



Endbericht

**Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Strom-
erzeugung aus regenerativen Kraftwerken
für die Kalenderjahre 2011 bis 2015**



Auftraggeber

50Hertz Transmission GmbH

Eichenstraße 3A
12435 Berlin

EnBW Transportnetze AG

Kriegsbergstraße 32
70174 Stuttgart

Amprion GmbH

Rheinlanddamm 24
44139 Dortmund

TenneT TSO GmbH

(ehemals transpower stromübertragungs gmbh)
Bernecker Str. 70
95448 Bayreuth

Auftragnehmer

Leipziger Institut für Energie GmbH

Lessingstraße 2
04109 Leipzig

Telefon 03 41 / 22 47 62 - 0

Telefax 03 41 / 22 47 62 - 10

E-Mail mail@ie-leipzig.com

Internet www.ie-leipzig.com

Ein Unternehmen der 
Technischen Universität Hamburg-Harburg
und der TuTech Innovation GmbH

Ansprechpartner

Matthias Reichmuth

Telefon 03 41 / 22 47 62 - 25

E-Mail Matthias.Reichmuth@ie-leipzig.com

Mitwirkende

Gerd Schröder

Robert Pohl

Anne Scheuermann

Alexander Schiffler

Andreas Weber

Datum

29.10.2010

INHALTSVERZEICHNIS

0	EINLEITUNG UND METHODIK.....	1
0.1	<i>Ziel des Berichts</i>	1
0.2	<i>Methodik zur Prognose der Stromerzeugung</i>	1
0.3	<i>Berücksichtigung der Direktvermarktung</i>	2
0.3.1	Ausgangslage	2
0.3.2	Entwicklung der Strompreise	3
0.3.3	Potenzial und Einschätzung der Direktvermarktung.....	3
1	WASSERKRAFT (§ 23 EEG).....	8
1.1	<i>Entwicklung bis 2009</i>	8
1.2	<i>Mengenprognosen bis 2015</i>	8
1.2.1	Leistungsentwicklung im Trend-Szenario	8
1.2.2	Leistungsentwicklung im oberen und unteren Szenario	10
1.2.3	Vollbenutzungsstunden im Trend-Szenario.....	11
1.2.4	Vollbenutzungsstunden im oberen und unteren Szenario	12
1.2.5	Stromerzeugung bis 2015.....	13
1.3	<i>Prognose der Direktvermarktung bis 2015</i>	14
1.3.1	Direktvermarktung 2009 und 2010.....	14
1.3.2	Potenzial und Einschätzung der Direktvermarktung.....	14
1.4	<i>Vergütungszahlungen bis 2015</i>	16
2	DEPONIEGAS (§ 24 EEG)	19
2.1	<i>Entwicklung bis 2009</i>	19
2.2	<i>Mengenprognosen bis 2015</i>	19
2.2.1	Leistungsentwicklung im Trend-Szenario	19
2.2.2	Leistungsentwicklung im oberen und unteren Szenario	20
2.2.3	Vollbenutzungsstunden im Trend-Szenario.....	20
2.2.4	Vollbenutzungsstunden im oberen und unteren Szenario	20
2.2.5	Stromerzeugung bis 2015.....	20
2.3	<i>Prognose der Direktvermarktung bis 2015</i>	22
2.3.1	Direktvermarktung 2009 und 2010.....	22
2.3.2	Potenzial und Einschätzung der Direktvermarktung.....	22
2.4	<i>Vergütungszahlungen bis 2015</i>	23
3	KLÄRGAS (§ 25 EEG)	25
3.1	<i>Entwicklung bis 2009</i>	25
3.2	<i>Mengenprognosen bis 2015</i>	26
3.2.1	Leistungsentwicklung im Trend-Szenario	26
3.2.2	Leistungsentwicklung im oberen und unteren Szenario	26
3.2.3	Vollbenutzungsstunden im Trend-Szenario.....	27
3.2.4	Vollbenutzungsstunden im oberen und unteren Szenario	27
3.2.5	Stromerzeugung bis 2015.....	27
3.3	<i>Prognose der Direktvermarktung bis 2015</i>	29
3.3.1	Direktvermarktung 2009 und 2010.....	29
3.3.2	Potenzial und Einschätzung der Direktvermarktung.....	29

3.4	<i>Vergütungszahlungen bis 2015</i>	30
4	GRUBENGAS (§ 26 EEG)	32
4.1	<i>Entwicklung bis 2009</i>	32
4.2	<i>Mengenprognosen bis 2015</i>	32
4.2.1	Leistungsentwicklung im Trend-Szenario	32
4.2.2	Leistungsentwicklung im oberen und unteren Szenario	33
4.2.3	Vollbenutzungsstunden im Trend-Szenario	33
4.2.4	Vollbenutzungsstunden im oberen und unteren Szenario	33
4.2.5	Stromerzeugung bis 2015	34
4.3	<i>Prognose der Direktvermarktung bis 2015</i>	35
4.3.1	Direktvermarktung 2009 und 2010	35
4.3.2	Potenzial und Einschätzung der Direktvermarktung	35
4.4	<i>Vergütungszahlungen bis 2015</i>	36
5	BIOMASSE (§ 27 EEG)	38
5.1	<i>Entwicklung bis 2009</i>	38
5.2	<i>Mengenprognosen bis 2015</i>	39
5.2.1	Leistungsentwicklung im Trend-Szenario	39
5.2.2	Leistungsentwicklung im oberen und unteren Szenario	41
5.2.3	Vollbenutzungsstunden im Trend-Szenario	42
5.2.4	Vollbenutzungsstunden im oberen und unteren Szenario	43
5.2.5	Stromerzeugung bis 2015	44
5.3	<i>Prognose der Direktvermarktung bis 2015</i>	45
5.3.1	Direktvermarktung 2009 und 2010	45
5.3.2	Potenzial und Einschätzung der Direktvermarktung	45
5.4	<i>Vergütungszahlungen bis 2015</i>	48
6	GEOthermie (§ 28 EEG)	50
6.1	<i>Entwicklung bis 2009</i>	50
6.2	<i>Mengenprognosen bis 2015</i>	50
6.2.1	Leistungsentwicklung im Trend-Szenario	50
6.2.2	Leistungsentwicklung im oberen und unteren Szenario	52
6.2.3	Vollbenutzungsstunden im Trend-Szenario	53
6.2.4	Vollbenutzungsstunden im oberen und unteren Szenario	53
6.2.5	Stromerzeugung bis 2015	53
6.3	<i>Prognose der Direktvermarktung bis 2015</i>	55
6.3.1	Direktvermarktung 2009 und 2010	55
6.3.2	Potenzial und Einschätzung der Direktvermarktung	55
6.4	<i>Vergütungszahlungen bis 2015</i>	55
7	ONSHORE-WIND (§ 29 EEG)	57
7.1	<i>Entwicklung bis 2009</i>	57
7.2	<i>Mengenprognosen bis 2015</i>	57
7.2.1	Leistungsentwicklung im Trend-Szenario	57
7.2.2	Leistungsentwicklung im oberen und unteren Szenario	59
7.2.3	Vollbenutzungsstunden im Trend-Szenario	61

7.2.4	Vollbenutzungsstunden im oberen und unteren Szenario	61
7.2.5	Stromerzeugung bis 2015	61
7.3	<i>Prognose der Direktvermarktung bis 2015</i>	63
7.3.1	Direktvermarktung 2009 und 2010	63
7.3.2	Potenzial und Einschätzung der Direktvermarktung	63
7.4	<i>Vergütungszahlungen bis 2015</i>	65
8	ONSHORE-WIND REPOWERING (§ 30 EEG)	66
8.1	<i>Entwicklung bis 2009</i>	66
8.2	<i>Mengenprognosen bis 2015</i>	66
8.2.1	Leistungsentwicklung im Trend-Szenario	66
8.2.2	Leistungsentwicklung im oberen und unteren Szenario	68
8.2.3	Vollbenutzungsstunden im Trend-Szenario	68
8.2.4	Vollbenutzungsstunden im oberen und unteren Szenario	69
8.2.5	Stromerzeugung bis 2015	69
8.3	<i>Prognose der Direktvermarktung bis 2015</i>	71
8.3.1	Direktvermarktung 2009 und 2010	71
8.3.2	Potenzial und Einschätzung der Direktvermarktung	71
8.4	<i>Vergütungszahlungen bis 2015</i>	71
9	OFFSHORE-WIND (§ 31 EEG)	73
9.1	<i>Entwicklung bis 2009</i>	73
9.2	<i>Mengenprognosen bis 2015</i>	73
9.2.1	Leistungsentwicklung im Trend-Szenario	73
9.2.2	Leistungsentwicklung im oberen und unteren Szenario	75
9.2.3	Vollbenutzungsstunden im Trend-Szenario	76
9.2.4	Vollbenutzungsstunden im oberen und unteren Szenario	77
9.2.5	Stromerzeugung bis 2015	77
9.3	<i>Prognose der Direktvermarktung bis 2015</i>	79
9.3.1	Direktvermarktung 2009 und 2010	79
9.3.2	Potenzial und Einschätzung der Direktvermarktung	79
9.4	<i>Vergütungszahlungen bis 2015</i>	79
10	PHOTOVOLTAIK FREIFLÄCHE (§ 32 EEG)	81
10.1	<i>Entwicklung bis 2009</i>	81
10.2	<i>Mengenprognosen bis 2015</i>	81
10.2.1	Prognose-Eckwerte für die Photovoltaik	81
10.2.2	Leistungsentwicklung im Trend-Szenario	85
10.2.3	Leistungsentwicklung im oberen und unteren Szenario	85
10.2.4	Vollbenutzungsstunden im Trend-Szenario	86
10.2.5	Vollbenutzungsstunden im oberen und unteren Szenario	86
10.2.6	Prognose der Stromerzeugung	87
10.3	<i>Prognose der Direktvermarktung bis 2015</i>	88
10.3.1	Direktvermarktung 2009 und 2010	88
10.3.2	Prognose der Direktvermarktung	88
10.4	<i>Vergütungszahlungen bis 2015</i>	89

11	PHOTOVOLTAIK AN ODER AUF GEBÄUDEN BIS 1 MW (§ 33 EEG).....	91
	11.1 <i>Entwicklung bis 2009</i>	91
	11.2 <i>Mengenprognosen bis 2015</i>	91
	11.2.1 Leistungsentwicklung im Trend-Szenario.....	91
	11.2.2 Leistungsentwicklung im oberen und unteren Szenario.....	92
	11.2.3 Vollbenutzungsstunden im Trend-Szenario.....	92
	11.2.4 Vollbenutzungsstunden im oberen und unteren Szenario.....	93
	11.2.5 Prognose der Stromerzeugung.....	93
	11.3 <i>Prognose der Direktvermarktung bis 2015</i>	95
	11.3.1 Direktvermarktung 2009 und 2010.....	95
	11.3.2 Prognose der Direktvermarktung.....	95
	11.4 <i>Prognose des Eigenverbrauchs</i>	96
	11.5 <i>Vergütungszahlungen bis 2015</i>	98
12	PHOTOVOLTAIK AN ODER AUF GEBÄUDEN ÜBER 1 MW (§ 33 EEG)	100
	12.1 <i>Entwicklung bis 2009</i>	100
	12.2 <i>Mengenprognosen bis 2015</i>	100
	12.2.1 Leistungsentwicklung im Trend-Szenario.....	100
	12.2.2 Leistungsentwicklung im oberen und unteren Szenario.....	100
	12.2.3 Vollbenutzungsstunden im Trend-Szenario.....	101
	12.2.4 Vollbenutzungsstunden im oberen und unteren Szenario.....	101
	12.2.5 Prognose der Stromerzeugung.....	101
	12.3 <i>Prognose der Direktvermarktung bis 2015</i>	103
	12.3.1 Direktvermarktung 2009 und 2010.....	103
	12.3.2 Prognose der Direktvermarktung.....	103
	12.4 <i>Vergütungszahlungen bis 2015</i>	103
13	GESAMTBETRACHTUNG.....	105
	LITERATUR- UND REFERENZVERZEICHNIS.....	110
	ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	115
	ABBILDUNGSVERZEICHNIS.....	116
	TABELLENVERZEICHNIS.....	117

0 EINLEITUNG UND METHODIK

0.1 Ziel des Berichts

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) veröffentlichen eine jährliche Prognose zur Strom-einspeisung aus erneuerbaren Energien, aus denen jährlich die EEG-Umlage abgeleitet wird, sowie jährlich eine Mittelfristprognose. Die bisherigen Prognosen sind im Internet dokumentiert, die letzte Jahresprognose wurde am 15.10.2010 veröffentlicht und enthält für 2010 und 2011 bereits Teilergebnisse der hiermit vorgelegten Untersuchung [IE 2010b].

§ 3 AusglMechAV verpflichtet die ÜNB zudem, die realistische Bandbreite der EEG-Umlage des übernächsten Jahres – in diesem Fall des Jahres 2012 – zu prognostizieren, sowie eine Prognose für die folgenden fünf Kalenderjahre – in diesem Fall bis zum Jahr 2015 – zu erstellen. Zur Umsetzung dieser Verpflichtung haben die deutschen Übertragungsnetzbetreiber die Durchführung der Prognose ausgeschrieben und an das Leipziger Institut für Energie vergeben. Gegenstand sind diesmal nicht allein die Prognosen zur installierten Leistung und zur Stromeinspeisung je Energieträger, sondern auch die Berechnung der damit verbundenen Vergütungssummen und die quantitative Abschätzung der Strommengen, die entweder aufgrund der Direktvermarktung nicht über das EEG vergütet werden müssen oder aufgrund der Regelungen zum Eigenverbrauch bei Solar-energie getrennt zu berechnen sind.

Der Bericht gliedert sich in zwölf Kapitel, die sich auf jeweils einen Energieträger bzw. eine EEG-Kategorie beziehen. Die 12 Kategorien entsprechen denjenigen aus der Jahresprognose 2011.

0.2 Methodik zur Prognose der Stromerzeugung

Hinsichtlich der Stromerzeugungsprognose ist die Studie methodisch an die Vorgängeruntersuchung angelehnt [IE 2009]. Demnach wird die Entwicklung der installierten Leistung pro Energieträger monatsweise eingeschätzt. Ebenfalls monatsweise werden die typischen Vollbenutzungsstunden pro Energieträger prognostiziert bzw. aus Erfahrungswerten abgeleitet. Die jeweils zum Monatsende verfügbare installierte Leistung wird mit den typischen Vollbenutzungsstunden des Folgemonats multipliziert, um die Stromerzeugung des Folgemonats zu prognostizieren. Für die Mittelfristprognose werden aufgrund der noch hohen Unsicherheiten lediglich die entsprechenden Jahreswerte veröffentlicht.

Als Ausgangswerte werden die Daten der Übertragungsnetzbetreiber zum Stand 31.12.2009 zu Grunde gelegt, die dem IE für diesen Zweck bereit gestellt wurden [ÜNB 2010a]. Diese sind auch nach Inbetriebnahmejahren gegliedert und erlauben so auch die Betrachtung von Zeitreihen beim Zubau von Anlagen (abgesehen von den zwischenzeitlich abgebauten Anlagen). Die Prognose wurde daher zunächst hilfsweise für 2010 berechnet und darauf aufbauend für die Folgejahre bis 2015.

Bei der Erstellung dieser Prognosen wurden für alle Energieträger jeweils Vergleiche mit anderen veröffentlichten Prognosen und Szenarien vorgenommen, z. B. dem nationalen

Aktionsplan der Bundesregierung [BRD 2010] oder den Langfristszenarien des Bundesumweltministeriums [BMU 2010c]. Zusammen mit anderen Experteneinschätzungen wurde jeweils abgewogen, welches Szenario als besonders realistisch einzuschätzen ist. Daraus ergab sich dann im Ergebnis jeweils eine neue unabhängige Einschätzung des IE Leipzig.

Für alle Energieträger wurden jeweils ein Trend-Szenario entwickelt sowie ein oberes und ein unteres Szenario, um die Bandbreite der möglichen Entwicklung abzubilden, sowohl hinsichtlich des Zubaus an neuer Kapazität als auch hinsichtlich der (meist witterungsbedingten) Schwankungen bei den Vollbenutzungsstunden.

Es sei hier der Hinweis gegeben, dass es in einigen Tabellen zu rundungsbedingten Abweichungen aufgrund der verkürzten Darstellungsform von Werten kommen kann. In den einzelnen Berechnungen für die Prognose zu den einzelnen Energieträgern wurde jedoch mit exakten, nichtgerundeten Werten gerechnet.

0.3 Berücksichtigung der Direktvermarktung

0.3.1 Ausgangslage

Eine Direktvermarktung von Strom, der in Anlagen erzeugt wird, die grundsätzlich auch einen Vergütungsanspruch nach dem EEG haben, ist seit 2009 in § 17 EEG näher geregelt. Danach ist eine Abmeldung einzelner Anlagen – ganz oder teilweise – aus dem EEG-Mechanismus für ganze Kalendermonate monatsweise möglich, sofern diese Abmeldung mehr als einen Monat im Voraus bekannt gegeben wird. Für das Jahr 2009 sowie bis einschließlich September 2010 haben die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) monatliche Daten zur installierten Leistung der Anlagen veröffentlicht, deren Betreiber anstelle des EEG-Mechanismus die Option der Direktvermarktung gewählt hatten [ÜNB 2010b]. Diese Daten sind in sieben Kategorien gegliedert. Da im nachfolgenden Text zwölf Kategorien unterschieden werden, war es nötig, an folgenden Stellen Annahmen zu treffen:

- Gase (Deponie-, Klär- und Grubengas) waren auf drei Kategorien aufzuteilen
- Windenergie onshore: Angenommen wurde, dass darin keine Anlagen enthalten sind, die den Repowering-Bonus enthalten
- Solarenergie: Angenommen wurde, dass darin keine Freiflächenanlagen und Großanlagen ab 1 MW enthalten waren, da die Gesamtmenge der abgemeldeten Leistung stets deutlich unter 1 MW lag, die deutschlandweit abgemeldete PV-Leistung lag bisher bei maximal 210 kW.

Bezogen auf die gesamte Stromerzeugung aus EEG-Anlagen spielt die Direktvermarktung bislang noch eine untergeordnete Rolle, da die Vergütungssätze, die über das EEG erzielt werden können, in den meisten Fällen erheblich höher liegen als die auf dem freien Strommarkt erzielbaren Großhandelspreise, die nachfolgend als Vergleichsmaßstab herangezogen wurden.

0.3.2 Entwicklung der Strompreise

Für die Entwicklung der Strompreise wurde in Abstimmung mit den Auftraggebern die monatliche Zusammenfassung der stundenscharfen Preiskurve (Hourly Price Forward Curve, HPFC), auf Basis der Abrechnungspreise der EEX vom 13.08.2010, verwendet. Die Strompreise für die Grund- und Spitzenlast (Base Load / Peak Load) entwickeln sich im Prognosezeitraum demnach wie in Abbildung 1 dargestellt.

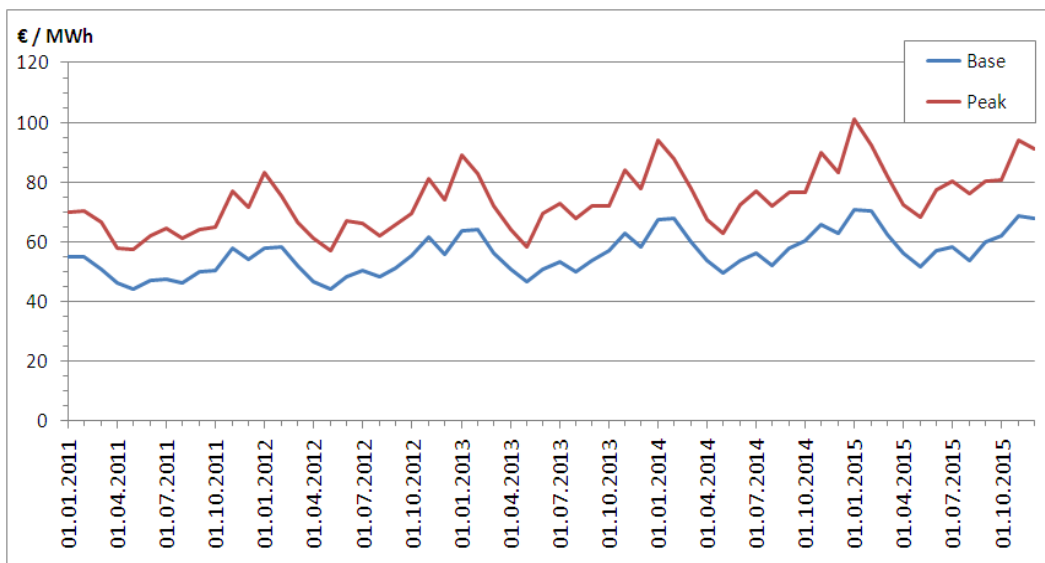


Abbildung 1 EEX-Preise für Grundlast- und Spitzenlaststrom 2011 bis 2015 nach Monaten

Da die Anlagen jeweils monatsweise abgemeldet werden müssen, während der Spitzenlaststrom nur stundenweise benötigt wird, kann als Vergleichsgrundlage nur der Grundlastpreis dienen. Die Grundlast-Strompreise steigen danach über die dargestellten 59 Monate hinweg um 23,5 % an, was einer mittleren jährlichen Steigerung von 4,4 % entspricht, bleiben dabei aber im gesamten Zeitraum unterhalb der Grenze von 71,- € pro MWh bzw. 7,1 ct/kWh. Deutlicher erkennbar als der langfristige Anstieg sind jahreszeitliche Schwankungen mit einem Maximum im Winter und einem Minimum im Frühsommer.

0.3.3 Potenzial und Einschätzung der Direktvermarktung

Für die Berechnung des Potenzials für die Direktvermarktung wurde davon ausgegangen dass § 37 Abs. I EEG die attraktivsten Bedingungen für die Direktvermarktung von EEG-Strom schafft. Dies hängt damit zusammen, dass § 37 Abs. 1 Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, dann von der Abnahmepflicht von EEG-Strom und damit auch **von der EEG-Umlage befreit, wenn diese den Endkunden mindestens 50 % des Stroms aus der Direktvermarktung von EEG-Anlagen liefern**, die durch § 17 EEG gesetzlich ermöglicht wird.

Je höher die EEG-Umlage ausfällt, desto attraktiver wird es daher für Stromhändler, knapp über 50 % des Stroms als direkt vermarkteten EEG-Strom einzukaufen und sich die restliche Menge des Stroms an der Börse oder von anderen Bezugsquellen zu beschaffen. Für Anbieter, die vollständig auf den Vertrieb regenerativer Energie setzen, kommt auch der Bezug ausländischer preisgünstiger erneuerbarer Energie in Betracht, z. B. Wasserkraft aus anderen europäischen Ländern.

Nach einer ersten Abschätzung der ÜNB war für das Jahr 2011 mit einer EEG-Umlage von rund 3,4 ct/kWh zu rechnen. Somit kann EEG-Strom, dessen Vergütung um bis zu 6,8 ct/kWh höher als der Börsenpreis für Grundlaststrom liegt, zusammen mit dem beschafften Börsenstrom zu den gleichen Preisen an die Endverbraucher abgegeben werden wie der nicht von der Umlage befreite Strom, da die Beschaffung des EEG-Stroms in beiden Fällen mit 3,4 ct/kWh zu Buche schlägt: Kauft das Elektrizitätsversorgungsunternehmen den üblichen Strommix ein, so wird der Gesamtpreis durch die EEG-Umlage um 3,4 ct/kWh verteuert. Orientiert es sich an § 37 Abs. I EEG, so werden sowohl der beschaffte (teurere) EEG-Strom als auch der zu Börsenpreisen beschaffte (billigere) Strom von der EEG-Umlage befreit, so dass das Elektrizitätsversorgungsunternehmen den direkt vermarktenden EEG-Anlagenbetreibern theoretisch einen Preis bieten kann, der um den doppelten Betrag der EEG-Umlage höher ausfällt als der Börsenpreis und seinen Endkunden dennoch den gleichen Abnahmepreis anbieten kann wie das konkurrierende Unternehmen, das von der EEG-Umlage nicht befreit ist. Berücksichtigt werden müssen allerdings noch die Vertriebskosten, die Kosten zur Absicherung des Abnahmeprofils sowie die Tatsache, dass wegen fluktuierender Stromeinspeisung der EEG-Stromanteil etwas höher als 50 % ausfallen muss. Dadurch sinkt der theoretische Einkaufspreis für EEG-Strom um schätzungsweise 20 %. Unter dieser Annahme kann auf diesem Wege EEG-Strom vermarktet werden, der 2011 über das EEG mit maximal 8,97 ct/kWh (Mai) bis 10,08 ct/kWh (November) vergütet worden wäre, im Jahresmittel liegt die Rentabilitätsschwelle bei 9,47 ct/kWh. In Abhängigkeit vom Grundlaststrompreis der Börse sowie der Entwicklung der EEG-Umlage verändert sich diese Schwelle von Jahr zu Jahr.

Dies betrifft einen erheblichen Teil der aktuell betriebenen EEG-Anlagen.

Tatsächlich wird der nach dieser Potenzialabschätzung mögliche Marktanteil jedoch nicht erreicht werden, da die Instrumente der Direktvermarktung von den Marktteilnehmern erst schrittweise genutzt werden und die Höhe der EEG-Umlage als Berechnungsgrundlage erst seit dem 15.10.2010 bekannt ist. Über alle EEG-Energieträger hinweg wird daher angenommen, dass das errechnete Potenzial 2011 erst zu einem Drittel tatsächlich direkt vermarktet werden kann, in den Folgejahren steigt die Ausschöpfungsquote an. Die verschiedenen Energieträger sind davon jedoch unterschiedlich stark betroffen.

Besonders gut für die Direktvermarktung eignen sich daher die grundlastfähigen Energieträger Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Wasserkraft und Biomasse. Bei diesen dürfte das Potenzial von Anfang an zu deutlich mehr als einem Drittel genutzt werden. Die höchste Wahrscheinlichkeit zur Direktvermarktung haben dabei die Energieträger mit den niedrigsten EEG-Vergütungen. Die Einschätzungen, welche Anteile der ermittelten Potenziale tatsächlich erschlossen werden können, sind in Tabelle 1 wiedergegeben.

Der Betrag für die Windenergie wurde 2011 als Restmenge unter der Annahme errechnet, dass über alle Energieträger hinweg im gewichteten Mittel ein Drittel des preislich in Betracht kommenden Potenzials erschlossen wird. Durch die stark schwankende Strom-einspeisung bei Windenergie wird deren Attraktivität für eine Direktvermarktung als niedriger eingeschätzt, da das vermarktende Elektrizitätsunternehmen Lieferengpässe bei Windflaute ausgleichen muss.

Für die Jahre 2012 bis 2015 wurde in Kooperation mit der PROGNOSE AG die Umlage jahrgangsweise rechnerisch abgeschätzt. Dabei wurde jeweils davon ausgegangen, dass die EEG-Umlage eines Jahres grundsätzlich für die Stromhändler als Bemessungsgrundlage für den Schwellenwert des Folgejahres verwendet wird, um Verträge mit Anlagenbetreibern abzuschließen, deren EEG-Vergütung im Folgejahr unterhalb dieses Schwellenwertes bleibt. Für die Abschätzung einer realistischen Bandbreite für die mögliche Entwicklung der Umlage bis 2015 wurden gemeinsam mit der Prognos AG drei Szenarien analysiert. Die sind wie folgt definiert:

- **Trend-Szenario:** Im Trend-Szenario wird das Trend-Szenario des IE Leipzig mit dem Referenzszenario zur Wirtschafts- und Letztverbrauchsentwicklung der Prognos AG kombiniert. Dieses Szenario stellt aus Sicht der Gutachter den nach heutigem Kenntnisstand wahrscheinlichsten Weg der Entwicklung dar.
- **Oberes Szenario:** Das obere Szenario des IE Leipzig wird mit dem Szenario Low (niedriges Wirtschaftswachstum, niedriger Letztverbrauch) der Prognos AG kombiniert. Diese getroffenen Annahmen skizzieren einen vergleichsweise hohen Pfad für die mögliche Entwicklung der EEG-Umlage, weil hohe Ausbautzahlen für erneuerbare Energien mit überdurchschnittlichen Ertragsprognosen bei Wind- und Sonnenenergie und mit niedrigen Letztverbrauchsannahmen kombiniert werden.
- **Unteres Szenario:** Das untere Szenario des IE Leipzig wird mit dem Szenario High (hohes Wirtschaftswachstum, hoher Letztverbrauch) der Prognos AG kombiniert. Im Gegensatz zum oberen Pfad umreißen hier die getroffenen Annahmen einen vergleichsweise moderaten Pfad für die mögliche Entwicklung der EEG-Umlage. Niedrige Ausbautzahlen für erneuerbare Energien, unterdurchschnittliche Erträge aus Wind- und Photovoltaik-Anlagen werden mit einem hohen Letztverbrauch in Verbindung gebracht.

Für die **Abschätzung der Direktvermarktungspotenziale** wurden für die drei untersuchten Szenarien dann differenzierte Annahmen getroffen. Ausgehend von der Umlage im Jahr 2011 wurde für das Jahr 2012 die mittlere Rentabilitätsschwelle für die Vermarktung nach § 37 EEG bestimmt. Es wurde unterstellt, dass die aktuell gültige gesetzliche Grundlage auch nach der EEG-Novelle im Jahr 2012 bestehen bleibt. Da die EEG-Umlage des Jahres 2011 inzwischen fest steht, ergibt sich daraus für das Jahr 2012 in allen drei analysierten Szenarien eine einheitliche Rentabilitätsschwelle bei 9,844 Cent/kWh. In den Folgejahren bis 2015 entwickelt sich die EEG-Umlage hingegen in den drei untersuchten Szenarien als Folge differenzierter Basisannahmen zum EE-Ausbau, zu den Ertragsjahren und zum Letztverbrauch unterschiedlich. Folglich weichen dann auch die Rentabilitätsschwellen zur Abschätzung des Direktvermarktungspotenzials bis

zum Jahr 2015 zwischen den Szenarien teilweise deutlich ab. Als Konsequenz der in allen drei Szenarien nach 2012 steigenden Umlage wird die anlegbare EEG-Umlage für das Folgejahr immer etwas höher angesetzt als die Umlage im Ist-Jahr tatsächlich ist. Begründet wird diese Annahme mit der Tatsache, dass die Akteure im Markt spätestens im Oktober Kenntnis über die Umlage des Folgejahres haben. Daher wird dann im vierten Quartal sehr wahrscheinlich bei steigenden Umlagen eine höhere Bemessungsgrundlage für Vertragsverhandlungen zwischen Anlagenbetreibern und Stromhändlern angesetzt.

Für die **Potenzialausschöpfung** wird in den drei Szenarien wie folgt vorgegangen: Es wird unterstellt, dass die regelbaren erneuerbaren Energien wegen ihrer hohen Planbarkeit in allen Szenarien gleich hohe Ausschöpfungsraten erreichen, sobald diese rentabel sind. Die Ausschöpfung des Gesamtpotenzials variiert zwischen den Szenarien dann nur dadurch, in welchem Maße Wind in die Direktvermarktung nach § 37 EEG einbezogen wird. Wie stark Windkraftanlagen wiederum in die Direktvermarktung gehen, hängt dann im Wesentlichen von der Rentabilitätsschwelle im jeweiligen Szenario ab. Windenergie als stark fluktuierender Energieträger wird derzeit nur sporadisch und in den starken Windmonaten in die Grünstromportfolios einbezogen. Durch die hohen Schwankungen in den Jahreserträgen bei Wind muss sich ein Stromhändler oder Großverbraucher erheblich gegen schlechte Windjahre absichern. Praktisch verschiebt sich dadurch die Mindestquote von 50 % auf weit über 60 %, wodurch das gesamte Konzept des Grünstromprivilegs unter § 37 EEG deutlich weniger lukrativ wird. Demzufolge hängt die Ausschöpfung des Windstrompotenzials erheblich von der jeweiligen Rentabilitätsschwelle ab. Dadurch wird im oberen Szenario mit einer hohen EEG-Umlage deutlich mehr Windstrom in die Direktvermarktung überführt als im unteren Szenario mit geringeren EEG-Umlagen. Die hier getroffenen Annahmen wurden mit Einschätzungen von Unternehmen, die derzeit im Markt für Grünstrom aktiv sind, verifiziert.

Der Anteil der Potenzialerschließung für die kommenden Jahre wurde für das Trend-Szenario demzufolge so eingeschätzt, wie es in Tabelle 1 aufgeführt ist.

Tabelle 1 *Einschätzung zur Ausschöpfung des Direktvermarktungspotenzials gemäß § 37 Abs. 1 EEG nach Energieträgern im Trend-Szenario*

Bezugsjahr	2011	2012	2013	2014	2015
Wasserkraft	80%	90%	92%	93%	94%
Deponiegas	90%	93%	94%	95%	95%
Klärgas	90%	93%	94%	95%	95%
Grubengas	90%	93%	94%	95%	95%
Biomasse	40%	65%	73%	80%	90%
Wind onshore (ohne Rep.)	14,42%	19,94%	25,63%	33,14%	34,76%
Wind offshore	0%	0%	0%	0%	0%
Solarenergie, Geothermie	0%	0%	0%	0%	0%
Gewichtete mittlere Ausschöpfung aller Mengen unter dem Schwellenwert	33,33%	42,90%	48,11%	54,50%	59,26%

Im unteren Szenario steigt die Ausschöpfungsquote bei der Windenergie bis 2015 auf 31,5 % an, was zu einer über alle Energieträger gewichteten mittleren Ausschöpfung der Potenziale von 52,0 % führt. Im oberen Szenario wird das (ohnehin wegen des höheren Schwellenwertes größere) Potenzial an direkt vermarktbarer Windenergie bis 2015 zu 51,6 % ausgeschöpft, zusammen mit den hohen Ausschöpfungsquoten der übrigen Energieträger ergibt sich für 2015 im gewichteten Mittel eine Potenzialausschöpfung von 69,1 %.

Damit ergeben sich rechnerisch die in den 12 folgenden Kapiteln jeweils dargestellten Mengen der Direktvermarktung.

