

ENERGY & NATURAL RESOURCES

Onshore-Windenergie – Repowering-Potenziale in Deutschland

Marktstudie



Onshore-Windenergie – Repowering-Potenziale in Deutschland

Marktstudie

Vorwort

Mit der jüngst verabschiedeten Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) gibt es von der Bundesregierung klare Signale für den Ausbau der Windenergie in Deutschland. Neben der Offshore-Windenergie gewinnt auch der Ersatz alter Windenergieanlagen (WEA) durch neue, leistungsstärkere Anlagen (Repowering) aufgrund der neuen Vergütungsregelungen an Attraktivität.

Deutschland war einer der Vorreiter beim Aufbau der Windindustrie und verfügt über eine hohe Anzahl von WEAs mit einer Laufzeit von mehr als zehn Jahren. Auf Basis der in den letzten Jahren deutlich gestiegenen Leistung der WEAs bietet das Repowering die Gelegenheit, mit einer verringerten Anlagenzahl eine deutlich höhere Strommenge zu produzieren sowie gleichzeitig Landschaftsbild und Natur zu entlasten. Damit kann auch ein entscheidender Beitrag zur Steigerung der Akzeptanz der Windenergie und zum weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien geleistet werden.

Das Ziel dieser Studie ist es, Erlös- und Kostenstrukturen für Repowering-Projekte zu analysieren und aus den realisierbaren Renditen das wirtschaftlich umsetzbare Repowering-Potenzial bis 2020 abzuleiten – dem Jahr, in dem die Bundesregierung mindestens 30 Prozent Strom aus erneuerbaren Energiequellen anstrebt.

Wir wünschen Ihnen eine spannende Lektüre und laden Sie dazu ein, uns bei weitergehenden Fragen oder für ein vertiefendes Gespräch zu kontaktieren.

Olaf Köppe

Karsten Schulze

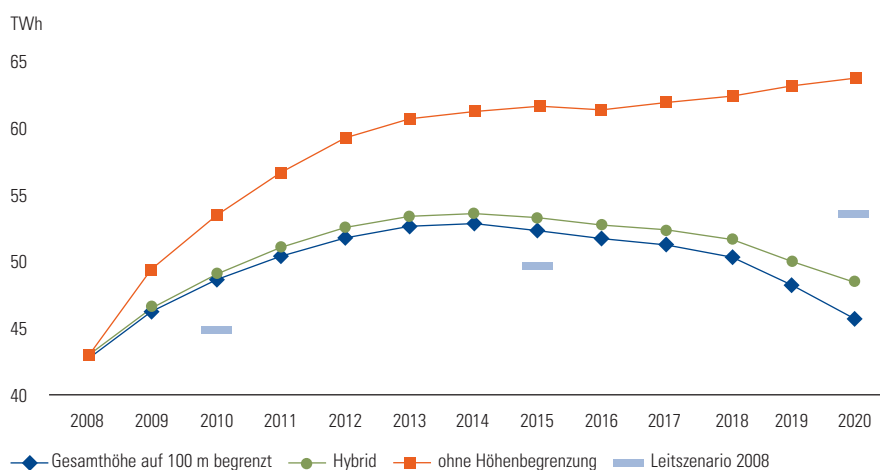
Inhaltsverzeichnis

1 Die wichtigsten Ergebnisse der Studie.....	5
2 Entwicklung in Deutschland	6
2.1 Struktur Anlagenbestand.....	8
2.2 Stand der Technik	10
2.3 Politische Rahmenbedingungen	10
2.4 EEG 2009	11
2.5 Verständnis des Begriffs Repowering	12
2.6 Genehmigungsverfahren	13
3 Empirisch-analytische Arbeiten: Vorgehen	15
3.1 Standortgüte und Berechnung der Restwerte der Altanlagen	15
3.2 Entwicklung Modelle Neuanlagen	16
3.3 Berechnung IRR.....	16
3.4 Ergebnis: Prognose der wirtschaftlich umsetzbaren Projekte	17
3.5 Getroffene Annahmen.....	22
4 Über uns	24

1 Die wichtigsten Ergebnisse der Studie

- Aufgrund sinkender Zubauraten auf Neulflächen onshore und des sich verzögernden Ausbaus der Windenergie offshore stellt das Repowering eine wichtige Option für die Erreichung der Ausbauziele für erneuerbare Energien der Bundesregierung dar.
- Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für das Repowering sind mit der aktuellen Novelle attraktiver gestaltet worden und ermöglichen einen Ersatz von Altanlagen durch moderne leistungsstarke Modelle der MW-Klasse.
- Bei ausbleibendem Repowering ist bis zum Jahr 2020 ein Verlust an installierter Leistung von rund 6.000 MW möglich.
- Das im Leitszenario formulierte Ziel der Bundesregierung, bis 2020 eine installierte Leistung onshore von 28.000 MW mit einer jährlichen Stromproduktion von 53,5 TWh zu realisieren, ist wirtschaftlich erreichbar, sofern genehmigungsseitig die notwendigen Rahmenbedingungen geschaffen werden. Dabei spielt neben der Bereitstellung der notwendigen Flächen vor allem die Aufhebung der vielerorts angewandten Gesamthöhenbeschränkung auf 100 m eine entscheidende Rolle.
- Im Zuge des geplanten „Repowering-Leitfadens“ – den das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) und das Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) derzeit als EEG-flankierende Maßnahme erstellen – und mit dem im Dezember 2008 veröffentlichten Jahressteuergesetz 2009 (Änderung des Gewerbesteuergesetzes: Gewerbesteuer splitting 70/30 zugunsten der Standortgemeinde möglich) werden aktuell wichtige Impulse in Richtung einer größeren Akzeptanz von Repowering-Projekten in den Standortgemeinden geschaffen.

Abb. 1: Potenziale der jährlichen Strombereitstellung aus Onshore-Windenergie



Quelle: KPMG-Analyse auf Basis Betreiberdatenbasis (BDB)

2 Entwicklung in Deutschland

Der Ausbau der Windenergie an Land hat sich seit Beginn der neunziger Jahre sehr dynamisch entwickelt. Dies hat bis Ende 2007 zu einer installierten Leistung von 22.247 MW geführt.

Startschuss zum Ausbau der Windenergie in Deutschland war 1991 das Stromeinspeisegesetz, das dem Anlagenbetreiber die Abnahme und eine marktpreisabhängige Vergütung des eingespeisten Windstromes garantierte.

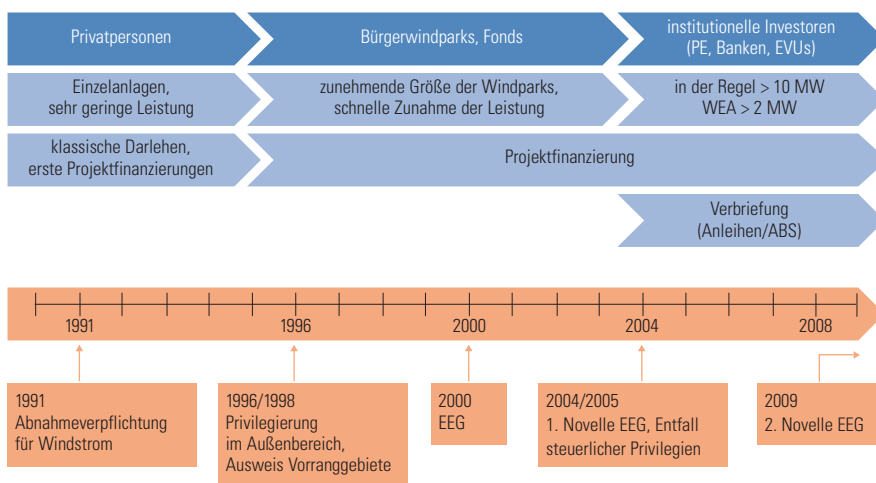
Anfang der neunziger Jahre wurden vornehmlich die windstarken Küstenstandorte bebaut. Dabei handelte es sich zunächst vor allem um Einzelanlagen. Diese wurden meist von kleinen Kommanditgesellschaften und Landwirten betrieben. In den Folgejahren wurden zunehmend Windparks mit mehreren Anlagen errichtet. Diese wurden häufig mit Beteiligung der Bürger vor Ort realisiert (sogenannte Bürgerwindparks).

Mit Inkrafttreten des EEG im April 2000 wurden erstmals feste Vergütungssätze für den aus Windkraft produzierten Strom gewährt. Dies führte zu einem deutlichen Ausbau der Windenergieleistung. In Verbindung mit steuerlichen Anreizen hat sich in dieser Zeit die GmbH Co. KG als beherrschende Rechtsform etabliert.

1996 wurden Windenergieanlagen im Baugesetzbuch nach § 35 Abs. 1 Nr. 5 als privilegiert zulässige Vorhaben im Außenbereich eingestuft (seit 01.01.1997 in Kraft). Mit der 1998 aufgenommenen Regelung in § 35 Abs. 3 Nr. 1 wurde die gemeindliche Steuerung des Windenergieausbaus weiter gestärkt, indem die Privilegierung entfällt, sobald es eine Ausweisung geeigneter Flächen an anderer Stelle gibt. Damit werden nunmehr die WEAs räumlich stärker konzentriert. 2004 wurde das EEG novelliert. Es gab erstmals eine spezielle Repowering-Regelung, die jedoch keinen bedeutenden Impuls lieferte. Bis zum Jahr 2005 war die Windenergie steuerlich begünstigt; als diese Privilegierung 2005 entfiel, verloren Fondsmodelle an Attraktivität. Dieser Umbruch führte zu einer Veränderung der im Markt aktiven Investoren. Nunmehr spielen längerfristig orientierte, institutionelle Investoren eine zunehmend bedeutende Rolle, für die vor allem die hohe Planungssicherheit durch feste Vergütungssätze über Laufzeiten von 20 Jahren attraktiv ist.

