

5. Stand des Windenergieausbaus Ende 2010

Im Folgenden wird ein kurzer Überblick über den Stand des Windenergieausbaus in Deutschland Ende 2010 gegeben.

Ende des Jahres 2010 waren 21.585 Windenergieanlagen in Deutschland installiert, deren Gesamtleistung rund 27.204 MW betrug. Allein im Jahr 2010 wurden 754 Windenergieanlagen mit einer Leistung von rund 1.550 MW errichtet. Dies entspricht einem Rückgang in Höhe von etwa 19 % gegenüber dem Jahr 2009. [DEWI 2010]

Insgesamt liegt die Zubauleistung seit dem Jahr 2004 auf einem relativ konstanten Niveau im Bereich zwischen 1.500 und 2.000 MW (mit Ausnahme des Jahres 2006, in dem der Zubau etwas stärker war). Größere Zubauleistungen waren ab dem Jahr 1999 zu beobachten, der Höhepunkt lag im Jahr 2002.

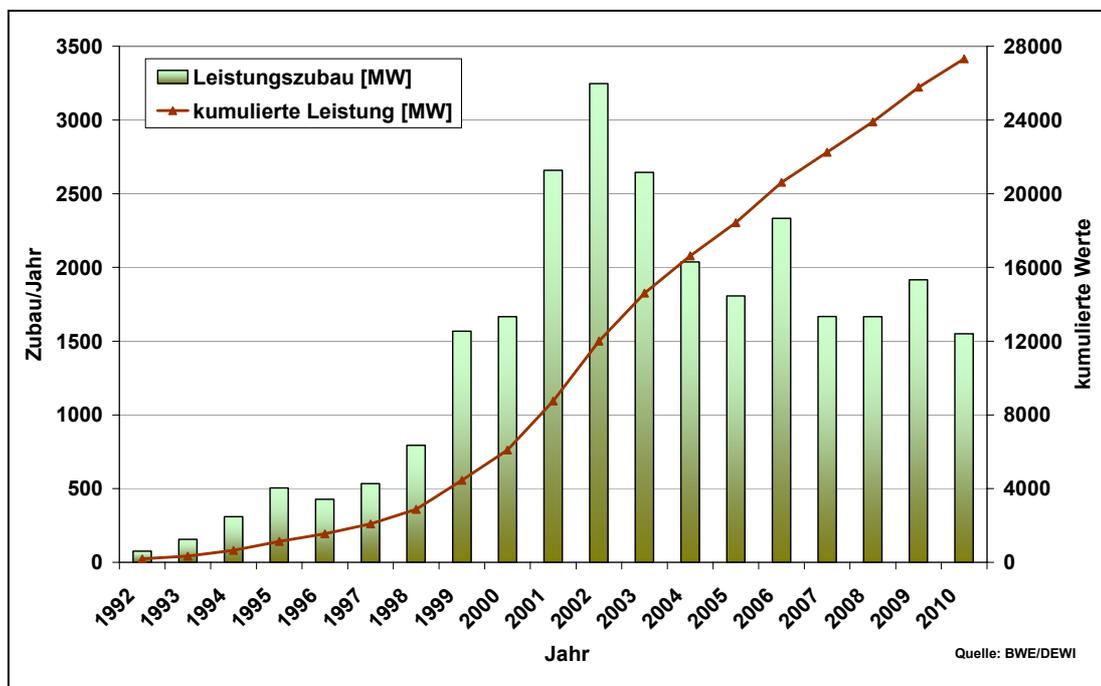


Abbildung 1: Entwicklung der installierten Leistung aus Windenergie zwischen 1992 und 2010

Weiterhin wird im Folgenden die regionale Aufteilung der in Deutschland installierten Windenergieanlagen betrachtet. Hierbei erfolgt eine Aufschlüsselung nach Bundesländern. In Bezug auf die Reihenfolge des Ausbaus begann dieser an der Küste und schritt daraufhin zunehmend ins Binnenland fort. Wie die Abbildung zeigt, befinden sich auch heute noch große Teile der installierten Leistung in den Küstenbundesländern. Aber auch einige Binnenländer, wie Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Nordrhein-Westfalen verfügen mittlerweile über große Leistungsanteile.