1 WASSERKRAFT (§ 23 EEG)

1.1 Entwicklung bis 2009

Die bisherige Entwicklung der installierten Leistung und der Stromerzeugung aus Wasserkraft im Sinne des § 23 EEG ist aus Tabelle 2 zu entnehmen. Nicht enthalten ist darin die Leistung und Stromerzeugung aus Bestandsanlagen der Großwasserkraft, sofern diese keinen Anspruch auf Vergütung nach dem EEG haben.

Tabelle 2 Bisherige Entwicklung der EEG-Wasserkraft in Deutschland

Bezugsjahr	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Gliederung der 2009 genutzten Leistung (MW) nach Inbetriebnahmejahr ^{A)}		13,5	23,2	57,3	58,2	52,7	53,2	14,1	120,6
Leistung zum Jahresende (MW) ^{A)}	966	980	1.003	1.060	1.118	1.171	1.125	1.239	1.359
Stromeinspeisung im Jahr (GWh) ^{B)}	4.398	4.957	3.895	4.616	4.953	4.924	5.547	4.981	4.924

A) Quelle: IE-Berechnung nach [ÜNB 2010a]

B) Quelle: Bis 2003: [IE 2006], 2004 bis 2007: [ÜNB 2009 a], 2008: [ÜNB 2009 b], 2009: [ÜNB 2010a]

Die installierte Leistung ist in anderen Statistiken meist anders angegeben, insbesondere in den ersten Jahren. So gehen die Zeitreihen des BMU [BMU 2010a] zwischen 2001 und 2009 nur von einem Netto-Zubau von 160 MW bei der Wasserkraft insgesamt (EEG und Großwasserkraft) aus. Es ist daher wahrscheinlich, dass die installierte Leistung zum Jahresende zwischen 2001 und ca. 2007 höher lag als in Tabelle 2 angegeben, d. h. ein Teil der seinerzeit betriebenen Wasserkraftanlagen sind in den aktuellen Statistiken nicht mehr enthalten oder wurden (z. B. im Zuge einer Modernisierung) zwischenzeitlich einem späteren Inbetriebnahmejahr zugeordnet.

1.2 Mengenprognosen bis 2015

1.2.1 Leistungsentwicklung im Trend-Szenario

Die EEG-Novelle des Jahres 2009 hat die Regelungen zur Einspeisevergütung aus Wasserkraft geändert, insbesondere wurde für die meisten Neuanlagen die spezifische Vergütung erhöht, während zugleich der Vergütungszeitraum von 30 auf 20 Jahre verkürzt wurde. Der Zuwachs bei der installierten Leistung der Jahre 2008 und 2009 (vgl. Tabelle 2) liefert einen deutlichen Anhaltspunkt dafür, dass diese Veränderungen einen positiven Impuls auf die Entwicklung der installierten Leistungen mit sich brachten. Offenbar wurden auch Inbetriebnahmen, die 2008 möglich gewesen wären, auf das Jahr 2009 verlegt,

um von der höheren Vergütung zu profitieren. Im Mittel der Jahre 2008 und 2009 wurden dadurch über 67 MW p. a. in Betrieb genommen, während der Mittelwert der Jahre 2004 bis 2007 bei gut 55 MW p. a. lag. Vor diesem Hintergrund liegt es nahe, dass der Zubau auch in den Folgejahren auf einem höheren Niveau fortgesetzt wird als vor der EEG-Novelle des Jahres 2009.

Das Wasserhaushaltsgesetz vom 31. Juli 2009 (WHG), mit dem auch die Wasser-Rahmenrichtlinie der Europäischen Union in Bundesrecht umgesetzt wurde, beeinflusst die weitere Entwicklung der Wasserkraft ebenfalls: So legen das WHG allgemein sowie die zuständigen Behörden im Detail für alle oberirdischen Gewässer Bewirtschaftungsziele fest, wobei eines der Ziele in der Wiederherstellung der Durchgängigkeit besteht und ggf. zum Rückbau von Stauanlagen führen kann (§ 34 WHG). Andererseits verpflichtet § 35 Abs. 3 WHG die zuständigen Behörden auch zu prüfen, ob an bestehenden Staustufen eine Wasserkraftnutzung möglich ist [WHG 2009]. Je nach der Umsetzung dieser neuen Regeln kann sich durch diesen Prüfauftrag ein weiterer Impuls zum Neubau von Wasserkraftwerken ergeben. Unter den befragten Experten gingen die Meinungen auseinander, inwiefern das WHG die weitere Entwicklung der Wasserkraft eher begünstigt oder eher bremst [Anderer 2010], [Richter 2010].

Die Bundesregierung geht im nationalen Aktionsplan für Erneuerbare Energie [BRD 2010] bei der Wasserkraft insgesamt (innerhalb und außerhalb des EEG) von einem Zubau von nur 16 MW (2011) bis 28 MW (2015) jährlich aus. Dagegen prognostiziert der Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE) für 2010 einen Kapazitätsausbau um 100 MW und für 2011 bis 2015 von 150 MW jährlich, darunter jährlich ca. 60 MW im Bereich der Kleinwasserkraft [BEE 2009]. Die letztere Prognose wird im Verband auch heute noch als aktuell eingeschätzt [Uphoff 2010].

Die Prognose des IE beinhaltet vier Arten der Zubauentwicklung:

1. Bekannte Einzelprojekte mit 5 MW Leistung oder mehr
2. Modernisierung und Erweiterung vorhandener Wasserkraftanlagen
3. Kapazitätsausbau durch Reaktivierungen
4. Kapazitätsausbau durch Neubauprojekte an vorhandenen Staustufen

Einzelprojekte wurden mit 50 MW im Jahr 2010, knapp 10 MW 2011 und mit 389 MW 2012 berücksichtigt.

Die **Modernisierung** vorhandener Wasserkraftwerke wird heute durchgängig mit einer Verbesserung der ökologischen Verhältnisse verbunden, um den Erfordernissen des § 23 Abs. 5 Nr. 2 EEG gerecht zu werden, die Voraussetzung für die im EEG festgelegten Vergütungssätze sind. In diesem Zusammenhang wird häufig der Wasserdurchfluss durch die Kraftwerke vermindert, so dass der Jahresstromertrag der Kraftwerke sinkt, was durch die höhere Vergütung jedoch überkompensiert wird. Die Zahl solcher Projekte hat daher seit Bekanntwerden der EEG-Novelle von 2009 deutlich zugenommen. Zugleich können durch modernere Generatoren in 10 bis 20 % der Modernisierungsfälle Leistungssteigerungen von rund 10 % erzielt werden [Schöningh 2010], [Uphoff 2010]. Insgesamt gleichen sich bei der Kleinwasserkraft bei Modernisierungsprojekte beide Effekte (Leistungsminderung und Leistungssteigerung) weitgehend aus. Im Bereich ab ei-

nem MW ist eine Kapazitätssteigerung durch Ausbauprojekte von gut 10 MW jährlich realistisch.

Reaktivierungen stillgelegter Kraftwerke haben viele Jahre lang einen großen Teil des Leistungszuwachses bei der Wasserkraft ausgemacht. Inzwischen ist dieses Potenzial zu großen Teilen ausgeschöpft [Richter 2010] und trägt jährlich schätzungsweise nur noch weniger als 20 MW zur neu installierten Wasserkraftleistung bei. In der Trendprognose wird mit einem stetig schwächer werdenden Zubau gerechnet.

Neubauprojekte an vorhandenen Staustufen oder Wehranlagen machen derzeit die Mehrheit der Leistungssteigerung bei der Kleinwasserkraft aus. Durch die Verpflichtung der Wasserbehörden, die Nutzung der Wasserkraft bei allen Staustufen und sonstigen Querverbauungen im Rahmen der Bewirtschaftungskonzepte zu prüfen, könnte die Zahl dieser Projekte weiter steigen, zumal die Behörden durch eine Verpachtung an Wasserkraftwerksbetreiber nicht nur Pacht einnehmen können, sondern auch ihre Bewirtschaftungskosten dieser Anlagen einsparen können, die dann der Pächter übernehmen würde [Richter 2010]. Da die Vorlaufzeiten von Neubauprojekten länger sind als bei Modernisierungen, werden diese Projekte ab 2012 zu einem stärkeren Leistungszuwachs führen als bis 2011.

Zusammengenommen wird auf der Grundlage dieser Einschätzungen die in Tabelle 3 wiedergegebene Leistungsentwicklung prognostiziert:

Tabelle 3 *Trend-Einschätzung der Leistung der EEG-Wasserkraft in Deutschland*

Bezugsjahr	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
neu installierte Leistung im Jahreslauf in MW	120,8	112	74	104	68	70	68
darunter durch größere Einzelprojekte (MW)	k. A.	50	9,9	38	0	0	0
verfügbare Leistung zum Jahresende (MW)	1.359	1.471	1.545	1.649	1.717	1.787	1.855

Für die Untergliederung des Zubaus nach Monaten wird die gleiche Verteilung wie in der Jahresprognose 2010 [IE 2009] zu Grunde gelegt. Diese beruht auf Experteneinschätzungen [Richter 2009] und beeinflusst die Gesamtprognose nur geringfügig. Lediglich die drei genannten größeren Einzelprojekte wurden jeweils monats-scharf zugeordnet.

1.2.2 Leistungsentwicklung im oberen und unteren Szenario

Der in 1.2.1 beschriebene Leistungszubau ist mit einigen Unsicherheitsfaktoren verbunden. Bei den drei absehbaren Einzelprojekten ist die Fertigstellung eines Kraftwerks 2010 so gut abgesichert, dass hier keine andere Variante gerechnet wird; die Inbetriebnahmezeitpunkte der beiden späteren Projekte können sich jedoch noch verschieben, so dass im unteren Szenario mit deren Inbetriebnahme jeweils 5 Monate später als im Trend-Szenario gerechnet wird.

Der Zubau bei der Kleinwasserkraft (Modernisierung, Reaktivierung und Neubau) ist dagegen mit einigen Unsicherheiten behaftet, die insbesondere auf der unterschiedlichen Behandlung des Themas „Wasserkraft“ in den verschiedenen Bundesländern beruhen. Im oberen Szenario wird für 2010 ein Zubau von 70 MW angenommen, der sich jährlich um 2 MW steigert, bis es 2015 zu einem Jahres-Netto-Zubau von 80 MW kommt. Im unteren Szenario wird dagegen von einem jährlichen Zubau von nur 40 MW im gesamten Prognosezeitraum ausgegangen (vgl. Tabelle 4). Diese Spannweite deckt etwa die Bandbreite der Aussagen ab, die sich aus der Branchenbefragung ergeben haben ([Anderer 2010], [Richter 2010], [Schöningh 2010], [Uphoff 2010]). Sie liegt dennoch oberhalb des Aktionsplanes der Bundesregierung [BRD 2010], da in diesem selbst konkret geplante Großprojekte offenbar nicht enthalten waren (allein die 2012 auf Iffezheim entfallende Zusatzleistung liegt höher als der Zubau irgend eines Jahres bei der Wasserkraft insgesamt gemäß Aktionsplan).

Tabelle 4 *Entwicklung der Leistung der EEG-Wasserkraft im oberen und unteren Szenario*

Bezugsjahr	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Oberes Szenario: neu installierte Leistung im Jahreslauf in MW	120,8	120	82	112	76	78	80
verfügbare Leistung zum Jahresende (MW)	1.359	1.479	1.561	1.673	1.749	1.827	1.907
Unteres Szenario: neu installierte Leistung im Jahreslauf in MW	120,8	90	40	88	40	40	40
verfügbare Leistung zum Jahresende (MW)	1.359	1.449	1.489	1.577	1.617	1.657	1.697

1.2.3 Vollbenutzungsstunden im Trend-Szenario

Die Berechnung der monatlichen Vollbenutzungsstunden erfolgte auf der Grundlage der von den ÜNB bereit gestellten Daten [ÜNB 2010a] sowie entsprechender Vergleichswerte aus den Vorjahren. Im gewichteten Mittel aller Regelzonen ergibt sich für 2010 in Deutschland ein Mittelwert von 4.033 Vollbenutzungsstunden.

Durch § 6 Nr. 1 EEG sind alle Betreiber von Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 100 kW verpflichtet, ihre Anlagen technisch für das Netzmanagement auszurüsten. Vorhandene Anlagen müssen bis Ende 2010 umgerüstet werden. Durch diese Umrüstung wird die Leistung auch im Normalfall wesentlich besser steuerbar, so dass in den neu umgerüsteten Anlagen bei gleicher Leistung ein um bis zu 10 % höherer Jahresertrag erwartet wird [Schöningh 2010]. Dieser höhere Jahresertrag wiegt nach Einschätzung des IE insgesamt etwas stärker als der sinkende Jahresertrag durch die zeitgleich stattfindenden ökologischen Verbesserungen bei Modernisierungsprojekten. Für das Jahr 2011 und die späteren Jahre wird daher davon ausgegangen, dass der jährliche Ertrag aller EEG-Wasserkraftanlagen um 1 % höher liegt als im oben beschriebenen Normal-

jahr, daher wurden die Vollbenutzungsstunden in der Prognose für alle Netzbetreiber ab 01.01.2011 um 1 % angehoben. Weitere Effekte wie Modernisierung der Turbinen oder der Einfluss des Klimawandels auf den Oberflächenabfluss wurden nicht näher quantifiziert, da sich diese im Rahmen der Prognoseungenauigkeit nach Einschätzung des IE etwa gegenseitig ausgleichen. Für die Folgejahre bis 2015 wurde der Wert für die Vollbenutzungsstunden daher unverändert gelassen.

1.2.4 Vollbenutzungsstunden im oberen und unteren Szenario

Vereinbarungsgemäß sollten die oberen und unteren Szenarien nicht monats-scharf differenziert werden, Ziel war es vielmehr, ganzjährig anwendbare Zuschlags- und Abschlagsfaktoren zu finden, die sowohl auf die Monats- als auch auf die Jahreswerte angewandt werden können, um die Ertragsprognosen im Rahmen einer realistischen Bandbreite abzusichern. Neue Datengrundlagen lagen dafür nicht vor.

Daher wurde zur Ermittlung der Vollbenutzungsstunden im oberen und unteren Szenario in einem ersten Ansatz auf die Berechnungsgrundlagen zurückgegriffen, die bereits zur Bestimmung der Schwankungsbreiten im Rahmen der Detailanalyse aus dem Jahr 2007 [IE 2007] zu Grunde gelegt worden waren. Da in [IE 2007] die Schwankungsbreite innerhalb der Extremwerte eines 30-Jahres-Zeitraumes abgebildet werden sollten, hätten die dort verwendeten Daten zu übergroßen Abweichungen geführt, zumal sie dort primär monats- und nicht jahresweise ausgewertet wurden. Statt dessen wurden aus den vorliegenden Daten von 12 Wasserkraftanlagen, bei denen Monats- und Jahresertragswerte aus den Jahren 2000 bis 2006 vorlagen, die real aufgetretenen Schwankungen der Stromerträge bei unveränderter Anlagenleistung in diesem Zeitraum ausgewertet. Bei dieser Betrachtung wich der Minimalwert pro Anlage im Mittel aller 12 Anlagen um 14,5 % nach unten und der Maximalwert pro Anlage im Mittel um 9,9 % nach oben vom Mittelwert ab. Dieser Mittelwert lag bei den ausgewerteten Anlagen um knapp 6 % niedriger als bei den Prognoseberechnungen, die von langjährigen Mittelwerten ausgehen. Bezogen auf einzelne Monate traten noch deutlich stärkere Abweichungen auf – am auffälligsten im September mit über 40 % Abweichung in beide Richtungen – diese Schwankungen glichen sich im Jahreslauf jedoch überwiegend wieder aus.

Ein zweiter Ansatz geht von den deutschlandweiten Werten aus, die in Tabelle 2 dargestellt sind. Legt man die gleiche Jahresverteilung der Inbetriebnahmen zu Grunde wie bei der Prognose, so liefern die Anlagen in dem Jahr, in dem sie ans Netz gehen, 21 % der Zeit Strom, während ganzjährig laufende Anlagen 100 % des Jahres prinzipiell verfügbar sind. Eine Auswertung der Jahre 2002 bis 2009 führt zum Ergebnis, dass die stärkste Abweichung nach oben im Jahr 2002 mit +15,0 % und die stärkste Abweichung nach unten im Jahr 2009 mit -12,5 % aufgetreten ist. Der Mittelwert der Jahreserträge liegt dabei allerdings bei ca. 4.450 Vollbenutzungsstunden und damit um ca. 10 % höher als bei den Prognoseberechnungen, die von langjährigen Mittelwerten ausgehen. Dies könnte jedoch auch in einer Datenunschärfe begründet sein (vgl. Kapitel 1.1).

Beide Ansätze beinhalten somit noch Unsicherheiten hinsichtlich der aufgetretenen Abweichungen von den langjährigen Mitteln, sie weichen jedoch nicht sehr stark voneinan-

der ab. Für die Angabe einer realistischen Bandbreite zwischen dem oberen und dem unteren Szenario wurden daher die Ergebnisse miteinander kombiniert, so dass für das untere Szenario der Jahreswert um 14,5 % niedriger und für das obere Szenario um 15,0 % höher als im Trend-Szenario angesetzt wurde.

Diese Abweichungen wurden im oberen bzw. unteren Szenario auf alle Kalendermonate und alle Regelzonen als Zuschlags- bzw. Abschlagsfaktoren angewandt.

1.2.5 Stromerzeugung bis 2015

Zur Berechnung der Stromerzeugung wurde die zu Ende eines Kalendermonats prognostizierte Anlagenleistung mit dem prognostizierten spezifischen Ertrag des Folgemonats multipliziert.

Berechnungsgrundlagen und Ergebnis sind jahresweise in Tabelle 5 dargestellt.

Tabelle 5 *Prognose der Stromerzeugung aus EEG-Wasserkraft bis 2015 in Deutschland in drei Szenarien*

Szenario	Jahr	Leistung zum Jahresende in MW	Vollbenutzungsstunden	Stromerzeugung in GWh
Trend-Sz.	2011	1.545	4.033	6.067
Trend-Sz.	2012	1.649	4.074	6.499
Trend-Sz.	2013	1.717	4.074	6.800
Trend-Sz.	2014	1.787	4.074	7.079
Trend-Sz.	2015	1.855	4.074	7.362
unteres Sz.	2011	1.489	3.449	5.086
unteres Sz.	2012	1.577	3.483	5.292
unteres Sz.	2013	1.617	3.483	5.534
unteres Sz.	2014	1.657	3.483	5.673
unteres Sz.	2015	1.697	3.483	5.813
oberes Sz.	2011	1.561	4.637	7.020
oberes Sz.	2012	1.673	4.683	7.554
oberes Sz.	2013	1.749	4.683	7.938
oberes Sz.	2014	1.827	4.683	8.296
oberes Sz.	2015	1.907	4.683	8.664

Im oberen und im unteren Szenario kombinieren sich die Effekte der unterschiedlichen Zubauprogno­sen und der abflussbedingten Ertragsschwankungen. Daher ergibt sich der höchste Unterschied zu der Trendprognose im Jahr 2015, wo die Stromerzeugung im oberen Szenario um fast 18 % höher und im unteren Szenario um rund 21 % niedriger ausfällt als im Trend-Szenario. Graphisch ist die Entwicklung in Abbildung 2 dargestellt.

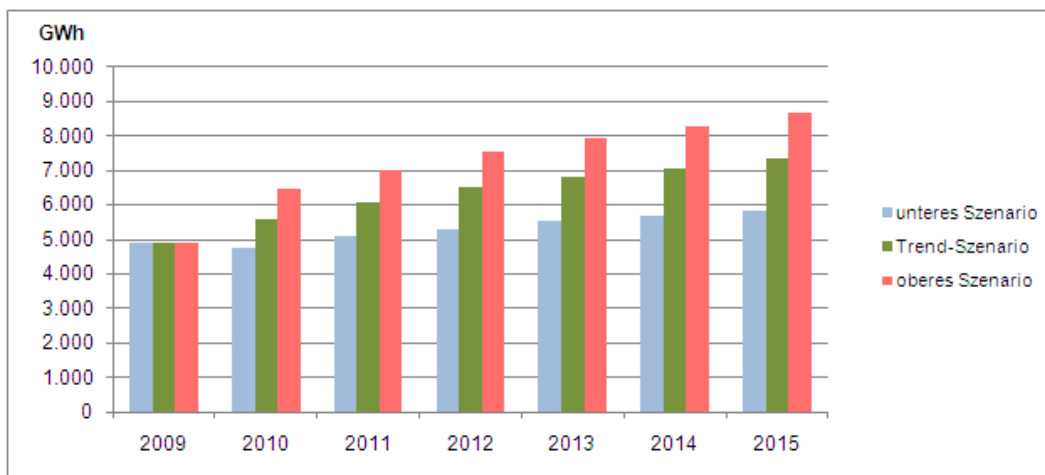


Abbildung 2 Stromerzeugung aus Wasserkraft mit Anspruch auf EEG-Vergütung nach Szenarien bis 2015

1.3 Prognose der Direktvermarktung bis 2015

1.3.1 Direktvermarktung 2009 und 2010

Für das Jahr 2009 (und teilweise auch schon 2010) haben die ÜNB monatliche Daten zur installierten Wasserkraft-Leistung bereit gestellt, deren Betreiber anstelle des EEG-Mechanismus die Option der Direktvermarktung gewählt hatten [ÜNB 2010a]. Deutschlandweit schwankte diese Anlagenleistung 2009 – je nach Monat – zwischen 20 und 41 MW [ÜNB 2010a], in den ersten acht Monaten des Jahres 2010 zwischen 109 und 136 MW [ÜNB 2010b]. Trotz dieser erheblichen Steigerung war keine durchgängige Trendlinie zu erkennen, da die Teilnahme einzelner Anlagen an der Direktvermarktung bzw. deren Rückkehr in das EEG das Gesamtergebnis sehr stark beeinflusst.

1.3.2 Potenzial und Einschätzung der Direktvermarktung

Für die Berechnung des Potenzials für die Direktvermarktung wurde davon ausgegangen dass § 37 Abs. I EEG die attraktivsten Bedingungen für die Direktvermarktung von EEG-Strom schafft (vgl. Kapitel 0.3.3). Im Jahresmittel liegt die Rentabilitätsschwelle bei 9,467 ct/kWh. Bei Wasserkraftanlagen, die bis Jahresende 2009 in Betrieb gegangen waren, liegt die EEG-Vergütung für eine installierte Leistung von mehr als 1.200 MW unterhalb dieser Schwelle. Für Neuanlagen, die seit dem 1.1.2009 in Betrieb gegangen sind und damit auch für die Neuanlagen der Inbetriebnahmejahre 2010 und 2011 sind jedoch nur Anlagen mit mehr als 500 kW Leistung betroffen, da für kleinere Anlagen die EEG-



Vergütung deutlich höher liegt. Zur Einschätzung des Potenzials wurden daher die Neuanlagen der Jahre 2010 und 2011, deren Größenverteilung noch unbekannt ist, nicht in die Betrachtung einbezogen, zumal diese auch 2011 nur einen geringen Teil der installierten Leistung darstellen. Nach dieser Berechnung könnte mehr als 80 % des im Jahr 2011 eingespeisten EEG-Wasserkraft-Stroms über § 37 direkt vermarktet werden.

Analog wurde die Berechnung für die Jahre 2012 bis 2015 für die drei Szenarien durchgeführt, wobei jeweils die unterschiedlichen Rentabilitätsschwellen bei der Potenzialermittlung zu Grunde gelegt wurden. Die Mengen, die dadurch für die Direktvermarktung genutzt werden, sind in Tabelle 6 dargestellt. Aufgrund des zunehmenden Gewichts von Neuanlagen wurden ab 2012 auch Neuanlagen bei der Berechnung des Potenzials zur Direktvermarktung berücksichtigt.

Im Ergebnis bedeutet dies, dass rund zwei Drittel des Wasserkraftstroms, der einen Vergütungsanspruch nach EEG hat, im Jahr 2011 direkt vermarktet wird. Bis zum Jahr 2015 steigt dieser Anteil auf 84 % im Trend-Szenario, 85 % im unteren und 91 % im oberen Szenario an.

Tabelle 6 *Prognose der Direktvermarktung von Strommengen aus EEG-Wasserkraft bis 2015 in Deutschland*

Trend-Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Rentabilitätsschwelle in ct/kWh	9,467	9,844	10,380	11,280	12,304
Potenzial zur Direktvermarktung in TWh	5,00	5,83	6,15	6,31	6,55
Ausschöpfungsquote	80%	90%	92%	93%	94%
Prognostizierte Direktvermarktung in TWh	4,00	5,25	5,66	5,86	6,16
Unteres Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Rentabilitätsschwelle in ct/kWh	9,467	9,844	9,098	9,528	10,100
Potenzial zur Direktvermarktung in TWh	4,27	4,99	4,71	5,00	5,25
Ausschöpfungsquote	80%	90%	92%	93%	94%
Prognostizierte Direktvermarktung in TWh	3,42	4,49	4,34	4,65	4,93
Oberes Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Rentabilitätsschwelle in ct/kWh	9,467	9,844	11,748	13,421	14,935
Potenzial zur Direktvermarktung in TWh	5,74	6,70	7,17	8,00	8,36
Ausschöpfungsquote	80%	90%	92%	93%	94%
Prognostizierte Direktvermarktung in TWh	4,59	6,03	6,60	7,44	7,86

1.4 Vergütungszahlungen bis 2015

Die spezifischen Vergütungszahlungen pro kWh lagen nicht für alle Größenklassen und Inbetriebnahmejahre getrennt vor. Daher errechnen sich diese aus den von den Netzbetreibern gemeldeten Zahlungen [ÜNB 2010a]. Die Vergütungszahlungen wurden in den Tabellen aus den mittleren Vergütungszahlungen für Bestandsanlagen (für Anlagen, die bis Ende 2009 in Betrieb gegangen waren), aus den seit 2009 geltenden Vergütungssätzen (für Neuanlagen ab 2010) sowie der zu erwartenden Degression abgeleitet. Da die Degression bei der Wasserkraft gemäß § 20 Abs. 2 Nr. 1 EEG nur Anlagen von mindestens 5 MW Leistung betrifft, wurden die Vergütungssätze der Folgejahre unverändert gelassen.

Zur Ermittlung der gesamten Vergütungszahlungen wurde zunächst die Strommenge zu Grunde gelegt, die nach Abzug der Direktvermarktung noch über das EEG zu vermarkten bleibt. Anschließend die Prognose der Stromeinspeisung nach Bestandsanlagen (bis 31.12.2009) und den Neuanlagen ab 2010 differenziert. Die direkt vermarkteten Strommengen wurden 2011 vereinfachend generell den Bestandsanlagen des Jahre 2009 zugeordnet, in den Folgejahren wurden sie nach Inbetriebnahmejahren eingeschätzt. Diesen Strommengen, die nach diesem Schritt nach Monaten und Inbetriebnahmejahren vorlagen, wurden jeweils anschließend die entsprechenden spezifischen Vergütungen zugeordnet, so dass sich die Gesamtvergütungen für EEG-vergüteten Strom aus Wasserkraft ergaben.

Ohne Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich die gesamte Netto-Vergütungssumme für EEG-Wasserkraft als Differenz nach Kalenderjahren und Szenarien in Tabelle 7.

Tabelle 7 Vergütungszahlungen für Wasserkraft im Rahmen des EEG

Trend-Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Im EEG verbleibende Strommenge in TWh	2,07	1,25	1,14	1,21	1,20
EEG-Vergütung in Mio. Euro	163	102	94	106	107
Unteres Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Im EEG verbleibende Strommenge in TWh	1,67	0,80	1,20	1,02	0,88
EEG-Vergütung in Mio. Euro	129	62	94	83	75
Oberes Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Im EEG verbleibende Strommenge in TWh	2,43	1,52	1,34	0,86	0,80
EEG-Vergütung in Mio. Euro	191	126	109	58	55

Durch den hohen Anteil von direkt vermarktetem Strom sinkt das Gesamtniveau der EEG-Vergütungen für Wasserkraft bis 2015 im Trend-Szenario auf rund 100 Mio. Euro jährlich ab. Durch die noch höhere Rolle der Direktvermarktung bleibt im oberen Szenario ein noch geringerer Anteil des Stroms innerhalb des EEG, was zu einem geringeren Vergütungsvolumen führt. Auch im unteren Szenario ist die Vergütung die geringer als im Trend-Szenario, was dort jedoch vorwiegend auf die geringeren Stromerträge zurückzuführen ist, die für das untere Szenario in trockeneren Jahren angesetzt wurden.

Die Tatsache, dass im Trend-Szenario 2015 mehr EEG-Vergütung gezahlt wird als 2014, obwohl weniger Strom im EEG verbleibt, beruht darauf, dass 2015 ein noch größerer Teil



der preisgünstigen Altanlagen in die Direktvermarktung wechselt, während gleichzeitig neu gebaute Anlagen zunächst die höhere EEG-Vergütung nutzen.

Im letzten Schritt wurden von den aufgeführten Vergütungen die vermiedenen Netznutzungsentgelte abgezogen, die von den ÜNB für 2009 gemeldet worden waren und deren spezifische Höhe pro kWh unverändert für die Folgejahre bis 2015 übernommen wurde. Die Spannbreite der vermiedenen Netznutzungsentgelte liegt dadurch zwischen 3,8 Mio. Euro (oberes Szenario, 2015) und 12,0 Mio. Euro (oberes Szenario, 2011). Die Netto-Vergütungszahlungen vermindern sich um den entsprechenden Betrag gegenüber den in Tabelle 7 ausgewiesenen Werten, für das Jahr 2011 sind diese Werte in der Jahresprognose 2011 genauer dokumentiert [IE 2010b].

2 DEPONIEGAS (§ 24 EEG)

2.1 Entwicklung bis 2009

Deponiegas entsteht in Deponien mit organischem Inhalt. Das methanhaltige Gas ist ein Produkt biochemischer Abbauprozesse von organischen Verbindungen und Materialien. Es wird aus dem Deponiekörper abgesaugt und in Blockheizkraftwerken zur Strom- und Wärmegewinnung eingesetzt.

Seit 2005 dürfen in Deponien keine organischen Stoffe mehr abgelagert werden, so dass die bestehenden Deponien mit organischem Inhalt seit diesem Zeitpunkt nicht mehr befüllt werden und sich daher in der Stilllegungsphase befinden. In der Konsequenz ist aufgrund dieses Ausgasungsprozesses mit einer rückläufigen Deponiegasausbeute zu rechnen. Hierbei kann von einer "Halbwertszeit" von 5 bis 6 Jahren gerechnet werden: innerhalb dieses Zeitraumes sinkt die Gasausbeute (Kombination aus Gasmenge und Methangehalt) um die Hälfte.

Für die Berechnungen wird davon ausgegangen, dass nach einer Übergangsphase (genehmigte Deponien haben zum Zeitpunkt 2005 ihre Betriebserlaubnis nicht verloren und durften noch bis zur Höhe der genehmigten Abfallmenge aufgefüllt werden) dieser Ausgasungsprozess seit 2008 eingesetzt hat. Bis 2013/2014 wird daher eine Halbierung des Deponiegasaufkommens erwartet.

In der Vergangenheit wurde Deponiegas zusammen mit Gruben- und Klärgas in den EEG-Abrechnungs- und -stammdaten erfasst. Bei früheren Prognosetätigkeiten des IE wurde Deponiegas als "Restgröße" geführt, da für Klärgas und Grubengas entsprechende Sekundärstatistiken existieren. Nun liegen für das Jahr erstmalig getrennte Daten vor, wobei für den Anlagenbestand nur für drei und für die Stromerzeugung nur für zwei ÜNB die Daten gemeldet wurden. Für die restlichen ÜNB musste daher eine Schätzung vorgenommen werden. Für 2008 wurde der Anlagenbestand auf 259 MW abgeschätzt, die ÜNB-Daten weisen für das Jahr 2009 239 MW aus.

2.2 Mengenprognosen bis 2015

2.2.1 Leistungsentwicklung im Trend-Szenario

Zur Prognose der Leistungsentwicklung wurden die Einschätzungen des IE Leipzig durch Experteninterviews [Gehring 2010] abgesichert. Bei früheren Prognosetätigkeiten des IE war der oben beschriebene Ausgasungseffekt das wesentliche Kriterium für die Abschätzung der künftigen Leistungsentwicklung. Dieser Effekt wird auch bei der vorliegenden Prognose herangezogen.

Aus Gesprächen mit Anlagenherstellern ist bekannt, dass bei Rückgang der Gasmenge und des Methangehaltes die bestehenden Anlagen durch kleinere ersetzt werden (Downsizing), um einen wirtschaftlichen Betrieb weiterhin zu ermöglichen. Desweiteren wird ab einer gewissen Untergrenze die Deponiegasverstromung gänzlich eingestellt. Für das Trend-Szenario wird ab 2009 ein Rückgang der installierten Leistung um jährlich 10 MW

angenommen, um diesen Rückbaueffekt abzubilden. Der Ausgasungseffekt, der bestehende Anlagen betrifft, wird über die Volllaststunden nachgezeichnet (siehe Abschnitt 2.2.3). Die übrigen veröffentlichten Prognosen können zum Vergleich nicht herangezogen werden, da diese für Deponiegas keine eigenständige Prognose beinhalten.

2.2.2 Leistungsentwicklung im oberen und unteren Szenario

Für das obere Szenario wird angenommen, dass der Rückbau der kommenden Jahre nur halb so stark ausfällt wie im Trend-Szenario (5 MW pro Jahr). Mit dieser Annahme wird die Tendenz abgebildet, dass eventuell die Ausgasungsgeschwindigkeit im Trend überschätzt wurde.

Für das untere Szenario wird der Anlagenrückbau um 50 % erhöht (15 MW pro Jahr). Hierbei wird der Möglichkeit Rechnung getragen, dass der Ausgasungseffekt stärker und schneller wirkt und entsprechende Stilllegungen und Ersatzinvestitionen in kleinere Kraftwerke (Downsizing) schneller umgesetzt werden (bzw. müssen).

2.2.3 Vollbenutzungsstunden im Trend-Szenario

Die von den ÜNB gelieferten Daten [ÜNB 2010a] ergeben einen Mittelwert von 2.514 Vollbenutzungsstunden für 2009. Ausgehend von diesem Ausgangswert werden die Volllaststunden aufgrund der oben genannten Ausgasungseffekte im Trend-Szenario um jährlich 8 % abgesenkt. Durch diesen Effekt sinken die Vollbenutzungsstunden bis 2015 auf 1.524 ab. Damit wird die Halbierung der Gasausbeute über einen Zeitraum von 5 bis 6 Jahren abgebildet.