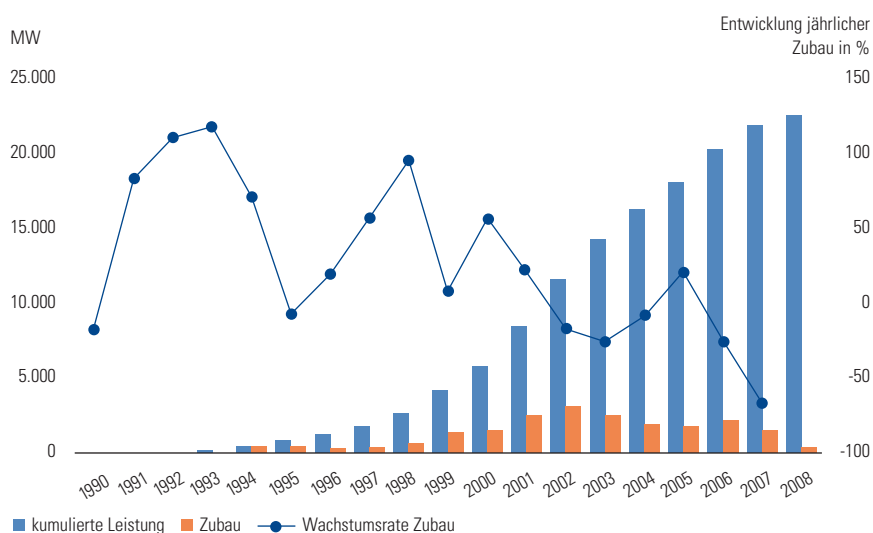
Aktuell ist am 1. Januar 2009 die zweite Novelle des EEG in Kraft getreten. Dabei wurden die Vergütungssätze erhöht, die jährliche Degression gesenkt sowie attraktivere Rahmenbedingungen für das Repowering geschaffen.

Abb. 2: Entwicklung der Windenergie



Quelle: KPMG-Analyse

Abb. 3: Installierte Leistung von Windenergieanlagen onshore in Deutschland



Quelle: KPMG-Analyse auf Basis BDB

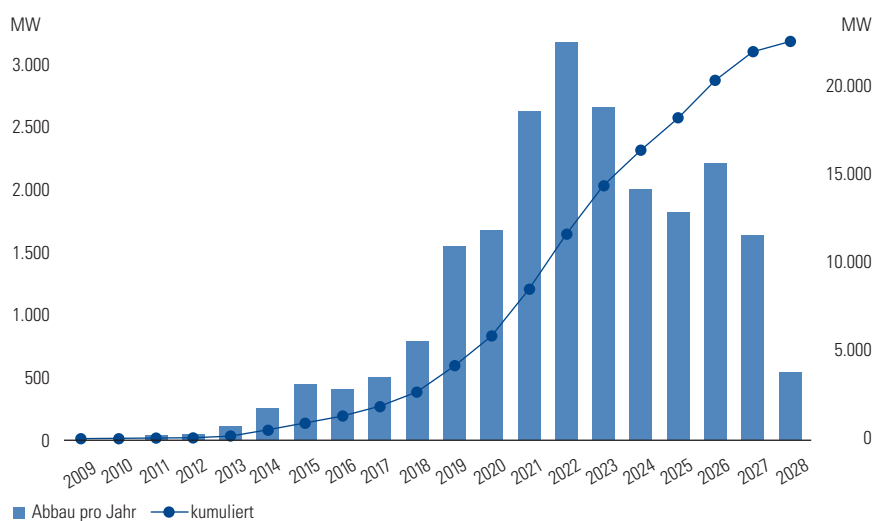
Anlagen und Markt

Die übliche Anlagengröße einer WEA im Jahr 1995 betrug rund 500 KW. Im Jahr 2007 wurden Anlagen mit einer durchschnittlichen Leistung von rund 2 MW installiert. Das schnelle Wachstum der Anlagengrößen begann etwa im Jahr 2000. Deshalb tragen noch heute viele kleine WEAs mit einem relativ geringen Anteil zur Windstromproduktion bei.

Wie in Abbildung 3 ersichtlich, wurden die größten Zubauraten in den Jahren 2001 bis 2003 realisiert. Danach ist der Zubau an WEAs in Deutschland tendenziell rückläufig. Lediglich im Jahr 2006 war nochmals ein Anstieg auf rund 2.200 MW neu installierter Leistung zu verzeichnen.

Betrachtet man die durchschnittliche jährliche Wachstumsrate (CAGR), so wird deutlich, dass Ende der neunziger und Anfang der 2000-er Jahre das größte Wachstum stattfand.

Abb. 4: Leistungsverlust durch zu erwartenden Rückbau nach 20 Jahren Betrieb



Quelle: KPMG-Analyse auf Basis BDB

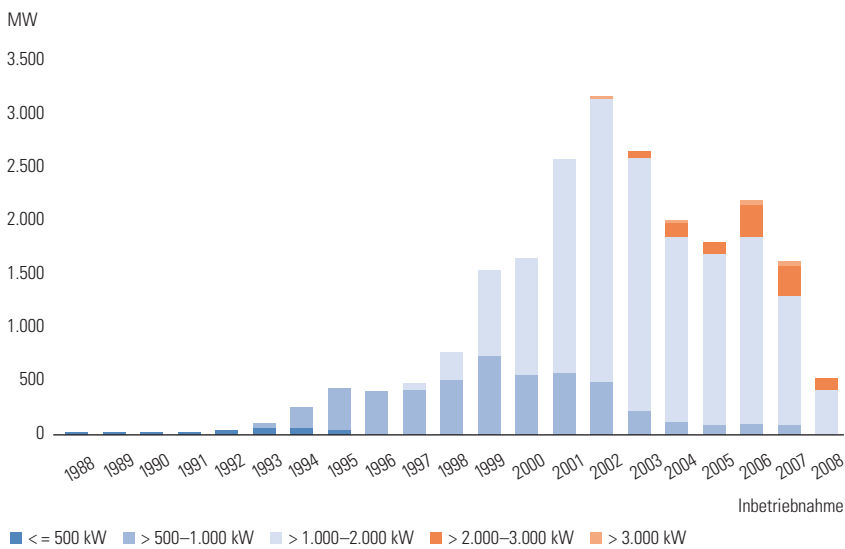
Rückbau

Die zu erwartende Lebensdauer einer WEA bestimmt den Zeitpunkt ihres Rückbaus und wird heute üblicherweise mit 20 Jahren angenommen. Damit kann man aus den historischen Installationsdaten ableiten, welche Leistung durch Anlagenabriss künftig theoretisch rückgebaut würde. Abbildung 4 stellt diesen zu erwartenden Rückbau bei einer unterstellten Lebensdauer von 20 Jahren Betriebszeit dar.

Repowering

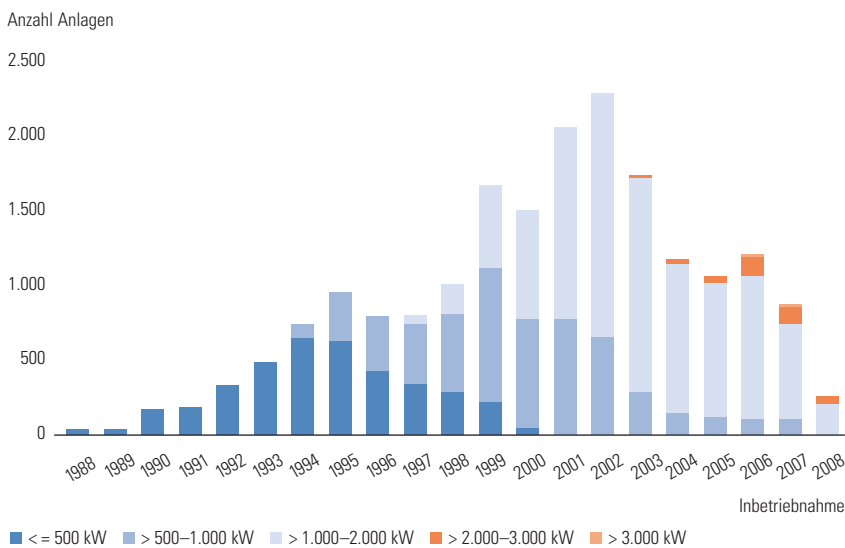
Bisher spielt das Repowering keine entscheidende Rolle für die Entwicklung des Anlagenbestandes in Deutschland. So wurden im Zeitraum von 2002 bis 2006 Projekte mit einer Gesamtleistung von knapp 300 MW umgesetzt. Rückgebaut wurden dabei Anlagen mit einer Leistung von rund 90 MW.