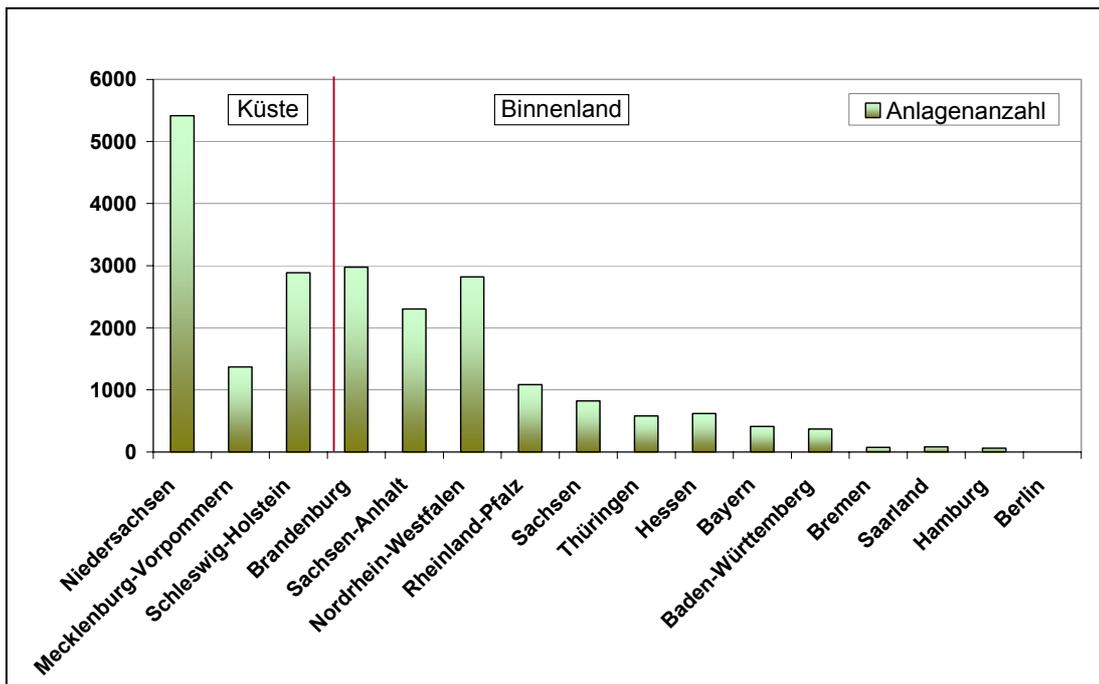


Abbildung 2: Stand des Windenergieausbaus in den einzelnen Bundesländern Ende 2010

In den letzten Jahren bewegt sich der Windenergieausbau zunehmend von den Küstenregionen ins Binnenland. In Bezug auf die im Jahr 2010 neu installierte Leistung wurden 60 % der Leistung in den Binnenländern installiert und 40 % in den Küstenbundesländern. Ende 2010 verfügten die Binnenländer (Bundesländer ohne Küstenstreifen) über einen Anteil von etwa 58 % an der installierten Gesamtleistung. 42 % der installierten Gesamtleistung waren in den drei Küstenbundesländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern installiert.

Im Binnenland werden weiterhin neue Standorte für die Windenergienutzung erschlossen. Dies wird vor allem durch die erhebliche Weiterentwicklung der Anlagentechnik und deren Optimierung auf so genannte Schwachwindstandorte ermöglicht. Lediglich im tieferen Binnenland ist trotz der fortgeschrittenen Technologieentwicklung eine Wirtschaftlichkeit der verfügbaren Standorte in der Regel nicht gegeben. Neben dem Binnenland liegen auch in den Küstengebieten weiterhin große Potentiale für den Windenergieausbau, die im Rahmen von Repoweringaktivitäten erschlossen werden können.

6. Analyse der Ergebnisse der Datenerhebung im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit der betrachteten Projekte

6.1. Datenerhebung bei Entwicklern von Windenergieprojekten durch den WVV und BWE

Der Wirtschaftsverband Windkraftwerke (WVV) und der Bundesverband Windenergie (BWE) möchten eine Bewertung hinsichtlich der Auswirkung der im Entwurf befindlichen Neuregelungen des EEG 2012 vornehmen lassen. Aus diesem Grund haben die beiden Verbände bei ihren Mitgliedsunternehmen eine Datenerhebung durchgeführt, um einen Eindruck über die Projekte zu bekommen, die derzeit durch Windpark-Entwickler geplant werden. Auf Basis der Daten wird im Folgenden eine Aussage darüber getroffen, welche Projekte auf Basis der möglichen Neuregelungen des EEG 2012 möglicherweise in ihrer Umsetzung gefährdet wären.

Im Rahmen der durchgeführten Datenerhebung wurden folgende Merkmale der durch die Entwickler geplanten Windenergieprojekte abgefragt:

- Bundesland
- Gesamtleistung des Projektes
- Anlagenanzahl
- Leistungsklasse der Windenergieanlagen (<2 MW; 2-2,9 MW; 3-4,9 MW)
- Nabenhöhe
- Realisierungsjahr
- Standortqualität gemessen am Referenzstandort nach EEG
- Repoweringprojekt (ja/nein)

6.2. Einschätzung der Datenbasis

Die nachfolgende Auswertung und die daraus gezogenen Schlussfolgerungen beziehen sich ausschließlich auf die durch den WVV und BWE zur Verfügung gestellte Datenbasis. Die Datenbasis war seitens der Deutschen WindGuard nicht nachprüfbar.

Die folgende Auswertung beruht auf der grundlegenden Annahme, dass die durch die Projektentwickler an den WVV und BWE übermittelten Projektdaten wirklichkeitsgetreue Projektdaten darstellen.

Aufgrund der Zeitknappheit konnte die Datenerhebung nur in einer geringen Datentiefe erfolgen. Somit ist auch in dieser Hinsicht die Datenbasis als eingeschränkt zu bewerten.

Es standen von insgesamt 19 Entwicklern von Windenergieprojekten Daten für die Auswertung zur Verfügung. Insgesamt enthält die Datenbasis 240 Windpark-Projekte, die in den Jahren 2012 und 2013 durch die befragten Entwickler geplant werden. Die Projekte verfügen rund 1.230 Windenergieanlagen und eine Gesamtleistung von rund 3.230 MW. Der

Umfang der Datenbasis ist angesichts des sehr knappen Befragungszeitraums als gut zu bewerten.

Grundsätzlich ist zu beachten, dass es sich bei den Daten um eine Stichprobe aus den insgesamt in Deutschland geplanten Projekten handelt. Wie groß die in den Jahren 2012 und 2013 geplante Leistung insgesamt ist, ist nicht bekannt. Die Möglichkeiten, Rückschlüsse über die vorliegende Datenbasis auf die insgesamt in Deutschland geplante Leistung zu ziehen, sind stark begrenzt.

Die Projektentwickler, die über die Verbände WVV und BWE Daten zur Verfügung gestellt haben, befinden sich zu großen Anteilen im norddeutschen Raum (Niedersachsen und Schleswig-Holstein). Auch dies bedeutet unter Umständen eine begrenzte Sichtweise in Bezug auf die Planungen im gesamtdeutschen Raum, wenn auch der Großteil der Projektentwickler in Deutschland aufgrund der historischen Entwicklung des Windenergieausbaus in Norddeutschland ansässig ist.

6.3. Zusammenfassung der Projektcharakteristiken

Die Datenbasis besteht aus insgesamt 240 Windparkprojekten mit einer Gesamtleistung von 3.234 MW und 1.228 Windenergieanlagen.