2.2.4 Vollbenutzungsstunden im oberen und unteren Szenario

Im oberen Szenario werden alle optimistischen Einschätzungen zusammengefasst. Daher werden neben einem weniger starken Rückbau die Vollbenutzungsstunden um jährlich nur 5 % abgesenkt. In dieser Einschätzung sind eine langsamere Ausgasung sowie eventuelle Effizienzverbesserungen an bestehenden Anlagen enthalten.

Für das untere Szenario werden die Vollbenutzungsstunden des Trend-Szenarios übernommen. Eine noch schnellere Ausgasung der Deponien ist weitestgehend auszuschließen. Es werden zudem Anlagen eher stillgelegt oder durch kleinere Anlagen ersetzt als unter unwirtschaftlichen Bedingungen (mit zu niedrigen Vollbenutzungsstunden) weiter betrieben.

2.2.5 Stromerzeugung bis 2015

Die Prognosen beruhen auf einer Fortschreibung der monatlichen Prognosen zur installierten Leistung und zu den Vollbenutzungsstunden.

Berechnungsgrundlagen und Ergebnis sind jahresweise in Tabelle 8 dargestellt.

Tabelle 8 *Prognose der Stromerzeugung aus Deponiegas bis 2015 in Deutschland in drei Szenarien*

Szenario	Jahr	Leistung zum Jahresende in MW	Vollbenutzungsstunden	Stromerzeugung in GWh
Trend-Sz.	2011	219	2.127	475
Trend-Sz.	2012	209	1.957	417
Trend-Sz.	2013	199	1.801	366
Trend-Sz.	2014	189	1.657	320
Trend-Sz.	2015	179	1.524	279
unteres Sz.	2011	209	2.127	458
unteres Sz.	2012	194	1.957	392
unteres Sz.	2013	179	1.801	334
unteres Sz.	2014	164	1.657	282
unteres Sz.	2015	149	1.524	237
oberes Sz.	2011	229	2.268	524
oberes Sz.	2012	224	2.155	487
oberes Sz.	2013	219	2.047	452
oberes Sz.	2014	214	1.945	420
oberes Sz.	2015	209	1.848	390

Im oberen und im unteren Szenario kombinieren sich die Effekte der unterschiedlichen Zubauprognosen und der unterschiedlich schnellen Ausgasung. Daher ergibt sich der höchste Unterschied zu der Trendprognose im Jahr 2015, wo die Stromerzeugung im oberen Szenario um 40 % höher und im unteren Szenario um 15 % niedriger ausfällt als im Trend-Szenario. Graphisch ist die Entwicklung in Abbildung 2 dargestellt.

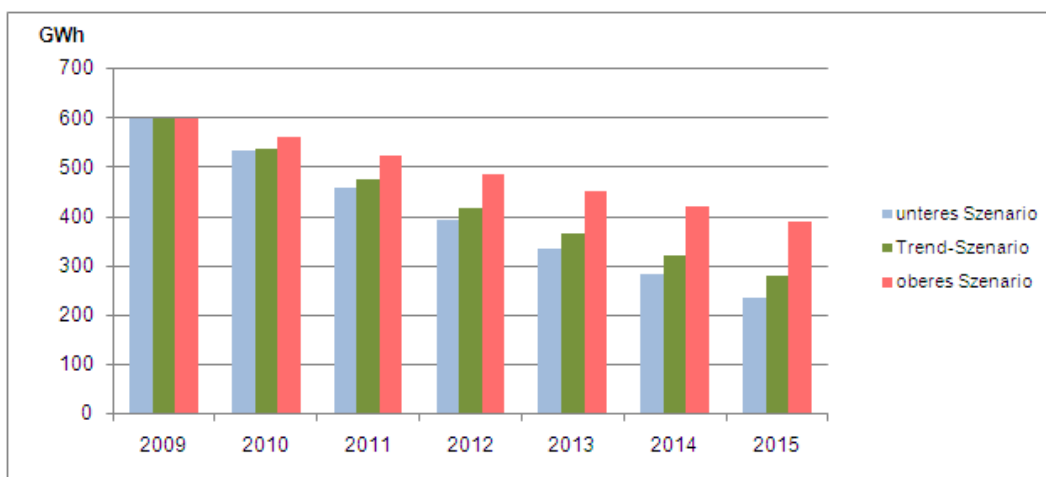


Abbildung 3 Stromerzeugung aus Deponiegas nach Szenarien bis 2015

2.3 Prognose der Direktvermarktung bis 2015

2.3.1 Direktvermarktung 2009 und 2010

Im Jahr 2009 waren im Mittel Deponiegasanlagen mit einer Leistung von 0,8 MW zur Direktvermarktung vorübergehend vom EEG abgemeldet, zum Jahresende 0,1 MW. Bis zum Juli 2010 stieg dieser Wert auf 16 MW. Der Direktvermarktungsanteil liegt damit bei knapp 7 %.

2.3.2 Potenzial und Einschätzung der Direktvermarktung

Für die Berechnung des Potenzials für die Direktvermarktung wurde davon ausgegangen dass § 37 Abs. I EEG die attraktivsten Bedingungen für die Direktvermarktung von EEG-Strom schafft (vgl. Kapitel 0.3.3). Für 2011 liegt die Rentabilitätsschwelle bei 9,467 ct/kWh, in den Folgejahren ist sie aus Tabelle 9 ersichtlich.

Beim Vergleich der Vergütung für Deponiegasanlagen (diese liegt zwischen 6,2 und 9,0 ct/kWh und im Durchschnitt bei 7,4 ct/kWh) mit dem erwarteten Strompreisniveau zeigt sich, dass theoretisch die gesamten Strommengen aus Deponiegas für eine Direktvermarktung in Frage kommen.

Wie in Kapitel 0.3.3 dargestellt, wird für Deponiegas eingeschätzt, dass das ermittelte Potenzial zunächst zu 90 %, dann weiter ansteigend bis zu 95 % ausgeschöpft werden wird, da Deponiegas einerseits relativ zuverlässig für die Grundlast zur Verfügung steht und andererseits die Durchschnittsvergütung unterhalb der Rentabilitätsschwelle liegt: Als Prognose der Direktvermarktung ergeben sich dadurch die in Tabelle 9 ausgewiesenen Strommengen.

Tabelle 9 *Prognose der Direktvermarktung von Strommengen aus Deponiegas bis 2015 in Deutschland*

Trend-Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Rentabilitätsschwelle in ct/kWh	9,467	9,844	10,380	11,280	12,304
Potenzial zur Direktvermarktung in TWh	0,47	0,42	0,37	0,32	0,28
Ausschöpfungsquote	90%	93%	94%	95%%	95%
Prognostizierte Direktvermarktung in TWh	0,43	0,39	0,34	0,30	0,27
Unteres Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Rentabilitätsschwelle in ct/kWh	9,467	9,844	9,098	9,528	10,100
Potenzial zur Direktvermarktung in TWh	0,46	0,39	0,33	0,28	0,24
Ausschöpfungsquote	90%	93%	94%	95%%	95%
Prognostizierte Direktvermarktung in TWh	0,41	0,36	0,31	0,27	0,22
Oberes Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Rentabilitätsschwelle in ct/kWh	9,467	9,844	11,748	13,421	14,935
Potenzial zur Direktvermarktung in TWh	0,51	0,49	0,45	0,42	0,39
Ausschöpfungsquote	90%	93%	94%	95%%	95%
Prognostizierte Direktvermarktung in TWh	0,46	0,45	0,42	0,40	0,37

Die Ausschöpfungsquote entspricht damit dem Anteil des Stroms aus Deponiegas, der einen Vergütungsanspruch nach EEG hat und dann aber direkt vermarktet wird. In allen drei Szenarien steigt dieser Anteil auf 95 % an.

2.4 Vergütungszahlungen bis 2015

Die spezifischen Vergütungszahlungen errechnen sich aus den bisher von den Netzbetreibern gemeldeten Zahlungen [ÜNB 2010a]. Die Methodik zur Ermittlung der Vergütungszahlungen unterscheidet sich nicht maßgeblich von den anderen Energieträgern. Lediglich für die Vergütungssätze ab 2010 wird der durchschnittliche Vergütungssatz des Jahres 2009 fortgeschrieben. Damit wird vermieden, dass rückgebaute Anlagen (welche dem Anlagenbestand entstammen) bzw. deren rückläufige Stromerzeugung mit einem höheren Vergütungssatz multipliziert wird und die Vergütungszahlungen für die Jahre ab 2010 zu niedrig ausgewiesen werden.

Zur Ermittlung der gesamten Vergütungszahlungen wurde die Strommenge zu Grunde gelegt, die nach Abzug der Direktvermarktung noch über das EEG zu vermarkten bleibt. Diesen Strommengen wurden jeweils anschließend die entsprechenden spezifischen Vergütungen zugeordnet, so dass sich die Gesamtvergütungen für EEG-vergüteten Strom aus Deponiegas ergaben. Da die spezifischen Vergütungen zwischen den direkt vermarkteten und den übrigen Anlagen nicht verschieden sein müssen (in Betracht für die Direktvermarktung kommen prinzipiell alle Anlagen), wurde der Vergütungssatz unverändert gelassen.

Ohne Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich die gesamte Netto-Vergütungssumme für Deponiegas als Differenz für alle Bezugsjahre bis 2015, wie sie in Tabelle 10 dargestellt ist.

Tabelle 10 Vergütungszahlungen für Strom aus Deponiegas bis 2015

Trend-Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Im EEG verbleibende Strommenge in TWh	0,05	0,03	0,02	0,02	0,01
EEG-Vergütung in Mio. Euro	3,5	2,2	1,6	1,2	1,0
Unteres Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Im EEG verbleibende Strommenge in TWh	0,05	0,03	0,02	0,01	0,01
EEG-Vergütung in Mio. Euro	3,4	2,0	1,5	1,0	0,9
Oberes Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Im EEG verbleibende Strommenge in TWh	0,07	0,03	0,03	0,02	0,02
EEG-Vergütung in Mio. Euro	5,1	2,5	2,0	1,6	1,4

Durch den hohen Anteil der Direktvermarktung sowie die rückläufigen Stromerträge werden die Vergütungszahlungen für Deponiegas bis 2015 sich im Rahmen des EEG zu einer unbedeutenden Größe entwickeln.

Im letzten Schritt wurden von den aufgeführten Vergütungen die vermiedenen Netznutzungsentgelte abgezogen, die von den ÜNB für 2009 gemeldet worden waren und deren spezifische Höhe pro kWh unverändert für die Folgejahre bis 2015 übernommen wurde. Die Spannweite der vermiedenen Netznutzungsentgelte liegt dadurch zwischen 0,07 Mio. Euro (unteres Szenario, 2015) und 0,40 Mio. Euro (oberes Szenario, 2011). Die Netto-Vergütungszahlungen vermindern sich um den entsprechenden Betrag gegenüber den in Tabelle 10 ausgewiesenen Werten, für das Jahr 2011 sind diese Werte in der Jahresprognose 2011 genauer dokumentiert [IE 2010b].

3 KLÄRGAS (§ 25 EEG)

3.1 Entwicklung bis 2009

Klärgas entsteht bei der Nutzung von Klärschlamm (Faulung) bei entsprechend ausgerüsteten Kläranlagen. In der Regel ist bei größeren Kläranlagen (über 50.000 Einwohnergleichwerte) eine derartige Nutzung wirtschaftlich.

In der Vergangenheit wurde Klärgas in den Statistiken der ÜNB zusammen mit Deponie- und Grubengas ausgewiesen. Hilfsweise wurde für frühere Prognosetätigkeiten die Klärgasstatistik des Statistischen Bundesamtes (Tabelle 11) herangezogen, in der zumindest die erzeugten und abgegebenen Strommengen erfasst sind. Aus dieser Statistik wird deutlich, dass diese Strommengen in den letzten Jahren stets gestiegen sind, jedoch ein zunehmender Anteil in den Kläranlagen selbst genutzt wird. Angaben zur installierten Leistung macht die Klärgasstatistik nicht.

Tabelle 11 *Bisherige Stromerzeugung und –nutzung aus Klärgas in Deutschland*

alle Angaben in MWh	2005	2006	2007	2008	2009
Erzeugung von Strom aus Klärgas	888.110	936.083	974.717	1.021.144	1.057.292
davon Verbrauch im eigenen Betrieb (Selbstnutzung)	745.570	755.985	823.241	900.824	966.834
davon Abgabe an EVU	142.540	180.099	151.476	120.319	90.457
Grad der Selbstnutzung	84%	81%	84%	88%	91%
Quelle: [Destatis 2004-10]					

Für das Jahr 2009 liegen nun erstmals getrennte Daten für die Stromerzeugung aus Klärgas seitens der ÜNB vor [ÜNB 2010a].

In Summe ist die EEG-Stromerzeugung aus Klärgas in der Statistik der ÜNB höher als in der Statistik des Statistischen Bundesamtes. Nach Rücksprache mit dem entsprechenden Fachreferat des Statistischen Bundesamtes liegt der Grund in der Abweichung möglicherweise in der Abschneidegrenze der Klärgasstatistik, da hier nur Kläranlagen einer ab einer bestimmten Größe erfasst werden.

Aus der Datenlieferung der ÜNB ergibt sich eine Abgabe an die EVU mit Anspruch auf EEG-Vergütung für 2009 in Höhe von 138 GWh gegenüber der Klärgasstatistik, die 90 GWh ausweist. Für die weitere Prognose werden die Größenordnungen der Daten der ÜNB übernommen.

3.2 Mengenprognosen bis 2015

3.2.1 Leistungsentwicklung im Trend-Szenario

Für die Prognose sind die Strommengen interessant, die nicht nur auf den Kläranlagen erzeugt, sondern dann auch nach EEG eingespeist werden. Zuvor wurde dargestellt, dass die erzeugten Strommengen insgesamt zwar angestiegen, ein immer größerer Anteil jedoch auf den Kläranlagen selbst verbraucht wurde. Die Stromeinspeisung nach EEG war also in den vergangenen Jahren eher rückläufig.

Für das Trend-Szenario können verschiedene – im Prinzip gegenläufige – Effekte zum Tragen kommen. Diese Informationen beruhen auf einem Experteninterview mit der Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e. V. [Förster 2010]:

- Die Verbesserung von Verfahren zur Klärgasgewinnung hat in der Vergangenheit zu größeren Gasmengen und damit zu steigendem Klärgasaufkommen geführt. Diese Gasmengen wurden entsprechend zur Stromerzeugung eingesetzt.
- Die Effizienzverbesserung von Klärprozessen führt zu sinkendem Stromverbrauch auf den Kläranlagen, daher wird der Anteil von selbstgenutztem Strom tendenziell wieder zurückgehen, insbesondere vor dem Hintergrund noch steigender Stromerzeugung.
- Neue Projekte in größerem Umfang werden zunächst nicht erwartet. Die Wirtschaftlichkeit spielt hierbei eine gewichtige Rolle. Zum Einen spielt die Anlagengröße eine wichtige Rolle: Anlagen lassen sich ab ca. 50.000 Einwohnergleichwerten wirtschaftlich betreiben, diese Standorte sind jedoch bereits in der Vergangenheit schon weitestgehend mit einer Klärgasnutzung ausgerüstet worden. Es zeichnet sich jedoch ab, dass Technologien entwickelt werden, mit denen ein wirtschaftlicher Betrieb auch bei kleineren Kläranlagen (30.000 Einwohnergleichwerte) möglich wird. Andererseits sind die Kläranlagen überwiegend in kommunaler Trägerschaft, welche nach derzeitiger "Kassenlage" solche Projekte eher zurückstellen.
- Aktuell wird an Verfahren geforscht, die eine Aufbereitung von Klärgas auf Erdgasqualität und anschließende und Einspeisung in das Erdgasnetz ermöglichen. Die Stromerzeugung würde dann rückläufig sein, sofern nicht die gesamte eingespeiste Menge an anderer Stelle wieder entnommen und nach dem EEG verstromt wird.

Vor diesem Hintergrund wird für das Trend-Szenario nur ein geringer Zubau an Anlagenleistung von 3 MW pro Jahr bis 2015 angenommen.

3.2.2 Leistungsentwicklung im oberen und unteren Szenario

Für das obere Szenario wird der jährliche Zubau bei 7 MW pro Jahr und für das untere Szenario eine Stagnation der Anlagenleistung angenommen.

3.2.3 Vollbenutzungsstunden im Trend-Szenario

Für die Prognosen wird die Zahl von 1.690 Volllaststunden übernommen und fortgeschrieben, die aus den Datenlieferungen der Übertragungsnetzbetreiber [ÜNB 2010a] abgeleitet wurde.

Aufgrund der oben genannten Effizienzverbesserungen wird im Trend-Szenario erwartet, dass die Volllaststunden um jährlich 1 % ansteigen.

3.2.4 Vollbenutzungsstunden im oberen und unteren Szenario

Für das obere Szenario werden die Volllaststunden um jährlich 3 % angehoben. Damit wird dem Umstand Rechnung getragen, dass Effizienzverbesserungen stärker ins Gewicht fallen können. Für das untere Szenario werden die Vollbenutzungsstunden des Jahres 2009 bis 2015 unverändert fortgeschrieben.

3.2.5 Stromerzeugung bis 2015

Die pro Jahr prognostizierten Werte beruhen auf der gleichen Methodik der monatlichen Fortschreibung von installierter Leistung und Vollbenutzungsstunden wie bei den übrigen Technologien.

Im Ergebnis der Berechnungen ergibt sich das in Tabelle 12 dargestellte Bild.

Tabelle 12 Prognose der Stromerzeugung aus Klärgas bis 2015 in drei Szenarien

Szenario	Jahr	Leistung zum Jahresende in MW	Vollbenutzungsstunden	Stromerzeugung in GWh
Trend-Sz.	2011	144	1.724	245
Trend-Sz.	2012	147	1.742	253
Trend-Sz.	2013	150	1.759	261
Trend-Sz.	2014	153	1.777	269
Trend-Sz.	2015	156	1.794	277
unteres Sz.	2011	138	1.690	233
unteres Sz.	2012	138	1.690	233
unteres Sz.	2013	138	1.690	233
unteres Sz.	2014	138	1.690	233
unteres Sz.	2015	138	1.690	233
oberes Sz.	2011	152	1.793	266
oberes Sz.	2012	159	1.847	287
oberes Sz.	2013	166	1.902	309
oberes Sz.	2014	173	1.960	332
oberes Sz.	2015	180	2.018	356

In Abbildung 4 wird diese Entwicklung veranschaulicht.

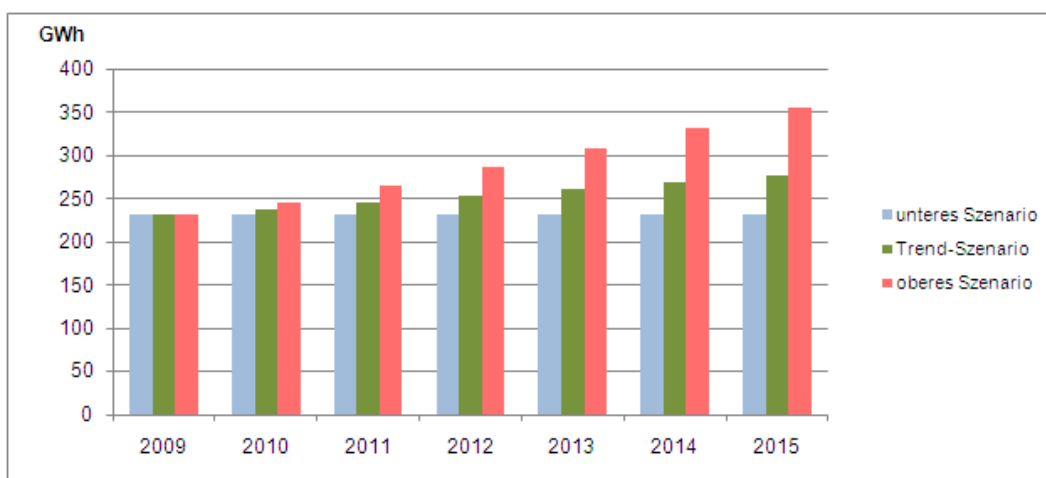


Abbildung 4 Stromerzeugung aus Klärgas nach Szenarien bis 2015

3.3 Prognose der Direktvermarktung bis 2015

3.3.1 Direktvermarktung 2009 und 2010

Im Jahr 2009 waren im Mittel Klärgasanlagen mit einer Leistung von 1,2 MW zur Direktvermarktung vorübergehend vom EEG abgemeldet, zum Jahresende 0,4 MW. Bis zum Juli 2010 stieg dieser Wert auf 2,6 MW. Der Direktvermarktungsanteil liegt ca. bei knapp 2 % und damit auf niedrigem Niveau.

3.3.2 Potenzial und Einschätzung der Direktvermarktung

Kläranlagen zeichnen sich durch einen hohen Stromverbrauch aus. Daher besteht die Motivation, eine Klärgasanlage vom EEG abzumelden, eher darin, den erzeugten Strom selbst zu nutzen. Entscheidungskriterium ist also eher der zu zahlende (bzw. durch die Eigennutzung) eingesparte Strombezugspreis im Vergleich zu den möglichen Erlösen durch EEG-Vergütung oder Direktvermarktung und zu den Stromgestehungskosten der Klärgasanlage.

Für die Berechnung des Potenzials für die Direktvermarktung wurde davon ausgegangen, dass § 37 Abs. I EEG die attraktivsten Bedingungen für die Direktvermarktung von EEG-Strom schafft (vgl. Kapitel 0.3.3). Beim Vergleich der Vergütung für Klärgasanlagen (diese liegt zwischen 6,2 und 8,9 ct/kWh und im Durchschnitt bei ca. 6,9 ct/kWh) mit den für die verschiedenen Jahre erwarteten Rentabilitätsschwellen zeigt sich, dass theoretisch die gesamten Strommengen aus Klärgas für eine Direktvermarktung in Frage kommen. Zusammen mit den bereits in Kapitel 0.3.3 dargestellten hohen Ausschöpfungsquoten ergeben sich dadurch die in Tabelle 13 ausgewiesenen Daten zur Prognose der Direktvermarktung.

Tabelle 13 *Prognose der Direktvermarktung von Strommengen aus Klär gas bis 2015 in Deutschland*

Trend-Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Rentabilitätsschwelle in ct/kWh	9,467	9,844	10,380	11,280	12,304
Potenzial zur Direktvermarktung in TWh	0,25	0,25	0,26	0,27	0,28
Ausschöpfungsquote	90%	93%	94%	95%%	95%
Prognostizierte Direktvermarktung in TWh	0,22	0,24	0,25	0,26	0,26
Unteres Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Rentabilitätsschwelle in ct/kWh	9,467	9,844	9,098	9,528	10,100
Potenzial zur Direktvermarktung in TWh	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Ausschöpfungsquote	90%	93%	94%	95%%	95%
Prognostizierte Direktvermarktung in TWh	0,21	0,22	0,22	0,22	0,22
Oberes Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Rentabilitätsschwelle in ct/kWh	9,467	9,844	11,748	13,421	14,935
Potenzial zur Direktvermarktung in TWh	0,27	0,29	0,31	0,33	0,36
Ausschöpfungsquote	90%	93%	94%	95%%	95%
Prognostizierte Direktvermarktung in TWh	0,24	0,27	0,29	0,32	0,34

3.4 Vergütungszahlungen bis 2015

Die Methodik zur Ermittlung der Vergütungszahlungen unterscheidet sich nicht von den anderen Energieträgern.

Die Vergütungszahlungen wurden in den Tabellen aus den mittleren Vergütungszahlungen für Bestandsanlagen (für Anlagen, die bis Ende 2009 in Betrieb gegangen waren), aus den seit 2009 geltenden Vergütungssätzen (für Neuanlagen ab 2010) sowie der zu erwartenden Degression abgeleitet.

Zur Ermittlung der gesamten Vergütungszahlungen wurde die Strommenge zu Grunde gelegt, die nach Abzug der Direktvermarktung noch über das EEG zu vermarkten bleibt. Diesen Strommengen wurden jeweils anschließend die entsprechenden spezifischen Vergütungen zugeordnet, so dass sich die Gesamtvergütungen für EEG-vergüteten Strom aus Klär gas ergaben. Da die spezifischen Vergütungen zwischen den direkt vermarkteten und den übrigen Anlagen nicht verschieden sein müssen (in Betracht für die Direktvermarktung kommen prinzipiell alle Anlagen), wurde der Vergütungssatz unverändert gelassen. Das Ergebnis ist in Tabelle 14 dargestellt.

Tabelle 14 Vergütungszahlungen für Strom aus Klär gas bis 2015

Trend-Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Im EEG verbleibende Strommenge in TWh	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01
EEG-Vergütung in Mio. Euro	1,8	1,3	1,2	1,1	1,2
Unteres Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Im EEG verbleibende Strommenge in TWh	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01
EEG-Vergütung in Mio. Euro	1,6	1,1	1,0	0,8	0,8
Oberes Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Im EEG verbleibende Strommenge in TWh	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02
EEG-Vergütung in Mio. Euro	2,0	1,7	1,7	1,6	1,8

Anschließend wurden davon die vermiedenen Netznutzungsentgelte abgezogen, wobei die spezifischen Werte der vermiedenen Netznutzungsentgelte pro vergüteter Megawattstunde in allen Netzgebieten in der gleichen Höhe fortgeschrieben wurden, wie sie von den ÜNB für 2009 gemeldet wurden.

Die Spannbreite der vermiedenen Netznutzungsentgelte liegt dadurch zwischen 0,08 Mio. Euro (unteres Szenario, 2015) und 0,18 Mio. Euro (oberes Szenario, 2011). Die Netto-Vergütungszahlungen vermindern sich um den entsprechenden Betrag gegenüber den in Tabelle 14 ausgewiesenen Werten, für das Jahr 2011 sind diese Werte in der Jahresprognose 2011 genauer dokumentiert [IE 2010b].

4 GRUBENGAS (§ 26 EEG)

4.1 Entwicklung bis 2009

Grubengas entsteht im aktiven und stillgelegten Steinkohlebergbau, daher ist dieser Energieträger ausschließlich in Nordrhein-Westfalen und dem Saarland relevant. Die Daten der Übertragungsnetzbetreiber weisen eine installierte Leistung von 283 MW aus.

In der Vergangenheit wurde Grubengas zusammen mit Klär- und Deponiegasen erfasst. Daher wurden vom IE Leipzig bei früheren Prognosestätigkeiten Daten des Gesamtverbandes Steinkohle [GVSt 2007-10] einbezogen. Der Verband verfügt über eine Übersicht aller installierten Grubengasanlagen und deren Stromerzeugung. In dieser Datenbasis sind 2009 jedoch 249 MW verzeichnet. Der Grund für die Differenz zu den Anlagenstammdaten des ÜNB ließ sich nicht klären. Für die weiteren Berechnungen wird vom gemeldeten Bestand ausgegangen.

Die installierte Leistung der Grubengasanlagen stagniert laut Datenbasis des GVSt seit 4 Jahren.

In der Datenlieferung [ÜNB 2010a] waren keine Angaben über die Höhe der Stromeinspeisung, der Vergütungszahlungen und der vermiedenen Netznutzungsentgelte für Grubengas verzeichnet. Diese mussten daher als Teil der zusammengefassten Daten zu Deponie-, Klär- und Grubengasen abgeschätzt werden.

4.2 Mengenprognosen bis 2015

4.2.1 Leistungsentwicklung im Trend-Szenario

Die Analyse von Vergangenheitsdaten gestaltet sich schwierig (siehe oben). Wird jedoch die Tendenz der Daten des GVSt [GVSt 2007-10] auf die Ist-Daten der Übertragungsnetzbetreiber [ÜNB 2010a] übertragen, so wird im Trend-Szenario von einem gleichbleibenden Niveau der installierten Leistung ausgegangen (weder Zu- noch Rückbau). Auch die Volllaststunden werden auf dem gleichen Niveau fortgeschrieben.

Die Annahmen stützen sich auf Experteninterviews [IVG 2010] [IFM 2010] [Weiß 2010], aus denen verschiedene Gründe für eine leichte Zunahme aber auch für einen leichten Rückgang der Stromeinspeisung aus Grubengas deutlich werden:

- Zum Einen führt der Anstieg des Grubenwassers (stillgelegter Steinkohlebergbau) zu einem Rückgang des Grubengasaufkommens, jedoch steigt durch den Wasseranstieg der Druck auch an anderen Standorten, was wiederum zu einem Anstieg des Grubengasaufkommens führen kann.
- Grundsätzlich sind alle bekannten Grubengasfelder weitestgehend erschlossen. Wird dennoch ein neues Feld erschlossen, dann kann im Gegenzug an anderer Stelle ein bereits genutztes Feld nicht mehr genügend Gasmengen freigeben und die Grubengasnutzung wird eingestellt.

Nach übereinstimmender Meinung der Experten wird davon ausgegangen, dass mittelfristig das derzeitige Niveau der installierten Leistung gehalten werden wird. Ein Vergleich mit anderen Szenarien war an dieser Stelle nicht möglich, da die zum Vergleich herangezogenen Quellen, z. B. [BEE 2009] oder [BRD 2010], entweder Grubengas nicht den erneuerbaren Energien zugeordnet oder nur mit anderen Gasen gemeinsam dargestellt hatten.

4.2.2 Leistungsentwicklung im oberen und unteren Szenario

Für das obere Szenario wird von einem verhaltenen Anstieg der installierten Leistung von 5 MW pro Jahr ausgegangen (Schätzung). Eine konkrete Aussage von Anlagenbetreibern zu eventuellen proaktiven Zubauplänen war jedoch nicht zu erhalten, so dass diese Abschätzung zu einem oberen Szenario aus Sicht des IE Leipzig mittelfristig nicht übertroffen werden sollte.

Für das untere Szenario wird angenommen, dass aufgegeben Standorte (sinkende oder erliegende Gasausbeute) nicht äquivalent durch neue Standorte ersetzt werden. Hierbei führt dieser Effekt im unteren Szenario zu einem Rückgang der jährlichen installierten Leistung um 5 MW.

4.2.3 Vollbenutzungsstunden im Trend-Szenario

Die Vollbenutzungsstunden konnten auf Basis der ÜNB-Daten [ÜNB 2010a] nicht berechnet werden (fehlende Stromerzeugungsdaten). Daher wurde auf Basis der Daten des GVSt und früherer Prognosetätigkeiten eine durchschnittliche Volllaststundenzahl abgeschätzt.

Die Anlagen in der Datenbasis des GVSt haben eine durchschnittliche Volllaststundenzahl von 4.800 Stunden. Nach Verteilung der gemeldeten Stromerzeugungsdaten (DKG-Gase gesamt) auf die einzelnen Gasarten ergeben sich für Grubengas ca. 4.200 Stunden. Im Mittel werden 4.500 Stunden angesetzt. Diese bleiben im Trend-Szenario konstant.

4.2.4 Vollbenutzungsstunden im oberen und unteren Szenario

Die Vollbenutzungsstunden für die Szenarien können ebenfalls nur abgeschätzt werden. Auch hier gibt es wie bei der installierten Leistung verschiedene technische Hintergründe, die entweder zu steigenden oder sinkenden Volllaststunden führen können.

So werden die Grubengasanlagen werden fortlaufend technisch optimiert, was zu höheren Stromerzeugungswerten bei gleichbleibender Leistung führt (ergo höhere Vollbenutzungsstunden). Auch wenn neue Standorte (als Ersatz für aufgegeben Standorte) erschlossen werden, sind die neue Anlagentechnik und die höhere Gasausbeute mit steigenden Vollbenutzungsstunden verbunden, die installierte Leistung bleibt jedoch gleich. Für das obere Szenario wurde mit einem jährlichen Anstieg der Vollbenutzungsstunden um 50 Stunden (auf 4.800 Stunden im Jahr 2015) gerechnet.

Dagegen führt eine sinkende Gasausbeute tendenziell zu sinkenden Volllaststunden, da die Anlagenleistung zunächst konstant bleibt, jedoch die Stromerzeugung rückläufig ist. Dieser Tendenz kann durch den Ersatz der bestehenden Anlage durch eine kleinere, leistungsschwächere Anlage (Downsizing) entgegengewirkt werden, dies passiert aber (wenn überhaupt) zeitverzögert. Daher wird für das untere Szenario ein leichter Rückgang der Volllaststunden um 50 Stunden pro Jahr angenommen. Die Untergrenze wird bei 4.300 Stunden festgesetzt (ab 2013).

4.2.5 Stromerzeugung bis 2015

Die Berechnung der Stromerzeugung erfolgte wie bei den anderen Kategorien aus der Prognose der installierten Leistung und der Vollbenutzungsstunden. Die Ergebnisse sind in Tabelle 15 dargestellt.

Tabelle 15 Prognose der Stromerzeugung aus Grubengas bis 2015 in drei Szenarien

Szenario	Jahr	Leistung zum Jahresende in MW	Vollbenutzungsstunden	Stromerzeugung in GWh
Trend-Sz.	2011	283	4.500	1.273
Trend-Sz.	2012	283	4.500	1.273
Trend-Sz.	2013	283	4.500	1.273
Trend-Sz.	2014	283	4.500	1.273
Trend-Sz.	2015	283	4.500	1.273
unteres Sz.	2011	273	4.400	1.211
unteres Sz.	2012	268	4.350	1.175
unteres Sz.	2013	263	4.300	1.140
unteres Sz.	2014	258	4.300	1.119
unteres Sz.	2015	253	4.300	1.097
oberes Sz.	2011	293	4.600	1.337
oberes Sz.	2012	298	4.650	1.375
oberes Sz.	2013	303	4.700	1.413
oberes Sz.	2014	308	4.750	1.452
oberes Sz.	2015	313	4.800	1.491

In Abbildung 5 wird diese Entwicklung veranschaulicht.