Abb. 5: Struktur des Anlagenbestandes (I)



Quelle: KPMG-Analyse auf Basis BDB

Abb. 6: Struktur des Anlagenbestandes (II)

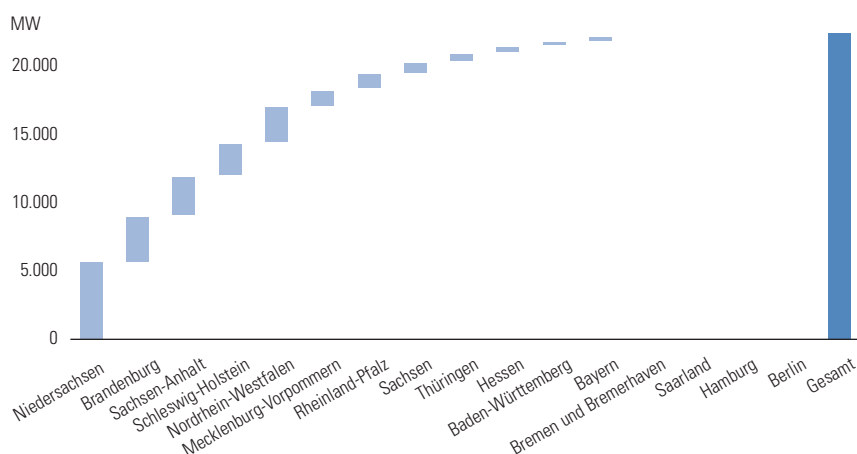


Quelle: KPMG-Analyse auf Basis BDB

2.1 Struktur Anlagenbestand

Abbildungen 5 und 6 zeigen die Alters- und Leistungsstruktur der aktuell in Deutschland installierten Anlagen auf. Dabei wird auch deutlich, dass die jährlich zugebaute Leistung in dem Zeitfenster 1993–1998 relativ gering ist. Die Anzahl der installierten Anlagen ist jedoch bereits in diesen Jahren mit 500–1.000 Anlagen sehr hoch.

Abb. 7: Regionale Verteilung der installierten Leistung (I)

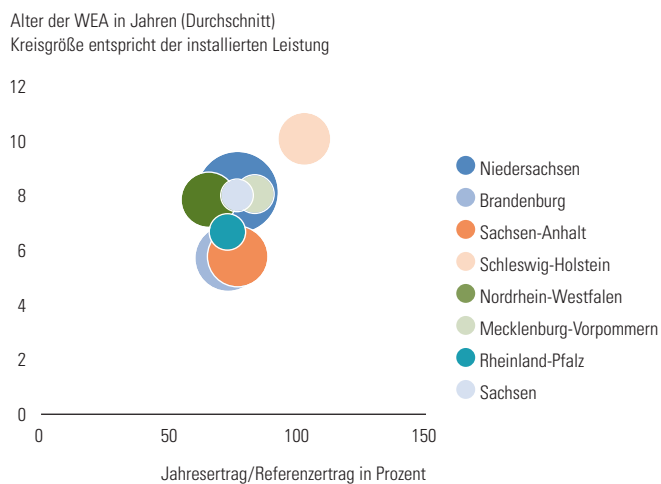


Quelle: KPMG-Analyse auf Basis BDB

Die Betrachtung der regionalen Verteilung der WEAs in Deutschland zeigt, dass drei Viertel der bisher installierten Leistung auf die Bundesländer Niedersachsen, Brandenburg, Sachsen-Anhalt, Schleswig-Holstein sowie Nordrhein-Westfalen entfallen. In diesen Bundesländern besteht demnach auch das theoretisch größte Repowering-Potenzial.

Bei einer Analyse des Anlagenalters und der durchschnittlich erreichten Referenzerträge kann das theoretische Potenzial zusätzlich konkretisiert werden. Abbildung 8 verdeutlicht, dass das Windpionierland Schleswig-Holstein aufgrund des höchsten durchschnittlichen Anlagenalters und der besten Windbedingungen hier führend ist.

Abb. 8: Regionale Verteilung der installierten Leistung (II)



Quelle: KPMG-Analyse auf Basis BDB



2.2 Stand der Technik

Die Anlagengröße der installierten WEA hat sich seit Mitte der neunziger Jahre sehr dynamisch entwickelt. Damit einhergehend haben sich auch die zu erwartenden Stromerträge am Referenzstandort deutlich gesteigert.

So gibt es heute bereits Anlagen mit einer Leistung von bis zu 6 MW. Derzeit typischerweise installierte Anlagen erreichen bei einer Leistungs-kategorie von 2 MW Jahreserträge von 5–6 Mio. kWh am Referenzstandort. Dies verdeutlicht die Ertragspotenziale, die im Repowering liegen.

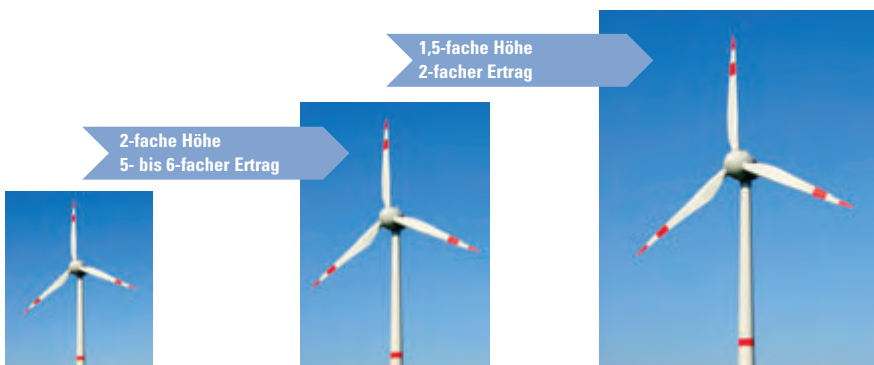
2.3 Politische Rahmenbedingungen

Im Zuge der Meseberger Beschlüsse werden auf EU-Ebene die Steigerung der Energieeffizienz um 20 Prozent, die Treibhausgasreduktion um 20 Prozent sowie ein Anteil von 20 Prozent erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch bis 2020 angestrebt. Auf dieser Basis hat die Bundesregierung im Rahmen ihres Energie- und Klimapaketes umfangreiche Ziele zur Steigerung der Energieeffizienz, der Reduktion der Treibhausgasemissionen sowie des Ausbaus der erneuerbaren Energien formuliert.

Wichtiger Bestandteil der Energiestrategie der Bundesregierung ist die Novelle des Gesetzes für den Vorrang erneuerbarer Energien, die im Juli 2008 vom Bundesrat verabschiedet wurde und am 01.01.2009 in Kraft getreten ist. Darin wird das Ziel formuliert, bis 2020 mindestens 30 Prozent des Strombedarfs über erneuerbare Energien zu decken. Ende 2007 betrug der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland rund 14 Prozent.

Abb. 9: Leistungssteigerungen der Windenergie

1995	500 kW	ab 2005	2.000 kW	technisches Potenzial	bis 6.000 kW
	Höhe ca. 70 m		Höhe ca. 140 m		Höhe > 200 m
	1 Mio. kWh/a		5–6 Mio. kWh/a		bis über 12,5 Mio. kWh/a



Quelle: KPMG-Analyse

Die Stromproduktion aus Windenergieanlagen stellt innerhalb der erneuerbaren Energien mit einem Anteil von rund 45 Prozent Ende 2007 dabei den größten Beitrag und gilt aufgrund der vergleichsweise niedrigen Stromgestehungskosten (onshore) und der großen Potenziale (offshore) als am ehesten dazu geeignet, einen wesentlichen Beitrag zum Ausbau der erneuerbaren Energien zu leisten.

Im Oktober 2008 veröffentlichte das BMU die Leitstudie 2008, in der Ausbauszenarien der erneuerbaren Energien dargestellt werden. Das optimis-



tische Szenario geht dabei von 36.000 installierten MW Windleistung onshore bis 2020 aus. Im sogenannten Leit-szenario wird von den in Abbildung 10 dargestellten Werten ausgegangen.

2.4 EEG 2009

Mit der Novellierung des EEG wurden seitens der Bundesregierung gegenüber den bisherigen Regelungen deutlich attraktivere Anreize im Bereich der Windenergieerzeugung geschaffen. Für das Repowering ist § 30 EEG relevant.

Wichtigste Veränderungen sind demnach:

- Flexibilisierung der Standortwahl: Größere Möglichkeiten bei der Wahl der abzubauenen Altanlage und des

Standortes des Neuprojektes durch die Möglichkeit der Einbeziehung benachbarter Landkreise.

- Leistungssteigerung mindestens zwei- sowie maximal fünffach: Die Herabsetzung von der dreifachen Leistungssteigerung auf mindestens eine Leistungsverdopplung ermöglicht auch den Ersatz größerer Anlagen der MW-Klasse durch derzeit marktübliche Modelle. Die Obergrenze von einer maximalen Verfünffachung soll eine missbräuchliche Inanspruchnahme des Repowering-Bonus bei dem Abbau von Kleinanlagen verhindern.

- Gleitende Altersgrenze: Zehn Betriebsjahre. Gegenüber der alten Regelung kann nun auch der Repowering-Bonus für den Abbau von Altanlagen beansprucht werden, die nach dem 31.12.1995 in Betrieb genommen wurden. Diese Anlagen sind zu einem Großteil innerhalb ausgewiesener Eignungsflächen gelegen und bestehen mithin nicht lediglich aufgrund ihres Bestandsschutzes. Der Genehmigungsfähigkeit eines Repowering-Projektes kann daher eine verbesserte Erfolgsaussicht zugesprochen werden.

- Der Anfangsvergütungssatz beträgt für die Inbetriebnahme im Jahr 2009 9,2 Cent zuzüglich Repowering- und SDL-Bonus und unterliegt nunmehr einer jährlichen Degression von einem Prozent.
- Vereinfachung der Bonusvergütung für Repowering-Projekte: Bonus in Höhe von 0,5 Cent auf die erhöhte Anfangsvergütung. Damit sind frühzeitige Rückzahlungen der entstandenen höheren Investitionen möglich.