Die durchschnittliche Projektgröße beträgt rund 13,7 MW und 5,18 Windenergieanlagen. Die durchschnittliche Anlagenleistung beträgt rund 2,6 MW und die durchschnittliche Nabenhöhe der Projekte rund 113,5 m. In rund 23 % der Fälle wird mit einer Nabenhöhe von unter 100 m geplant, das heißt bei deutlich mehr als zwei Dritteln der Projekte wird eine Nabenhöhe von über 100 m geplant. Die durchschnittliche Standortqualität der Projekte liegt bei rund 82 %. Bei 52 von 258 geplanten Projekten handelt es sich um Repoweringprojekte (dies entspricht einem Anteil von rund 20 %).

Die Datenbasis umfasst Windparkplanungen in verschiedenen Bundesländern. Die folgende Tabelle 1 gibt einen Überblick über die Datengrundlage differenziert nach Bundesländern, wobei die Anzahl der enthaltenen Windparks je Bundesland sowie deren Gesamtleistung, Anlagenanzahl, Anteil an Repoweringprojekten und durchschnittliche Standortqualität ausgewiesen wird.

Tabelle 1 Standortqualitäten der ausgewerteten Projekte

Bundesland	Anzahl Windparkprojekte	Gesamtleistung	Gesamt-Anlagenanzahl	Anzahl Repoweringprojekte	Durchschnittliche Standortqualität
Baden-Württemberg	12	136.2	53	0	74.4%
Bayern	21	306.9	114	0	72.0%
Brandenburg	22	203.7	87	4	82.4%
Hessen	14	182.2	63	0	77.8%
Mecklenburg-Vorpommern	25	479.8	182	0	84.8%
Niedersachsen	27	359.0	131	4	82.6%
Nordrhein-Westfalen	14	153.2	55	3	73.0%
Rheinland-Pfalz	34	377.0	130	4	77.9%
Saarland	1	6.0	3	0	63.0%
Sachsen	1	10.0	4	0	80.8%
Sachsen-Anhalt	21	171.3	66	5	82.1%
Schleswig-Holstein	41	725.1	286	32	99.5%
Thüringen	7	123.9	54	0	73.0%

Insgesamt ist zu konstatieren, dass in der Datenbasis jeweils eine ausreichende Anzahl an Projekten aus den zu unterscheidenden Regionen, bestehend aus Bundesländern mit Küstenstreifen, Binnenländern und tieferen Binnenländern, enthalten ist. So befinden sich rund 39 % der Projekte in den Küstenbundesländern, rund 30 % der Projekte liegen im Binnenland und rund 31 % der Projekte im tieferen Binnenland.

Die Tabelle spiegelt wider, dass im tieferen Binnenland, dargestellt durch die südlicheren Bundesländer, wie Baden-Württemberg, Bayern, Thüringen, Hessen, Rheinland-Pfalz und Nordrhein-Westfalen die durchschnittliche Standortqualität der dort geplanten Projekte verhältnismäßig gering ist und bei deutlich unter 80 % liegt. Im küstennahen Binnenland, das heißt in Bundesländern wie Brandenburg, Sachsen und Sachsen-Anhalt, wird eine durchschnittliche Standortqualität von um 80 % erreicht.

In den Bundesländern mit Küstenstreifen liegt im Falle von Mecklenburg-Vorpommern die durchschnittliche Standortqualität der betrachteten Projekte bei rund 85 %, im Fall von Niedersachsen bei rund 83 %. In Schleswig-Holstein wird der höchste Durchschnittswert von rund 100 % erreicht. Hierbei ist zu beachten, dass insbesondere in Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern große Landesteile eher zum küstennahen Binnenland als zur Küste zu zählen sind. Dementsprechend sind die Standortqualitäten neu erschlossener Standorte hier etwas geringer als in Schleswig-Holstein, wo zudem das Repowering relevante Anteile der geplanten Leistung beisteuert (rund 60% des in der Datenbasis enthaltenen Anteils an Repoweringprojekten wird in Schleswig-Holstein geplant).

In der folgenden Tabelle 2 erfolgt eine feinere Aufschlüsselung der in der Datenbasis vorhandenen Standortqualitäten inkl. einer Differenzierung nach geplantem Inbetriebnahmejahr. Für Projekte, bei denen noch nicht endgültig klar war, ob die Inbetriebnahme 2012 oder 2013 erfolgen wird, wurde zur

Sicherstellung einer möglichst großen Realitätsnähe jeweils das spätere Zieldatum angenommen. Die blauen Zahlen in Tabelle 2 bilden jeweils die Gesamtsummen der Projekte nach Jahren bzw. nach Standortqualitäten ab. Angaben hinsichtlich der Standortqualitäten lagen für insgesamt 225 Windparkprojekte vor.

Tabelle 2 Standortqualitäten der ausgewerteten Projekte (Anzahl an Projekten)

Standortqualität	Gesamt	2012	2013
Gesamt		125	100
60-70%	45	25	21
71-80%	88	49	39
81-90%	58	37	21
91-100%	11	5	6
101-110%	6	3	3
111-120%	8	3	5
121-130%	6	2	4
131-150%	2	1	1

In Tabelle 3 werden die Angaben noch einmal in Prozentwerten ausgedrückt.

Tabelle 3 Standortqualitäten der ausgewerteten Projekte (Prozentwerte)

Standortqualität	Gesamt	2012	2013
Gesamt		56%	44%
60-70%	20%	20%	21%
71-80%	39%	39%	39%
81-90%	26%	30%	21%
91-100%	5%	4%	6%
101-110%	3%	2%	3%
111-120%	4%	2%	5%
121-130%	3%	2%	4%
131-150%	1%	1%	1%

Die Tabellen zeigen, dass sowohl für das Jahr 2012 als auch für das Jahr 2013 eine ausreichende Datenbasis generiert werden konnte und für die Auswertung zur Verfügung steht.