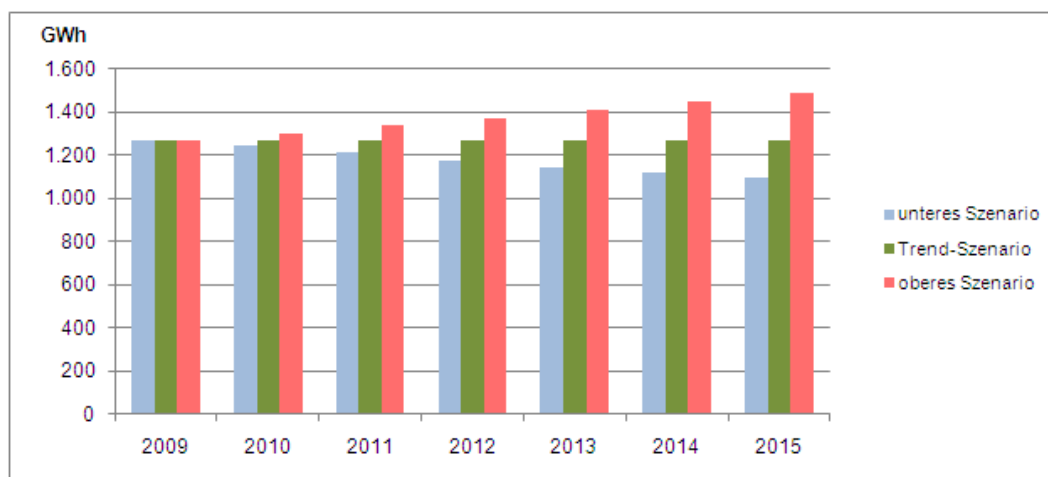


Abbildung 5 Stromerzeugung aus Grubengas nach Szenarien bis 2015

Die Spannweite der Entwicklung reicht somit von einer leicht sinkenden bis zu einer leicht ansteigenden Tendenz.

4.3 Prognose der Direktvermarktung bis 2015

4.3.1 Direktvermarktung 2009 und 2010

Bei Grubengas spielt die Direktvermarktung eine gewichtige Rolle. Im Jahr 2009 waren durchschnittlich 18 MW (entspricht 6,5 % der gesamten installierten Leistung) zumindest vorübergehend vom EEG abgemeldet. Im Dezember 2009 waren 49 MW (entspricht 17 % der installierten Leistung) in der Direktvermarktung.

Im Juli 2010 vermarkteten inzwischen 77 MW (27 % der installierten Leistung) ihren Strom selbst.

4.3.2 Potenzial und Einschätzung der Direktvermarktung

Für die Berechnung des Potenzials für die Direktvermarktung wurde davon ausgegangen dass § 37 Abs. I EEG die attraktivsten Bedingungen für die Direktvermarktung von EEG-Strom schafft (vgl. Kapitel 0.3.3).

Beim Vergleich der Durchschnittsvergütung für Grubengasanlagen (diese liegt zwischen 4,2 und 7,7 ct/kWh und im Durchschnitt bei ca. 6,9 ct/kWh) mit den in den verschiedenen Szenarien auftretenden Rentabilitätsschwellen zeigt sich, dass in allen Szenarien die gesamten Strommengen aus Grubengas für eine Direktvermarktung in Frage kommen.

Wie in Kapitel 0.3.3 dargestellt, wird für Grubengas eingeschätzt, dass das ermittelte Potenzial bereits 2011 zu 90 % ausgeschöpft werden wird, da Grubengas einerseits relativ zuverlässig für die Grundlast zur Verfügung steht, in den Folgejahren wird diese Ausschöpfungsquote auf 95 % ansteigen. Als Prognose der Direktvermarktung ergeben sich dadurch die in Tabelle 16 ausgewiesenen Strommengen.

Tabelle 16 Prognose der Direktvermarktung von Strommengen aus Grubengas bis 2015 in Deutschland

Trend-Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Rentabilitätsschwelle in ct/kWh	9,467	9,844	10,380	11,280	12,304
Potenzial zur Direktvermarktung in TWh	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27
Ausschöpfungsquote	90%	93%	94%	95%%	95%
Prognostizierte Direktvermarktung in TWh	1,15	1,18	1,20	1,21	1,21
Unteres Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Rentabilitätsschwelle in ct/kWh	9,467	9,844	9,098	9,528	10,100
Potenzial zur Direktvermarktung in TWh	1,21	1,18	1,14	1,12	1,10
Ausschöpfungsquote	90%	93%	94%	95%%	95%
Prognostizierte Direktvermarktung in TWh	1,09	1,09	1,07	1,06	1,04
Oberes Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Rentabilitätsschwelle in ct/kWh	9,467	9,844	11,748	13,421	14,935
Potenzial zur Direktvermarktung in TWh	1,34	1,37	1,41	1,45	1,49
Ausschöpfungsquote	90%	93%	94%	95%%	95%
Prognostizierte Direktvermarktung in TWh	1,20	1,28	1,33	1,38	1,42

4.4 Vergütungszahlungen bis 2015

Die Methodik zur Ermittlung der Vergütungszahlungen unterscheidet sich nicht von den anderen Energieträgern.

Es sei jedoch nochmals darauf hingewiesen, dass die Berechnungen weitestgehend auf abgeschätzten Werten beruhen, da lediglich Informationen zur installierten Leistung der Grubengasanlagen vorlagen.

Der hohe Anteil direkt vermarkteter Strommengen wirkt sich stark auf die Höhe der Vergütungszahlungen nach EEG für Grubengasanlagen aus.

Tabelle 17 Vergütungszahlungen für Strom aus Grubengas bis 2015

Trend-Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Im EEG verbleibende Strommenge in TWh	0,13	0,09	0,08	0,06	0,06
EEG-Vergütung in Mio. Euro	8,8	6,1	5,3	4,4	4,4
Unteres Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Im EEG verbleibende Strommenge in TWh	0,12	0,08	0,07	0,06	0,05
EEG-Vergütung in Mio. Euro	8,3	5,7	4,7	3,9	3,8
Oberes Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Im EEG verbleibende Strommenge in TWh	0,13	0,10	0,08	0,07	0,07
EEG-Vergütung in Mio. Euro	9,2	6,6	5,8	5,0	5,1

Anschließend wurden davon die vermiedenen Netznutzungsentgelte abgezogen, wobei die spezifischen Werte der vermiedenen Netznutzungsentgelte pro vergüteter Megawattstunde in allen Netzgebieten in der gleichen Höhe fortgeschrieben wurden, wie sie von den ÜNB für 2009 gemeldet wurden.

Die Spannbreite der vermiedenen Netznutzungsentgelte liegt dadurch zwischen 0,20 Mio. Euro (unteres Szenario, 2015) und 0,48 Mio. Euro (oberes Szenario, 2011). Die Netto-Vergütungszahlungen vermindern sich um den entsprechenden Betrag gegenüber den in Tabelle 17 ausgewiesenen Werten, für das Jahr 2011 sind diese Werte in der Jahresprognose 2011 genauer dokumentiert [IE 2010b].

5 BIOMASSE (§ 27 EEG)

5.1 Entwicklung bis 2009

Die Biomassenutzung zur Stromerzeugung ist in den vergangenen Jahren kontinuierlich gestiegen. In Tabelle 18 sind der nach den Inbetriebnahmejahren gegliederte Bestand (installierte elektrische Leistung) seit 2001, die gesamte Leistung zum jeweiligen Jahresende sowie die jährliche Stromeinspeisung dargestellt. Es wird deutlich, dass im Jahr 2008 verglichen mit den Vorjahren aufgrund der 2009 anstehenden Novellierung des EEG eine Zurückhaltung beim Zubau neuer Anlagen vorhanden war. Im Jahr 2009 wurden zwar insgesamt wieder mehr Biomasseanlagen in Betrieb genommen, allerdings durch die neue Vergütungsstruktur überwiegend im kleinen Anlagenbereich. Dies wird bei der neu installierten Leistung (288 MW_{el}) sichtbar, die geringer als in den Vorjahren ist. Zum 31.12.2009 betrug die installierte Leistung aller Biomasseanlagen 4.044 MW_{el}. Damit wurden insgesamt 22.980 GWh in das öffentliche Stromnetz eingespeist und gemäß EEG vergütet [ÜNB 2010a].

Tabelle 18 Bisherige Entwicklung der EEG-Biomasse in Deutschland

Bezugsjahr	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Gliederung der 2009 genutzten Leistung (MW) nach Inbetriebnahmejahr ^{A)}		143	226	467	570	790	657	346	288
Leistung zum Jahresende (MW) ^{A)}	557	701	927	1.394	1.965	2.754	3.411	3.757	4.044
Stromeinspeisung im Jahr (GWh) ^{B)}	1.472	2.442	3.484	5.241	7.366	10.902	15.862	18.928	22.980

A) Quelle: IE-Berechnung nach [ÜNB 2010a]

B) Quelle: bis 2008:[IE 2009], 2009: [ÜNB 2010a]

Bei der Stromerzeugung aus **fester Biomasse** sind im Jahr 2009 40 Anlagen mit einer Leistung von etwa 133 MW_{el} in Betrieb genommen worden [DBFZ 2010]. Während die Jahre 2003 und 2004 überwiegend durch den Zubau von Großanlagen mit elektrischen Leistungen von 15 bis 20 MW_{el} gekennzeichnet waren, folgte in den letzten Jahren aufgrund gesättigter Märkte und veränderter Rahmenbedingungen bei der EEG-Vergütung vor allem ein verstärkter Ausbau von Anlagen im kleinen und mittleren Leistungsbereich (bis 5 MW_{el}).

Durch die deutlich verbesserten Vergütungssätze des EEG 2009 und stark gefallene Erzeugerpreise für Agrarprodukte erfolgte im Vergleich zum Vorjahr im Jahr 2009 wieder ein höherer Zubau von **Biogasanlagen** (nach [DBFZ 2010] etwa 860 Anlagen, nach [Fachverband Biogas 2010] über 1.000 Anlagen). Dabei spielte auch der Nachholbedarf aus den Krisenjahren 2007 und 2008, in denen zusammen nur knapp 400 Neuanlagen gebaut wurden eine Rolle [Fachverband Biogas 2010]. Aufgrund der Vergütungsstruktur

zeichnete sich ein klarer Trend beim Zubau kleinerer Biogasanlagen (bis 150 kW_{el}) ab, wengleich der Zubau größerer Anlagen fortgeführt wurde.

Nach Inkrafttreten des EEG 2004 stieg der Bestand der **Pflanzenöl-BHKW** zunächst stark an. Aufgrund einer deutlichen Verteuerung der Pflanzenöle sowie den einzuhaltenen Nachhaltigkeitsanforderungen gab es seit 2008 einen Rückgang des Anlagenbestandes (Stilllegung aufgrund mangelnder Rentabilität, Umstellung von Pflanzenöl auf Heizöl). Im Jahr 2009 wurden nach Herstellerangaben ca. 100 Pflanzenöl-BHKW in der Größenklasse bis 10 kW_{el}, in Einzelfällen auch Neuanlagen bis 500 kW_{el} errichtet [DBFZ 2010].

Die Anteile der festen, gasförmigen und flüssigen Bioenergieträger an der gesamten installierten Leistung verteilen sich wie in Abbildung 6 dargestellt. Hier wird auf eine Verteilung zurückgegriffen, die durch das DBFZ im Rahmen des EEG-Monitoring [DBFZ 2010] veröffentlicht wurde.

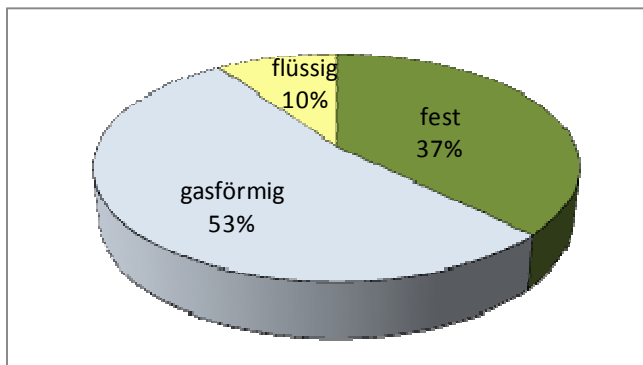


Abbildung 6 Anteile der biogenen Energieträger an der installierten Leistung

5.2 Mengenprognosen bis 2015

5.2.1 Leistungsentwicklung im Trend-Szenario

Mit der Neufassung des EEG 2009 wurden sowohl bei der Stromerzeugung aus fester Biomasse als auch Biogasanlagen insbesondere im kleinen Leistungsbereich Anreize geschaffen, deren Wirkungen bereits im Jahr 2009 sichtbar geworden sind. Es wird davon ausgegangen, dass auch in den nächsten Jahren ein kontinuierlicher Ausbau der Stromerzeugung aus Biomasse mit Anlagen überwiegend im kleineren und mittleren Leistungsbereich stattfinden wird. Für die Bereiche feste, gasförmige und flüssige Biomasse zeigen sich nachfolgende Tendenzen.

Aufgrund der Vergütungsstruktur des EEG 2009 und einem begrenzten Brennstoffmarkt (kurzfristig sind keine signifikanten Zuwächse zu erwarten) werden bis auf wenige Großprojekte bei der energetischen Nutzung **biogener Festbrennstoffe** bis 2015 im allgemeinen Anlagen im kleineren und mittleren Leistungssegment (bis 5 MW_{el}) neu installiert [Siegmond 2010]. Mit der Markteinführung der Pellet-Stirlingmodule werden ab 2010 deutliche Zuwächse im Mini-BHKW-Bereich im Leistungsbereich zwischen 0,3 und 3 kW_{el}

prognostiziert, deren Anteil an der installierten Leistung aller Biomasseheizkraftwerke jedoch sehr gering bleiben wird [Witt 2010]. Ab dem Jahr 2012 werden nach bisherigen Prognosen die Waldrestholz- und Landschaftspflegeholzpotenziale nahezu erschöpft sein. Allerdings ist dann davon auszugehen, dass die Verfügbarkeit von Holz aus Kurzumtriebsplantagen (KUP) steigen wird [Witt 2010]. Nach Kenntnissen des DBFZ befinden sich derzeit 18 Biomasseheizkraftwerke mit einer voraussichtlich installierten elektrischen Leistung von etwa 50 MW_{el} im Bau, deren Inbetriebnahme in den Jahren 2010 und 2011 erwartet wird [DBFZ 2010]. Die installierte Leistung aller Biomasseheizkraftwerke wird nach diesen Einschätzungen mit 2.003 MW_{el} bis zum Jahresende 2015 prognostiziert.

Nach einer abwartenden Haltung, gekennzeichnet durch einen geringen Anlagenzubau in den Jahren 2007 und 2008, wurden mit dem EEG 2009 erneut deutliche Anreize für den weiteren Ausbau der Biogaskapazitäten gesetzt. Sowohl durch die Erhöhung der Grundvergütung für Anlagen bis 150 kW_{el} als auch durch die Anhebung des NawaRo-Bonus für Anlagen bis 500 kW_{el} wird sich der Trend von 2009 fortsetzen, dass überwiegend **Biogasanlagen** im kleinen und mittleren Leistungsbereich errichtet werden. Daneben werden sich einige große Biogasanlagen etablieren können, die u. a. aufbereitetes Biometan ins Erdgasnetz einspeisen und damit mittelfristig zu einem leicht rückläufigen Trend bei der Stromeinspeisung aus Biogas führen. Der Fachverband Biogas e. V. rechnet im Jahr 2010 mit 700 bis 800 Neuanlagen, im Jahr 2011 mit etwa 300 Neuanlagen und ab 2012 wiederum mit einer abwartenden Haltung gegenüber einer weiteren Novellierung [Horbelt 2010]. Das DBFZ prognostiziert für das Jahr 2010 einen anhaltenden positiven Trend, der sich im Zubau der installierten elektrischen Leistung von etwa 300 MW_{el}, ohne Biogasaufbereitungs- und Einspeiseanlagen zeigt. Ab 2011 wird ein gleichbleibendes moderates Wachstum von jährlich etwa 150 MW_{el} mit einer durchschnittlichen Anlagenleistung von 500 kW_{el} erwartet [DBFZ 2010]. Insgesamt könnten damit bei den Biogasanlagen bis Ende 2015 etwa 2.878 MW_{el} installiert sein.

Der Anlagenbestand von **Pflanzenöl-BHKW** ist dagegen tendenziell rückläufig. Unsicherheiten zur Handhabung der Nachhaltigkeitsverordnung und die mit dem Zertifizierungsverfahren verbundenen Kosten lassen auch mittelfristig einen weiteren Rückgang bzw. eine Stagnation erwarten [Witt 2010]. Der Rückgang durch Abschaltung von Pflanzenöl-BHKW wird durch den Zubau von wenigen Neuanlagen kaum kompensiert werden können. Die installierte Leistung aller Pflanzenöl-BHKW wird bis zum Jahresende 2015 auf etwa 318 MW_{el} zurückgehen.

Auf Grundlage der genannten Einschätzungen wird für Stromerzeugung aus Biomasse die in Tabelle 19 wiedergegebene Leistungsentwicklung unterteilt nach fester Biomasse, Biogas und Pflanzenöl prognostiziert. Da der Anlagenzubau sowohl bei den Biomasse(heiz)kraftwerken als auch Biogasanlagen vor allem im kleineren und mittleren Leistungsbereich zu erwarten ist, steigt auch die installierte elektrische Leistung entsprechend langsamer an. Die installierte Gesamtleistung der Bioenergie wird bis zum Jahresende 2015 mit 5.199 MW_{el} angegeben.

Tabelle 19 Trend-Einschätzung der Leistung der EEG-Biomasse in Deutschland

Bezugsjahr	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
neu installierte Leistung im Jahreslauf in MW	288	375	200	130	190	140	120
davon feste Biomasse		70	60	55	60	50	40
Biogas		320	150	80	130	90	80
Pflanzenöl		-15	-10	-5	0	0	0
verfügbare Leistung zum Jahresende (MW)	4.044	4.419	4.619	4.749	4.939	5.079	5.199

Für die Untergliederung des Zubaus nach Monaten wird die gleiche Verteilung wie in der Jahresprognose 2010 [IE 2009] zu Grunde gelegt. Bei den Anlagen zur Nutzung fester Biomasse und bei den Biogasanlagen wird nach verspäteter Fertigstellung von Anlagen am Jahresanfang die eigentliche Inbetriebnahme der Anlagen zum Jahresende erwartet, um der im Folgejahr einsetzenden Degression der Vergütung zuvor zu kommen. Die Außerbetriebnahmen von Pflanzenöl-BHKW werden sich voraussichtlich auf die Sommermonate konzentrieren, da hier der Wärmebedarf am geringsten ist.

5.2.2 Leistungsentwicklung im oberen und unteren Szenario

Die in 5.2.1 dargestellte Leistungsentwicklung wurde nach der derzeitigen Marktsituation und Einschätzungen von Experten vorgenommen. In anderen Veröffentlichungen wurden hinsichtlich der installierten Leistung z. T. abweichende Werte prognostiziert. Allerdings wird ein direkter Vergleich der Prognosen erschwert, da unter der Rubrik Bioenergie die festen, flüssigen und gasförmigen Biomassen teilweise mit dem biogenen Abfall sowie dem Klär- und Deponiegas zusammengefasst werden.

In einer Studie des [DLR 2010] zu den Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland wird in der Basisvariante für die Stromerzeugung aus **fester Biomasse** zum Jahresende 2015 eine installierte Leistung von 2.960 MW_{el} angegeben. Beim DBFZ wird diese Leistung mit 1.914 MW_{el} prognostiziert [Witt 2010]. Der [BEE 2009] gibt in seiner Ausbauprognose für die Jahre 2015/2016 für **Biogasanlagen** eine installierte Leistung von etwa 3.200 MW_{el} an, das DBFZ dagegen nur 2.835 MW_{el} [Witt 2010]. Übereinstimmend ist die Einschätzung der Experten bei den **Pflanzenöl-BHKW**, dass hier mittelfristig kein Ausbau der elektrischen Leistung zu erwarten ist.

Abweichungen gab es nicht nur in der Prognose der gesamten Leistungsentwicklung bis 2015, sondern auch beim Verlauf (jährlichen Prognose). Während das DBFZ beispielsweise bei den Biogasanlagen ab 2011 ein gleichbleibendes moderates Wachstum von jährlich 150 MW_{el} erwartet [Witt 2010], geht der Fachverband Biogas von einer „Wellenbewegung“ (2010 großer Anlagenzubau, bis 2012 abnehmender Trend, ab 2013 eventuell wieder stärkerer Zubau) aus [Horbelt 2010].

Unter Berücksichtigung der genannten Aussagen, die sich aus der Branchenbefragung ergeben haben, ist in Tabelle 20 die Leistungsentwicklung im oberen und unteren Szenario

rio angegeben. Sie deckt nur etwa die Bandbreite ab, da gleichwohl versucht wurde, eine realistische Einschätzung zu geben.

Tabelle 20 Entwicklung der Leistung der EEG-Biomasse im oberen und unteren Szenario

Bezugsjahr	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Oberes Szenario: neu installierte Leistung im Jahreslauf in MW	288	445	250	160	225	170	150
davon feste Biomasse		80	70	60	70	60	50
Biogas		370	180	100	155	110	100
Pflanzenöl		-5	0	0	0	0	0
verfügbare Leistung zum Jahresende (MW)	4.044	4.489	4.739	4.899	5.124	5.294	5.444
Unteres Szenario: neu installierte Leistung im Jahreslauf in MW	288	280	140	90	145	95	80
davon feste Biomasse		55	45	40	45	35	30
Biogas		250	110	60	105	65	55
Pflanzenöl		-25	-15	-10	-5	-5	-5
verfügbare Leistung zum Jahresende (MW)	4.044	4.324	4.464	4.554	4.699	4.794	4.874

5.2.3 Vollbenutzungsstunden im Trend-Szenario

Bei der Berechnung der Vollbenutzungsstunden wurde grundsätzlich von den gleichen Werten wie in [IE 2009] ausgegangen. Hier liegt eine monatliche Differenzierung für die verschiedenen Konversionspfade (Biomasse(heiz)kraftwerk, Biogasanlage, Pflanzenöl-BHKW) vor, allerdings nicht nach Anlagengröße. Durch Multiplikation der technologie-spezifischen prognostizierten installierten Leistung des Vormonats mit den entsprechenden Vollbenutzungsstunden ergeben sich die dazu gehörigen monatlichen Strommengen. Aus der gesamten Strommenge und der Leistung aller Biomasseanlagen lassen sich die jährlichen mittleren Vollbenutzungsstunden (gewichtet) für die Biomasse allgemein ermitteln. Diese Werte wurden mit den von den ÜNB bereit gestellten Daten [ÜNB 2010a] verglichen und angepasst, so dass für das Jahr 2010 die in Tabelle 21 dargestellten Vollbenutzungsstunden erwartet werden.

Tabelle 21 Mittlere Vollbenutzungsstunden für Biomasseanlagen

	Biomasse-(heiz)kraftwerke	Biogasanlagen	Pflanzenöl-BHKW	Biomasse gesamt
2010	5.890	6.317	5.521	6.093
2015	6.190	6.639	5.803	6.418

Die Verteilung der Vollbenutzungsstunden eines Jahres auf die Kalendermonate folgt der gleichen Annahme wie in den Vorjahren [IE 2009] und ist bei der Biomasse im Jahresverlauf annähernd konstant.

Aufgrund der Marktreife der Technik wird angenommen, dass die mittleren Vollbenutzungsstunden gegenüber dem Vorjahr bis 2012 jährlich um 1,5 %, 2013 und 2014 jeweils um 1 % steigen. Ab 2015 werden keine weiteren Änderungen angenommen. Der verbesserten Technik auf der einen Seite steht eine betriebsbedingte Verminderung auf der anderen Seite gegenüber. Dies liegt daran, dass mittel- und längerfristig mit einer Reduktion der durchschnittlichen Vollbenutzungsstundenzahl gerechnet wird, weil Bioenergieanlagen ihre Stromproduktion schrittweise stärker an die jeweilige Stromnachfrage sowie die Einspeisesituation der übrigen, nicht regelbaren Anlagen (Sonne, Wind) ausrichten werden. Diese Effekte dürften sich nach Einschätzung des IE etwa gegenseitig ausgleichen.

5.2.4 Vollbenutzungsstunden im oberen und unteren Szenario

Um die Ertragsprognosen im Rahmen einer realistischen Bandbreite abzusichern, sind für die oberen und unteren Szenarien hinsichtlich der Vollbenutzungsstunden ganzjährig anwendbare Zuschlags- und Abschlagsfaktoren zu finden.

Grundsätzlich sind die Vollbenutzungsstunden von Biomasseanlagen von der Betriebserfahrung und Marktreife der Technik abhängig, andere Faktoren wie beispielsweise das Wetter bei Wasser- und Windkraftanlagen sind zu vernachlässigen. Allgemein wird davon ausgegangen, dass kleinere Anlagen geringere jährliche Vollbenutzungsstunden als größere Anlagen erreichen.

Des Weiteren wird wie in 5.2.3 beschrieben erwartet, dass Bioenergieanlagen mittelfristig ihre Stromproduktion an die jeweilige Nachfrage anpassen und damit die Vollbenutzungsstunden sinken dürften.

Inwieweit sich beide Trends (Zunahme der Vollbenutzungsstunden durch verbesserte Technik und Betriebsführung, Abnahme durch nachfrageorientierte Bereitstellung von Strom aus Biomasse) entwickeln, dominieren bzw. gegenseitig aufheben, ist noch abzuwarten. Mittelfristig wird jedoch davon ausgegangen, dass eine Änderung der Vollbenutzungsstunden bei Biomasseanlagen eher moderat sein wird. Für die Angabe einer realistischen Bandbreite zwischen dem oberen und dem unteren Szenario wurden die Ergebnisse jahresweise abgeschätzt, so dass für das untere Szenario der Jahreswert um 2,5 bis 6,5 % niedriger und für das obere Szenario um 1,5 bis 2,5 % höher als im Trend-Szenario angesetzt wurde.

Diese Abweichungen wurden im oberen bzw. unteren Szenario unabhängig von der Art der Biomasseanlage auf alle Kalendermonate und alle Regelzonen als Zuschlags- bzw. Abschlagsfaktoren gegenüber dem Trend-Szenario angewandt.

5.2.5 Stromerzeugung bis 2015

Zunächst wurde für den jeweiligen Konversionspfad in einer Nebenrechnung getrennt (Biomasse(heiz)kraftwerk, Biogasanlage, Pflanzenöl-BHKW) durch Multiplikation der prognostizierten installierten Leistung des jeweiligen Monatsanfangs (die Verfügbarkeit neu installierter Anlagen wurde mit 30 % berücksichtigt) mit dem prognostizierten monatstypischen Stromertrag die monatliche Strommenge ermittelt. Die Aufsummierung der Monatswerte ergibt dann deutschlandweit die prognostizierte jährliche Stromeinspeisung für die unterschiedlichen Konversionspfade und für die gesamte Biomasse. Anhand der monatlichen Stromerzeugung aus Biomasse und der installierten Leistung aller Anlagen zum Ende des Vormonats wurden die in Tabelle 22 dargestellten mittleren monatlichen Vollbenutzungsstunden (gewichtetes Mittel) aller Technologien errechnet.

Tabelle 22 *Prognose der Stromerzeugung aus EEG-Biomasse bis 2015 in Deutschland in drei Szenarien*

Szenario	Jahr	Leistung zum Jahresende in MW	Vollbenutzungsstunden	Stromerzeugung in GWh
Trend-Sz.	2011	4.619	6.190	27.777
Trend-Sz.	2012	4.749	6.303	29.384
Trend-Sz.	2013	4.939	6.352	30.582
Trend-Sz.	2014	5.079	6.417	31.998
Trend-Sz.	2015	5.199	6.418	32.859
unteres Sz.	2011	4.464	6.035	26.379
unteres Sz.	2012	4.554	6.055	27.205
unteres Sz.	2013	4.699	6.042	27.816
unteres Sz.	2014	4.794	6.013	28.448
unteres Sz.	2015	4.874	5.985	28.850
oberes Sz.	2011	4.739	6.284	28.754
oberes Sz.	2012	4.899	6.429	30.814
oberes Sz.	2013	5.124	6.512	32.405
oberes Sz.	2014	5.294	6.578	34.087
oberes Sz.	2015	5.444	6.579	35.169

Im oberen und im unteren Szenario kombinieren sich die Effekte der unterschiedlichen Zubauprognosen und der Vollbenutzungsstunden. Der höchste Unterschied zu der Trendprognose ergibt sich im Dezember des Jahres 2015, wo die Stromerzeugung aus

Biomasse im oberen Szenario um 7,0 % höher und im unteren Szenario um 12,2 % niedriger ausfällt als im Trend-Szenario. Abbildung 7 zeigt die Entwicklung.

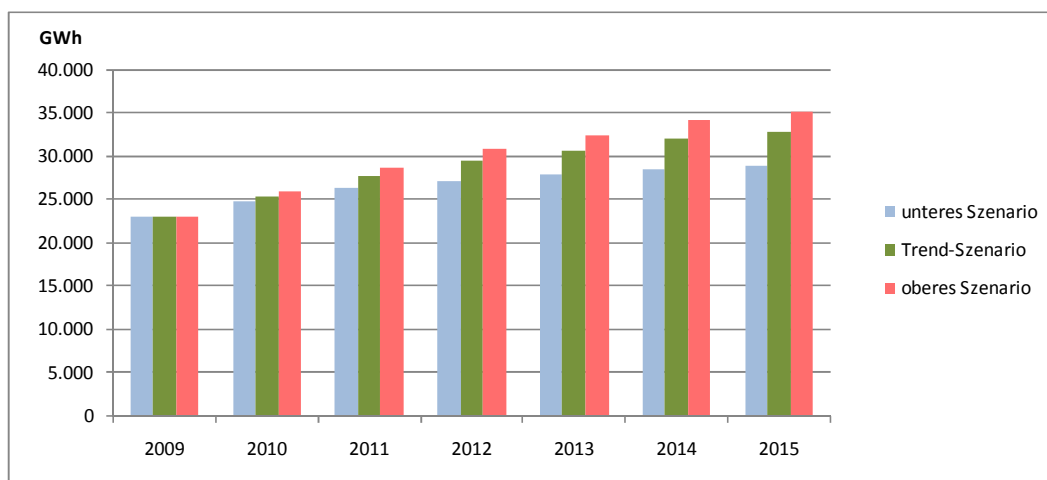


Abbildung 7 Stromerzeugung aus Biomasse mit Anspruch auf EEG-Vergütung nach Szenarien bis 2015

5.3 Prognose der Direktvermarktung bis 2015

5.3.1 Direktvermarktung 2009 und 2010

Einzelne Betreiber vermarkten den Strom aus Biomasse nicht über das EEG sondern direkt. Die ÜNB haben die monatlichen Daten für das Jahr 2009 und teilweise auch bereits für 2010 zur installierten Leistung aus Biomasseanlagen bereit gestellt, deren Betreiber die Option der Direktvermarktung nutzten [ÜNB 2010a]. Deutschlandweit schwankte diese Anlagenleistung 2009 monatlich auf einem insgesamt geringen Niveau. In sechs Monaten wurden überhaupt keine Anlagen zur Direktvermarktung, im Januar mit 24 MW die maximale Leistung gemeldet. Auch in den ersten acht Monaten des Jahres 2010 war mit einer Bandbreite zwischen 0 und 5 MW keine durchgängige Trendlinie zu erkennen [ÜNB 2010b]. Damit wurden (soweit gemeldet) nicht einmal 0,2 % der installierten Biomassekapazitäten direkt vermarktet.

5.3.2 Potenzial und Einschätzung der Direktvermarktung

Für die Berechnung des Potenzials der Direktvermarktung von EEG-Strom wird davon ausgegangen, dass § 37 Abs. I EEG die attraktivsten Bedingungen schafft (vgl. Kapitel 0.3.3). Danach kann auf diesem Wege EEG-Strom vermarktet werden, der im Jahresmittel unterhalb einer bestimmten Rentabilitätsschwelle (Differenzierung in den jeweiligen Szenarien für die Jahre 2011 bis 2015 siehe Tabelle 23) vergütet worden wäre. Die Vergütungsstruktur des EEG ist im Bereich der Biomasse durch die Anlagenvielfalt und möglichen Einsatzstoffe, die auch wechseln können, sehr komplex. Daher wurden vereinfachende Annahmen getroffen, für welche Anlagen sich eine Direktvermarktung lohnen würde. Bei einer Rentabilitätsschwelle von beispielsweise 9,467 ct/kWh (Wert für das Jahr 2011 in allen Szenarien) wären dies alle Anlagen die bis Ende 2006 in Betrieb ge-

gangen sind, eine installierte Leistung von größer gleich 500 kW haben und keine Boni erhalten sowie alle Anlagen die ab Anfang 2007 in Betrieb gegangen sind, eine installierte Leistung von größer gleich 150 kW haben und keine Boni erhalten. Liegt der Schwellenwert bei 12,304 ct/kWh (Trend-Szenario 2015), so könnte eine Direktvermarktung für alle Anlagen die keine Boni erhalten bzw. nur den KWK-Bonus erhalten (bei Inbetriebnahmen bis Ende 2003 ab einer Leistung von größer gleich 500 kW, ab 2004 bereits ab einer Leistung von größer gleich 150 kW) attraktiv werden. Zudem wurde davon ausgegangen, dass neu in Betrieb gehende Anlagen überwiegend einen Bonus (mindestens KWK) erhalten werden und damit in der Vergütung mehrheitlich über dem Grenzwert liegen (die mittlere Vergütung für Anlagen, die 2009 in Betrieb gegangen sind, betrug 16,6 bis 19,1 ct/kWh), so dass Neuanlagen bei der Direktvermarktung weitgehend unberücksichtigt geblieben sind. Nach diesen Berechnungen könnten beispielsweise im Jahr 2011 etwa 30 % des eingespeisten EEG-Biomasse-Stroms über § 17 EEG unter Berücksichtigung der Rentabilität nach § 37 EEG direkt vermarktet werden. Eine Direktvermarktung dürfte von den Marktteilnehmern jedoch erst schrittweise genutzt werden, so dass für die Biomasse für 2011 eine Potenzialausschöpfung von 40 % (und für die Folgejahre eine schrittweise höhere Ausschöpfungsquote) angenommen wird.

Unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Rentabilitätsschwellen und Ausschöpfungsquoten ergeben sich für die drei Szenarien die in Tabelle 23 ausgewiesenen Strommengen zur Direktvermarktung.