Abb. 10: Ausbauziele Windenergie

Stromerzeugung erneuerbarer Energien im Leitszenario 2008		2000	2007	2010	2015	2020
Windenergie	MW			25.260		28.000
Onshore	TWh/a	7,6	39,5	44,8	49,6	53,5

Quelle: Weiterentwicklung der „Ausbastrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas, „Leitstudie 2008“, BMU 2008

Abb. 11: Wichtigste Änderungen EEG in tabellarischer Form

	EEG 2004	EEG 2009
Inkrafttreten	01.08.2004	01.01.2009
Grundvergütung Cent/kWh**	5,5	5,02
Erhöhte Anfangsvergütung Cent/kWh* **	8,7	9,2
Laufzeit Jahre	20***	20***
jährliche Degression %	2,0	1,0
Start Degression	2005	2010
Repowering-Bonus	Verlängerung erhöhter Anfangsvergütung	0,5 Cent/kWh**** SDL 0,5 Cent/kWh bis 2014****

* mindestens 5 Jahre nach Inbetriebnahme, Verlängerung in Abhängigkeit vom Referenzertrag

** Degression beide Sätze

*** zuzüglich Inbetriebnahmejahr

**** Boni unterliegen ebenfalls der Degression, erhöhen die hohe Anfangsvergütung

Quelle: KPMG-Analyse

2.5 Verständnis des Begriffs Repowering

Grundsätzlich spricht man im Rahmen des Repowerings vom Ersatz älterer Anlagen durch in der Regel leistungsstärkere, dem Stand der Technik entsprechende Anlagen. Unabhängig von den in § 30 EEG geregelten finanziellen Anreizen für das Repowering kann der Ersatz älterer Anlagen durch Neuanlagen auch außerhalb der Voraussetzungen des § 30 EEG erfolgen. In der Praxis herrscht daher keine einheitliche Auffassung darüber, welche Arten des Ersetzens von Altanlagen als Repowering zu bezeichnen sind.

Dabei sind grundsätzlich folgende Varianten denkbar:

Ersatz von Altanlagen nach § 30 EEG

§ 30 EEG setzt voraus, dass die Altanlage unter Einhaltung der tatbestandlichen Voraussetzungen ersetzt wird.

Die Neuanlage kann:

- a) am selben Standort errichtet werden und gegebenenfalls vorhandene Infrastruktur weiternutzen. Es besteht also neben dem Zusammenhang aus § 30 EEG auch ein direkter räumlicher Bezug.
- b) an einem beliebigen Standort innerhalb desselben oder aber eines angrenzenden Landkreises errichtet werden. Der Zusammenhang zwischen Alt- und Neuanlage ist in diesem Fall lediglich über den Ersatz der Altanlage für die Inanspruchnahme des Repowering-Bonus nach § 30 EEG hergestellt.

Ersatz von Altanlagen außerhalb von § 30 EEG

Der Ersatz von Altanlagen durch Neuanlagen außerhalb der geregelten Voraussetzungen des § 30 EEG erfolgt in der Praxis insbesondere dann, wenn aus wirtschaftlichen oder aber genehmigungsrechtlichen Gründen die in § 30 EEG normierten Leistungssteigerungsfaktoren über- bzw. unterschritten werden:

- a) Die Altanlagen wurden bereits frühzeitig errichtet und verfügen nur über eine vergleichbar geringe Leistung. Damit führt ein Ersatz von Altanlagen durch Neuanlagen mit einer Leistungsvervielfachung (> fünffach) auch unter Außerachtlassung des Repowering-Bonus zu einem deutlich höheren Energieertrag und damit zu einer deutlich höheren Vergütung (fraglich sind hier jedoch die genehmigungsrechtlichen Erfolgsaussichten des Projektes, da eher nicht von einer Entlastung des Landschaftsbildes ausgegangen werden kann).
- b) Bei den zu ersetzenden Altanlagen handelt es sich bereits um leistungsstarke Anlagen der MW-Klasse, die unter heutigen Gesichtspunkten der Wirtschaftlichkeit mit aktuellen Anlagenmodellen bei einer nach § 30 EEG geforderten Verdopplung der Leistung nicht rentabel ersetzbar sind (gegebenenfalls wird die Leistung gar nicht oder aber lediglich moderat gesteigert (dies kann auch durch die genehmigungsrechtlichen Rahmenbedingungen bedingt sein)). Dies spielt insbesondere eine Rolle bei der mittel- und langfristigen Vorausschau der Entwicklung des künftigen Anlagenbestandes.



Für die nachfolgenden Analysen wird dann von Repowering ausgegangen, wenn die Voraussetzungen nach § 30 EEG gegeben sind. Anderweitiges Ersetzen wird als Ersatz von Altanlagen durch Neuanlagen bezeichnet. Die Vergütungsstruktur für die Neuanlage beurteilt sich sodann nach § 29 EEG.

2.6 Genehmigungsverfahren

Grundvoraussetzung für die Realisierung von Repowering-Projekten ist, neben der wirtschaftlichen Umsetzbarkeit, die rechtliche Zulässigkeit des Vorhabens. Das Zulassungssystem kann als zweistufig bezeichnet werden. Zu unterscheiden sind die Sicherstellung der planungsrechtlichen Grundlagen und die eigentliche Anlagengenehmigung.

Repowering-Projekte sind genehmigungsrechtlich ebenso wie Neuprojekte zu bewerten und werden demnach wie folgt behandelt:

Im ersten Schritt kann es erforderlich sein, die erstmalige Erstellung einer gebietsbezogenen Planung oder – wenn eine solche bereits besteht – deren Änderung durch die zuständige Gemeinde anzustoßen. Eine Änderung planungsrechtlicher Grundlagen steht bei Repowering-Projekten dann im Vordergrund, wenn die bestehende Planung die Altanlagen abdeckt, nicht aber die Neuanlagen, die im Rahmen des Repowering entstehen sollen. Ein Anspruch auf gemeindliche Planung besteht nicht. Durch städtebauliche Verträge, in denen der Investor zum Beispiel die Planungskosten der Gemeinde übernimmt, kann die Bereitschaft, planungsrechtliche Grundlagen für Windenergieanlagen zu schaffen, gesteigert werden.

Grundlage für die aufgrund gemeindlicher Planungshoheit festzulegenden Nutzungen ist das Baugesetzbuch. Demnach werden in der Regel Flächennutzungspläne und grundstücksgenaue Bebauungspläne (die aus den übergeordneten Flächennutzungsplänen zu entwickeln sind) ausgewiesen. Im Rahmen dieser Bauleitplanung haben die Gemeinden ein weitreichendes Planungsermessen.

Im zweiten Schritt ist das einzelfallabhängige Genehmigungsverfahren der Anlage durchzuführen. Hier handelt es sich um eine gebundene Entscheidung, das heißt, der Genehmigungsbehörde steht kein Ermessensspielraum zu. Demnach hat der Antragsteller bei Vorliegen der notwendigen Zulassungsvoraussetzungen einen gesetzlichen Anspruch auf Erteilung der Genehmigung.

Genehmigungsvoraussetzung ist zum einen die Vereinbarkeit des Vorhabens mit dem Bauplanungsrecht. Darüber hinaus ergeben sich gegebenenfalls aus weiteren Fachgesetzen spezifische Anforderungen, die auch den Betrieb der Anlage betreffen. Weitere Anforderungen werden aufgrund der sogenannten Konzentrationswirkung des Genehmigungsverfahrens nach § 13 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG) in diesem Verfahren mit berücksichtigt. Das heißt, es sind nach Erhalt der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung keine weiteren Genehmigungen einzuholen.

Wenn für das betreffende Gebiet kein Bebauungsplan besteht, ist die Zulässigkeit des Vorhabens im Außenbereich nach § 35 Baugesetzbuch (BauGB) zu prüfen. Aufgrund des bestehenden Flächenbedarfs gibt es Anlagen im Innenbereich nach § 34 BauGB faktisch nicht.

Der Außenbereich ist zwar grundsätzlich von Bebauung freizuhalten, jedoch gilt dies nicht, wenn die Vorhaben typischerweise in den Außenbereich zu verorten sind und öffentliche Belange ihrer Errichtung nicht entgegenstehen (privilegierte Vorhaben). Seit dem 01.01.1997 gelten WEA im BauGB als gesetzlich privilegierte Vorhaben. Es gilt ein Planvorbehalt, der es entweder der gemeindlichen Flächennutzungs- oder der Regionalplanung ermöglicht, durch Ausweisung von Eignungsflächen eine Konzentration entsprechender Anlagen auf gemeindlicher oder regionaler Ebene zu erreichen. Soweit die Darstellungen im Flächennutzungsplan oder die Ziele der Raumordnung und Landesplanung dem Windvorhaben entgegenstehen, wird in der Regel die Unzulässigkeit des Windvorhabens ungeachtet der Privilegierung begründet sein.

Ablauf Genehmigungsverfahren

WEAs ab 50 m Gesamthöhe sind nach dem BImSchG zu genehmigen. Anlagen unter dieser Höhe benötigen statt einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung lediglich eine Baugenehmigung. Diese Kleinanlagen spielen jedoch in der heutigen Praxis keine bedeutende Rolle mehr, insbesondere nicht für das Repowering. Daher wird hier im Folgenden das Genehmigungsverfahren für WEA > 50 m dargestellt.