In Tabelle 3 wird deutlich, dass über die Hälfte der angegebenen Projekte über eine Standortqualität zwischen 71 und 90 % verfügt (rund 65 %). Ein Anteil von rund 20 % verfügt über eine relativ geringe Standortqualität von 60-70 %. Eine Standortqualität von über 90 % wird von insgesamt 15 % der Projekte erreicht. Die grundlegende Verteilung der Projekte auf die unterschiedlichen Standortqualitäten verhält sich zwischen den Jahren 2012 und 2013 weitgehend konsistent.

7. Einschätzung der Ergebnisse der Datenerhebung und Einordnung in einen übergeordneten Kontext

7.1. Charakteristik der angegebenen Standortqualitäten

Die durch die Projektentwickler übermittelten Daten beinhalten Angaben zu den Standortqualitäten der geplanten Projekte, die in Bezug auf den prognostizierten Energieertrag auf Basis von „P50-Werten“ unter Einbeziehung des Parkwirkungsgrades berechnet wurden.

Der P50-Wert ist der Erwartungswert für den Energieertrag des Projektes und ist der Ertrag, der auf Basis des Ertragsgutachtens ermittelt wurde (d.h. dieser verfügt über die höchste Eintrittswahrscheinlichkeit). Gleichzeitig drückt der Wert die Über- oder Unterschreitungswahrscheinlichkeit für ein bestimmtes Ertragsergebnis aus und ist demnach mit einer Unsicherheitsbetrachtung verknüpft. Das heißt, mit einer Wahrscheinlichkeit von 50 % werden die in dem jeweils zugrunde gelegten Ertragsgutachten für den Windpark ermittelten mittleren Energieerträge erreicht. Hierdurch wird das Ertragsrisiko des Windparks erfasst.

Die in der Datenerhebung angegebenen Standortqualitäten bezeichnen somit die prognostizierten Energieerträge für das Projekt, gleichzeitig sind aber gewisse Unsicherheiten mit dieser Angabe verbunden. Da der P50-Wert den realistischen Erwartungswert hinsichtlich des Energieertrags darstellt, sind die angegebenen Werte im Hinblick auf die angestrebte Auswertung insgesamt geeignet.

7.2. Einfluss der errechneten Standortqualität auf die Finanzierung von Windenergieprojekten

Die prognostizierten Energieerträge für Windparks sind stets mit Unsicherheiten behaftet. Insbesondere im Hinblick auf die Finanzierung der Projekte ist die resultierende Unsicherheitsbewertung von großer Relevanz. Banken nutzen für die Bewertung von Windenergieprojekten in der Regel nicht den P50-Wert für den Energieertrag, sondern ziehen den so genannten P75- oder P90-Wert heran.

Der P75-Wert drückt aus, dass mit einer Wahrscheinlichkeit von 75 % die in dem jeweils zugrunde gelegten Ertragsgutachten für den Windpark ermittelten mittleren Energieerträge mindestens erreicht werden. Dementsprechend bezeichnet der P90-Wert eine Eintrittswahrscheinlichkeit von 90 % und minimiert somit die Unsicherheiten noch weiter. Welcher Wert durch die Banken gewählt wird, hängt davon ab, wie hoch sie das Projektrisiko insgesamt einschätzen (bei fundierten Planungen und Gutachten kann häufig der P75-Wert gewählt werden).

Würde der P75- oder der P90-Wert für den Energieertrag den Angaben zur Standortqualität zugrunde gelegt, würden diese deutlich geringer ausfallen als in der jetzigen Datenbasis. Diese Ertragseinschätzung kann bei

Standorten mit niedrigeren mittleren Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe zu Problemen im Bereich der Finanzierung führen.

An Standorten mit relativ schlechten Windbedingungen sind zudem die Unsicherheiten bezüglich möglicher Schwankungen im Windangebot als höher einzustufen. Die Windenergieanlagen laufen an diesen Standorten weniger häufig mit ihrer Nennleistung, das heißt die Erträge werden größtenteils im Teillastbereich der Anlagen erwirtschaftet. Daraus resultiert ein vergleichsweise größerer Einfluss von Windschwankungen auf den Energieertrag, als wenn die Anlagen häufig mit ihrer Nennleistung betrieben werden würde. Dieser Sachverhalt wird seitens der Banken im Rahmen der Risikobewertung berücksichtigt.

Die Ausführungen zeigen, dass neben der durch die Projektentwickler auf Basis der zu erwartenden EEG-Vergütung vorgenommenen Wirtschaftlichkeitsbewertung für eine erfolgreiche Projektumsetzung auch die Sicherstellung der Finanzierung eine Rolle spielt. Durch die mit noch höheren Sicherheitsabschlägen kalkulierenden Banken kann eine Projektumsetzung auch an dieser Stelle der Projektplanung scheitern.

7.3. Einschätzung der angegebenen Standortqualitäten in Bezug auf ihren Wirklichkeitsbezug

Die durch die Projektentwickler auf Basis des P50-Wertes errechneten Standortqualitäten bezeichnen einen zu Planungszeiten intern verwendeten Wert für die Projekte. In der Planungszeit wird der Wert der Standortqualität zudem insbesondere für die Erbringung des 60%-Nachweises und für die Entwicklung der Projektfinanzierung benötigt. Auf die Vorgänge in Bezug auf die Finanzierung wurde bereits in Kapitel 7.2 näher eingegangen. Im Folgenden wird der Zusammenhang zwischen 60 %-Nachweis und den vorliegenden Daten sowie den voraussichtlichen realen Betriebsergebnissen der betrachteten Windparks beschrieben.