Tabelle 23 *Prognose der Direktvermarktung von Strommengen aus EEG-Biomasse bis 2015 in Deutschland*

Trend-Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Rentabilitätsschwelle in ct/kWh	9,467	9,844	10,380	11,280	12,304
Potenzial zur Direktvermarktung in TWh	8,66	9,52	12,52	15,24	19,42
Ausschöpfungsquote	40%	65%	73%	80%	90%
Prognostizierte Direktvermarktung in TWh	3,46	6,19	9,14	12,19	17,48
Unteres Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Rentabilitätsschwelle in ct/kWh	9,467	9,844	9,098	9,528	10,100
Potenzial zur Direktvermarktung in TWh	8,44	9,14	7,62	8,41	10,20
Ausschöpfungsquote	40%	65%	73%	80%	90%
Prognostizierte Direktvermarktung in TWh	3,38	5,94	5,57	6,73	9,18
Oberes Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Rentabilitätsschwelle in ct/kWh	9,467	9,844	11,748	13,421	14,935
Potenzial zur Direktvermarktung in TWh	8,79	9,71	18,03	20,07	20,50
Ausschöpfungsquote	40%	65%	73%	80%	90%
Prognostizierte Direktvermarktung in TWh	3,51	6,31	13,16	16,06	18,45

Damit werden im Jahr 2011 etwa 12,5 % des Biomassestroms mit einem Vergütungsanspruch nach EEG direkt vermarktet. Bis zum Jahr 2015 steigt dieser Anteil auf 53 % im Trend-Szenario sowie oberen Szenario und 32 % im unteren Szenario an.

5.4 Vergütungszahlungen bis 2015

Die Vergütungszahlungen werden anhand der bisher von den Netzbetreibern gemeldeten Zahlungen geschätzt [ÜNB 2010a], wobei keine Differenzierungen hinsichtlich der Größenklassen und eventuell gezahlter Boni für NawaRo, KWK und innovative Technologien bekannt sind. Grundlage sind die mittleren Vergütungszahlungen für Bestandsanlagen (alle Anlagen, die bis Ende 2009 in Betrieb gegangen waren) und die mittleren Vergütungszahlungen für 2009 (für Neuanlagen ab 2010).

Berücksichtigt man die Direktvermarktung für Biomasseanlagen mit einer geringeren Vergütung, so steigen die mittleren Vergütungszahlungen für die Bestandsanlagen an. Vereinfachend wird davon ausgegangen, dass die Direktvermarktung nur Anlagen betrifft, die bis 2009 in Betrieb gegangen sind, da neu in Betrieb gehende Anlagen durch entsprechende Boni mit der Vergütung vorwiegend über dem Grenzwert liegen. Des Weiteren wird angenommen, dass für Anlagen in der Direktvermarktung die durchschnittliche Vergütung nach EEG 8,7 ct/kWh gleichbleibend für die Jahre 2011 bis 2015 betragen würde. Eine genauere Bestimmung ist auf Grundlage der vorhandenen Daten nicht möglich.

Für die Fortschreibung ist außerdem gemäß § 20 Abs. 2 Nr. 5 EEG eine Degression in Höhe von 1 % auf Grundvergütung und Boni zu berücksichtigen. Da allerdings bis 2015 vor allem ein Anlagenzubau im kleinen und mittleren Leistungsbereich mit einer entsprechend höheren Grundvergütung erwartet wird, ist kaum davon auszugehen, dass sich die Degression bei den mittleren Vergütungszahlungen bemerkbar macht, so dass die Vergütungssätze für Neuanlagen unverändert gelassen wurden.

Zur Ermittlung der gesamten EEG-Vergütungszahlungen für Strom aus Biomasse wurde die Strommenge berücksichtigt, die nach Abzug der Direktvermarktung noch über das EEG zu vermarkten bleibt. Anschließend wurden den nach Inbetriebnahmejahren differenzierten Strommengen die entsprechenden spezifischen Vergütungen je nach Regelzone zugeordnet. Damit ergeben sich für die drei Szenarien für 2011 bis 2015 die in Tabelle 24 dargestellten Brutto-Vergütungssummen für Biomasse im Rahmen des EEG.

Tabelle 24 Vergütungszahlungen für Biomasse im Rahmen des EEG

Trend-Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Im EEG verbleibende Strommenge in TWh	24,31	23,20	21,44	19,81	15,38
EEG-Vergütung in Mio. Euro	4.250	4.068	3.775	3.499	2.721
Unteres Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Im EEG verbleibende Strommenge in TWh	23,00	21,26	22,25	21,72	19,67
EEG-Vergütung in Mio. Euro	4.009	3.716	3.895	3.810	3.460
Oberes Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Im EEG verbleibende Strommenge in TWh	25,24	24,50	19,24	18,03	16,72
EEG-Vergütung in Mio. Euro	4.419	4.306	3.394	3.187	2.966

Durch einen relativ hohen Anteil von direkt vermarktetem Strom sinkt im Trend-Szenario das Gesamtniveau der EEG-Vergütungen für Biomasse von 4.250 Mio. Euro in 2011 auf 2.720 Mio. Euro in 2015. Auch im oberen Szenario nehmen die EEG-Vergütungen stetig ab. Da jedoch davon ausgegangen wird, dass Neuanlagen überwiegend die EEG-Vergütung in Anspruch nehmen, erhöht sich im Jahr 2015 im Vergleich zum Trend-Szenario das Gesamtniveau entsprechend. Durch eine niedrigere Rentabilitätsschwelle für die Direktvermarktung verbleiben im unteren Szenario mehr Anlagen im EEG, so dass Strommengen und Vergütungszahlungen entsprechend höher liegen als in den anderen beiden Szenarien.

Von den Brutto-Vergütungssummen wurden anschließend die vermiedenen Netznutzungsentgelte abgezogen, wobei sich die spezifischen Werte der vermiedenen Netznutzungsentgelte pro vergüteter Megawattstunde in allen Regelzonen in der gleichen Höhe fortsetzen, wie sie von den ÜNB für 2009 gemeldet wurden. Nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich die gesamte Netto-Vergütungssumme für EEG-Biomasse als Differenz nach Kalenderjahren.

Die vermiedenen Netznutzungsentgelte liegen zwischen 83,6 Mio. Euro (Trend-Szenario für 2015) und 141,5 Mio. Euro (oberes Szenario für 2011). Die in Tabelle 24 ausgewiesenen Brutto-Vergütungszahlungen vermindern sich um den entsprechenden Betrag. In der Jahresprognose 2011 sind die Netto-Vergütungszahlungen für das Jahr 2011 detailliert angegeben [IE 2010b].

6 GEOTHERMIE (§ 28 EEG)

6.1 Entwicklung bis 2009

Da die geothermische Stromerzeugung in Deutschland immer noch eine neue Sparte mit einer sehr überschaubaren Anzahl von Projekten darstellt, ist die Entwicklung der installierten Leistung und Einspeisung ins deutsche Stromnetz sprunghaft und wird durch größere Einzelprojekte wesentlich beeinflusst. Tabelle 1 stellt die Entwicklung bis 2009 dar.

Tabelle 25 Bisherige Entwicklung der EEG-Geothermie in Deutschland

Bezugsjahr	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Gliederung der 2009 genutzten Leistung (MW) nach Inbetriebnahmejahr ^{A)}	0	0	0	0,22	0	0	3,0	0	4,32
Leistung zum Jahresende (MW) ^{A)}	0	0	0	0,22	0,22	0,22	3,22	3,22	7,54
Stromeinspeisung im Jahr (GWh) ^{B)}	0	0	0	0,05	0,2	0,4	0,4	14,5	18,8

A) Quelle: IE-Berechnung nach [ÜNB 2010a]

B) Quelle: IE-Berechnung nach [ÜNB 2010a] und [BMU 2010a]

6.2 Mengenprognosen bis 2015

6.2.1 Leistungsentwicklung im Trend-Szenario

Die EEG-Novelle des Jahres 2009 hat u. a. auch die Regelungen zur Einspeisevergütung aus Geothermie geändert, insbesondere wurde für Neuanlagen, die bis 2015 ans Netz gehen, die spezifische Vergütung erhöht. Darüber hinaus wurden die Boni für die Wärmeauskopplung und für den Einsatz petrothermaler Techniken angehoben. Die jährliche Degression bleibt konstant bei 1 % für jedes Jahr der Inbetriebnahme nach 2009. Eine Kombinierbarkeit unterschiedlicher Boni bei zusätzlichem „Frühstarter-Bonus“, für eine Inbetriebnahme der Anlage bis 2015, erhöht die wirtschaftlichen Anreize zusätzlich.

Diesen wirtschaftlichen Vorteilen stehen Unsicherheitsfaktoren gegenüber, welche wesentlich durch sehr hohe Investitionskosten, geologische Unsicherheiten und lange Projektentwicklungszeiträume bestimmt sind. Über Fördermöglichkeiten durch das Marktanreizprogramm wurde versucht ein Teil dieser Risiken zu vermindern.

Aufgrund der bisher geringen Projektzahl lassen sich für die geothermische Stromerzeugung in Deutschland keine Trends aus der Vergangenheit ableiten, sondern es mussten für die Prognosen Experteneinschätzungen eingeholt werden [Frick 2010, Weimann 2010]. Außerdem wurden Erfahrungen aus den bisherigen Projektentwicklungen berücksichtigt, um nicht wiederholt zu optimistische Annahmen fortzuschreiben [IE 2007a]. Es

zeigt sich, dass häufig Schwierigkeiten auftreten, welche den Termin der Inbetriebnahme um Monate bis Jahre verzögern können.

Die Bundesregierung prognostiziert im nationalen Aktionsplan für Erneuerbare Energie [BRD 2010] für die Geothermie einen sich dynamisch steigernden Zubau von jährlich ca. 7 MW (2011) bis 22 MW (2015). Für das Jahr 2015 wird eine gesamte installierte geothermische Leistung von 79 MW angenommen. Der Bundesverband Erneuerbare Energien geht in seiner Branchenprognose von 2009 [BEE 2009] von einer noch dynamischeren Entwicklung aus, schätzte für 2010 bereits eine installierte Leistung von 33 MW (aktuell 7,5 MW) und demzufolge noch höhere Wert als die Bundesregierung im nationalen Aktionsplan für 2015 (ein direkter Vergleich ist hier nur über die Werte für 2020 möglich).

Die Prognose des IE bis 2015 stützt sich auf Expertenschätzungen, welche von durchschnittlich zwei Projekten pro Jahr im bayerischen Molassebecken und je einem Projekt im Jahr im Oberrheingraben und im Norddeutschen Becken ausgehen. Diese Schätzungen werden einerseits von der bisherigen Entwicklung nach 2003 bestätigt, wenn man die in der Geothermie relativ langen Projektlaufzeiten berücksichtigt, andererseits haben sich in den vergangenen Jahren verschiedene Akteure auf dem Markt herausgebildet, welche diese langen Laufzeiten und das notwendige Eigenkapital aufbringen können. Erst nach einem erfolgreichen geologischen Aufschluss der Heißwasserressource kann Fremdkapital erfolgreich eingeworben werden. Dazu sind aber hohe Vorinvestitionen und aufwändige Voruntersuchungen notwendig.

Neuprojekte werden nach Expertenmeinung aus wirtschaftlichen Überlegungen heraus hauptsächlich ab einer Größenordnung von minimal 4 bis 5 MW geothermischer Leistung entwickelt werden. Aus diesen Gründen geht die Trendprognose für das Jahr 2012 von ca. 25 MW installierter Geothermie-Leistung in Deutschland und ca. 65 MW zum Jahresende 2015 aus.

Zusammengenommen wird auf der Grundlage dieser Einschätzungen die in Tabelle 3 wiedergegebene Leistungsentwicklung prognostiziert:

Tabelle 26 *Trend-Einschätzung der Leistung der EEG-Geothermie in Deutschland*

Bezugsjahr	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
neu installierte Leistung im Jahreslauf in MW	4,32	0	7,5	9,25	12	14	14
verfügbare Leistung zum Jahresende (MW)	7,54	7,54	15,04	24,29	36,29	50,29	64,29

Die Einzelprojekte wurden nicht monatsstark zugeordnet, sondern einem verzögerten Wirksamwerden der neu installierten Leistung durch Probleme bei der Inbetriebnahme und andere Verzögerungen durch eine Abschätzung berücksichtigt, welche den Zubau zum Jahreswechsel auf die kommenden zwölf Monate des Inbetriebnahmejahres aufteilt. Diese beruht auf einer Abschätzung des IE und beeinflusst die Gesamtprognose nur marginal. Sie ist im jeweils gleichen Bezugsjahr für jedes ÜNB-Gebiet gleich.

6.2.2 Leistungsentwicklung im oberen und unteren Szenario

Der in 6.2.1 beschriebene Leistungszubau ist, wie bereits angedeutet, mit einigen Unsicherheitsfaktoren verbunden. Bei wenigen Einzelprojekten ist die Fertigstellung des Projektes gut abgesichert, da hier bereits die Ausschreibung des Kraftwerksteils erfolgt ist. In diesen Fällen wurde keine andere Variante gerechnet, obwohl auch Lieferschwierigkeiten von Komponentenherstellern auftreten können. Andere Projekte befinden sich noch in der Bohr- oder Testzirkulationsphase, wo noch gravierendere Schwierigkeiten auftreten können oder die letztendlich realisierbare Leistungsgröße des Kraftwerksteils noch bestimmt werden muss. In diesen Fällen kann sich die geplante Inbetriebnahme noch verschieben. So wurde folglich im unteren bzw. oberen Szenario mit nach vorn oder hinten verschobenen Inbetriebnahmezeitpunkten im Vergleich zum Trend-Szenario gerechnet. Zum Teil wurden auch die realisierbaren Leistungsgrößen an den Projektstandorten optimistisch bzw. pessimistisch in einer kleinen Bandbreite variiert (vgl. Tabelle 27).

Insgesamt wird im oberen Szenario von einer etwas schnelleren Projektumsetzung ausgegangen, welches am Ende eine größere Anzahl von Projekten als im Trendszenario bewirkt. Dieses Szenario deckt sich in etwa mit der Prognose des Aktionsplanes der Bundesregierung [BRD 2010].

Dagegen wird beim unteren Szenario von einer insgesamt langsameren Durchdringung ausgegangen, und es werden bis Ende 2015 weniger Projekte umgesetzt.

Tabelle 27 *Entwicklung der Leistung der EEG-Geothermie im oberen und im unteren Szenario*

Bezugsjahr	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Oberes Szenario: neu installierte Leistung im Jahreslauf in MW	4,32	0	12	12,75	14	14,5	15,5
verfügbare Leistung zum Jahresende (MW)	7,54	7,54	19,54	32,29	46,29	60,79	76,29
Unteres Szenario: neu installierte Leistung im Jahreslauf in MW	4,32	0	4	8,75	12	7,5	10
verfügbare Leistung zum Jahresende (MW)	7,54	7,54	11,54	20,29	32,29	39,79	49,79

Für die Untergliederung des Zubaus auf Kalendermonate sowie auf Netzgebiete gelten die gleichen Prinzipien wie bei der Trendprognose.

6.2.3 Vollbenutzungsstunden im Trend-Szenario

Die Berechnung der monatlichen Vollbenutzungsstunden erfolgte auf der Grundlage der von den ÜNB bereit gestellten Daten [ÜNB 2010a] sowie entsprechender Vergleichswerte aus den Vorjahren. Da die von den ÜNB bereit gestellten Daten noch keine statistisch auswertbare Grundlage bilden, wurde grundsätzlich dabei von den gleichen Ausgangswerten wie in [IE 2009] ausgegangen.

Wird die Stromerzeugung wärmegeführt betrieben, bedeutet das, dass in der Heizperiode mit verminderter Leistung einspeist wird, um vorrangig die Wärmeversorgungsaufgaben erfüllen zu können. Dieser Tatsache wird durch Abschlüsse der monatlichen Volllaststunden Rechnung getragen (im Durchschnitt ergeben sich für derartige Projekte ca. 3.200 h/a). Für vorrangig stromgeführte Anlagen werden möglichst hohe Jahresvollbenutzungsstunden angestrebt. Aufgrund der noch geringen Projektzahl und den immer wieder auftretenden Problemen wird im betrachteten Zeithorizont bis 2015 im Durchschnitt für alle bis dahin realisierten Projekte mit stromgeführter Betriebsweise eine Volllaststundenanzahl von 7000 h/a angenommen,

Die Verteilung der Vollbenutzungsstunden eines Jahres auf die Kalendermonate folgt der gleichen Annahme wie in den Vorjahren [IE 2009].

6.2.4 Vollbenutzungsstunden im oberen und unteren Szenario

Die Vollbenutzungsstunden im oberen und unteren Szenario wurden variiert, um die unterschiedliche reale Verfügbarkeit bei stromgeführten und den unterschiedlichen Jahreswärmebedarf bei wärmegeführten Anlagen abzubilden. Grundlage für diese Abschätzung ist für die wärmegeführten Anlagen die Tatsache, dass einzelne Jahre vom langjährigen Mittel der klimatischen Bedingungen abweichen. Werden die letzten Jahre analysiert, lässt sich ein Trend zu wärmeren Wintern feststellen. Die Abweichung nach unten (wärmerer Winter) ist häufiger und höher (10 % weniger Wärmebedarf) als eine Abweichung nach oben (7 % mehr Wärmebedarf) [DWD 2010]. Auch für die stromgeführten Anlagen wurde eine vergleichbare Schwankungsbreite angenommen, um eine bessere Prozessführung mit geringem Ausfall abzubilden (oberer Pfad). Analog wurden im unteren Pfad niedrigere Vollbenutzungsstunden angenommen.

6.2.5 Stromerzeugung bis 2015

Zur Berechnung der Stromerzeugung wurde die zu Ende eines Kalendermonats prognostizierte Anlagenleistung mit dem prognostizierten spezifischen Ertrag des Folgemonats multipliziert.

Berechnungsgrundlagen und Ergebnis sind jahresweise in Tabelle 28 dargestellt.

Tabelle 28 *Prognose der Stromerzeugung aus Geothermie bis 2015 in Deutschland in drei Szenarien*

Szenario	Jahr	Leistung zum Jahresende in MW	Vollbenutzungsstunden	Stromerzeugung in GWh
Trend-Sz.	2011	15,0	4.097	62
Trend-Sz.	2012	24,3	4.589	111
Trend-Sz.	2013	36,3	4.873	177
Trend-Sz.	2014	50,3	5.335	268
Trend-Sz.	2015	64,3	5.696	366
unteres Sz.	2011	11,5	4.214	49
unteres Sz.	2012	20,3	4.026	82
unteres Sz.	2013	32,3	4.412	142
unteres Sz.	2014	39,8	5.326	212
unteres Sz.	2015	49,8	5.391	268
oberes Sz.	2011	19,5	3.954	77
oberes Sz.	2012	32,3	4.960	160
oberes Sz.	2013	46,3	5.487	254
oberes Sz.	2014	60,8	6.044	367
oberes Sz.	2015	76,3	6.337	483

Im oberen und im unteren Szenario kombinieren sich die Effekte der differenzierten Zubauprogноsen mit Anzahl und Zeitpunkt der Projektrealisationen mit den Annahmen zu den Witterungseinflüssen und den Annahmen zu den realisierbaren Leistungsgrößen an den Standorten. Es ergibt sich beim oberen Szenario der höchste relative Unterschied zu der Trendprognose im Jahr 2012 und 2013, wo die Stromerzeugung jeweils um 44 % höher ist. Im unteren Szenario ist im Jahr 2012 und 2015 eine um 27 % niedrigere Einspeisung prognostiziert als im Trendszenario. In Abbildung 8 sind die Absolutwerte dieser Entwicklung grafisch dargestellt.

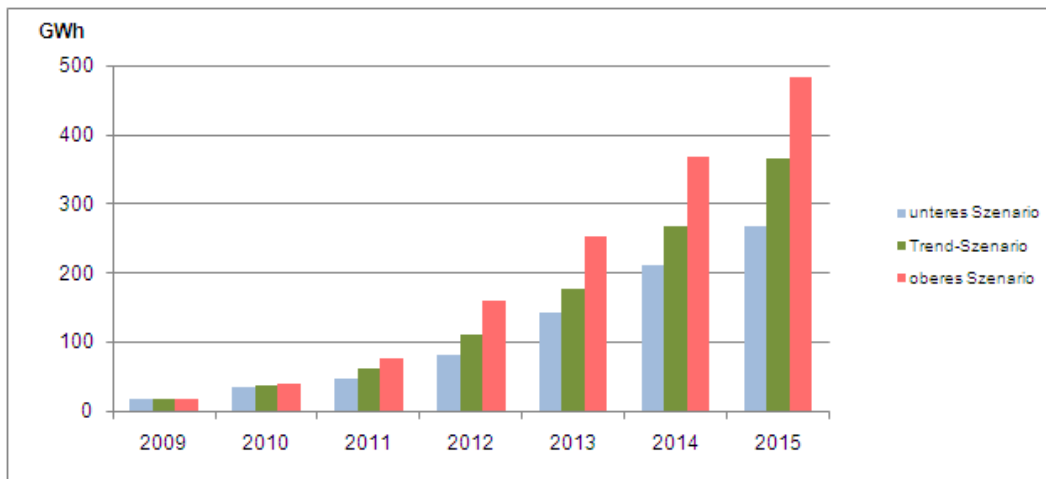


Abbildung 8 Stromerzeugung aus Geothermie nach Szenarien bis 2015

6.3 Prognose der Direktvermarktung bis 2015

6.3.1 Direktvermarktung 2009 und 2010

Für das Jahr 2009 (und teilweise auch für 2010) haben die ÜNB in ihren monatlichen Daten zur Geothermie-Leistung keine Betreiber angeführt, welche anstelle des EEG-Mechanismus die Option der Direktvermarktung gewählt hatten [ÜNB 2010a].

6.3.2 Potenzial und Einschätzung der Direktvermarktung

Aufgrund der hohen Vergütung für Geothermie-Strom im Vergleich zum Strompreis an der Börse in Leipzig wird für den Prognosezeitraum bis 2015 in der Geothermie auch weiterhin keine Direktvermarktung erwartet.

6.4 Vergütungszahlungen bis 2015

Die spezifischen Vergütungszahlungen pro kWh errechnen sich aus den bisher von den Netzbetreibern gemeldeten Zahlungen [ÜNB 2010a]. Die Vergütungszahlungen wurden in den Tabellen aus den mittleren Vergütungszahlungen für Bestandsanlagen (für Anlagen, die bis Ende 2009 in Betrieb gegangen waren), aus den seit 2009 geltenden Vergütungssätzen (für Neuanlagen ab 2010) sowie der zu erwartenden Degression abgeleitet. Da die Degression bei der Geothermie 1 % beträgt, wurden die Vergütungssätze der Folgejahre dementsprechend angepasst.

Es wurden keine Abzüge aufgrund von Direktvermarktung berücksichtigt.

Vor Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich die gesamte Vergütungssumme für Geothermie wie folgt nach Kalenderjahren dargestellt.

Tabelle 29 Vergütungszahlungen für Strom aus Geothermie bis 2015

Trend-Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Im EEG verbleibende Strommenge in TWh	0,06	0,11	0,18	0,27	0,37
EEG-Vergütung in Mio. Euro	13	24	39	59	79
Unteres Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Im EEG verbleibende Strommenge in TWh	0,05	0,08	0,14	0,21	0,27
EEG-Vergütung in Mio. Euro	10	18	31	46	58
Oberes Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Im EEG verbleibende Strommenge in TWh	0,08	0,16	0,25	0,37	0,48
EEG-Vergütung in Mio. Euro	17	35	56	80	105

Im letzten Schritt wurden von den aufgeführten Vergütungen die vermiedenen Netznutzungsentgelte abgezogen, die von den ÜNB für 2009 gemeldet worden waren und deren spezifische Höhe pro kWh unverändert für die Folgejahre bis 2015 übernommen wurde. Die Spannbreite der vermiedenen Netznutzungsentgelte liegt dadurch zwischen 0,15 Mio. Euro (unteres Szenario, 2011) und 1,78 Mio. Euro (oberes Szenario, 2015). Die Netto-Vergütungszahlungen vermindern sich um den entsprechenden Betrag gegenüber den in Tabelle 7 ausgewiesenen Werten, für das Jahr 2011 sind diese Werte in der Jahresprognose 2011 genauer dokumentiert [IE 2010b].

7 ONSHORE-WIND (§ 29 EEG)

7.1 Entwicklung bis 2009

Die bisher vorliegenden Vergangenheitsdaten sind in Tabelle 30 dargestellt.

Tabelle 30 Bisherige Entwicklung der EEG-Onshore Windkraft in Deutschland

Bezugsjahr	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Gliederung der 2009 genutzten Leistung (MW) nach Inbetriebnahmejahr ^{A)}		3.105	2.805	2.036	1.862	2.206	1.680	770	2.616
Leistung zum Jahresende (MW) ^{A)}	8.274	11.379	14.183	16.219	18.081	20.286	21.966	22.736	25.353
Stromeinspeisung im Jahr (TWh) ^{B)}	10,5	15,7	18,7	25,5	27,2	30,7	39,7	40,5	38,5

A) Quelle: IE-Berechnung nach [ÜNB 2010a]

B) Quelle: Bis 2007: [BMU 2010b], 2008: [ÜNB 2009 b], 2009: [ÜNB 2010a]

Die Stromeinspeisemengen der Jahre 2001 bis 2009 beinhalten auch die Stromeinspeisung aus Windenergieanlagen (WEA), die dem Repowering zu zuordnen sind. Bis zum Jahr 2009 liegt keine Datengrundlage für eine separate Erfassung der Stromeinspeisemengen durch Repowering-Anlagen vor (vgl. hierzu auch Kapitel 8.1).

Der Zubau der Anlagenleistung der einzelnen Jahre von 2001 bis 2009 wurde der aktuellen Datenlieferung der Übertragungsnetzbetreiber für die vorliegende Studie entnommen.

7.2 Mengenprognosen bis 2015

7.2.1 Leistungsentwicklung im Trend-Szenario

Die novellierte Fassung des EEG 2009 führte zu einem verstärkten Ausbau der Onshore-Windenergie in Deutschland. Insgesamt konnten in Deutschland für das zurückliegende Kalenderjahr ein Zubau von 1.900 MW – inklusive Repowering-Anlagen – verzeichnet werden. In der novellierten Fassung des EEG wurde die erhöhte Anfangsvergütung für neu errichtete Anlagen auf 9,2 Cent je erzeugter Kilowattstunde Windstrom angehoben. Zusätzliche Boni wie der Repowering-Bonus von 0,5 Cent/kWh und der SDL-Bonus von weiteren 0,5 Cent/kWh beleben den Markt zusätzlich.

Für das erste Halbjahr 2010 verzeichnet das Deutsche Windenergie-Institut (DEWI) einen Zubau von insgesamt 660 MW, wobei 7 MW Leistungszubau auf das Repowering zurückzuführen sind. Im Vergleich mit dem Vorjahr ist der zögerliche Zubau des ersten Halbjahres auf den langanhaltenden Winter zurückzuführen.

Die Bundesregierung geht im nationalen Aktionsplan für Erneuerbare Energien [BRD 2010] bei der Onshore Windenergie von einem Zubau für 2011 von 1.649 MW und für den Zubau im Jahr 2015 von 884 MW aus. Das entspricht einer installierten Leistung am Ende des Jahres 2015 von 33.647 MW. Der Bundesverband Erneuerbare Energien prognostiziert in seiner Branchenprognose „Stromversorgung 2020 – Wege in eine moderne Energiewirtschaft“ für das Jahr 2010 eine installierte Gesamtleistung von 27.650 MW, der Zubau 2010 läge dann bei 2.300 MW. Für das Jahr 2020 wird eine installierte Gesamtleistung von 45.000 MW erwartet [BEE 2009]. Das gleiche Zubauziel verfolgt die Bundesregierung in ihrem aktuellen Aktionsplan, nur weicht der jeweilige Jahreszubau zwischen beiden Studien ab.

Der Bundesverband WindEnergie (BWE) geht von einem Zubau für 2010 von leicht unter 2.000 MW aus. Für die Folgejahre hält man einen jährlichen Zubau von 2.000 MW für realistisch, um das nationale Ziel der Bundesregierung von 45 GW installierter Gesamtanlagenleistung für das Jahr 2020 in Deutschland erreichen zu können [BWE 2010].

Das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik sieht für das aktuelle Kalenderjahr eine installierte Gesamtanlagenleistung in einer Größenordnung von ca. 27 GW. Das entspricht einem Zubau für das Jahr 2010 von 1.600 MW bei einer dokumentierten Gesamtanlagenleistung von 25.400 MW für Ende des Jahres 2009. Für Ende des Jahres 2015 hält man 35 GW inklusive Repowering für realistisch [IWES 2010].

Während sich diese Einschätzungen jeweils auf die gesamte Onshore-Windenergie beziehen, werden nachfolgend Prognosen erstellt, bei denen Repowering-Anlagen nicht mit enthalten sind, deren Entwicklung wird erst in Kapitel 8 betrachtet.

Auf Basis vorhandener Studien und der durchgeführten Befragungen wurde für das Trend-Szenario bis 2015 der in Tabelle 31 dargestellte Zubau angenommen.

Tabelle 31 *Trend-Einschätzung der Leistung der EEG-Onshore-Windkraft in Deutschland*

Bezugsjahr	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
neu installierte Leistung im Jahreslauf in MW	1.917	1.500	1.200	1.000	900	850	800
Abzgl. Rückbau durch Repowering	37	18	35	80	120	140	150
verfügbare Leistung zum Jahresende (MW)	25.210	26.692	27.857	28.777	29.557	30.267	30.917

Als Grundlage für den monatlich aufgeschlüsselten Zubau der installierten und einspeisenden Windenergiekapazität wird die Betreiberdatenbasis für Windenergieanlagen [BDB 2010] genutzt. Zur Ermittlung der anteilig je Monat installierten WEA-Leistung an der insgesamt in einem Jahr installierten Leistung wurden daraus die pro Monat installierte Leistung im Zeitraum zwischen 2000 und 2009 summiert und ins Verhältnis der insgesamt in diesem Zeitraum installierten WEA-Leistung gesetzt. Es wird angenommen, dass sich in den kommenden Jahren der Zubau innerhalb eines Jahres im Mittel nach dieser Verteilung zusammensetzt.

Im ersten Halbjahr werden danach 38 Prozent und im zweiten 62 Prozent der jährlich zu-gebauten Kapazität in Betrieb genommen. In Abbildung 9 ist die verwendete Zubauverteilung der Prognose dargestellt.

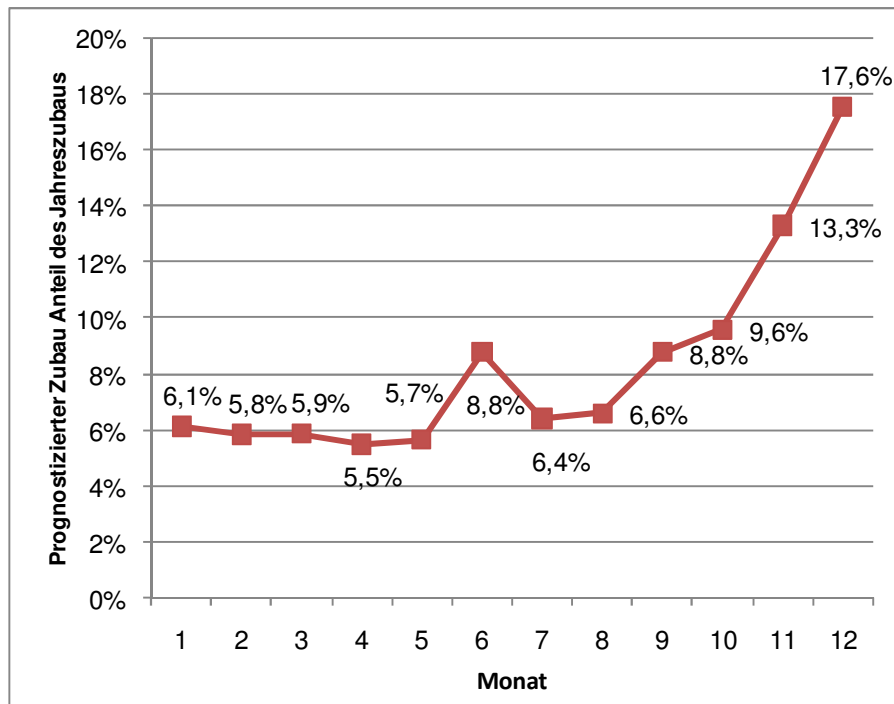


Abbildung 9 Darstellung der Zubauverteilung der BDB Stand Juni 2010 für den deutschlandweiten Zubau für Onshore – Windkraft

7.2.2 Leistungsentwicklung im oberen und unteren Szenario

Der Ausbau der Onshore-Windkraft wird von einigen Faktoren beeinflusst, die beim Zusammenwirken den Ausbau der installierten Anlagenleistung bis 2015 entweder bremsen oder erhöhen können. Für die vorliegende Prognose wird zusätzlich zur Erstellung eines Trend-Szenarios (siehe Tabelle 31) ein oberes und unteres Szenario entwickelt.

Für die Leistungsentwicklung im oberen Szenario wird davon ausgegangen, dass zwar auf mittlere Sicht gesehen die Flächen knapper und gute Windstandorte weniger werden, sich dabei aber eine gewisse Entspannung einstellt. Die Errichtung von Windkraftanlagen kann nur an dafür eigens ausgewiesenen Standorten erfolgen, sodass eine Ausweisung von sogenannten Windeignungsgebieten durch Regionalplanungsverbände notwendig wird. Viele Planungsverbände sind derzeit oder waren bis zum letzten Jahr mit der Ausarbeitung neuer Regionalpläne beschäftigt. Im oberen Szenario wird davon ausgegangen, dass die Planungsverbände auf mittlere Sicht gesehen genug geeignete Windanlagenstandorte ausweisen werden und es nur geringfügig zu einer Verknappung von Windeignungsgebieten kommen wird. Zusätzlich sieht die Regionalplanung von Hessen beispielsweise auch die Nutzung der Windenergie innerhalb von Waldgebieten vor, was ein weiteres Potenzial für einen optimistischeren Ausbau von Windkraftanlagen nach sich zieht [hronline.de 2010].