WEAs werden grundsätzlich nach § 19 BImSchG nach dem vereinfachten Genehmigungsverfahren zugelassen, sofern keine Pflicht zur Umweltverträglichkeitsprüfung besteht. Von dieser ist grundsätzlich ab einer Anlagenzahl ab 20 WEA auszugehen. Bei 3–5 Anlagen ist eine standortbezogene Vorprüfung sowie bei 6–19 Anlagen eine allgemeine Vorprüfung erforderlich. Danach entscheidet sich, ob im weiteren Verlauf nach § 19 BImSchG im vereinfachten

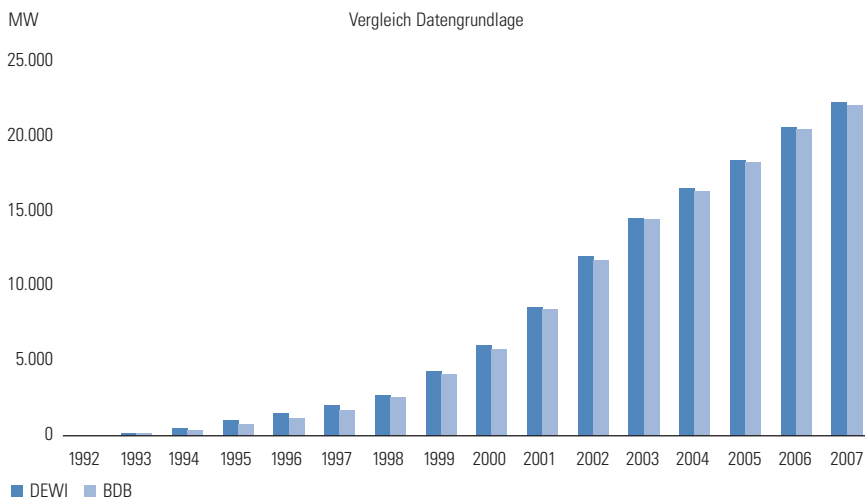
Verfahren oder aber nach dem förmlichen Verfahren nach § 10 BImSchG das Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung zu durchlaufen ist.

Das Genehmigungsverfahren richtet sich im Detail nach der Neunten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (9. BImSchV). Im Rahmen der immissionsschutzrechtlichen Anlagenzulassung ist nach § 6 BImSchG insbesondere Voraussetzung für die Genehmigung, dass die Betreiberpflichten nach § 5 BImSchG erfüllt werden und andere öffentlich-rechtliche Vorschriften nicht entgegenstehen. Darunter ist in Bereichen, in denen kein Bebauungsplan besteht oder in dem Ausnahmen oder Befreiungen von den Festsetzungen eines Bebauungsplanes benötigt werden, auch das Einvernehmen der Standortgemeinde nach § 36 BauGB zu zählen. Zu den Betreiberpflichten gehört es, schädliche Umwelteinwirkungen zu verhindern und nach dem Stand der Technik Vorsorge gegen schädliche Umwelteinwirkungen zu treffen. Dies sind bei WEAs vor allem Schall- und Lichtemissionen. In diesem Zusammenhang dienen die technische Anleitung (TA) Luft und die TA Lärm als normkonkretisierende Verwaltungsvorschriften.

Zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen werden in Abhängigkeit von den jeweiligen topografischen Bedingungen im Einzelfall insbesondere Abstands- und Höhenregulierungen formuliert. Die häufig als Entscheidungshilfe für die zuständige Genehmigungsbehörde dargestellten Windkrafterlasse der Länder mit pauschalisierten Abstands- und Höhenempfehlungen sind im Genehmigungsverfahren nicht bindend. Sie können und dürfen die Prüfung der Genehmigungsvoraussetzungen im Einzelfall nicht ersetzen.

3 Empirisch-analytische Arbeiten: Vorgehen

Abb. 12: Datenbasis der Analyse



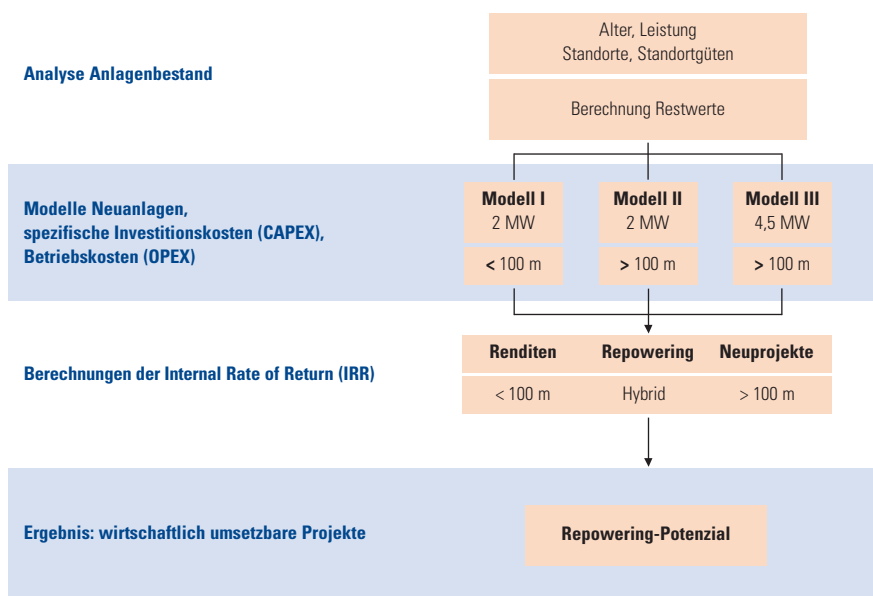
Quelle: KPMG-Analyse auf Basis BDB; Erhebung des Deutschen Windenergie-Institutes (DEWI) im Auftrag des Bundesverbandes WindEnergie und des Verbandes Deutscher Maschinen- und Anlagebau e.V. (VDMA)

Für unsere Analysen haben wir eine Datenbank mit mehr als 19.500 WEA und einer Gesamtleistung von 22.090 MW per 31.12.2007 verwendet. Insgesamt enthält die Datenbank Daten bis einschließlich Juni 2008.

Laut DEWI wurden bis 31.12.2007 insgesamt 22.247 MW installiert. Die Datenbank stellt somit eine valide Datengrundlage dar.

Ausgangspunkt der Analysen sind die in der Datenbank verfügbaren Daten zu den Standorten der WEAs. Dabei sind unter anderem Daten zu Standort, Hersteller, Anlagentyp, zur Leistungsklasse, Nabhöhe, Inbetriebnahme sowie zu erreichten durchschnittlichen Jahreserträgen in kWh je Anlage verfügbar.

Abb. 13: Ablauf der Analyse



Quelle: KPMG-Analyse

3.1 Standortgüte und Berechnung der Restwerte der Altanlagen

Ein bestimmendes Element für die wirtschaftliche Beurteilung eines Repowering-Projektes ist der Restwert der Alt-WEAs bzw. Windparks. Dieser lässt sich aus dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme und den daraus resultierenden Einspeisevergütungen sowie der spezifischen Attraktivität der Windbedingungen am Standort bestimmen.

Die Referenzerträge der jeweiligen Anlagen werden gemäß EEG normiert und zertifiziert. Sie sind unter fgw.de öffentlich abrufbar. Aus dem Verhältnis von erreichten Stromerträgen und zugewiesenem Referenzertrag kann für die Anlagen der Prozentsatz der Standortgüte ermittelt werden. Daraus kann nun die Dauer der erhöhten Anfangsvergütung bestimmt werden. Somit ist

es möglich, die aus künftigen zu erwartenden Stromvergütungen resultierenden anlagenspezifischen Restwerte zu bestimmen.

3.2 Entwicklung Modelle Neuanlagen

Im nächsten Schritt wurden Basisdaten für drei Modelle von Neuanlagen wie folgt ermittelt:

Modell I

Anlage < 100 m; Leistung 2 MW;
Referenzertrag (5 Jahre): 21.412.164 kWh

Wie an den Installationszahlen aus den vergangenen Jahren ersichtlich, stellt dieses Modell mit einer Leistung von 2 MW eine derzeit übliche Anlagengröße dar. Daneben ist dies die leistungsstärkste Klasse, die bei einer Gesamthöhenbeschränkung auf 100 m noch installiert werden kann. Dies ist unter anderem auch durch die Rotordurchmesser bedingt, die bei Anlagen dieser Größe rund 80 m betragen. Am Referenzstandort werden typischerweise Volllaststunden im Bereich von rund 2.140 h erreicht.

Modell II

Anlage > 100 m; Leistung 2 MW;
Referenzertrag (5 Jahre): 31.753.830 kWh

Diese WEAs erreichen bei einer durchschnittlichen im Modell verwendeten Gesamthöhe von rund 157 m Volllaststunden im Bereich von rund 3175 h am Referenzstandort. Darüber hinaus stellt diese Anlagenklasse, wie bereits oben erwähnt, die derzeit typischerweise installierte Anlagengröße dar.

Modell III

Anlage > 100 m; Leistung 4,5 MW;
Referenzertrag (5 Jahre): 59.075.339 kWh

Diese Anlage weist auf Basis der für die Analyse verfügbaren Daten derzeit noch ein ungünstigeres Verhältnis der Investitionskosten pro kWh auf. Dies ist insbesondere auf die noch nicht mit der 2 MW-Klasse vergleichbare Serienfertigung zurückzuführen. Gleichwohl ist diese Anlage geeignet, um Anlagen der MW-Klassen unter den EEG-Leistungssteigerungsfaktoren mindestens zweifach zu repowern.

Die spezifischen Investitions- und Betriebskosten wurden wie in Abschnitt 3.5 dargestellt angenommen.

3.3 Berechnung IRR

Im Weiteren werden die erzielbaren Renditen für Repowering-Projekte unter verschiedenen Annahmen bestimmt. Hierbei haben wir auf die Internal Rate of Return (IRR) abgestellt, eine in der Praxis häufig angewandte Methode zur Ermittlung der internen Projektrendite.

Dabei wird angenommen, dass der ermittelte Restwert der Altanlagen den Ausgaben für die Anfangsinvestition aufzuschlagen ist. Die Laufzeit ergibt sich aus dem Inbetriebnahmejahr zuzüglich 20 Jahre Betrieb. Weitere Annahmen sind Abschnitt 3.5 zu entnehmen.

Für die Berechnung der Renditen wurden drei unterschiedliche Szenarien angenommen.



1. < 100 m: Die Gesamthöhe des Neuprojektes ist in jedem Fall auf 100 m begrenzt.
2. Hybrid: Die Gesamthöhe ist auf 100 m begrenzt, es sei denn, das zu ersetzende Altprojekt hatte bereits eine Gesamthöhe von über 100 m. In diesem Fall durfte das Neuprojekt ebenfalls über 100 m Gesamthöhe aufweisen. (Ansatz, um die Genehmigungspraxis der jeweiligen Standortgemeinde besser abzubilden)
3. > 100 m: Die Gesamthöhe des Neuprojektes ist in jedem Fall über 100 m möglich.