Der 60%-Nachweis erfolgt durch einen Gutacher und wird auf Basis der prognostizierten Energieerträge bei freier Anströmung berechnet. Das heißt, der Parkwirkungsgrad wird nicht berücksichtigt. Weiterhin beinhalten die der Berechnung zugrunde gelegten Energieerträge keinen Einfluss von Verfügbarkeit, elektrischen Verlusten oder Abschattungseffekten durch andere Windparks. Für die einzelnen Windenergieanlagenstandorte werden im Rahmen des Gutachtens der Jahresmittelwert und die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit sowie der zu erwartende mittlere Jahresenergieertrag für den ausgewählten Anlagentyp ermittelt. Es ergibt sich der prognostizierte freie Energieertrag für jede Anlage. Auf Basis dieser freien Energieerträge wird für die geplanten Windenergieanlagen das Verhältnis zwischen freiem Energieertrag und Referenzertrag des jeweiligen Anlagentyps berechnet und festgestellt, ob dieser über dem Grenzwert von 60 % liegt. Der 60%-Referenzertrag-Nachweis ist mit verschiedenen Unsicherheiten behaftet, die bei der Bewertung des Nachweis-Ergebnisses im Rahmen des Gutachtens zu berücksichtigen sind. Da in den 60 %-Nachweis keine Effekte des Parkwirkungsgrades eingehen, ergeben sich

hierbei wiederum andere Ergebnisse als jene, die im Rahmen der Datenerhebung verwendet wurden.

In Bezug auf die EEG-Vergütungszahlungen und insbesondere den Zeitraum, in dem die erhöhte Anfangsvergütung gezahlt wird, sind die realen Windparkerträge nach Ablauf von fünf Betriebsjahren entscheidend. In die realen Erträge spielen neben dem Parkwirkungsgrad Effekte wie die Verfügbarkeit der Anlagen, elektrische Verluste und Unsicherheiten der Ertragsprognose des Windgutachters hinein. Um diese Effekte bereits bei der Windparkplanung zu berücksichtigen, werden diese in der Regel durch Erfahrungswerte beziffert. Prozentual belaufen sich die zu kalkulierenden Abschläge in der Praxis auf etwa 10-13 %. Diese Abschläge sind in der vorhandenen Datenbasis nicht enthalten.

Bei der Einschätzung der Ergebnisse der im Folgenden durchgeführten Auswertung der Daten ist demnach stets zu berücksichtigen, dass die angegebenen Standortqualitäten im Rahmen des tatsächlichen Anlagenbetriebs aller Voraussicht nach geringer sein werden als hier angegeben. Auf die pauschale Berücksichtigung von Abschläge wird jedoch im Rahmen dieses Kurzgutachtens verzichtet, da jedes Projekt hinsichtlich der lokalen Rahmenbedingungen anders aufgestellt ist und zu wenige Informationen über die Projekte vorliegen, um in dieser Hinsicht realistische Abschätzungen treffen zu können.

8. Auswertung der Ergebnisse der Datenerhebung unter Bezugnahme auf die Ergebnisse des Fachgutachtens Windenergie zum EEG-Erfahrungsbericht

8.1. Entwicklung der EEG-Vergütungshöhen

Für eine Einschätzung der Wirtschaftlichkeit der in der Datenbasis enthaltenen Projekte ist entscheidend, welche Anfangsvergütung zum Zeitpunkt der Projektrealisierung gelten wird. Gemäß dem Referentenentwurf für das EEG 2012 ist eine jährliche Degression von 2 % in Bezug auf die Vergütungen für die Windenergie anzuwenden. [Entwurf EEG 2012] Die entsprechende Entwicklung der Vergütungshöhe ab dem Jahr 2012 wird in der folgenden Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4 Entwicklung der Vergütungshöhe für die Windenergie gemäß EEG-Referentenentwurf [Entwurf EEG 2012]

	Anfangs- vergütungshöhe	Anfangsvergütungs- höhe inkl. Repoweringbonus
2012	8,93	9,43
2013	8,75	9,24

In Bezug auf die in der Datenbasis enthaltenen Projekte ergibt sich die in Tabelle 5 dargestellte Verteilung der Projekte in Bezug auf den Vergütungsanspruch.

Tabelle 5 Geltende Vergütungshöhe gemäß EEG-Referentenentwurf [Entwurf EEG 2012] bezogen auf die Projekte der Datenbasis

Projekttyp und Realisierungsjahr	Anfangsvergütungshöhe	Anzahl an Projekten
Neuprojekt 2012	8,93	102
Neuprojekt 2013	8,75	76
Repoweringprojekt 2012	9,43	30
Repoweringprojekt 2013	9,24	32

8.2. Klassifizierung der Standortqualitäten auf Basis des Fachgutachtens im Vorhaben Windenergie zur Vorbereitung des EEG-Erfahrungsberichtes

Im Rahmen des Fachgutachtens im Vorhaben Windenergie zur Vorbereitung und Begleitung der Erstellung eines EEG-Erfahrungsberichtes durch das BMU wurden die unter den getroffenen Annahmen zu erwartenden Eigenkapitalverzinsungen für die unterschiedlichen Standortqualitäten errechnet. Die Berechnung erfolgte für die Standortqualitäten 60 %, 80 %, 100 %, 120 % und 150 %. Im Rahmen dieses Kurzgutachtens wird mit dem Ziel einer detaillierteren Einordnung ergänzend eine Beurteilung des 70 %-Standortes einbezogen.

Als Anfangsvergütungshöhe wurde innerhalb des Gutachtens für das Jahr 2012 der Wert von 8,93 ct/kWh vorausgesetzt. Weitere Annahmen wurden für die Fremdkapitalzinssätze (5,5 %) und den Fremdkapitalanteil (75 %) getroffen. Ein realistischer spezifischer Energieertrag wurde für die einzelnen Standortqualitäten bestimmt. Ebenso wurde hinsichtlich der spezifischen Gesamtinvestitionskosten zwischen den einzelnen Standorten differenziert. In Bezug auf die Betriebskosten wurde von einem Wert von 2,19 ct/kWh für die ersten zehn Betriebsjahre und 2,49 ct/kWh für die Betriebsjahre 11 bis 20 ausgegangen. Die zu berücksichtigende jährliche Kostensteigerung wird mit 2 % angesetzt.