Aufgrund der Finanzkrise sind einige Onshore-Projekte verzögert worden, die aufgrund der verbesserten Situation der Finanzmärkte, die sich bereits langsam erholen, ebenfalls für einen entsprechenden Nachholeffekt im Zubau für 2011 und 2012 sorgen. Auch aus diesem Grund wird ein ähnlicher starker Zubau in diesen Jahren wie für 2009 erwartet.

Für die Installation im Jahr 2009 (ca. 1.900 MW) hat aufgrund der Vorlaufzeit von Windkraftanlagenprojekten die neue, höhere Vergütung von der EEG Novelle 2009 noch keine wesentliche Rolle gespielt, dieser Effekt wird aber die nachfolgenden Jahre positiv beeinflussen, weil dadurch ein wirtschaftlich attraktiver Rahmen für Onshore-Windenergie in Deutschland gesichert wurde [Weinhold 2010].

Insgesamt ergibt sich für das obere Szenario ein ähnliches Zubauszenario, wie im Aktionsplan der Bundesregierung [BRD 2010].

Im unteren Szenario wird davon ausgegangen, dass die neuen Flächenausweisungen einiger Bundesländer (Schleswig-Holstein, Bayern, Hessen und Rheinland-Pfalz), die momentan für neue Windenergieanlagen zur Verfügung gestellt werden sollen, nicht so stark ausfallen werden wie von der Branche erwünscht und bei der Umsetzung vor Ort neue Hindernisse auftreten. Das bedeutet, dass neue Flächen knapper werden und das gesamte Windenergiepotenzial im Onshorebereich mittelfristig nicht in dieser Höhe installiert werden kann.

Insgesamt wird im unteren Szenario angenommen, dass nur 80 % des jährlichen Zubaus des Trend-Szenarios errichtet werden.

Der Zubau und die daraus resultierende installierte Anlagenleistung der beiden dargestellten Szenarien ist in Tabelle 32 dargestellt.

Tabelle 32 *Entwicklung der Leistung der EEG-Onshore-Windkraft im oberen und unteren Szenario*

Bezugsjahr	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Oberes Szenario: neu installierte Leistung im Jahreslauf in MW	1.917	1.800	1.750	1.550	1.300	1.200	1.100
Abzgl. Rückbau durch Repowering in MW	37	23	50	110	150	170	180
verfügbare Leistung zum Jahresende (MW)	25.210	26.987	28.687	30.127	31.277	32.307	33.227
Unteres Szenario: neu installierte Leistung im Jahreslauf in MW	1.917	1.200	960	800	720	680	640
Abzgl. Rückbau durch Repowering in MW	37	8	25	60	100	110	120
verfügbare Leistung zum Jahresende (MW)	25.210	26.402	27.337	28.077	28.697	29.267	29.787

7.2.3 Vollbenutzungsstunden im Trend-Szenario

Zur Berechnung der Vollbenutzungsstunden wurde einerseits auf die Datenlieferung des Auftraggebers [ÜNB 2010a] und andererseits auf eine Berechnung der Kapazitätsfaktoren vom Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) auf Basis eines 20 jährigen Windszenarios [ISET 2009], die neben mittleren Kapazitätsfaktoren auch Standardabweichungen und Extremwerte für jeden Monat und jede Regelzone ausweist, zurückgegriffen.

Im Prognosezeitraum wird von einer Zunahme der Vollbenutzungsstunden aufgrund des sich einstellenden technischen Fortschritts neu installierter WEA ausgegangen. Neue WEA besitzen größere Nabenhöhen und Rotordurchmesser, so dass diese Anlagen höhere Erträge aufweisen als ältere und kleinere Anlagen.

Im Durchschnitt wird für 2011 im Trend-Szenario mit 1.749 Vollbenutzungsstunden und bis 2015 mit einer leichten Steigerung auf rund 1.800 h gerechnet, wobei diese Steigerung auf der Berücksichtigung der erwarteten Leistungssteigerung der zukünftig installierten Anlagen beruht und im Modell nach Baujahren jahrgangweise errechnet wurde.

7.2.4 Vollbenutzungsstunden im oberen und unteren Szenario

Anhand der Berechnungsgrundlage [ISET 2009] zu typischen Windszenarien für einen Zeitraum von 20 Jahren und der daraus generierten Standardabweichungen der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber wurden neue Vollbenutzungsstunden für das obere und untere Szenario für die Jahre 2011 bis 2015 errechnet. Im Mittel beträgt die Standardabweichung 8,7 Prozent.

Die Standardabweichungen wurden im oberen Szenario über einen entsprechenden Aufschlag-Faktor mit den Vollbenutzungsstunden des Trend-Szenarios multipliziert, so dass sich ein oberer Wert für jedes Jahr bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes ergab. Im oberen Szenario wird somit in jedem Jahr des Betrachtungszeitraums mit einem höheren Windangebot gerechnet. Die Vollbenutzungsstunden für das obere Szenario werden dadurch für das Jahr 2011 im Durchschnitt mit 1.900 h und für das Jahr 2015 mit 1.950 angesetzt.

Für das untere Szenario werden die Vollbenutzungsstunden aus dem Trend-Szenario um den aus der Standardabweichung abgeleiteten Abschlag-Faktor gemindert. Das untere Szenario entspricht somit der Annahme von windschwächeren Jahren im gesamten Prognosezeitraum. Für das untere Szenario ergeben sich für das Jahr 2011 1.590 und für das Jahr 2015 1.620 Vollbenutzungsstunden.

7.2.5 Stromerzeugung bis 2015

Zur Berechnung der Stromerzeugung wurde die zu Ende eines Kalendermonats prognostizierte Anlagenleistung mit dem prognostizierten spezifischen Ertrag des Folgemonats multipliziert.

Die Berechnungsgrundlagen und Ergebnisse sind jahresweise in Tabelle 33 dargestellt.

Tabelle 33 *Prognose der Stromerzeugung aus Onshore-Windkraft bis 2015 in Deutschland in drei Szenarien*

Szenario	Jahr	Leistung zum Jahresende in MW	Vollbenutzungsstunden	Stromerzeugung in GWh
Trend-Sz.	2011	27.857	1.749	47.401
Trend-Sz.	2012	28.777	1.759	49.569
Trend-Sz.	2013	29.557	1.768	51.351
Trend-Sz.	2014	30.267	1.775	52.923
Trend-Sz.	2015	30.917	1.783	54.377
unteres Sz.	2011	27.337	1.594	42.611
unteres Sz.	2012	28.077	1.602	44.201
unteres Sz.	2013	28.697	1.608	45.505
unteres Sz.	2014	29.267	1.614	46.650
unteres Sz.	2015	29.787	1.620	47.714
oberes Sz.	2011	28.687	1.905	52.562
oberes Sz.	2012	30.127	1.921	56.077
oberes Sz.	2013	31.277	1.934	59.053
oberes Sz.	2014	32.307	1.946	61.559
oberes Sz.	2015	33.227	1.956	63.832

Im Unterschied zum Trend-Szenario kombinieren sich im unteren und oberen Szenario die unterschiedlichen Annahmen zum Zubau und zu den Vollbenutzungsstunden. Im unteren Szenario könnte für das Jahr 2015 mit ca. 12,3 Prozent weniger Stromertrag als im Trend-Szenario gerechnet werden. Im oberen Szenario könnte es im Jahr 2015 ca. 17,4 Prozent mehr Stromertrag aus Onshore-Windkraft als im Trend-Szenario geben.

In Abbildung 10 ist die Entwicklung der Stromerzeugung aus Onshore-Windkraft graphisch dargestellt.

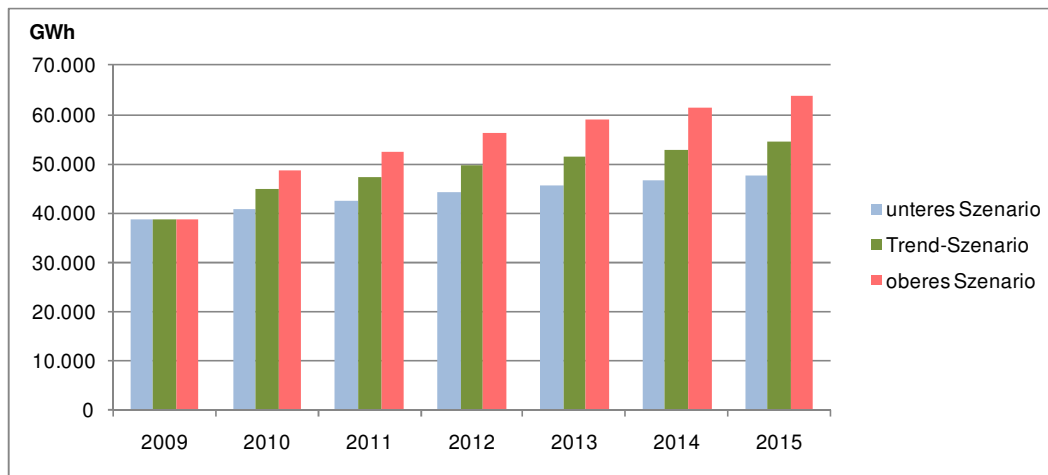


Abbildung 10 Stromerzeugung aus Onshore-Windkraft nach Szenarien bis 2015

7.3 Prognose der Direktvermarktung bis 2015

7.3.1 Direktvermarktung 2009 und 2010

Die Direktvermarktungsdaten des Jahres 2009 für Onshore Windenergie wurden von den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellt [UNB 2010]. Im Vergleich zur installierten Gesamtleistung am Jahresende 2009 mit 25.210 MW war die Leistung, die direkt vermarktet wurde – in keinem Monat waren es mehr als 35 MW – sehr gering.

Im Jahr 2010 wurde deutlich mehr Onshore-Windenergie direkt vermarktet als im letzten Kalenderjahr. Im Monat November 2010 haben bereits 121 MW zugleich am System der Direktvermarktung teilgenommen.

7.3.2 Potenzial und Einschätzung der Direktvermarktung

Um eine Aussage treffen zu können, welche Anlagenbetreiber die Möglichkeit hätten, bis 2015 den Strom aus ihren WEA direkt zu vermarkten, wurde zunächst auf die in der Betreiberdatenbasis [BDB 2010] dokumentierten WEA zurückgegriffen. In der BDB sind insgesamt 21.136 WEA ausgewertet worden. Für diese Anlagen wurde zunächst eine Unterteilung nach Altanlagen (Errichtung bis zum 03/2000) und nach Neuanlagen (Errichtung ab 04/2000) vorgenommen. Die Unterteilung ist für die Berechnung der Basisvergütungsstufe notwendig.

Für die Berechnung des Potenzials für die Direktvermarktung wurde von den Rahmenbedingungen des § 37 Abs. I EEG ausgegangen (vgl. Kapitel 0.3.3).

Das Direktvermarktungspotenzial aus Onshore-Windkraft wurde mit Hilfe der Auswertung der Betreiberdatenbasis [BDB 2010] bestimmt, indem für jeden Kalendermonat ermittelt wurde, für welche installierte Leistung die EEG-Vergütung niedriger als der errechnete Schwellenwert des jeweiligen Monats liegt. Hinzu kommt die Annahme einer Mindestverweildauer neuer Anlagen von sieben Jahren im EEG, da aus Sicht der Kreditgeber, denen die Anlagen in der Anfangsphase noch überwiegend gehören, die Sicherheit von

EEG-Einnahmen höher zu bewerten ist als die aus dem sonstigen Stromhandel. Da Windkraft hohen Schwankungen aufgrund des natürlichen Windangebotes unterliegt, wird abgeschätzt, dass das errechnete Potenzial 2011 nur zu rund 14 Prozent durch die Direktvermarktung tatsächlich erschlossen wird. Weitere Ausschöpfungsquoten des Direktvermarktungspotenzials für den gesamten Betrachtungsraum der vorliegenden Prognose sind der Tabelle 34 zu entnehmen.

Tabelle 34 *Prognose der Direktvermarktung von Strommengen aus Onshore-Windkraft bis 2015 in Deutschland*

Trend-Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Rentabilitätsschwelle in ct/kWh	9,467	9,844	10,380	11,280	12,304
Potenzial zur Direktvermarktung in TWh	21,35	25,37	29,73	33,11	36,32
Ausschöpfungsquote	14%	20%	26%	33%	35%
Prognostizierte Direktvermarktung in TWh	3,08	5,06	7,62	10,97	12,62
Unteres Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Rentabilitätsschwelle in ct/kWh	9,467	9,844	9,098	9,528	10,100
Potenzial zur Direktvermarktung in TWh	19,48	23,11	20,51	30,11	33,01
Ausschöpfungsquote	14%	19%	24%	30%	32%
Prognostizierte Direktvermarktung in TWh	2,81	4,40	4,99	9,07	10,40
Oberes Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Rentabilitätsschwelle in ct/kWh	9,467	9,844	11,748	13,421	14,935
Potenzial zur Direktvermarktung in TWh	23,22	27,66	32,50	36,25	39,82
Ausschöpfungsquote	14%	30%	40%	43%	52%
Prognostizierte Direktvermarktung in TWh	3,35	8,16	12,88	15,61	20,56

Im Ergebnis bedeutet dies, dass rund 6 % des Onshore-Windkraftstroms, der einen Vergütungsanspruch nach EEG hat, im Jahr 2011 direkt vermarktet wird. Bis zum Jahr 2015 steigt dieser Anteil auf 23 % im Trend-Szenario, 22 % im unteren und 32 % im oberen Szenario an.

7.4 Vergütungszahlungen bis 2015

Die spezifischen Vergütungszahlungen errechnen sich aus den bisher von den Netzbetreibern gemeldeten Zahlungen [ÜNB 2010a]. Die Vergütungszahlungen wurden in den Tabellen aus den mittleren Vergütungszahlungen für Bestandsanlagen (für Anlagen, die bis Ende 2009 in Betrieb gegangen waren), aus den seit 2009 geltenden Vergütungssätzen (für Neuanlagen ab 2010) sowie der zu erwartenden Degression abgeleitet. Die Degression der Vergütungssätze beträgt pro Jahr 1 Prozent.

Die durchschnittliche Vergütung für alle Regelzonen beträgt für das Jahr 2010 rund 91 €/MWh. Für die Neuanlagen der folgenden Jahre wird dabei jeweils die entsprechende Degression berücksichtigt.

Die Vergütungshöhen der drei Szenarien sind in Tabelle 35 dargestellt.

Tabelle 35 Vergütungszahlungen für Onshore-Windkraft im Rahmen des EEG

Trend-Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Im EEG verbleibende Strommenge in TWh	44,32	44,51	43,73	41,95	41,75
EEG-Vergütung in Mio. Euro	3.906	3.929	3.863	3.708	3.691
Unteres Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Im EEG verbleibende Strommenge in TWh	39,80	39,81	40,52	37,59	37,32
EEG-Vergütung in Mio. Euro	3.506	3.511	3.575	3.319	3.295
Oberes Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Im EEG verbleibende Strommenge in TWh	49,21	47,92	46,18	45,93	43,29
EEG-Vergütung in Mio. Euro	4.341	4.236	4.089	4.069	3.836

Im Trend-Szenario und im oberen Szenario nimmt die Höhe der EEG-Vergütung bis 2012 zu, im oberen und im unteren Szenario nimmt die zu zahlende EEG-Vergütungssumme ab dem Jahr 2012 bzw. 2014 ab, da aufgrund des verminderten Zubaus weniger Strom aus neuen WEA hinzu kommt, während Strom aus Bestandsanlagen zunehmend direkt vermarktet wird.

Anschließend wurden davon die vermiedenen Netznutzungsentgelte abgezogen, wobei davon ausgegangen wurde, dass die spezifischen Werte der vermiedenen Netznutzungsentgelte pro vergüteter Megawattstunde in allen Regelzonen in der gleichen Höhe fortgeschrieben wurden, wie sie von den ÜNB für 2009 gemeldet wurden. Diese verhalten sich daher proportional zu den eingespeisten Strommengen und liegen dadurch zwischen 125 Mio. Euro (unteres Szenario 2015) und 166 Mio. Euro (oberes Szenario 2011).

Nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich die gesamte Netto-Vergütungssumme für Onshore-Windkraft als Differenz nach Kalenderjahren.

8 ONSHORE-WIND REPOWERING (§ 30 EEG)

8.1 Entwicklung bis 2009

Die Analyse der Vergangenheitsdaten von Onshore-Windkraft speziell für Repowering-Projekte je Regelzone ist nicht detailliert möglich.

In der Datenlieferung [ÜNB 2010a] wurde für eine Regelzone eine installierte Leistung von 253 MW als Zubau für das letzte Kalenderjahr (2009) angegeben; diese Anlagenleistung erzeugte eine Strommenge von 293.244 MWh.

In der nachfolgenden Tabelle sind Repowering-Projekte, welche vom DEWI [DEWI 2010a] in einer halbjährlich erscheinenden Statistik dokumentiert werden, dargestellt (siehe Tabelle 36), woraus ersichtlich wird, dass auch Repowering-Projekte aus den Vorjahren zu berücksichtigen sind.

Tabelle 36 Repowering im Zeitraum 2003 - 2009 in Deutschland

Betrachtungsjahr	Abbau für Repowering in MW	Zubau durch Repowering in MW	Netto-Leistungszunahme durch Repowering in MW
2003	29,68	80,75	51,07
2004	17,22	54,00	36,78
2005	9,00	12,00	3,00
2006	26,19	136,4	110,21
2007	41,29	102,9	61,61
2008	9,74	23,94	14,2
2009	36,7	136,2	99,5
Summe	169,82	546,19	376,37

8.2 Mengenprognosen bis 2015

8.2.1 Leistungsentwicklung im Trend-Szenario

Das Repowering von Windenergieanlagen ist bisher in Deutschland langsamer vorangeschritten als es das bestehende Potenzial vermuten lässt. Zwar sieht das EEG unter bestimmten Bedingungen einen Repowering-Bonus von 0,5 ct/kWh vor, allerdings handelt es sich bei Repowering-Projekten um sehr komplexe Projekte, die einen erheblichen Planungsaufwand voraussetzen. So kommt das Repowering dann nicht in Frage, wenn die Altanlage außerhalb der aktuell geltenden Eignungsgebiete steht bzw. im entsprechenden Landkreis und den Nachbar-Landkreisen keine ausgewiesenen freien Flächen für die zu errichtenden Repowering-Neuanlagen gefunden werden können.

Außerdem sind viele WEA, die für Repowering in Frage kommen würden, entweder noch nicht abgeschrieben oder der wirtschaftliche Anreiz zum Abriss ist aus anderen Gründen nicht hoch genug – andernfalls könnte es mehr Anlagenbetreiber geben, die ihre Altanlagen in ein Repowering-Projekt einbringen würden [BWE 2010].

Der Bundesverband Windenergie beziffert das Potenzial für Onshore Repowering auf insgesamt 5.000 MW, die zusätzlich gewonnen werden könnten [BWE 2010]. Es wird davon ausgegangen, dass Repowering in den nächsten Jahren mittelfristig zunehmen wird.

Eine Einschätzung zum Repowering und zur Frage, wie viel Leistung in den nächsten Jahren zusätzlich installiert werden kann, ist auch aus Sichtweise des DEWI sehr schwierig, da Aussagen zur Höhe der abgebauten Leistung in den nächsten Jahren von zahlreichen Faktoren abhängen. Was jedoch ein wichtiger Faktor bleibt, ist der abgeschlossene Finanzierungszeitraum der Altanlagen, die für das Repowering ausgewählt werden, d.h. die Altanlagen müssen in jedem Fall abgeschrieben sein. Bevor dies nicht der Fall ist, wird auch kein Anlagenbetreiber bereit sein, Repowering voranzutreiben. An guten Standorten beträgt der Finanzierungszeitraum 7-8 Jahre und an schlechten Standorten gut 15 Jahre [DEWI 2010b]. Auch das DEWI geht von einem steigenden Anteil der installierten Leistung durch Repowering in den nächsten Jahren aus.

Das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik schätzt ein, dass bis zum Jahr 2015 ca. 3.500 MW und bis zum Jahr 2020 ca. 7.000 MW durch Repowering gewonnen werden könnten [IWES 2010]. Insgesamt ist man auch hier der Meinung, dass momentan das Repowering gerade an sehr windreichen Standorten durch die notwendigen Baugenehmigungen noch nicht so schnell von statten geht, wie es eigentlich technisch bereits möglich wäre. Hinzu kommt, dass Altanlagen an Binnenstandorten, also an schlechteren Standorten auch noch nicht abgeschrieben sind. Diese Anlagen bekommen auch noch die erhöhte Anfangsvergütung.

Auf Basis vorhandener Studien und der durchgeführten Befragungen wurde der in Tabelle 37 dargestellte Zubau bis 2015 für das Trend-Szenario angenommen.

Tabelle 37 *Trend-Einschätzung der Leistung der Repowering-Windkraft (onshore) in Deutschland*

Bezugsjahr	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
neu installierte Leistung durch Brutto Repowering in MW	136	62	121	258	358	411	425
verfügbare Leistung zum Jahresende (MW)	653	716	837	1.094	1.452	1.863	2.288

Repowering wird mittelfristig weiterhin nur in zwei Regelzonen eine Rolle spielen. Für den Zubau durch Repowering wird die gleiche Verteilung angenommen, die bereits unter 7.2.1 beschrieben wurde.

8.2.2 Leistungsentwicklung im oberen und unteren Szenario

Wie eingangs beschrieben ist das Repowering mittelfristig von verschiedenen Faktoren abhängig. Für das Jahr 2010 deuten alle Anzeichen darauf hin, dass der Ausbau der Leistung durch Repowering nicht nennenswert höher ausfällt als in der Vergangenheit.

Für die Prognose wird von einer leichten Steigerung des Repowering bis 2015 ausgegangen. Dabei wird die Höhe des Repowering-Faktors (also der Faktor der Leistungssteigerung der neuen in Bezug auf die abgebaute Anlage) bei 3,7 für das Jahr 2010 und sein allmählicher Rückgang auf 2,5 bis zum Jahr 2015 angenommen, da die zu ersetzenden Altanlagen zunehmend größere Anlagen umfassen. Der Zubau und die daraus resultierende installierte Anlagenleistung beider Pfade ist in Tabelle 38 dargestellt.

Tabelle 38 *Entwicklung der Leistung der Repowering-Windkraft (onshore) im oberen und unteren Szenario*

Bezugsjahr	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Oberes Szenario: neu installierte Leistung durch Brutto Repowering in MW	136	81	173	354	447	493	500
verfügbare Leistung zum Jahresende (MW)	653	734	907	1.261	1.708	2.202	2.702
Unteres Szenario: neu installierte Leistung durch Brutto Repowering in MW	136	25	87	193	268	329	350
verfügbare Leistung zum Jahresende (MW)	653	679	765	958	1.227	1.555	1.905

8.2.3 Vollbenutzungsstunden im Trend-Szenario

Die Prognose und Methodik der Vollbenutzungsstunden ist dem Kapitel 7.2.3 zu entnehmen. Im Gegensatz zur Höhe der Vollbenutzungsstunden der Onshore-Windkraft beeinflussen die Bestandsanlagen, also ältere Repowering-Anlagen mit kleinerem Rotordurchmesser und geringeren Nabenhöhen, die sich ergebene durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden weniger, da deren Bestand noch sehr gering ist. Dadurch sind die durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden für Onshore-Repowering höher als für die WEA aus der Onshore-Windkraft.

Im Durchschnitt wird für 2011 im Trend-Szenario mit Vollbenutzungsstunden von 1.800 h und bis 2015 mit einer Steigerung auf 2.000 h gerechnet. Das entspricht einer prozentualen Steigerung der durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden von 2,9 % bis 11,1 % im Vergleich zum Trend-Szenario für Onshore-Windenergie.



8.2.4 Vollbenutzungsstunden im oberen und unteren Szenario

Die Methodik zur Generierung der Vollbenutzungsstunden aus dem Kapitel 7.2.4 der Onshore-Windenergie findet auch für den Repowering-Bereich Anwendung. Es wird von gleichen Standardabweichungen für das obere und untere Szenario, wie im Kapitel 7.2.4 der Onshore-Windkraft beschrieben, ausgegangen.

Die Vollbenutzungsstunden für das obere Szenario werden für das Jahr 2011 mit ca. 2.000 h und für das Jahr 2015 mit 2.200 h angenommen. Für das untere Szenario wurde für das Jahr 2011 mit ca. 1.700 h und für das Jahr 2015 mit 1.800 h gerechnet.

8.2.5 Stromerzeugung bis 2015

Zur Berechnung der Stromerzeugung wurde die zu Ende eines Kalendermonats prognostizierte Anlagenleistung mit dem prognostizierten spezifischen Ertrag des Folgemonats multipliziert.

Die Berechnungsgrundlagen und Ergebnisse sind jahresweise in Tabelle 39 dargestellt.

Tabelle 39 *Prognose der Stromerzeugung aus Repowering-Windkraft (onshore) bis 2015 in Deutschland in drei Szenarien*

Szenario	Jahr	Leistung zum Jahresende in MW	Vollbenutzungsstunden	Stromerzeugung in GWh
Trend-Sz.	2011	837	1.833	1.390
Trend-Sz.	2012	1.094	1.882	1.747
Trend-Sz.	2013	1.452	1.944	2.374
Trend-Sz.	2014	1.863	1.998	3.193
Trend-Sz.	2015	2.288	2.041	4.110
unteres Sz.	2011	765	1.664	1.180
unteres Sz.	2012	958	1.703	1.420
unteres Sz.	2013	1.227	1.757	1.851
unteres Sz.	2014	1.555	1.807	2.427
unteres Sz.	2015	1.905	1.849	3.106
oberes Sz.	2011	907	1.999	1.590
oberes Sz.	2012	1.261	2.064	2.132
oberes Sz.	2013	1.708	2.134	3.030
oberes Sz.	2014	2.202	2.189	4.122
oberes Sz.	2015	2.702	2.231	5.307

Im Unterschied zum Trend-Szenario kombinieren sich im unteren und oberen Szenario die unterschiedlichen Annahmen zum Zubau und zu den Vollbenutzungsstunden. Im unteren Szenario wird für das Jahr 2015 mit ca. 24 Prozent weniger Stromertrag als im Trend-Szenario gerechnet. Im oberen Szenario ergibt sich im Jahr 2015 ein um ca. 29 Prozent höherer Stromertrag aus Repowering- Windenergie Onshore als im Trend-Szenario.

In Abbildung 11 ist die Entwicklung der Stromerzeugung aus Onshore-Windenergie durch Repowering in den drei Szenarien graphisch dargestellt.

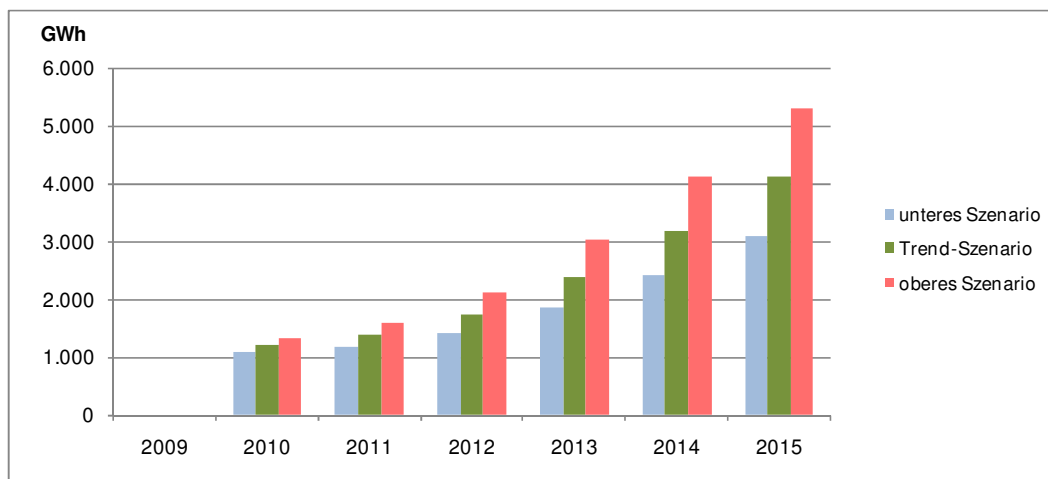


Abbildung 11 Stromerzeugung aus Repowering-Windkraft (onshore) nach Szenarien bis 2015

8.3 Prognose der Direktvermarktung bis 2015

8.3.1 Direktvermarktung 2009 und 2010

Es wird davon ausgegangen, dass die Direktvermarktung für Onshore-Windkraft Repowering bis zum Ende des Betrachtungszeitraums der vorliegenden Studie keine Anwendung findet. Neuanlagen, insbesondere WEA, die unter das Repowering fallen erhalten einen zusätzlichen Bonus von 0,5 ct/kWh und zusätzlich wird zeitlich begrenzt der SDL-Bonus von weiteren 0,7 ct/kWh gewährt.

Auch dann, wenn die Rentabilitätsschwelle höher liegt als die Vergütungshöhe für die WEA, die dem Repowering zu zuordnen sind, wird dennoch nicht davon ausgegangen, dass eine Direktvermarktung in Betracht kommt, da diese Anlagen noch nicht abgeschrieben sind und dadurch weiterhin im EEG verbleiben. Als Ausschlusskriterium wurde ein Mindestzeitraum von sieben Jahren EEG Vergütung für neue WEA gewählt, in dem die Betreiber neuer Anlagen im Interesse ihrer Kreditgeber die Sicherheit der EEG-Einnahmen nicht zugunsten anderer Mechanismen des Stromhandels aufgeben werden. Dieses Mindestalter wird bis 2015 von

8.3.2 Potenzial und Einschätzung der Direktvermarktung

Für Onshore-Windkraft Repowering wird auf Grund der oben beschriebenen Rahmenannahmen Direktvermarktung prognostiziert.

8.4 Vergütungszahlungen bis 2015

Für die Berechnung der Vergütung wird im Gegensatz zur Bestimmung für Onshore-Windkraft keine direktvermarktete Strommenge von der produzierten Strommenge abgezogen. Anhand der Datenlieferung der ÜNB [ÜNB 2010a] konnte für eine Regelzone die durchschnittlich gezahlte Vergütung für Strom aus Repowering-Anlagen bestimmt wer-

den. Die methodische Vorgehensweise zur Bestimmung der Vergütungszahlung entspricht ansonsten derjenigen bei den bereits dargestellten Energieträgern.

Die angesetzte durchschnittliche Vergütung für repowerete Anlagen beträgt laut der Datenlieferung der ÜNB [ÜNB 2010a] 97 €/MWh. Die Vergütung wird jährlich um 1 Prozent gekürzt, da auch für Repowering eine Degression der Einspeisevergütung vorgesehen ist. Die prognostizierten Vergütungszahlen sind der Tabelle 40 zu entnehmen.

Tabelle 40 Vergütungszahlungen für Onshore-Windkraft Repowering im Rahmen des EEG

Trend-Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Im EEG verbleibende Strommenge in TWh	1,39	1,75	2,37	3,19	4,11
EEG-Vergütung in Mio. Euro	135	168	227	303	387
Unteres Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Im EEG verbleibende Strommenge in TWh	1,18	1,42	1,85	2,43	3,11
EEG-Vergütung in Mio. Euro	114	137	177	231	293
Oberes Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Im EEG verbleibende Strommenge in TWh	1,59	2,13	3,03	4,12	5,31
EEG-Vergütung in Mio. Euro	154	205	289	391	500

Von den aufgeführten Vergütungen wurden anschließend die vermiedenen Netznutzungsentgelte abgezogen. Diese wurden von den ÜNB für das Jahr 2009 geliefert und für alle weiteren Folgejahre bis zum Ende des Betrachtungszeitraums beibehalten.

Die Spannbreite der vermiedenen Netznutzungsentgelte liegt dadurch zwischen 5,6 Mio. Euro (unteres Szenario, 2011) und 25,4 Mio. Euro (oberes Szenario, 2015). Die in die Umlage eingehenden Vergütungszahlungen vermindern sich um den entsprechenden Betrag gegenüber den in Tabelle 40 ausgewiesenen Werten, für das Jahr 2011 sind diese Werte in der Jahresprognose 2011 genauer dokumentiert [IE 2010b].

9 OFFSHORE-WIND (§ 31 EEG)

9.1 Entwicklung bis 2009

Bis zum Ende des Jahres 2009 wurde lediglich ein Offshore-Windpark teilweise errichtet und in Betrieb genommen. Hier befanden sich Ende des Jahres sieben WEA mit einer Leistung von je 5 MW im Netz, somit betrug die installierte Gesamtanlagenleistung Offshore zum Ende des Jahres 2009 35 MW. Die WEA des Offshore-Windparks speisten insgesamt 37.471 MWh in die entsprechende Regelzone ein [ÜNB 2010a].

9.2 Mengenprognosen bis 2015

9.2.1 Leistungsentwicklung im Trend-Szenario

Das Offshore-Zeitalter für Deutschland hat Ende des Jahres 2009 mit dem Bau des ersten kommerziellen Windparks in der Nordsee begonnen. Gleichzeitig dient dieser Windpark als Testfeld, da die geplanten Offshore-Projekte in Deutschen Gewässern in großer Tiefe und weiter Entfernung von der Küste errichtet werden sollen.

Die bisherigen Offshore-Windparks in Dänemark und Großbritannien sind küstennah errichtet und daher für solche Projekte, wie sie in deutschen Gewässern geplant sind, nur begrenzt als Vorbild nutzbar, für die küstenfernen Standorte werden mit den ersten deutschen Projekten neue Erfahrungen gesammelt.

Die Bundesregierung geht im nationalen Aktionsplan für Erneuerbare Energien [BRD 2010] bei der Offshore Windenergie von einem Zubau für 2011 von 282 MW und bis 2015 von insgesamt 3.000 MW installierter Gesamtanlagenleistung aus.

Das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik hält für das Jahr 2010 eine installierte Anlagenleistung von 100 MW für realistisch. Für die darauffolgenden Jahre werden 400 MW jährlich erwartet [IWES 2010].

Der Bundesverband für Windenergie sieht eine installierte Leistung von 150 MW für das Jahr 2010 und für das Folgejahr weitere 300 – 400 MW Offshore Leistung für die Nord- und Ostseegebiet. Bis zum Ende des Jahres 2020 rechnet man mit einer installierten Anlagenleistung von 10.000 MW [BWE 2010].

Das Deutsche Windenergie Institut hält eine installierte Leistung¹ für das Jahr 2010 von insgesamt 200 MW für realistisch. Danach werde sich zeigen, welche der zahlreichen bereits genehmigten Projekte tatsächlich verwirklicht werden können [DEWI 2010b].