Auf Basis dieser Annahmen wurden die Renditen im Zeitverlauf bestimmt. Für das Szenario > 100 m sowie für das Hybridmodell bestand die theoretische Auswahlmöglichkeit zwischen Anlagen nach Modell II und III bzw. I, II, III. In diesen Fällen wurde automatisch diejenige Variante gewählt, die eine höhere Rendite verspricht. Dies entspricht dem anzunehmenden rationalen Verhalten potenzieller Investoren.

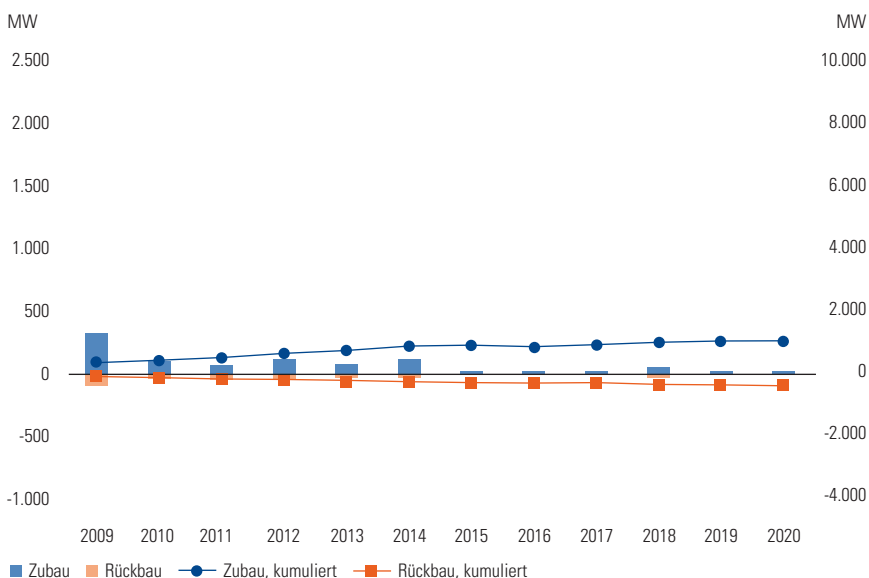
Abschließend wurden diejenigen Repowering-Projekte, die eine IRR vor Finanzierungskosten bei 100 Prozent EK von ≥ 9 Prozent aufweisen, als theoretisch wirtschaftlich umsetzbar angesehen. Die so ermittelte Leistung innerhalb des Betrachtungsjahres wurde addiert und ergibt das Repowering-Potenzial für das jeweilige Jahr.

3.4 Ergebnis: Prognose der wirtschaftlich umsetzbaren Projekte

Die Betrachtung von Repowering-Projekten nach § 30 EEG zeigt, dass sich bei einer Höhenbeschränkung von 100 m auch unter den neuen Vergütungsregelungen kaum Projekte wirtschaftlich umsetzen lassen.

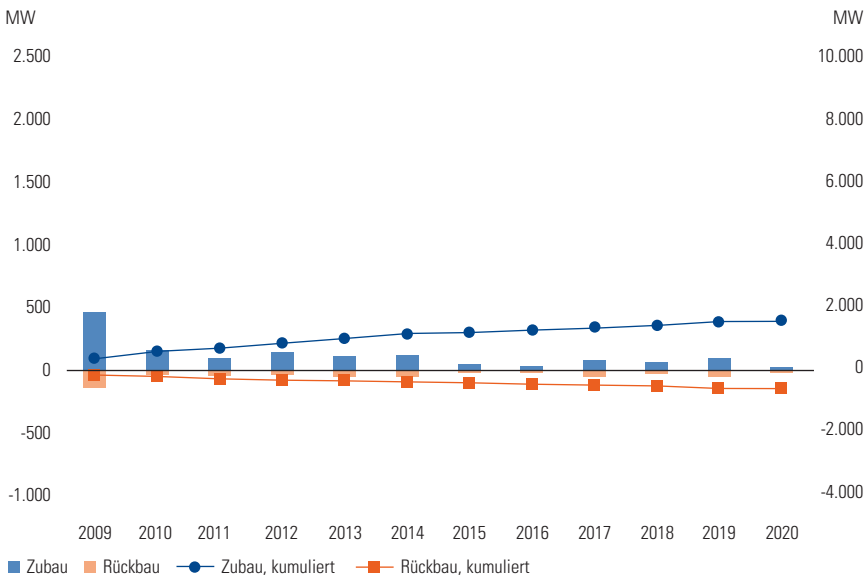
In der nebenstehenden Abbildung ist der Zubau aus Repowering sowie der dadurch bedingte Rückbau (das heißt Abbau der zu ersetzenden Altanlagen) dargestellt. Aus der Differenz zwischen Zubau und Rückbau ergibt sich der Zuwachs für das jeweilige Betrachtungsjahr. Demnach ergeben sich für dieses Szenario bis zum Jahr 2020 kumuliert lediglich 1.080 MW Zubaupotenzial. Der Rückbau aus diesen Projekten beläuft sich auf 347 MW.

Abb. 14: Ergebnis: Repowering-Potenzial bei Gesamthöhenbeschränkung auf 100 m



Quelle: KPMG-Analyse auf Datenbasis BDB

Abb. 15: Ergebnis: Repowering-Potenzial Hybridszenario

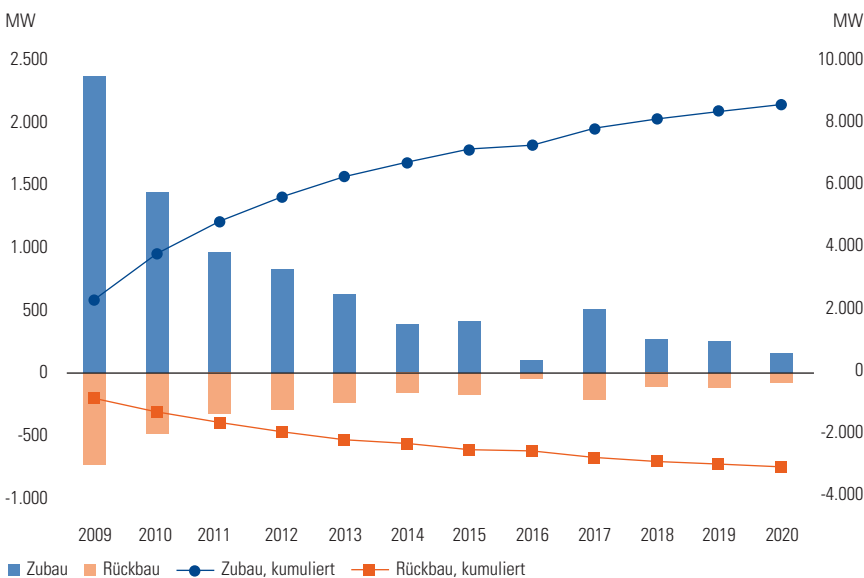


Quelle: KPMG-Analyse auf Basis BDB

Deutlich wird, dass aufgrund der in Abschnitt 2.1 dargestellten Struktur des Altanlagenbestandes nach 2015 nur noch sehr wenige Altprojekte rentabel durch Neuanlagen ersetzt werden können. Ab diesem Jahr sind zunehmend leistungsstärkere Anlagen mit höheren ausstehenden Restwerten zu ersetzen. Eine rentable Ablösung dieser Anlagen bei einer Beschränkung auf 100 m Gesamthöhe und damit einhergehenden geringeren Vollaststunden zur Kompensation der Altprojekte ist ab diesem Zeitpunkt nur noch in unbedeutendem Umfang möglich.

Für das zweite Szenario, das sogenannte Hybridszenario, ergeben sich kumulierte Zubaupotenziale von rund 1.650 MW. Damit einher geht ein Rückbau von rund 560 MW.

Abb. 16: Ergebnis: Repowering-Potenzial ohne Höhenbeschränkung

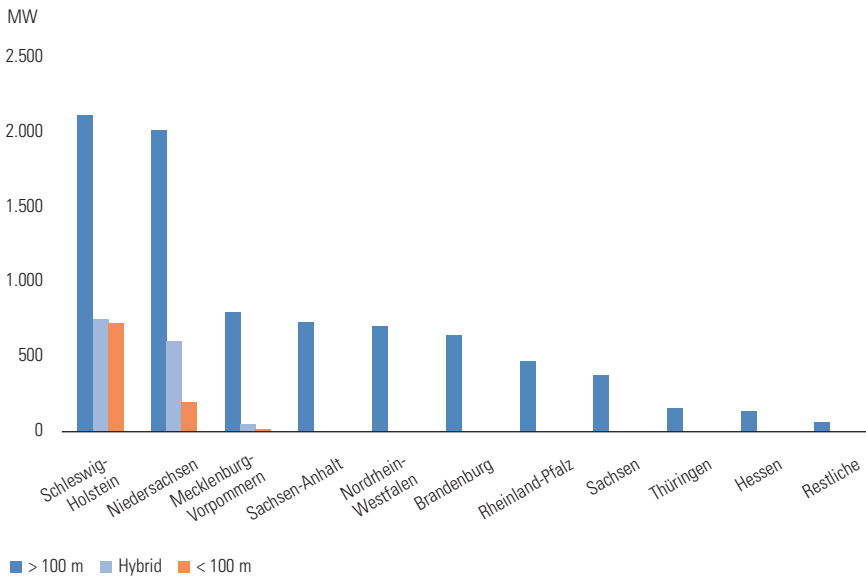


Quelle: KPMG-Analyse auf Basis BDB

Im dritten Szenario – dem Repowering ohne Beschränkung der zulässigen Gesamthöhe – ergibt sich ein kumuliertes Zubaupotenzial von rund 8.570 MW bis zum Jahr 2020. Während dieses Zeitraums beläuft sich der Rückbau auf rund 2.980 MW. Dies ist eine sehr deutliche Differenz zu den beiden anderen Szenarien.