Auf Basis des Gutachtens erfolgt die in Tabelle 6 vorgenommene Klassifizierung der Projekte an Standorten unterschiedlicher Qualitäten.

Zur besseren Übersicht wurden in Tabelle 6 folgende farbige Markierungen vorgenommen:

- Kritische Standortqualitäten in Bezug auf die Projektwirtschaftlichkeit sind rot markiert
- Standortqualitäten mit moderaten Wirtschaftlichkeitsaussichten sind orange markiert
- Standortqualitäten, die eine ausreichende zu erwartenden Eigenkapitalverzinsung bieten, sind gelb markiert
- Standortqualitäten, die zu attraktiven wirtschaftlichen Bedingungen führen, sind grün markiert.

Tabelle 6 Klassifizierung der Standortqualitäten und deren Beurteilung in Bezug auf die Projektwirtschaftlichkeit

Standortqualität	Beurteilung
60 % ≤ Standortqualität ≤ 70 %	Es wird keine oder eine sehr geringe Eigenkapitalverzinsung im Bereich von 0 bis rund 3 % erreicht. Es ist davon auszugehen, dass die Projekte nur bei extrem günstigen Rahmenbedingungen realisiert werden können, auf Basis derer die Eigenkapitalverzinsung etwas höher ausfällt. In der Regel sind die Projekte nicht wirtschaftlich.
70 % < Standortqualität ≤ 80 %	Es wird eine geringe bis moderate Eigenkapitalverzinsung von rund 3 bis 9 % erreicht. Je nach Rahmenbedingungen kann die Eigenkapitalverzinsung auch etwas höher ausfallen.
80 % < Standortqualität ≤ 100 %	Die zu erwartende Eigenkapitalverzinsung liegt im Bereich von rund 9 bis 12 %. Eine Eigenkapitalverzinsung von 12 % wurde im Rahmen des Gutachtens als ausreichend attraktiv zur Anreizung von Projektentwicklungen bewertet. An diesen guten Standorten sind die Projekte somit weiterhin wirtschaftlich.
100 % < Standortqualität ≤ 120 %	Die Eigenkapitalverzinsung liegt an diesen sehr guten Standorten gemäß der Berechnungen im Bereich von rund 12 bis rund 14,5 %. Diese Eigenkapitalverzinsung ist als sehr attraktiv für Projektentwickler zu bewerten. Projekte an sehr guten Standorten werden somit angereizt.
120 % < Standortqualität ≤ 150 %	Bei ausnehmend guten Standortqualitäten sinkt die zu erwartenden Eigenkapitalverzinsung wieder leicht ab. Bei Projekten mit einer Standortqualität im Bereich von 150 % haben die Berechnungen im Rahmen des Gutachtens eine Eigenkapitalverzinsung von rund 8 % ergeben (die Dauer des erhöhten Anfangsvergütungszeitraums beträgt hier nur fünf Jahre). Da 150 %-Standorte in der Realität extrem selten vorkommen und Betreiber zudem nach Ablauf der fünf Anfangsvergütungsjahre die Direktvermarktungsoption nutzen können, ist in Bezug auf diese Klasse von Standorten insgesamt dennoch von einer sehr attraktiven Situation in Bezug auf die Eigenkapitalverzinsung auszugehen.

8.3. Bewertung der Datenbasis vor dem Hintergrund der Klassifizierung der Standortgüten

Das Fachgutachten Windenergie im Rahmen der Vorbereitung des EEG-Erfahrungsberichtes analysiert – wie in Kapitel 0 dargestellt – die zu erwartende Wirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten unter den voraussichtlichen Vergütungsbedingungen im Jahr 2012 (d.h. Anfangsvergütungssatz von 8,93 ct/kWh). Um eine direkte Vergleichbarkeit der Ergebnisse des Gutachtens mit der Datenbasis herzustellen, werden zunächst die Projekte betrachtet, deren Inbetriebnahme für das Jahr 2012 geplant ist.

In Tabelle 7 werden die Projekte in die in Kapitel 0 getroffene Klassifizierung von Standortgüten eingeordnet.

Tabelle 7 Einordnung der Windparkprojekte in die Standortklassifizierung

Standortqualität	Gesamt	2012	2013
Gesamt		55.6%	44.4%
60 % ≤ Standortqualität ≤ 70 %	20.4%	20.0%	21.0%
70 % < Standortqualität ≤ 80 %	39.1%	39.2%	39.0%
80 % < Standortqualität ≤ 100 %	30.7%	33.6%	27.0%
100 % < Standortqualität ≤ 120 %	6.2%	4.8%	8.0%
120 % < Standortqualität ≤ 150 %	3.6%	2.4%	5.0%

Im Folgenden werden die für das Jahr 2012 geplanten Projekte näher betrachtet. Dies beinhaltet knapp über die Hälfte der in der Datenbasis enthaltenen Projekte. Die Datenauswertung führt in Verbindung mit den Ergebnissen des Fachgutachtens Windenergie im Rahmen der Vorbereitung des EEG-Erfahrungsberichtes zu folgenden Ergebnissen:

- Rund 20 % der in der Datenbasis enthaltenen für das Jahr 2012 geplanten Projekte liegen im Bereich einer Standortqualität zwischen 60 und 70 %. Diese sind unter den Vergütungsbedingungen gemäß EEG-Referentenentwurf durch eine sehr geringe bzw. keine Wirtschaftlichkeit gekennzeichnet.
- Rund 39 % der für das Jahr 2012 geplanten Projekte liegen im Bereich einer Standortqualität zwischen 71 und 80 %. Diese verfügen unter den Vergütungsbedingungen gemäß EEG-Referentenentwurf über eine geringe bis maximal moderate Wirtschaftlichkeit. Nur in sehr seltenen Fällen mit extrem günstigen Rahmenbedingungen könnte eine als angemessen vorausgesetzte Eigenkapitalverzinsung knapp erreicht werden. Insbesondere diese Projekte reagieren sensibel auf Veränderungen hinsichtlich der Rahmenbedingungen (bspw. Zinsänderungen, Rohstoffpreiserhöhungen, steigende Anlagenpreise, steigende Planungskosten).
- Rund 34 % der für das Jahr 2012 geplanten Projekte liegen im Bereich einer Standortqualität zwischen 81 und 100 %. Diese erreichen unter den Vergütungsbedingungen gemäß EEG-Referentenentwurf eine gute Wirtschaftlichkeit.
- Rund 7 % der für das Jahr 2012 geplanten Projekte liegen im Bereich einer Standortqualität zwischen 101 und 150 %. Diese sind unter den Vergütungsbedingungen gemäß EEG-Referentenentwurf durch eine sehr gute Wirtschaftlichkeit charakterisiert.

Es wird bei der Auswertung eine Vereinfachung vorgenommen und nicht berücksichtigt, dass die in der Datenbasis enthaltenen Repoweringprojekte aufgrund des Repoweringbonus eine höhere Anfangsvergütung bekommen und sich hierdurch die Wirtschaftlichkeit der Projekte etwas verbessert. Der Großteil der enthaltenen Repoweringprojekte befindet sich an guten bis sehr guten Standorten, das heißt der Einfluss dieser vernachlässigten Komponente ist nicht sehr groß.

Die Aufteilung der Projekte auf die einzelnen Standortklassen wird in Tabelle 7 auch für das Jahr 2013 vorgenommen. Es wird deutlich, dass die Aufteilung der Projekte auf die unterschiedlichen Standortqualitäten sich im Jahr 2013 stark ähnlich zum Jahr 2012 verhält und die grundlegenden Aussagen sich somit übertragen lassen.

Im Jahr 2013 gilt zwar aufgrund der Degression ein etwas geringerer Vergütungssatz als im Jahr 2012. Gleichzeitig sind geringfügige Kostensenkungen zu erwarten, die jedoch aufgrund des hohen Entwicklungsstadiums der Windenergie-technologie voraussichtlich in einem Bereich von < 2 % (Degressionsfaktor) liegen werden. Insgesamt kann davon ausgegangen werden, dass sich näherungsweise in den meisten Fällen die Wirtschaftlichkeit der Projekte in derselben Form bewerten lässt wie für das Jahr 2012 geschehen. Das heißt, dass im Jahr 2013 ebenfalls etwa 20 % der Projekte über eine Standortqualität zwischen 60 und 70 % verfügen und somit keine Wirtschaftlichkeit für diese Projekte gegeben ist. Erneut befinden sich in 2013 39 % der Projekte im Bereich einer Standortqualität zwischen 71 und 80 % und sind damit durch eine geringe bis maximal moderate Wirtschaftlichkeit gekennzeichnet.

9. Schlussfolgerungen und Fazit

Das vorliegende Kurzgutachten basiert auf einer durch den WVV und BWE zur Verfügung gestellten Datenbasis mit Auskünften von Projektentwicklern in Deutschland. Die Datenbasis umfasst Windenergieprojekte mit einer Gesamtleistung von rund 3.230 MW und kann somit hinsichtlich ihres Umfangs positiv bewertet werden. Es haben in erster Linie norddeutsche Projektentwickler an der Befragung teilgenommen, so dass der Blickwinkel im Hinblick auf die gesamtdeutsche Situation etwas eingeschränkt sein könnte. Allerdings befindet sich generell ein Großteil der Entwickler von Windenergieprojekten aus Gründen des Ausbauperlaufs in Norddeutschland. Positiv ist in diesem Zusammenhang zu sehen, dass zu relativ gleichmäßigen Anteilen Windenergieprojekte in allen Regionen (Küste, Binnenland, tieferes Binnenland) in der Datenbasis enthalten sind.

Die Datenbasis war seitens der Deutschen WindGuard nicht nachprüfbar hinsichtlich der durch die Entwickler angegebenen Standortqualitäten. Die Auswertung beruht somit auf der Annahme einer korrekten Datenübermittlung durch die Entwickler und die Auftraggeber. Auf Basis der Bewertung der zur Verfügung stehenden Datenbasis erfolgt die Schlussfolgerung, dass keine wissenschaftlich nachprüfbar Aussagen getroffen werden können. Es sind jedoch Tendenzen hinsichtlich der weiteren Entwicklung des Windenergieausbaus erkennbar, die ausgewertet werden können.

Die Bewertung der Projektwirtschaftlichkeit unter den Rahmenbedingungen des jetzigen Entwurfs für die EEG-Novelle 2012 erfolgte auf Basis der Angaben der Projektentwickler. Die angegebenen Standortqualitäten beruhen hierbei auf wahrscheinlichen Ertragswerten, in die aber kein Verfügbarkeitsabschläge, elektrischen Verluste oder Sicherheitsabschläge eingegangen sind. Das heißt, die realen Betriebsergebnisse dieser Windparks werden voraussichtlich zu einer etwas geringeren Standortqualität führen. Dies ist bei der Verwendung der Auswertung zu berücksichtigen.

Die Auswertung trifft Aussagen dazu, ob die in der Datenbasis enthaltenen Windenergieprojekte unter den Rahmenbedingungen des jetzigen Entwurfs für die EEG-Novelle 2012 wirtschaftlich wären und fußt dabei auf dem Fachgutachten Windenergie, das im Zuge der Vorbereitung und Begleitung des EEG-Erfahrungsberichtes erstellt wurde. Neben der reinen Projektwirtschaftlichkeit aus Sicht eines Windparkentwicklers ist jedoch auch die Bewertung durch finanzierende Banken entscheidend. Da Banken Projekte an windschwächeren Standorten in der Regel noch vorsichtiger bewerten als andere Projekte, kann eine Projektumsetzung auch in diesem Bereich scheitern. Eine quantifizierte Bewertung hinsichtlich der Bankfähigkeit der Projekte war auf Basis der vorliegenden Datenbasis aber nicht möglich.