In der Studie der BTM Consult wird für 2010 mit 400 MW, für 2012 mit 620 MW und für 2015 mit 800 MW jährlichem Zubau gerechnet. Insgesamt sagt die Prognose von BTM

¹ Hierbei sind sogenannte Nearshore-Anlagen, Anlagen die nah am Küstenbereich errichtet wurden sind und innerhalb der 12-Seemeilen-Zone stehen, inbegriffen. Die installierte Gesamtleistung dieser Anlagen beträgt 12,5 MW.

Consult für Ende 2015 eine installierte Gesamtanlagenleistung von ca. 3.410 MW voraus [Johnson 2010].

Vom IE Leipzig wurde unter Zugrundelegung der genehmigten und geplanten Offshore Windparks sowie der Planungen für deren Netzanbindung abgeschätzt, welche installierte Leistung bis Ende 2015 zu erwarten ist. Auf Basis der o. g. Veröffentlichungen und selbst durchgeführter Befragungen bei ausgewählten Institutionen wurde der in Tabelle 41 dargestellte Zubau bis 2015 für das Trend-Szenario angenommen.

Tabelle 41 *Trend-Einschätzung der Leistung der EEG-Offshore-Windkraft in Deutschland bis 2015*

Bezugsjahr	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
neu installierte Leistung im Jahresverlauf in MW	45	130	295	305	1.947	1.898	999
verfügbare Leistung zum Jahresende (MW)	45	175	470	776	2.723	4.621	5.620

Der Zubau von neuen Windenergieanlagen (WEA) wird auf der Grundlage zweier unterjähriger Zubauverteilungen prognostiziert. Es wird unterschieden zwischen

- dem Zubau neuer Offshore-WEA, die schon in bereits bestehenden Clustern mit vorhandenem Netzanschluss errichtet werden und
- dem Zubau von WEA die in neuen Clustern errichtet werden, deren Netzanschlüsse erst im Verlauf des Betrachtungszeitraums der Prognose fertiggestellt werden.

Hierzu liefert Abbildung 12 einen Überblick über die Verteilung der beiden Zubau-Gruppen.

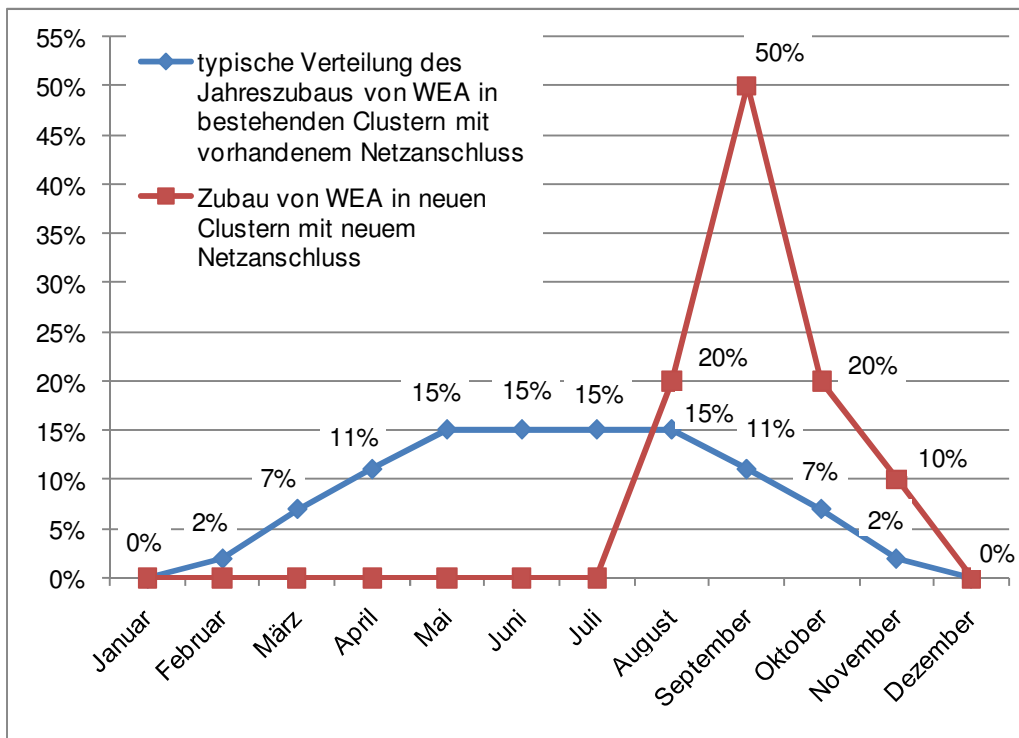


Abbildung 12: Unterjährige Zubauverteilung für Offshore-Windkraft

Bei vorhandenem Netzanschluss hängt der mögliche Zubau wesentlich von Witterung und Seegang ab und konzentriert sich daher auf die Sommermonate. Dies gilt auch für neue Cluster, dort können aber errichtete Anlagen nicht in Betrieb genommen werden, bevor der Netzanschluss fertiggestellt ist.

9.2.2 Leistungsentwicklung im oberen und unteren Szenario

Die bereits weitgehend abgesicherten Planungen zum Netzausbau der nächsten Jahre und die konkrete Planung der bereits genehmigten Offshore-Windparks, begrenzen das obere Szenario. Das Positionspapier zur Netzanbindungsverpflichtung gemäß § 17 Abs. 2a EnWG klärte die schrittweise Verantwortung von Anlagenbauern und Netzbetreibern bis zur konkreten Errichtung der Anlage und schaffte damit Rechtssicherheit. Auf der Basis von Angaben der ÜNB zum geplanten Netzausbau sowie anderer Quellen zum Planungsstand verschiedener Offshore-Windparks wurde das obere Szenario in Bezug auf den Zubau erstellt, welches einem sehr ambitionierten Ausbau-Szenario entspricht. Das Trend-Szenario entspricht etwa 90 Prozent des Zubaus im oberen Szenario, währenddessen das untere Szenario 60 Prozent des Zubaus vom Trend-Szenario darstellt.

Als weitere Einflussfaktoren für den Bau von Offshore-Windparks wurden noch folgende Punkte berücksichtigt:

- Finanzierung und Versicherung der Offshore-Windparks
- Seekabelproduktion
- Engpässe beim Montageequipment

- Ausbildung von Wartungs- und Servicepersonal
- Bewältigung der logistischen Herausforderungen an den Offshorehäfen
- Hohes technisches und wirtschaftliches Risiko
- Netzausbauproblematik

Die oben aufgeführten Faktoren können den Ausbau von Offshore Windkraft sowohl beschleunigen als auch bremsen. Entscheidend wird sein, wie schnell Engpässe oder Probleme behoben werden können.

Der Zubau und die installierte Anlagenleistung des oberen und des unteren Szenarios sind in der nachfolgenden Tabelle 42 dargestellt.

Tabelle 42 *Entwicklung der Leistung der EEG-Offshore-Windkraft im oberen und unteren Szenario*

Bezugsjahr	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Oberes Szenario: neu installierte Leistung im Jahresverlauf in MW	45	138	325	336	2.142	2.088	1.199
verfügbare Leistung zum Jahresende (MW)	45	183	508	844	2.986	5.074	6.273
Unteres Szenario: neu installierte Leistung im Jahresverlauf in MW	45	97	177	183	1.168	1.139	599
verfügbare Leistung zum Jahresende (MW)	45	142	319	503	1.671	2.810	3.409

9.2.3 Vollbenutzungsstunden im Trend-Szenario

Die zugrundegelegten Vollbenutzungsstunden für Offshore-Windparks vor der deutschen Küste wurden innerhalb der Prognose nach Nord- und Ostsee differenziert. Dazu wurden die vorliegenden Windgeschwindigkeitsdaten der Forschungsstationen in der Nordsee (Finow 1) bzw. Ostsee (Finow 2) ausgewertet und in Kapazitätsfaktoren umgerechnet.

Die so erhaltene Anzahl der Vollbenutzungsstunden wurde als maximales Potenzial eingestuft und um den erwarteten Parkwirkungsgrad gemindert. Für 2010 wird beispielsweise ein Parkwirkungsgrad (inkl. Parkverfügbarkeit) von 80 % angenommen, für die folgenden Kalenderjahre wird er in der Prognose schrittweise leicht angehoben, bis er 2015 gut 87 % erreicht.

Unter den angegebenen Rahmenbedingungen ergibt sich für das Jahr 2011 rund 3.600 h im Durchschnitt und für das Jahr 2015 rund 3.800 h für alle deutschen Offshore-Standorte.

9.2.4 Vollbenutzungsstunden im oberen und unteren Szenario

Für das obere Szenario wurde mit einem Parkwirkungsgrad (inkl. Parkverfügbarkeit) von 91 % für das Jahr 2010 und 94 % für das Jahr 2015 gerechnet. Dazwischen steigt der Parkwirkungsgrad linear an.

Für das untere Szenario wurde mit einem Parkwirkungsgrad (inkl. Parkverfügbarkeit) für das Jahr 2010 mit 68 % und einem Ansteigen auf 81 % bis zum Jahr 2015 gerechnet.

Für beide Szenarien wurden zusätzlich die Abweichungen in den Windverhältnissen berücksichtigt, für die eine Standardabweichung von 9 % abgeschätzt wurde. Daher wurden die Vollbenutzungsstunden im oberen Szenario noch um 9 % erhöht und im unteren Szenario noch um 9 % vermindert.

Im Fazit ergeben sich für das obere Szenario für das Jahr 2011 ca. 4.490 und für das Jahr 2015 ca. 4.580 Vollbenutzungsstunden. Für das untere Szenario ergeben sich für das Jahr 2011 ca. 2.820 und für das Jahr 2015 ca. 3.140 Vollbenutzungsstunden.

9.2.5 Stromerzeugung bis 2015

Zur Berechnung der Stromerzeugung wurde die zu Ende eines Kalendermonats prognostizierte Anlagenleistung mit dem prognostizierten spezifischen Ertrag des Folgemonats multipliziert.

Die Berechnungsgrundlagen und Ergebnisse sind jahresweise in Tabelle 43 dargestellt.

Tabelle 43 *Prognose der Stromerzeugung aus Offshore-Windkraft bis 2015 in Deutschland in drei Szenarien*

Szenario	Jahr	Leistung zum Jahresende in MW	Vollbenutzungsstunden	Stromerzeugung in GWh
Trend-Sz.	2011	470	3.654	1.147
Trend-Sz.	2012	776	3.692	2.036
Trend-Sz.	2013	2.723	3.754	5.916
Trend-Sz.	2014	4.621	3.817	13.427
Trend-Sz.	2015	5.620	3.848	19.452
unteres Sz.	2011	319	2.829	639
unteres Sz.	2012	503	2.880	1.061
unteres Sz.	2013	1.671	2.990	2.951
unteres Sz.	2014	2.810	3.092	6.649
unteres Sz.	2015	3.409	3.145	9.656
oberes Sz.	2011	508	4.493	1.509
oberes Sz.	2012	844	4.518	2.699
oberes Sz.	2013	2.986	4.544	7.817
oberes Sz.	2014	5.074	4.564	17.615
oberes Sz.	2015	6.273	4.585	25.572

Im Unterschied zum Trend-Szenario ist im unteren Szenario für das Jahr 2015 mit ca. 50,3 Prozent weniger Strom aus Offshore-Windkraft zu rechnen. Im Gegensatz dazu kann im oberen Szenario mit 31,5 Prozent mehr Strom aus Offshore-Windkraft gerechnet werden.

In Abbildung 13 ist die Entwicklung der Stromerzeugung aus Offshore-Windkraft graphisch dargestellt.

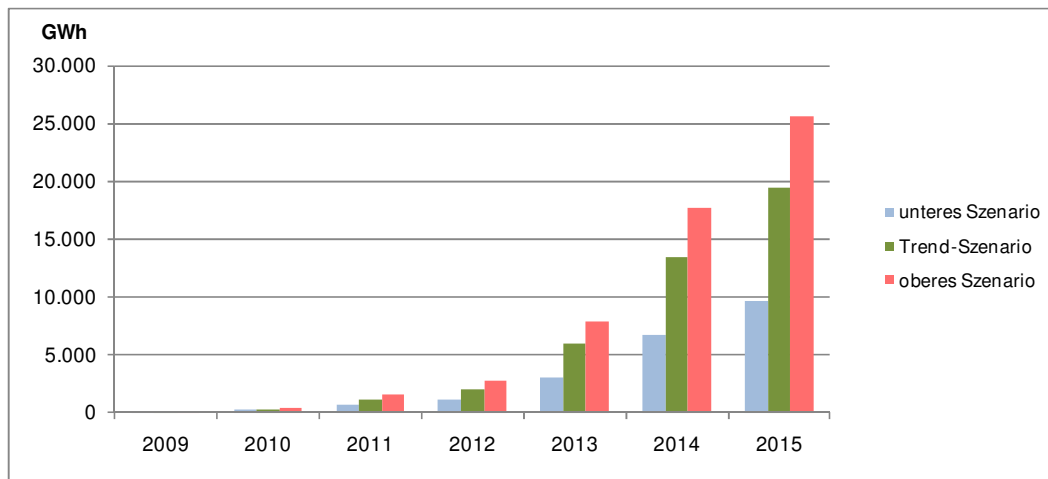


Abbildung 13 Stromerzeugung aus Offshore-Windkraft nach Szenarien bis 2015

9.3 Prognose der Direktvermarktung bis 2015

9.3.1 Direktvermarktung 2009 und 2010

Bisher wurde von den ÜNB keine Direktvermarktung von Strom aus Offshore-Windenergie gemeldet [ÜNB 2010a], [ÜNB 2010b].

9.3.2 Potenzial und Einschätzung der Direktvermarktung

Es wird davon ausgegangen, dass die Höhe der EEG Vergütung für Offshore Windenergieanlagen für den Betrachtungszeitraum der Studie in jedem Fall höher sein wird als die für den gleichen Zeitraum in Frage kommenden erzielbaren Preise für den direkten Verkauf des erzeugten Windstroms.

Somit wird die Direktvermarktung für Offshore Anlagen bis Ende des Betrachtungszeitraums noch keine Rolle spielen.

9.4 Vergütungszahlungen bis 2015

Die mittlere Vergütungszahlung bei Offshore Anlagen betrug 2009 laut Datenlieferung der ÜNB [ÜNB 2010a] 150 €/MWh. Dieser Wert wurde für die relevanten Regelzonen gleichermaßen angesetzt. Die Vergütungszahlung bleibt bis Ende 2014 gleich, da die Degression gemäß § 20 Abs. 2 Nr. 7a EEG erst im Jahr 2015 einsetzt. Für das Jahr 2015 wurde der entsprechend verminderte Vergütungssatz angesetzt, der dann bei 143 €/MWh liegen wird.

Die entsprechenden Vergütungszahlungen nach dem EEG für Offshore – Windkraft ist der Tabelle 44 zu entnehmen.

Tabelle 44 Vergütungszahlungen für Offshore-Windkraft im Rahmen des EEG

Trend-Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Im EEG verbleibende Strommenge in TWh	1,15	2,04	5,92	13,43	19,45
EEG-Vergütung in Mio. Euro	172	305	887	2.014	2.905
Unteres Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Im EEG verbleibende Strommenge in TWh	0,64	1,06	2,95	6,65	9,66
EEG-Vergütung in Mio. Euro	96	159	443	997	1.442
Oberes Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Im EEG verbleibende Strommenge in TWh	1,51	2,70	7,82	17,61	25,57
EEG-Vergütung in Mio. Euro	226	405	1172	2.642	3.821

Aus Tabelle 44 ist ersichtlich, dass die EEG-Vergütung für Offshore-Windkraft über den Betrachtungszeitraum weiter ansteigen wird. Dies ist einerseits im Zubau von neuen WEA und andererseits durch die höhere Anfangsvergütung für Offshore-Windkraft begründet. Da die Anfangsvergütung zum Jahr 2015 höher als der Rentabilitätsschwellenwert im Sinne des § 37 I EEG bleibt, kann davon ausgegangen werden, dass keine Direktvermarktung stattfindet.

Anschließend wurden davon die vermiedenen Netznutzungsentgelte abgezogen, wobei dieser Wert im Vergleich zu den Vergütungszahlungen annähernd vernachlässigt werden kann und zudem ab 2011 voraussichtlich auch absolut nicht weiter ansteigt.

Für das Jahr 2011 ist der Wert in der Jahresprognose 2011 dokumentiert [IE 2010b], um diesen Betrag vermindern sich dann auch in den Folgejahren die zu wälzenden Vergütungszahlungen gegenüber den in Tabelle 44 ausgewiesenen Zahlen.

10 PHOTOVOLTAIK FREIFLÄCHE (§ 32 EEG)

10.1 Entwicklung bis 2009

Für die Vergangenheitsdaten liegen die meisten Angaben für Photovoltaik (PV) insgesamt vor. Für eine realistische Abschätzung der Entwicklung der Freiflächenanlagen ist die Abgrenzung der Freiflächenanlagen von den Dachanlagen erforderlich. Dazu wurden folgende Quellen herangezogen:

- Lieferungen der Übertragungsnetzbetreiber, in denen zwei von vier Netzbetreibern gesonderte Angaben für PV-Freiflächen gemacht hatten [ÜNB 2010a]
- Auswertung der Daten der Bundesnetzagentur zu den gemeldeten PV-Anlagen für den Zeitraum Januar 2009 bis Mai 2010 [BNetzA 2010] nach Größenklassen und Postleitzahlen und darüber auch nach den vier ÜNB-Netzgebieten
- Unveröffentlichte Informationen des IE Leipzig aus laufenden Vorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU).

In den Angaben von [BNetzA 2010] waren die Anlagen nach der installierten Leistung ausgewiesen, nicht jedoch differenziert zwischen Dachanlagen und Freiflächenanlagen. Für die Prognose wurde daher vereinfachend angenommen, dass alle seit 2009 errichteten Freiflächenanlagen in die Kategorie „größer als 1 MW“ fallen, da nach Einschätzungen mehrerer befragter Experten kleinere Freiflächenanlagen inzwischen so gut wie nicht mehr gebaut werden.

Danach ergibt sich das Bild, dass die Freiflächenanlagen am Gesamtbestand der installierten PV-Leistung in Deutschland einen Anteil von knapp 11 % ausmachen. Im Baujahr 2009 lag dieser Anteil mit ca. 16 % rund doppelt so hoch wie bei den bis 2008 gebauten Anlagen. Dieses Ergebnis deckt sich mit den Erkenntnissen aus laufenden Projekten des IE für das BMU.

10.2 Mengenprognosen bis 2015

10.2.1 Prognose-Eckwerte für die Photovoltaik

Die Einschätzung des Zubaus an PV-Freiflächenanlagen in den Jahren bis 2015 ist eng mit der Einschätzung des gesamten PV-Sektors verbunden. Hierzu liegen auch mehr Quellen vor. Für die Prognose wurde daher zunächst der Gesamtmarkt „PV-Zubau“ in Deutschland eingeschätzt und dann auf die Segmente „PV-Freifläche“, „Dachanlagen bis 1 MW“ und „Dachanlagen über 1 MW“ gegliedert.

Für das Jahr 2010 liegen von der Bundesnetzagentur die Daten bis einschließlich August 2010 vor [BNetzA 2010]. Zusammen mit den für Ende 2009 von den ÜNB gemeldeten Anlagenbeständen ergibt sich für Deutschland zum 31.08.2010 eine installierte Leistung von 14.782 MW, wovon allein 4.883 MW im den ersten acht Monaten des Jahres 2010 zugebaut wurden.

Für den PV-Gesamtmarkt in Deutschland werden 2010 **im Trend-Szenario** 8.000 MW Zubau erwartet. Dies entspricht der Erwartung, dass auf den im ersten Halbjahr 2010 entstandenen Boom mit einer Spitze im Juni eine zweite entsprechende Welle mit Spitze im Dezember folgen wird, da zum Jahresende hin die dann anstehende Absenkung der Vergütung von 13 % bei Dachanlagen bis 100 kW und von 15 % bei Freiflächen und großen Dachanlagen zu einem ähnlichen Vorzieheffekt wie im Juni 2010 führen wird. Dieser Zubau liegt auch im Bereich der Expertenschätzungen, die vom IE Leipzig im Zuge der Bearbeitung eingeholt wurden [Brohm 2010], [Haselhuhn 2010], [Hummel 2010], [Mack 2010], [Nitzschke 2010], [Schüssler 2010], [Siemer 2010]. Für 2011 wird im Trend-Szenario noch eine leichte Steigerung gegenüber 2010 auf 8.500 MW erwartet, da nach Einschätzung des IE die weltweiten Produktionskapazitäten bis 2011 weiter anwachsen und der Markt 2011 ähnlich wie 2009 durch ein Überangebot bestimmt sein wird, so dass mit Marktpreisen zu rechnen ist, die so stark sinken, dass die 2011 gezahlte Vergütung trotz Degression zu Jahresanfang im Jahresverlauf für Investoren wieder interessant wird.

Dieser hohe Zubau wird dadurch begünstigt, dass Engpässe auf allen Stufen der Wertschöpfungskette in den letzten Jahren beseitigt werden konnten. Durch den technologischen Aufwand für die Produktionsanlagen dauerte die Behebung des Silizium-Engpasses am längsten, während der zuletzt aufgetretene Engpass bei Wechselrichtern sich durch den Markteintritt neuer Produzenten sowie die Kapazitätsausweitung vorhandener Hersteller bereits wieder auflöst [Solarserver 2010], somit kann auch in diesem Bereich in den nächsten Jahren mit Preissenkungen gerechnet werden [Schüssler 2010]. Auch das Handwerk konnte seine Kapazitäten zum Installieren der Anlagen rasch ausweiten: So wurde im Sommer 2009 berichtet, dass Handwerker ausgelastet seien und neue Aufträge nicht mehr bearbeiten können [Rutschmann 2009], während im Dezember 2009 bereits mehr als die vierfache Leistung des Monats Juli 2009 angemeldet wurde. Auch unter Berücksichtigung einiger Sondereffekte deutet dies auf eine hohe Flexibilität des Handwerks hin, auch im Mai 2010 wurde annähernd die doppelte PV-Leistung wie im Juli 2009 installiert [BNetzA 2010].

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass es aktuell bei allen absehbaren Engpässen im Zuge der Wertschöpfungskette auf dem Weltmarkt (oder deutschen Markt) neue Anbieter geben wird, die in den Markt drängen werden, um den entsprechenden Engpass zu beseitigen. Die Prognosen zu den Produktionskapazitäten aller Wertschöpfungsstufen lassen ebenfalls keine Angebotsknappheit befürchten.

Die Vorhersagen der Leistungsentwicklung sind aber von starken Unsicherheiten bestimmt. Es wurden daher ein unteres Szenario und ein oberes Szenario entwickelt, dem andere Annahmen zum Zubau zu Grunde liegen.

Für das Jahr 2010 liegt dem **Trend-Szenario** die Annahme zu Grunde, dass die Gesamtsumme der installierten Leistung im zweiten Halbjahr mit ca. 4,1 GW leicht über dem ersten Halbjahr (knapp 3,9 GW) liegt. Dafür spricht, dass die jeweils anstehende Vergütungsabsenkung zum Stichtag 01.07.2010 bzw. 01.01.2011 mit voraussichtlich 13 % für Dachanlagen (dem wichtigsten Marktsegment) gleich hoch ist und dass im zweiten Halbjahr keine Lieferschwierigkeiten mehr auftreten (wie etwa im Frühjahr bei Wechselrichtern, was den Markt des ersten Halbjahres leicht dämpfte), zugleich die Preise bis Jah-

resende leicht nachgeben (aber nicht ganz so stark, um die Absenkung der EEG-Änderung voll auszugleichen). Für das Jahr 2011 wird erwartet, dass nach anfänglicher Zurückhaltung der Investoren der Angebotsüberhang zu massiven Preissenkungen auf dem Weltmarkt führen wird, so dass im zweiten Halbjahr ein neuer Rekord bei den Installationen erreicht wird, der durch die zum 01.01.2012 denkbare Degression von 21 % für PV-Dachanlagen noch verstärkt wird. Durch die verschlechterte Rentabilität ab 2012 und den Wegfall der Eigenverbrauchsregelung für Neuanlagen – diese ist derzeit bis Ende 2011 befristet und die Prognose basiert auf der Annahme, dass alle aktuellen Gesetze bis Ende 2015 unverändert fortgelten – wird für 2012 eine Halbierung des deutschen Marktes auf 4 GW erwartet.

Für 2012 ist eine erhebliche Abschwächung des Zubaus auch dadurch wahrscheinlich, dass zu diesem Zeitpunkt (unter Annahme der beiden starken Vorjahre mit entsprechenden Degressionen) die Vergütung so niedrig sein wird, dass sich Investitionen in die Fotovoltaik nur für bestimmte Standorte, nur bei geringer Renditeerwartung und/oder nur bei Einsatz der preisgünstigsten Module lohnen wird. Für 2012 kann auch damit gerechnet werden, dass sich auch andere Absatzmärkte so weiter entwickelt haben, dass sie mehrere GW neue Module innerhalb eines Jahres aufnehmen können (z. B. Italien oder USA) [Sarasin 2010]. Somit muss der deutsche Markt nicht mehr in dem Maße wachsen wie die Weltproduktionskapazitäten.

Weil 2013 durch die Berücksichtigung des letzten Quartals 2011 bei der Festlegung der Degression zum 1.1.2013 mit 18 % (für Dachanlagen bis 1 MW) wieder eine sehr hohe Degression zu erwarten ist, wird der Markt 2013 nochmals deutlich auf 2,5 GW zurückgehen, da nicht damit zu rechnen ist, dass diese Degression durch Kostensenkungen vollständig aufgefangen werden kann. In den Jahren 2014 und 2015 erreicht die Degression mit 9 % (für Dachanlagen bis 1 MW) jeweils zu Beginn des Jahres den Ausgangswert, den das EEG für den „Soll-Korridor“ vorgesehen hat, unter Berücksichtigung weiter hoher Produktionskapazitäten und weiter sinkender Preise auf dem Weltmarkt wird dann wieder von einem allmählich wachsenden Zubauvolumen (3,0 bzw. 3,5 GW) ausgegangen.

Dem **oberen Szenario** liegt die Annahme zugrunde, dass im zweiten Halbjahr 2010 nicht nur Lieferengpässe beseitigt sind, sondern auch die Preissenkungen zu einer vollständigen Kompensation der zum 01.07. und 01.10.2010 wirksam gewordenen Vergütungs-Degression führen und günstiges Wetter es zum Jahresende hin ermöglicht, noch mehr Anlagen als im Juni in Betrieb zu nehmen. Für 2011 wird angenommen, dass der Markt gegenüber 2010 noch einmal um rund 10 % zulegen kann, zumal die Debatte um die anstehende EEG-Novelle und die damit verbundene Verunsicherung die Vorzieheffekte vor dem 01.01.2012 noch weiter verstärken wird. Durch rasche weitere Preissenkungen 2012 fällt der Rückgang 2012 gegenüber 2011 nur eher gering aus, in den Jahren 2012 bis 2015 wird als Zubau jeweils der doppelte Wert wie beim Trend-Szenario angesetzt.

Für das **untere Szenario** wird angenommen, dass die Vorzieheffekte des Jahres 2010 auf das Sommerhalbjahr konzentriert bleiben, da die interessierten Investoren ihre Projekte meist im ersten Halbjahr bereits gesichert haben und vor den nächsten Vergütungsabsenkungen nicht erneut investieren. Damit entwickelt sich die installierte Leistung bis Jahresende 2010 nur auf 6 GW. Für 2011 führt die Degression zu Jahresende gegenüber

2010 zu einem leicht rückläufigen Marktvolumen. Da grundsätzlich auch bei den befragten Branchen-Experten die Auffassung vorherrscht, dass der Zubau 2011 sich in der Gesamtmenge nicht stark von demjenigen von 2010 unterscheidet, wird damit die Option eines leichten Rückgangs in die Szenarien eingeführt. Ab dem Jahr 2012 wird im unteren Szenario angenommen, dass ausländische Absatzmärkte attraktivere Bedingungen bieten, um die weltweite Produktion abzusetzen. Der deutsche Markt erreicht unter dieser Annahme nach den Degressionen bis 1.1.2012 dann ein wesentlich kleineres Volumen. Als Orientierungswert wurde der Zubau im unteren Szenario jeweils halb so groß wie im Trend-Szenario eingeschätzt.

Die zahlenmäßigen Eckwerte der Annahmen für die genannten drei Szenarien sind in Tabelle 45 dargestellt.

Tabelle 45 *Annahmen zum Zubau und Bestand der Photovoltaik in drei Szenarien für Deutschland bis 2015*

alle Angaben in MW	Trend-Szenario	unteres Szenario	oberes Szenario
<i>Installierte Leistung 31.12.2009</i>	9.899	9.899	9.899
<i>Installierte Leistung 31.08.2010</i>	14.782	14.782	14.782
Zubau 2010	8.000	6.000	10.000
<i>Installierte Leistung 31.12.2010</i>	17.899	15.899	19.899
Zubau 2011	8.500	5.100	11.050
<i>Installierte Leistung 31.12.2011</i>	26.399	20.999	30.949
Zubau 2012	4.000	2.000	8.000
<i>Installierte Leistung 31.12.2012</i>	30.399	22.999	38.949
Zubau 2013	2.500	1.250	5.000
<i>Installierte Leistung 31.12.2013</i>	32.899	24.249	43.949
Zubau 2014	3.000	1.500	6.000
<i>Installierte Leistung 31.12.2014</i>	35.899	25.749	49.949
Zubau 2015	3.500	1.750	7.000
<i>Installierte Leistung 31.12.2015</i>	39.399	27.499	56.949

10.2.2 Leistungsentwicklung im Trend-Szenario

Die EEG-Anpassung im Bereich der Solarenergie führt dazu, dass bei Freiflächenanlagen die Vergütungssätze zum 01. Juli 2010 um 11 Prozent bzw. auf Ackerflächen um 15 % gesenkt wurden. Ausnahmen bezüglich der Absenkung bestehen für Anlagen, für die bereits vor dem Bekanntwerden der Novelle (01.01.2010) ein Bebauungsplan existierte. Sofern dieser noch nicht vorlag, können seit 01. Juli 2010 keine Freiflächenanlagen auf Ackerflächen mehr errichtet werden, es sei denn, diese fallen unter andere Flächenkriterien (z. B. maximaler Abstand von 100 m zu Eisenbahnen oder Autobahnen).

Die Degression für die Folgejahre wurde gestaffelt und hängt von der Gesamtmarktentwicklung in Deutschland ab. Je nach PV-Zubau kann diese Degression für 2011 zwischen 8 % und 15 % liegen (bei Marktvolumina in Deutschland von weniger als 1,5 GW bzw. von mehr als 6,5 GW).

Der Marktanteil der Freiflächenanlagen wird nach einem Anteil von über 16 % im Jahr 2009 für 2010 in einer vergleichbaren Größenordnung eingeschätzt. Immerhin hatten von Januar bis Mai 2010 13,6 % der gemeldeten Anlagen bzw. Bauabschnitte eine Leistung von mehr als 1 MW, während zugleich in Dachanlagen wegen der anstehenden Vergütungssenkung besonders umfassend investiert wurde, so dass der Anteil der Freiflächenanlagen im 3. Quartal eher noch höher liegen könnte als im ersten Halbjahr. Für 2011 wird dieser Anteil dagegen deutlich kleiner eingeschätzt, da die Ackerflächen als bisher häufigste Kategorie im Rahmen des EEG nicht mehr genutzt werden können. Es wird daher für 2010 mit einem Marktanteil von über 12 % (am deutschen PV-Zubau insgesamt) gerechnet, für 2011 liegt er danach zwischen 5 und 6 % und 2012 nur noch von 4 %. Danach sinkt er weiter bis auf 2,6 % im Jahre 2015 ab.

10.2.3 Leistungsentwicklung im oberen und unteren Szenario

Ausgehend von den Zubauerwartungen des deutschen PV-Gesamtmarktes der kommenden Jahre (vgl. 10.2.1) wurde auch im Bereich der Freiflächenanlagen nach oben bzw. unten verändert. Die Marktanteile der Freifläche im oberen und unteren Szenario bleiben somit – gemessen am PV-Gesamtmarkt gleich.

Die relativen Abweichungen vom Trend-Szenario wachsen dabei, um die höhere Unsicherheit auszudrücken, ob die Investition 2011 in Deutschland tatsächlich noch entsprechend lukrativ bleibt (auch im Vergleich mit den Vergütungssätzen im Ausland).

Für die Zeit ab 2012 ist die Unsicherheit bisher am höchsten. Während die starke zu Jahresanfang erwartete Degression für ein deutliches Absinken der Attraktivität von Investitionen in die Photovoltaik spricht, halten es mehrere der befragten Experten für möglich, dass fallende Weltmarktpreise bei Modulen, Wechselrichtern und Gestellkonstruktionen auch diese Degression ausgleichen können, so dass der Gesamtmarkt 2012 nicht wesentlich kleiner als 2011 ausfällt. Für das obere Szenario wird daher das Doppelte der Werte aus dem Trend-Szenario angenommen, während für das untere Szenario nur die Hälfte dieser Werte angesetzt wird.

10.2.4 Vollbenutzungsstunden im Trend-Szenario

Die Vollbenutzungsstunden für Photovoltaik allgemein wurden zuletzt in der Jahresprognose 2010 [IE 2009] hergeleitet. Die für die einzelnen Netzgebiete vorliegenden Daten zur installierten Leistung und zur Stromeinspeisung nach Inbetriebnahmejahren [ÜNB 2010a] lassen darüber hinaus neue Erkenntnisse über den Trend zu höheren Wirkungsgraden neuerer Anlagen zu. Weiterhin kann als gesichert gelten, dass die Großanlagen über 1 MW (sowohl Freiflächen oder Dachanlagen) durch eine ideale Neigung und Südausrichtung sowie verschattungsfreie Standorte im Mittel jährlich 50 Vollbenutzungsstunden mehr aufweisen als die Dachanlagen, die häufig auf suboptimal ausgerichteten Dächern montiert werden.

Durch die Kombination dieser Informationen mit dem unterschiedlichen Marktanteil der Freiflächenanlagen in den verschiedenen Netzgebieten lässt sich ein deutschlandweiter Mittelwert für Freiflächenanlagen von 970 Vollbenutzungsstunden in einem Normaljahr herleiten.