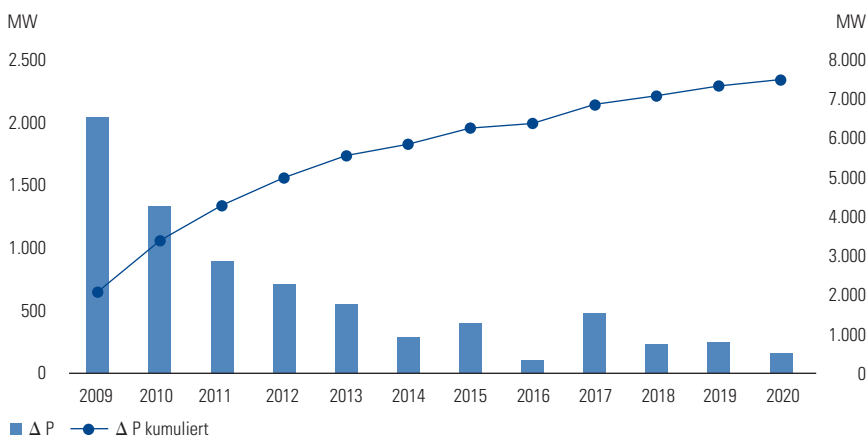
Das bis zum Jahr 2020 kumulierte Potenzial verteilt sich gemäß Abbildung 17 auf die Bundesländer. Demnach sind in Schleswig-Holstein und Niedersachsen die größten Potenziale vorhanden. Mögliche Verschiebungen von Potenzialen aufgrund der Einbeziehung angrenzender Landkreise sind hier nicht berücksichtigt.

Abb. 17: Ergebnis: Regionale Verteilung der Repowering-Potenziale



Quelle: KPMG-Analyse auf Basis BDB

Abb. 18: Ergebnis: Repowering-Potenzialverlust bei Gesamthöhenbeschränkung auf 100 m



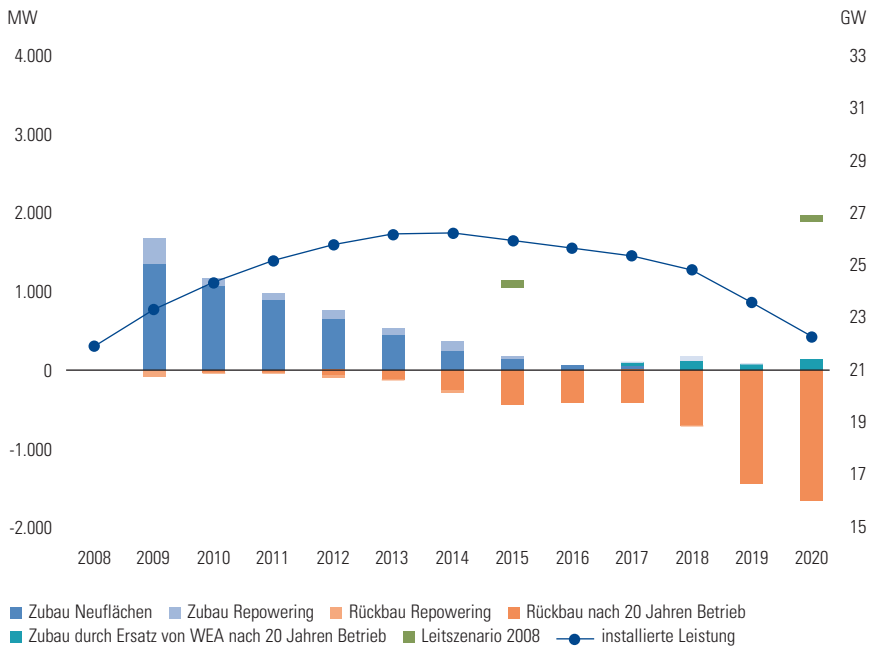
Quelle: KPMG-Analyse auf Basis BDB

Abbildung 18 vergleicht den Verlust an Zubau aus Szenario I (Gesamthöhe < 100 m) und Szenario III (Gesamthöhe > 100 m). Kumuliert bis zum Jahr 2020 ergibt sich dabei eine Differenz von rund 7.490 MW. Damit wird der enorme Einfluss der Gesamthöhe auf die Wirtschaftlichkeit von Repowering-Projekten deutlich.

Wie lassen sich diese Ergebnisse mit den in Abschnitt 2.3 dargestellten politischen Zielen (28.000 MW bis 2020) abgleichen?

Da es vonseiten der Bundesregierung kein spezifisches Repowering-Ziel gibt, muss das ermittelte Repowering-Potenzial nach § 30 in die Entwicklung des Gesamtanlagenbestandes integriert werden. Neben der installierten Leistung sind insbesondere die damit erwirtschafteten Stromerträge von Bedeutung. Die hier gesetzten Ziele der Bundesregierung betragen 53,5 TWh/a bis zum Jahr 2020.

Abb. 19: Ergebnis: Entwicklung des Gesamtanlagenbestandes bei einer Höhenbeschränkung auf 100 m



Quelle: KPMG-Analyse auf Basis BDB

Abb. 20: Ergebnis: Entwicklung des Gesamtanlagenbestandes für das Hybridszenario



Quelle: KPMG-Analyse auf Basis BDB

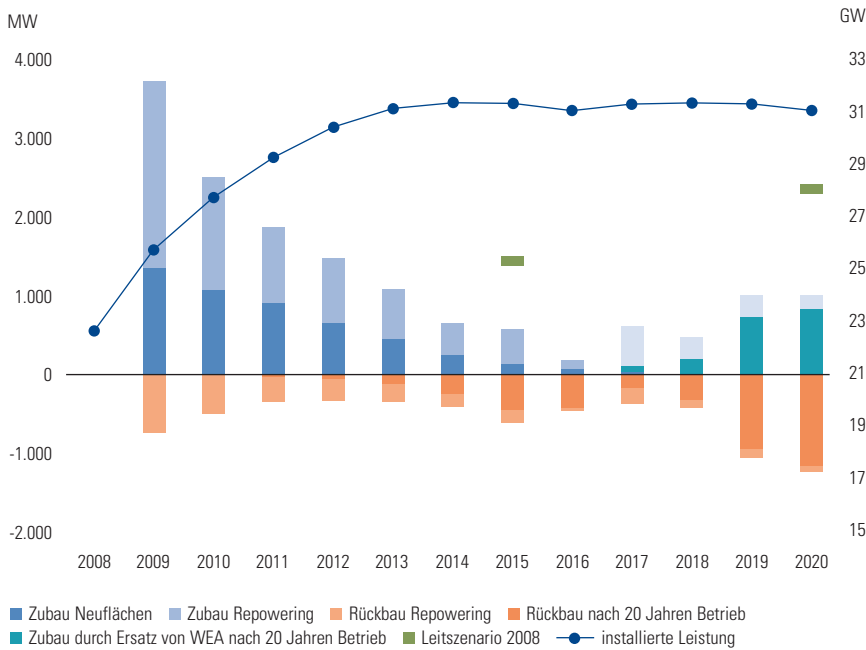
Für die Betrachtung der möglichen Entwicklung des Gesamtanlagenbestandes onshore wird davon ausgegangen, dass der Zubau von Neuanlagen auf Grünflächen bis zum Jahr 2017 weiterhin rückläufig sein wird und ab dem Jahr 2018 zum Erliegen kommt. Für Anlagen, die nicht im Rahmen des § 30 repowered werden, wird ein Rückbau nach 20 Jahren ohne Ersatz unterstellt. Für diese Anlagenstandorte, die nach 20 Jahren Betrieb wegfallen, wird jedoch angenommen, dass dort Neuanlagen installiert werden, sofern diese neuen Projekte ebenfalls eine IRR von ≥ 9 Prozent erreichen. Dies kann somit auch als Repowering, jedoch außerhalb des § 30, bezeichnet werden.

Auf Basis dieser Prämissen ergibt sich für das Szenario mit einer Höhenbeschränkung auf 100 m bis zum Jahr 2020 eine installierte Gesamtleistung von rund 23.030 MW.

Für das Hybridszenario errechnet sich bis zum Jahr 2020 eine installierte Gesamtleistung von rund 24.300 MW. Die Differenz zu Szenario I beträgt rund 1.270 MW.

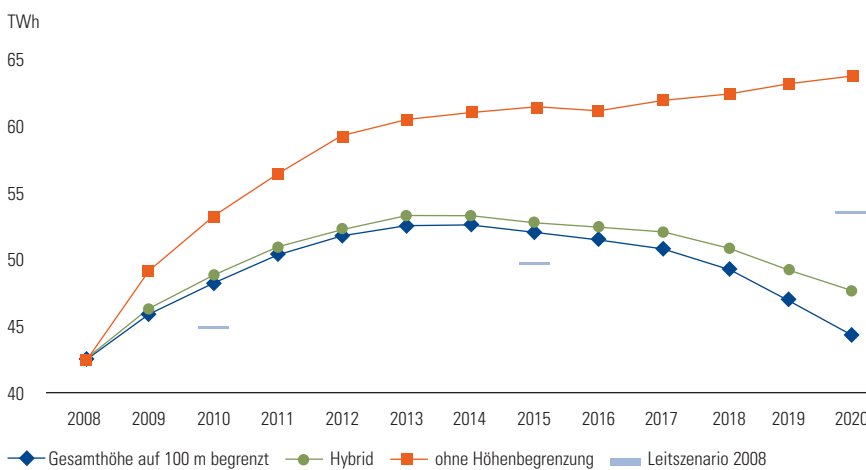
Für das dritte Szenario ohne Einschränkung der zulässigen Gesamthöhe ergibt sich bis 2020 eine installierte Gesamtleistung von rund 30.990 MW. Dieser wirtschaftlich umsetzbare Wert liegt damit mit rund 2.990 MW deutlich über dem politischen Ziel von 28.000 MW. Unter den genannten Prämissen ist das Ziel der Bundesregierung aus wirtschaftlicher Sicht somit erreichbar.