Die Auswertung der in der Datenbasis enthaltenen Projektdaten ergab, dass rund 21 % der derzeitigen Projektplanungen für das Jahr 2012 über eine Standortqualität von unter 70 % verfügen. Diese sind unter Anwendung der Regelungen des derzeitigen EEG-Referentenentwurfs nicht wirtschaftlich und somit in ihrer Umsetzung stark gefährdet. Im Jahr 2013 bewegt sich die Anzahl an Projekten dieser Standortqualität in der gleichen Größenordnung.

Rund 39 % der in der Datenbasis enthaltenen Projekte verfügen über eine Standortqualität von 71 bis 80 %. Für diese Projekte hat die Auswertung ergeben, dass eine geringe bis maximal moderate Wirtschaftlichkeit gegeben ist. Hierbei liegt die zu erwartende Eigenkapitalverzinsung in der Regel deutlich unter dem als angemessen erachteten Wertes von 12 %. Das heißt, nur im Falle sehr günstiger Rahmenbedingungen können diese Projekte erfolgreich umgesetzt werden. Gleichzeitig ist insbesondere diese Klasse von Projekten sehr sensibel auf sich verändernde Rahmenbedingungen. Sollten beispielsweise die Fremdkapitalzinsen oder auch die Rohstoff- und damit die Anlagenpreise ansteigen, wäre eine Umsetzbarkeit bei Projekten dieser Kategorie nicht mehr gegeben. Ebenso können insbesondere diese Projekte auch an der Risikoeinschätzung der Banken scheitern, wie es oben bereits beschrieben wurde.

Bei der Beurteilung der Ergebnisse ist zu beachten, dass auch in der Vergangenheit Windenergieprojekte an windschwachen Standorten durch eine geringe Wirtschaftlichkeit gekennzeichnet waren. Dies liegt teilweise in der Ausgestaltung der standortdifferenzierten Vergütung gemäß EEG begründet, da eine Standortdifferenzierung nur bis hin zu einer Standortqualität von 82,5 % erfolgt. Standorte mit einer Standortqualität unter 82,5 % erreichen generell die erhöhte Anfangsvergütung über 20 Jahre, und es erfolgt keine weitere Verbesserung der Situation für Standorte mit einer Standortqualität von deutlich unter 82,5 %.

Bisher stellte dies eine anerkannte Lösung dar: Zum einen sollten insbesondere Projekte an windstarken Standorten angereizt werden und der Windenergieausbau in diese Richtung gelenkt werden, zum anderen war eine genügend große Anzahl dieser windstarken Standorte verfügbar, um steigende Ausbauzahlen zu generieren. Die Technologieentwicklung ermöglichte hierbei den voran schreitenden Ausbau auch ins Binnenland hin zu mittleren Standortqualitäten. Ein Ausbau im tieferen Binnenland mit noch geringeren Standortqualitäten wurde bisher politisch nicht gewünscht.

Heute stellt die Situation sich anders da: Mehrere Bundesländer des Binnenlandes haben Ziele für den Windenergieausbau verabschiedet, andere sind dabei, solche zu entwickeln. So hat sich Baden Württemberg das Ziel gesetzt, bis Ende 2020 einen Anteil von 10 % der Stromversorgung durch Windenergie decken [SWW 2011], und in Nordrhein Westfalen soll laut der Zielsetzung der neuen Landesregierung der Anteil der Windenergie an der Stromversorgung bis 2020 sogar auf 15 % steigern [LEE NRW 2011]. Ähnliche Tendenzen zeichnen sich in weiteren Bundesländern, wie bspw. Bayern, ab.

Weiterhin bedingt die Knappheit an Neustandorten im Bereich der Küste und dem küstennahen Binnenland, dass der Windenergieausbau tiefer ins Binnenland voran schreitet. Die Ziele der Binnenland-Bundesländer – insbesondere in Süddeutschland – können nur erreicht werden, wenn auch windschwächere Standorte für die Windenergienutzung erschlossen werden können. Das heißt, wenn ein solcher Ausbau im tieferen Binnenland erfolgen soll, müssen die Vorgehensweise und damit auch die Vergütungsbedingungen für die Windenergie an windschwächeren Standorten entsprechend dieser neuen Situation angepasst werden.

10. Quellen

- [DEWI 2010] Neddermann, B., DEWI GmbH – Deutsches Windenergie-Institut: Status der Windenergienutzung in Deutschland. Stand 31.12.2010.
- [DWG 2011] Deutsche WindGuard: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Vorhaben Ile – Windenergie. Endbericht, vorläufige Fassung. Juni 2011.
- [EEG 2009] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG). Ausfertigungsdatum: 25.10.2008 Zuletzt geändert durch G v. 11.8.2010 I 1170.
- [Entwurf EEG 2012] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland: Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Stand: 17. Mai 2011.
- [eeg-aktuell 2011] Bundesverband Windenergie e.V.: Aktualisierter Zeitplan der EEG-Novelle. URL: <http://www.eeg-aktuell.de/2011/06/aktualisierter-zeitplan-der-eeg-novelle/> (letzter Zugriff: 17.06.2011)
- [LEE NRW 2011] Landesarbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie NRW e.V.: Branche begrüßt grundsätzliche Zielsetzung. Artikel vom 11.02.2011.
- [SWW 2011] Sonne, Wind und Wärme: Baden-Württemberg will 10% Windstrom in 2020. Artikel vom 28.04.2011.