Abb. 21: Ergebnis: Entwicklung des Gesamtanlagenbestandes ohne Höhenbeschränkung auf 100 m



Quelle: KPMG-Analyse auf Basis BDB

Abb. 22: Ergebnis: Potenziale der jährlichen Strombereitstellung aus Onshore-Windenergie



Quelle: KPMG-Analyse auf Basis BDB

Wie bereits dargelegt, ist der erreichte Stromertrag von besonderem Interesse. Abbildung 22 stellt den aus den behandelten Szenarien für die Entwicklung der Gesamtanlagenbestände erzielbaren Stromertrag für die Szenarien < 100 m, Hybrid sowie > 100 m dar.

Aus dem Szenario III (Gesamthöhe > 100 m) lässt sich ein mögliches Stromertragspotenzial von rund 63,6 TWh/a in 2020 ableiten. Bei einem politischen Zielwert von 53,5 TWh/a bietet sich damit ein Umsetzungspuffer für bauplanungsrechtliche Restriktionen von 10,1 TWh für 2020.

Für die beiden Alternativszenarien unterschreitet das wirtschaftlich umsetzbare Potenzial mit 48,4 TWh/a (Hybridszenario) bzw. 45,5 TWh/a (Gesamthöhe < 100 m) deutlich den politischen Zielwert. Dies unterstreicht die Bedeutung der Gesamthöhe der WEAs im Rahmen von Repowering-Projekten für die Erreichung der politischen Ziele.

Anlagen vor 1997: Wenn man für alle Anlagen vor 1997 (die überwiegend außerhalb von Vorranggebieten liegen und lediglich aufgrund ihres Bestandschutzes weiterhin bestehen) geeignete Flächen zum Repowering bereitstellen würde, hätte man bis 2020 zusätzlich einen Zuwachs von rund 1.100 MW (1,9 TWh/a) im Szenario I beziehungsweise einen Zuwachs von rund 2.000 MW (4,6 TWh/a) für das Szenario III.

3.5 Getroffene Annahmen

Dem erstellten IRR-Berechnungsmodell lagen dabei die in Abbildung 23 dargestellten Annahmen zugrunde.

Es sei an dieser Stelle ausdrücklich darauf hingewiesen, dass eventuelle Potenzialverluste aufgrund der tatsächlichen Genehmigungspraxis in den Gemeinden hier nicht berücksichtigt sind. So zeigt beispielsweise eine Analyse der Auswirkungen neuer Abstandsempfehlungen auf das Repowering-Potenzial, die die Deutsche Windguard 2005 anhand konkreter Parkbeispiele in Niedersachsen durchführte, dass restriktive Abstandsrege-

lungen mit einer Erhöhung der Abstände zur Wohnbebauung von 500 m auf 1.000 m zu Potenzialverlusten von ausgewiesenen Vorranggebieten von bis zu 60 Prozent und mehr führen können. In Einzelfällen werden ganze Gebiete nicht mehr nutzbar. Dies verdeutlicht, dass die in der Praxis realisierbaren Repowering-Potenziale auch weiterhin entscheidend von den administrativen und rechtlichen Festsetzungen abhängen werden. Aufgrund der Steigerung der Anlagengröße und des damit einhergehenden erhöhten Flächenverbrauches ist es zudem fraglich, ob Gemeinden dafür in geeigneter Weise Raum schaffen. Diese Einflussfaktoren hängen von der Genehmigungsfähigkeit der Projekte im Einzelfall ab. Ebenso

Abb. 23: Getroffene Annahmen für die Modellberechnung

Variable	Annahme		
Leistungssteigerung	gemäß EEG 2009 § 30: min. 2-fach, max. 5-fach		
Einspeisevergütung	Altprojekte: jeweils gültige Tarife in Abhängigkeit von Inbetriebnahmejahr und Laufzeit der erhöhten Anfangsvergütung Neuprojekte: jeweils gültige Tarife in Abhängigkeit von Inbetriebnahmejahr und Laufzeit der erhöhten Anfangsvergütung		
SDL-Bonus	kompensiert Mehrkosten für erhöhte Anlagenanforderungen		
Restwert Altprojekt	Restwert aus ausstehenden Stromerträgen abzüglich OPEX, technischer und Materialrestwert der Anlagen wird durch Investor mitgetragen, kann jedoch zum selben Preis weiterverkauft werden		
IRR	Laufzeit 20 Jahre zuzüglich Inbetriebnahmejahr, vor Finanzierungskosten und Steuern, 100 % EK		
Inbetriebnahme Neuprojekt	zum 01.01. des jeweiligen Jahres		
Stromertrag	Prozent erreichter Referenzertrag bei Altprojekt entspricht Prozent Referenzertrag Neuprojekt		
Neuprojekt	Modell I	Modell II	Modell III
Leistung (kW)	2.000	2.000	4.500
Gesamthöhe (m)	99,6	156,8	181,4
Referenzertrag (kWh/5 Jahre)	21.412.164	31.753.830	59.075.339
Investitionskosten (€/kW)	1.060	1.199	1.541
Investitionsnebenkosten (€/kW)	319	319	319
Investitionssumme (CAPEX), (€)	2.757.946	3.035.946	8.369.879
Betriebskosten Neuprojekt (OPEX), (€/kW)	Jahre 1–10 Jahre 11–20	36 54	36 54
Betriebskosten Altprojekt (OPEX), (€/kW)	Jahre 1–10 Jahre 11–20	36 54	36 54

* Investitionsnebenkosten bestehend aus Netzanbindung, Fundament, Erschließung, Planung, sonstige Kosten

** Annahmen für CAPEX, OPEX in Anlehnung an EEG-Erfahrungsbericht 2007 und begleitenden Forschungsbericht 2008

Quelle: KPMG-Analyse

sei darauf verwiesen, dass die dargestellten Potenziale lediglich das theoretisch wirtschaftliche Potenzial für die jeweiligen Jahre darstellen. Bei Projektierungszeiträumen von mehreren Jahren kann nicht davon ausgegangen werden, dass bei Planern/Projektierern eine so umfangreiche Projektierungspipeline mit entsprechender Vorlaufzeit bereits zu Beginn des Betrachtungszeitraumes mit Inkrafttreten der Novelle besteht. Daher ist davon auszugehen, dass sich insbesondere das Potenzial der Jahre 2009/2010 in der tatsächlichen Umsetzung in die folgenden Jahre verschieben wird. Zwar unterliegen dann die Projekte aufgrund des späteren Inbetriebnahmezeitpunktes der Degression der Vergütungssätze,

dies kann jedoch durch gleichzeitig sinkende Restwerte der abzulösenden Altanlagen kompensiert werden. Somit ist nicht von einem wesentlichen Potenzialverlust durch diese anfängliche Umsetzungsverschiebung auszugehen. Bis Ende des Betrachtungszeitraumes im Jahr 2020 kann von einem ausreichenden Projektierungsvorlauf für Repowering-Projekte seitens der Planer/Projektierer ausgegangen werden, sodass bis zum Jahr 2020 das gesamte ausgewiesene wirtschaftliche Potenzial, vorbehaltlich genehmigungsrechtlicher Hemmnisse sowie weiterer möglicher Änderungen der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, theoretisch umsetzbar sein würde.



4 Über uns

Branchenspezifisches Know-how ist für KPMG der Schlüssel zum Verständnis unserer Mandanten. Deshalb ist bei uns weltweit eine Gruppe von Fachleuten tätig, die die Aufgabenstellung der Energieunternehmen fokussiert. Die Energy & Natural Resources Group von KPMG verfügt über umfassendes globales Fachwissen in der Energiebranche.

Ihre Ansprechpartner:

KPMG AG
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Olaf Köppe

Partner, Advisory
Leiter Energy & Natural Resources
Klingelhöfer Straße 18
10785 Berlin
T +49 30 2068-1149
okoepp@kpmg.com

Karsten Schulze

Senior Manager
Energy & Natural Resources
Michaelis-Quartier
Ludwig-Erhard-Straße 11–17
20459 Hamburg
T +49 40 32015-5238
karstenschulze@kpmg.com

Die enthaltenen Informationen sind allgemeiner Natur und nicht auf die spezielle Situation einer Einzelperson oder einer juristischen Person ausgerichtet. Obwohl wir uns bemühen, zuverlässige und aktuelle Informationen zu liefern, können wir nicht garantieren, dass diese Informationen so zutreffend sind wie zum Zeitpunkt ihres Eingangs oder dass sie auch in Zukunft so zutreffend sein werden. Niemand sollte aufgrund dieser Informationen handeln ohne geeigneten fachlichen Rat und ohne gründliche Analyse der betreffenden Situation.

© 2009 KPMG AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, eine Konzerngesellschaft der KPMG Europe LLP und Mitglied des KPMG-Netzwerks unabhängiger Mitgliedsfirmen, die KPMG International, einer Genossenschaft schweizerischen Rechts, angeschlossen sind. Alle Rechte vorbehalten. Printed in Germany. KPMG und das KPMG-Logo sind eingetragene Markenzeichen von KPMG International.