Durch den technischen Fortschritt und den hohen Anteil neu gebauter Anlagen wird erwartet, dass die Zahl der Vollbenutzungsstunden 2011 um 1 % auf 980 ansteigt. Da der Anteil neuer Anlagen in den Folgejahren in allen Szenarien niedriger liegt (der Bestand erreicht ein immer größeres Gewicht), wurde die Steigerung des mittleren Ertrags für 2012 mit 0,6 %, für 2013 mit 0,5 %, für 2014 mit 0,4 % und für 2015 mit 0,3 % abgeschätzt.

10.2.5 Vollbenutzungsstunden im oberen und unteren Szenario

Im Rahmen einer Detailanalyse [IE 2007] wurde vom IE 2007 die Spannbreite der Solarstromerträge für alle Kalendermonate anhand der eingetretenen Globalstrahlung innerhalb eines 26-jährigen Zeitraumes hergeleitet. Die Jahreswerte waren dabei geringeren Schwankungen unterworfen als die Summe der Monatswerte, da in keinem Jahr alle Monate in gleicher Weise Extremwerte waren. In den vergangenen 12 Jahren wich die Globalstrahlung vom langjährigen Gebietsmittel in Deutschland maximal 4,3 % nach unten (1998) bzw. 12,8 % nach oben (2003) ab [Riecke 2010].

In [IE 2007] wurden sowohl die erwarteten spezifischen Monats- als auch Jahres-Minima und -Maxima für einen Zeitraum von 26 Jahren ermittelt. Da der obere und der untere Pfad realistischere Werte darstellen sollen als Extremwerte, die nur einmal in 26 Jahren auftreten, wurde ausgehend vom Trend-Szenario ein Wert angesetzt, der die ermittelten Abweichungen der Jahreswerte (-19,3 % im Minimum und +14,1 % im Maximum) zu drei Vierteln erreicht. Die Tatsache, dass die Globalstrahlung in den letzten 12 Jahren zehnmal über den langjährigen Mittelwerten und nur zweimal darunter lag, kann als Effekt des einsetzenden Klimawandels gedeutet werden, so dass die Abweichungen nach oben heute wahrscheinlicher sind als diejenigen nach unten. Da es hierfür aber noch keine ausreichend lange statistische Zeitreihe gibt, wurden die Szenarien unverändert gelassen, so dass das obere Szenario im Mittel über Deutschland mit 1.073 Vollbenutzungsstunden und das untere Szenario mit 830 Vollbenutzungsstunden für Freiflächenanlagen berechnet wurde.

Für die Zukunft wurde zudem der technische Fortschritt berücksichtigt: Für die Jahre 2010 und 2011 wird eine Steigerung der Erträge um jeweils 1 % angesetzt, jeweils bezogen auf den Gesamtbestand der installierten Anlagen. Dies ist durch den hohen Anteil von Neuanlagen des jeweiligen Vorjahres am Gesamtbestand dieser beiden Jahre begründet. Da der Anteil neuer Anlagen in den Folgejahren in allen Szenarien niedriger liegt, wurde die Steigerung des mittleren Ertrags wie beim Trend-Szenario für 2012 mit 0,6 %, für 2013 mit 0,5 %, für 2014 mit 0,4 % und für 2015 mit 0,3 % abgeschätzt.

10.2.6 Prognose der Stromerzeugung

Zur Berechnung der Stromerzeugung wurde jeweils die zu Ende eines Kalendermonats prognostizierte Anlagenleistung mit dem prognostizierten spezifischen Ertrag des Folgejahres multipliziert. Leichte Rundungsfehler ergeben sich dadurch, dass die Ergebnisse zunächst regional differenziert errechnet und dann zusammengeführt wurden. Das Ergebnis der Berechnungen ist für das Trend-Szenario in Tabelle 46 dargestellt.

Tabelle 46 *Prognose der Stromerzeugung aus PV-Freiflächenanlagen bis 2015 in drei Szenarien*

Szenario	Jahr	Leistung zum Jahresende in MW	Vollbenutzungsstunden	Stromerzeugung in GWh
Trend-Sz.	2011	2.500	980	2.116
Trend-Sz.	2012	2.662	986	2.512
Trend-Sz.	2013	2.751	991	2.660
Trend-Sz.	2014	2.843	995	2.760
Trend-Sz.	2015	2.933	997	2.859
unteres Sz.	2011	2.078	838	1.569
unteres Sz.	2012	2.159	843	1.770
unteres Sz.	2013	2.204	847	1.837
unteres Sz.	2014	2.250	850	1.882
unteres Sz.	2015	2.295	853	1.927
oberes Sz.	2011	2.877	1.083	2.639
oberes Sz.	2012	3.201	1.090	3.249
oberes Sz.	2013	3.379	1.095	3.564
oberes Sz.	2014	3.563	1.100	3.776
oberes Sz.	2015	3.744	1.103	3.988

Im oberen und im unteren Szenario kombinieren sich die Effekte der unterschiedlichen Zubauprognosen und der strahlungsbedingten Ertragsschwankungen. Daher ergibt sich 2015 bereits ein erheblicher Unterschied zwischen den Prognosen: Im oberen Szenario fällt die Stromerzeugung um 39 % höher und im unteren Szenario um 33 % niedriger aus als im Trend-Szenario. Zur Veranschaulichung werden die auseinanderlaufenden Entwicklungen in Abbildung 14 graphisch dargestellt.

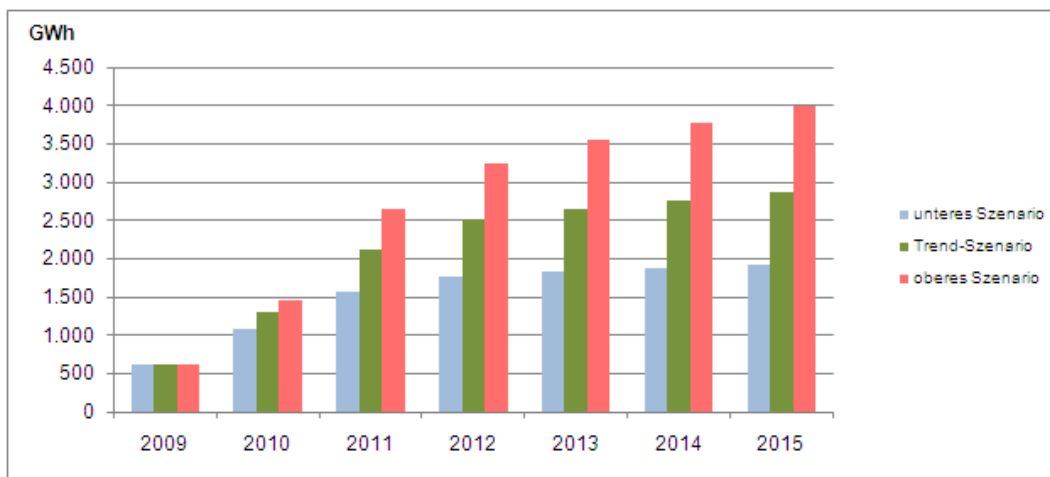


Abbildung 14 Stromerzeugung aus PV-Freiflächenanlagen nach Szenarien bis 2015

10.3 Prognose der Direktvermarktung bis 2015

10.3.1 Direktvermarktung 2009 und 2010

Die Angaben der Netzbetreiber zur Direktvermarktung von Solarstrom [ÜNB 2010a] und [ÜNB 2010b] zeigen, dass bisher in keinem Monat mehr als 210 kW Solaranlagenleistung außerhalb des EEG vermarktet wurden. Die im Vergleich zu den Börsenpreisen hohen Einspeisevergütungen des EEG zeigen, dass weder für Dach- noch für Freiflächenanlagen ein wirtschaftlicher Anreiz zur Direktvermarktung besteht. Da die Freiflächenanlagen fast durchgängig größer als 210 kW sind, kann davon ausgegangen werden, dass deren Betreiber bisher nicht an der Direktvermarktung teilgenommen haben. Dafür spricht auch, dass die Finanzierung der Anlagen immer von den gesicherten EEG-Einspeisetarifen ausgehen muss und den Großinvestoren (anders als experimentierfreudigeren privaten Betreibern) einen Ausstieg aus dem EEG nicht erlaubt.

10.3.2 Prognose der Direktvermarktung

Zwar kann PV-Strom teilweise als Spitzenlaststrom zu etwas höheren Preisen als Grundlaststrom vermarktet werden (höherer Wertigkeitsfaktor im Vergleich zu Grundlast), aber selbst bei der maximalen Degression werden die Vergütungen für PV-Freiflächenanlagen auch in den kommenden Jahren weit höher als die 120 % der Grundlast-Großhandelspreise liegen. Daher kann damit gerechnet werden, dass die PV-Freiflächenanlagen bis 2015 nicht an der Direktvermarktung teilnehmen werden. Die erzeugten Strommengen werden folglich komplett über das EEG abgerechnet.

10.4 Vergütungszahlungen bis 2015

Während den Bestandsanlagen auch für die kommenden Jahre der mittlere Stromerlös aller Ende 2009 betriebenen PV-Freiflächenanlagen [ÜNB 2010a] zugeordnet wurde, wurde für Neuanlagen jahrgangswise differenziert. Der mittlere Vergütungssatz für das Jahr 2010 war dabei aus dem mittleren Vergütungssatz des Inbetriebnahmejahres 2009 nur mit verbleibenden Unsicherheiten abzuleiten, da nicht bekannt ist, wie groß der Anteil der Freiflächenanlagen ist, die im zweiten Halbjahr 2010 von den Änderungen der letzten EEG-Novelle ausgenommen sein werden. Auch über den Anteil der Konversionsflächen, für die die Vergütung weniger stark abgesenkt wurde, existieren nur vage Vermutungen.

Für die Jahre 2011 bis 2015 wurden die Degressionsschritte angenommen, die sich aus dem prognostizierten Gesamtmarktvolumen der Vorjahre (jeweils vom 01.10. bis 30.09. gerechnet) jeweils ergeben. Dabei wurde die Degression zwischen den Szenarien differenziert, da im unteren Szenario der geringere Zubau auch eine geringere Degression mit sich bringt.

Zur Ermittlung der gesamten Vergütungszahlungen wurde zunächst die Strommenge zu Grunde gelegt, die über das EEG zu vermarkten ist (in diesem Fall also die gesamte erzeugte Strommenge). Anschließend wurde die Prognose der Stromeinspeisung nach Bestandsanlagen (bis 31.12.2009) und den Neuanlagen ab 2010 differenziert. Diesen Strommengen wurden jeweils anschließend die entsprechenden spezifischen Vergütungen zugeordnet, so dass sich die Gesamtvergütungen für Strom aus PV-Freiflächenanlagen ergaben. Das Ergebnis ist – differenziert nach Szenarien – in Tabelle 47 aufgeführt.

Tabelle 47 Vergütungszahlungen für Strom aus PV-Freiflächenanlagen bis 2015

Trend-Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Strommenge in TWh	2,12	2,51	2,66	2,76	2,86
EEG-Vergütung in Mio. Euro	737	830	858	874	888
Unteres Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Strommenge in TWh	1,57	1,77	1,84	1,88	1,93
EEG-Vergütung in Mio. Euro	566	614	629	638	646
Oberes Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Strommenge in TWh	2,64	3,25	3,56	3,78	3,99
EEG-Vergütung in Mio. Euro	896	1.036	1.094	1.124	1.148



Anschließend wurden davon die vermiedenen Netznutzungsentgelte abgezogen, wobei die spezifischen Werte der vermiedenen Netznutzungsentgelte pro vergüteter Megawattstunde in allen Netzgebieten in der gleichen Höhe fortgeschrieben wurden, wie sie von den ÜNB für 2009 gemeldet wurden.

Die absolute jährliche Höhe der vermiedenen Netznutzungsentgelte liegt damit zwischen 6,08 Mio. Euro (2011, unteres Szenario) und 15,19 Mio. Euro (2015, oberes Szenario).

Nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich die gesamte Nettovergütungssumme für PV-Freiflächenanlagen als Differenz, gegliedert nach Kalenderjahren und Szenarien.

11 PHOTOVOLTAIK AN ODER AUF GEBÄUDEN BIS 1 MW (§ 33 EEG)

11.1 Entwicklung bis 2009

Aus den bereits in 10.1 genannten Daten ergibt sich das Bild, dass Dachanlagen bis 1 MW am Gesamtbestand der installierten PV-Leistung in Deutschland zum Jahresende 2009 einen Anteil von 87,9 % ausmachten. Im Baujahr 2009 lag dieser Anteil mit 82,4 % deutlich niedriger als bei den bis 2008 gebauten Anlagen, wie in Tabelle 48 deutlich wird.

Tabelle 48 Leistungsentwicklung von PV-Dachanlagen bis 1 MW in Deutschland

Bezugsjahr	vor 2009	2009	Januar bis Mai 2010
neu installierte PV-Leistung aller Segmente in MW	6.098 ^A	3.802 ^A	1.727 ^B
darunter Anlagen bis 1 MW in %	91,4 %	82,4 %	90,5 %
neu installierte Anlagen bis 1 MW in MW	5.572 ^C	3.133 ^C	1.562 ^B
verfügbare Leistung PV-Dachanlagen bis 1 MW zum Jahresende in MW (Freiflächenanlagen unter 1 MW vernachlässigt)	5.572	8.704	(31.05.2010:) 10.266
Quellen: A: [ÜNB 2010a], B: [BNetzA 2010], C: Angaben für 2 ÜNB aus [ÜNB 2010a], die der beiden übrigen aus dem Anteil von Anlagen bis 1 MW von [BNetzA 2010] und der Gesamtangabe über alle Segmente aus [ÜNB 2010a] abgeleitet.			

Die BNetzA hat kurz vor Fertigstellung des Berichts auch für die Monate Juni bis September 2010 noch Einzeldaten veröffentlicht, die in der Kürze der Zeit jedoch nicht mehr ausgewertet werden konnten. Zudem war die Größenverteilung bereits Grundlage der Jahresprognose 2011, die am 15.10.2010 veröffentlicht wurde [IE 2010b] und deren Grundeinschätzungen durch die vorliegende Mittelfristprognose unverändert belassen werden. Eine andere Größenverteilung hätte zudem nur geringe Auswirkungen auf die 2011 bis 2015 anfallenden Vergütungen.

11.2 Mengenprognosen bis 2015

11.2.1 Leistungsentwicklung im Trend-Szenario

Die EEG-Anpassung im Bereich der Solarenergie führt dazu, dass bei Dachanlagen bis zu einem MW installierter Leistung die Vergütungssätze zum 01. Juli 2010 um 13 % gekürzt wurden, der im 3. Quartal geltende Vergütungssatz wurde dann zum 01. Oktober 2010 noch einmal um 3 % gekürzt. Die Degression für die Folgejahre wurde gestaffelt und hängt von der Gesamtmarktentwicklung in Deutschland ab. Je nach PV-Zubau kann diese Degression für 2011 zwischen 6 % und 13 %, ab 2012 zwischen 1,5 % und 21 %

liegen (jeweils bei Marktvolumina in Deutschland von weniger als 1,5 GW bzw. von mehr als 6,5 GW). Für 2011 führen die bisher bekannten Daten der Bundesnetzagentur [BNetzA 2010] bereits eindeutig zu einer Degression von 13 % für Dachanlagen bis 1 MW zum 01.01.2011.

Wie in 10.2.1 dargestellt, wurde vor der separaten Einschätzung des Zubaus von PV-Dachanlagen bis 1 MW zunächst eine Gesamtmarktschätzung vorgenommen. Diese geht im Trend-Szenario von einem Zubau von 8.000 MW im Jahr 2010 und 8.500 MW im Jahr 2011 aus, danach folgen schwächere Zubau-Jahrgänge. Der Anteil der Dachanlagen bis 1 MW in der Prognose orientiert sich dabei zunächst an den Anteilen, die sich aus [BNetzA 2010] ergeben. Da bei den Freiflächenanlagen die Kürzungen nicht durchweg zum 01. Juli 2010 wirksam wurden (vgl. Abschnitt 10.2.1), wird angenommen, dass deren Anteil – bezogen auf das Gesamtjahr – noch ansteigt, dadurch ergibt sich für die Dachanlagen bis 1 MW für 2010 ein geschätzter Marktanteil von 86 %, d. h. ein Zubau von 6.878 MW im Trend-Szenario, von 8.597 MW im oberen Szenario bzw. von 5.158 MW im unteren Szenario.

Für 2011 wird in allen Szenarien für Dachanlagen bis 1 MW ein Marktanteil von 91 % prognostiziert, da durch den Wegfall der meisten Ackerflächen (d. h. aller Ackerflächen, die sich nicht in Streifen von maximal 100 m beiderseits von Bahnlinien und Autobahnen befinden) der Freiflächenmarkt deutlich reduziert ist. Damit wird für 2011 ein Zubau im Segment „PV-Dachanlagen bis 1 GW“ von 7.747 MW im Trend-Szenario prognostiziert (10.071 MW im oberen Szenario bzw. 4.648 MW im unteren Szenario).

2012 wird der Anteil des Sektors „Dachanlagen bis 1 MW“ gegenüber 2011 noch etwas ansteigen, da parallel zu der rückläufigen Tendenz durch niedrigere Vergütungen auch bei den Konversionsflächen die Zahl geeigneter Freiflächenprojekte abnimmt. Bei einem Anteil der Dachanlagen bis 1 MW von ca. 92 % ergibt sich eine Zubauprognose von 3.695 MW neuer Dachanlagen in Deutschland 2012, was somit noch über dem Wert des bisherigen Rekordjahres 2009 liegt. Für die Jahre 2013 bis 2015 wird von einem Anteil des Gebäudesektors unter 1 MW von 93 % am Gesamtmarkt ausgegangen, d. h. der dann noch weiter rückläufige Trend bei den Freiflächenanlagen wird durch den Markt an Dachanlagen über 1 MW ausgeglichen.

11.2.2 Leistungsentwicklung im oberen und unteren Szenario

Das obere und das untere Szenario wurden aus der PV-Gesamtmarktschätzung (vgl. Tabelle 45) abgeleitet, wobei der Anteil des Sektors „Dachanlagen bis 1 MW“ gleich angesetzt wurde wie im Trend-Szenario.

11.2.3 Vollbenutzungsstunden im Trend-Szenario

Es wurde die gleiche Methodik angewandt, wie sie bereits in Punkt 10.2.3 bei den Freiflächenanlagen beschrieben wurde:

Durch die Kombination dieser Informationen mit dem unterschiedlichen Marktanteil der Dachanlagen bis 1 MW in den verschiedenen Regelzonen lässt sich ein deutschlandwei-

ter Mittelwert für PV-Anlagen der Größenklasse unter 1 MW von 920 Vollbenutzungsstunden in einem Normaljahr herleiten.

Für die Zukunft wurde zudem der technische Fortschritt berücksichtigt: Für das Jahr 2011 wird eine Steigerung der spezifischen Erträge um 1 % angesetzt, jeweils bezogen auf den Gesamtbestand der installierten Anlagen. Dies ist durch den hohen Anteil von Neuanlagen des jeweiligen Vorjahres am Gesamtbestand dieser beiden Jahre begründet. Da der Anteil neuer Anlagen in den Folgejahren in allen Szenarien niedriger liegt (der Bestand erreicht ein immer größeres Gewicht), wurde die Steigerung des mittleren Ertrags für 2012 mit 0,6 %, für 2013 mit 0,5 %, für 2014 mit 0,4 % und für 2015 mit 0,3 % abgeschätzt.

11.2.4 Vollbenutzungsstunden im oberen und unteren Szenario

In gleicher Weise wie in Punkt 10.2.4 wurden die Abweichungen aus der Detailanalyse des Jahres 2007 [IE 2007] abgeleitet.

Für das obere Szenario wird daher ein um 10,6 % höherer Jahresertrag (1.017 Stunden im deutschlandweiten Mittel), für das untere Szenario ein um 14,5 % niedrigerer Jahresertrag (787 Stunden) zu Grunde gelegt.

11.2.5 Prognose der Stromerzeugung

Die Prognose der Stromerzeugung ergibt sich in allen Szenarien nach der gleichen Methodik, wie sie in Kapitel 0.2 beschrieben wurde. Die Ergebnisse für drei Szenarien sind in Tabelle 49 dargestellt.

Tabelle 49 *Prognose der Stromerzeugung aus PV-Gebäudeanlagen bis 1 MW bis 2015 in drei Szenarien*

Szenario	Jahr	Leistung zum Jahresende in MW	Vollbenutzungsstunden	Stromerzeugung in GWh
Trend-Sz.	2011	23.329	929	16.310
Trend-Sz.	2012	27.024	935	22.991
Trend-Sz.	2013	29.352	939	26.136
Trend-Sz.	2014	32.148	943	28.587
Trend-Sz.	2015	35.410	946	31.469
unteres Sz.	2011	18.511	795	11.956
unteres Sz.	2012	20.358	799	15.304
unteres Sz.	2013	21.522	803	16.676
unteres Sz.	2014	22.920	807	17.746
unteres Sz.	2015	24.551	809	18.999
oberes Sz.	2011	27.372	1028	20.408
oberes Sz.	2012	34.763	1034	30.913
oberes Sz.	2013	39.419	1039	37.768
oberes Sz.	2014	45.011	1043	43.109
oberes Sz.	2015	51.535	1046	49.422

Im oberen und im unteren Szenario kombinieren sich die Effekte der unterschiedlichen Zubauprognosen und der strahlungsbedingten Ertragsschwankungen. Daher ergibt sich im Jahr 2015 ein erheblicher Unterschied zu der Trendprognose: Dann fällt die Stromerzeugung im oberen Szenario um 57 % höher und im unteren Szenario um 40 % niedriger aus als im Trend-Szenario.

In grafischer Form wird die Entwicklung in Abbildung 15 dargestellt.

Die Entwicklung bringt bis 2015 im unteren Szenario eine Verdreifachung der erzeugten Mengen des Solarstroms gegenüber 2009 mit sich, im Trendszenario eine Verfünffachung und im oberen Szenario eine Verachtachung.

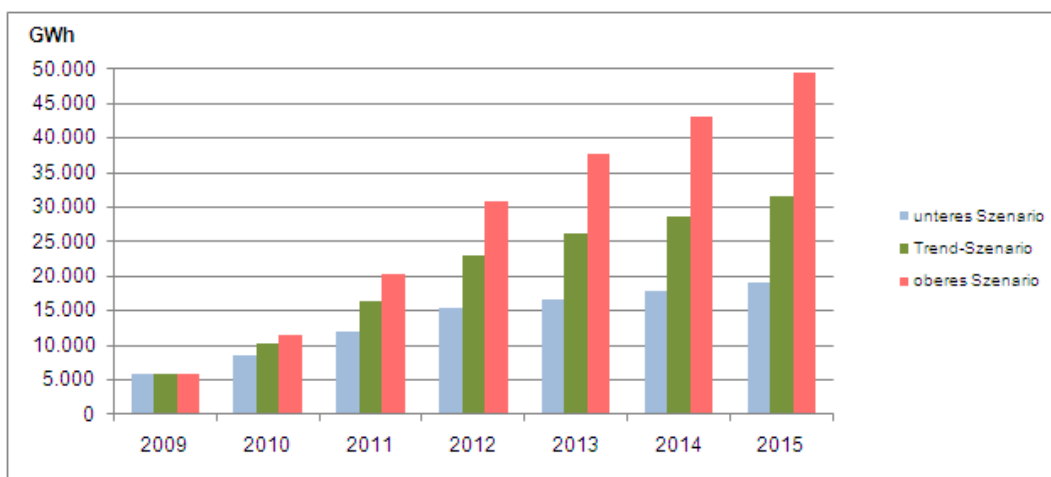


Abbildung 15 Stromerzeugung aus PV-Gebäudeanlagen bis 1 MW nach Szenarien bis 2015

11.3 Prognose der Direktvermarktung bis 2015

11.3.1 Direktvermarktung 2009 und 2010

Die Übertragungsnetzbetreiber haben die 2009 abgemeldete Leistung von PV-Anlagen aus dem EEG-Wälzungsmechanismus zum Zweck der Direktvermarktung monatsweise direkt gemeldet [ÜNB 2010a], im Internet wurden zudem bis August 2010 die deutschlandweiten Werte veröffentlicht [ÜNB 2010b].

Danach schwankte die abgemeldete Leistung zwischen 0 (5 Monate des Jahres 2009) und 0,21 MW (Juni 2010). Sie hatte somit mengenmäßig keine Bedeutung. Der Vergleich zwischen den Vergütungsansprüchen nach dem EEG und den Strommarktpreisen zeigt deutlich, dass es für eine Direktvermarktung derzeit und auch in absehbarer Zukunft keine wirtschaftlich schlüssigen Gründe gibt. Es wird daher auch kein Zusammenhang mit den Schwankungen der Strompreise an der Börse vermutet, sondern lediglich die Experimentierfreude einiger Betreiber sowie das Marketingargument einiger Anbieter von Ökostrom, die ggf. auch deutschen PV-Strom mit in ihrem Mix vorweisen möchten, als Ursache gesehen.

11.3.2 Prognose der Direktvermarktung

Die Übertragungsnetzbetreiber haben die 2009 abgemeldete Leistung von PV-Anlagen aus dem EEG-Wälzungsmechanismus zum Zweck der Direktvermarktung monatsweise direkt gemeldet [ÜNB 2010a], im Internet wurden zudem bis August 2010 die deutschlandweiten Werte veröffentlicht [ÜNB 2010b].

Danach schwankte die abgemeldete Leistung zwischen 0 (5 Monate des Jahres 2009) und 0,21 MW (Juni 2010). Sie hatte somit mengenmäßig keine Bedeutung. Der Vergleich zwischen den Vergütungsansprüchen nach dem EEG und den Strommarktpreisen zeigt

deutlich, dass es für eine Direktvermarktung derzeit und auch in absehbarer Zukunft keine wirtschaftlich schlüssigen Gründe gibt.

Auch nach den Vergütungsabsenkungen des Jahres 2010 und den bis 2015 absehbaren Degressionsschritten ändert sich an dieser Situation nichts. Für die Jahre bis 2015 wird daher die Direktvermarktung weiter vernachlässigt und als Prognosewert Null eingeschätzt.

11.4 Prognose des Eigenverbrauchs

Die Möglichkeit, Strom aus Solarenergie selbst zu verbrauchen und dafür eine Vergütung zu erhalten, wurde für Anlagen bis 30 kW erstmals mit der Novelle des EEG zum 01.01.2009 eingeführt. Bislang unveröffentlichten Umfragen zufolge wurde diese Option im Jahr 2009 jedoch nur in sehr geringem Ausmaß genutzt, obwohl die Summe aus Vergütungszahlung und vermiedenen Strombezugskosten für die meisten Haushalte höher lag als die Vergütungszahlung. Von den Übertragungsnetzbetreibern wurden keine Daten zum Umfang der Inanspruchnahme der Eigenverbrauchsregelung für 2009 gemeldet. Für die bis dahin geringe Interesse können als Erklärung dienen:

- Durch die nach dem Preisverfall 2009 sehr auskömmliche Einspeisevergütung bestand kein Handlungsdruck für die Privatinvestoren, die Regelung in Anspruch zu nehmen.
- Die Handwerksunternehmen, die PV-Anlagen installierten, waren selbst häufig nicht genau über die Bedingungen informiert, die für eine Inanspruchnahme der Eigenverbrauchsregelung zu beachten waren.
- Der Einbau des zusätzlichen Stromzählers – das Modell setzt 3 Stromzähler voraus – brachte einen Mehraufwand mit sich, der durch den geringen wirtschaftlichen Vorteil nicht kompensiert wurde.

Im Zuge der EEG-Änderung, die zum 01.07.2010 in Kraft trat, wurden die Regelungen für die Inanspruchnahme des Eigenverbrauchs deutlich verändert, um stärkere Anreize für eine Inanspruchnahme zu schaffen, insbesondere wurde der Abstand zwischen Einspeisevergütung einerseits und Summe aus Eigenverbrauchsvergütung und vermiedenen Stromkosten andererseits vergrößert, die maximale Anlagengröße, für die eine Eigenverbrauchsregelung in Anspruch genommen werden kann, stieg auf 500 kW und ein zusätzlicher Anreiz wurde für Anlagen geschaffen, bei denen mehr als 30 % des erzeugten Solarstroms zeitgleich verbraucht wurde.

Für eine Prognose der Inanspruchnahme dieser Regelung konnte damit nicht auf Erfahrungswerte zurückgegriffen werden. Erforderlich war es stattdessen, eine Gruppe von Annahmen zu treffen, um die Inanspruchnahme des Eigenverbrauchs plausibel abzuschätzen. Diese sind nachfolgend in Tabelle 50 dokumentiert. Die Tatsache, dass die Wahrscheinlichkeit der Inanspruchnahme für die Jahre 2010 und 2011 einheitlich angenommen wurde, liegt daran, dass die vor dem 01.07.2010 in Betrieb genommenen Anlagen auch nachträglich die Eigenverbrauchsregelung von 2009 nutzen können und dies voraussichtlich zu einem geringen Teil auch werden. Dieser Anteil ist dadurch mit enthal-

ten, dass Anlagen der Baujahre bis 2009 nicht und Anlagen für die Zeit ab 2010 mit den in Tabelle 50 aufgeführten einheitlichen Wahrscheinlichkeiten berücksichtigt wurden.

Als Eingangsvoraussetzung wurde berücksichtigt, dass Anlagen mit mehr als 500 kW bei der Eigenverbrauchsregelung nicht zugelassen sind. Gemessen an der Gesamtheit aller Anlagen in der Größenklasse bis zu 1 MW waren dies im Inbetriebnahmejahrgang 2009 nach Auswertung der Meldungen der Bundesnetzagentur [BNetzA 2010] 8,2 %. Dieser Anteil wurde für die Prognose unverändert übernommen, so dass die Abschätzungen in Tabelle 50 von einer Grundmenge von knapp 92 % aller neuen Anlagen der Kategorie bis 1 MW ausgehen.

In den unterschiedlichen Szenarien wurde dabei jeweils vom pro Szenario prognostizierten Leistungszubau ausgegangen, so dass auch beim Eigenverbrauch die höchsten Strommengen im oberen Szenario prognostiziert werden.

Tabelle 50 *Annahmen zur Inanspruchnahme der Eigenverbrauchsregelung bei Neuanlagen bis 500 kW*

Marktsegment	Marktanteil an der neu installierten Leistung (2010 und 2011)	Anteil der Anlagen mit relevantem Strombedarf am Standort	Wahrscheinlichkeit der Inanspruchnahme bei diesen Anlagen (Marktdurchdringung)	Eigenverbrauchsanteil, der in diesen Anlagen genutzt werden kann
Ein- und Zweifamilienhäuser	26,1%	100%	50%	30%
Mehrfamilienhäuser	6,1%	100%	35%	50%
öffentliche Gebäude	1,0%	75%	35%	30%
Landwirtschaftliche Betriebe	28,4%	20%	50%	15%
Gewerbe- und Industriebauten	38,4%	75%	60%	80%

Unter Berücksichtigung aller dieser Einschätzungen wurde die Strommenge errechnet, die 2011 als Eigenverbrauch von Solarenergie getrennt vom übrigen Strom aus Solarenergie verrechnet und vergütet wird.

Für die Jahre 2012 bis 2015 kann nach den aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen die Eigenverbrauchsvergütung nicht in Anspruch genommen werden. Die dann anfallenden Strommengen und Vergütungszahlungen basieren daher ausschließlich auf den über mindestens 20 Jahre geltenden Vergütungsansprüchen der Anlagenbetreiber, die sich in den Jahren 2009 bis 2011 für die Eigenverbrauchsregelung entschieden haben und sind daher konstant – eine Degradation der Module wurde vernachlässigt.

Die Strommengen, die je nach Kalenderjahr und Szenario auf den Eigenverbrauch entfallen, sowie die damit verbundenen Vergütungszahlungen sind in Tabelle 51 enthalten.

11.5 Vergütungszahlungen bis 2015

Die Berechnung der Vergütungen erfolgt nach den gleichen Prinzipien, wie sie in Kapitel 10.4 für die PV-Freiflächenanlagen beschrieben sind:

Die Strommenge, die dem Eigenverbrauch zuzuordnen ist, wurde dabei allerdings getrennt berechnet, da für diese andere spezifische Vergütungen zu berechnen waren.

Während den Bestandsanlagen auch für die kommenden Jahre der mittlere Stromerlös aller Ende 2009 betriebenen PV-Anlagen an und auf Gebäuden bis 1 MW zugeordnet wurde, wurde für Neuanlagen jahrgangswise differenziert. Der mittlere Vergütungssatz für das Jahr 2010 wurde dabei in drei Teilen aus dem mittleren Vergütungssatz des Inbetriebnahmejahres abgeleitet, um die verschiedenen Vergütungssätze für das 1. Halbjahr, das 3. und das 4. Quartal zu berücksichtigen.

Für die Jahre 2011 und 2012 wurden die Degressionsschritte angenommen, die sich aus dem prognostizierten Gesamtmarktvolumen der Jahre 2010 und 2011 jeweils ergeben. Dabei wurde die Degression zwischen den Szenarien differenziert, da im unteren Szenario der geringere Zubau auch eine geringere Degression mit sich bringt.

Zur Ermittlung der gesamten Vergütungszahlungen wurde die Prognose der Stromerzeugung nach Bestandsanlagen (bis 31.12.2009) und Neuanlagen ab 2010 differenziert. Diesen Strommengen, die nach diesem Schritt nach Netzbetreibern, Monaten und Inbetriebnahmejahren vorlagen, wurden jeweils anschließend die entsprechenden spezifischen Vergütungen zugeordnet, so dass sich die Gesamtvergütungen für Strom aus PV-Anlagen auf oder an Gebäuden mit jeweils maximal 1 MW Leistung ergaben.

Die Ergebnisse (noch ohne den Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte) sind in Tabelle 51 aufgeführt.

Tabelle 51 Vergütungszahlungen für Strom aus PV-Gebäudeanlagen bis 1 MW bis 2015

Trend-Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Strommenge in TWh - darunter Eigenverbrauch	16,31 1,49	22,99 2,45	26,14 2,45	28,59 2,45	31,47 2,45
EEG-Vergütung in Mio. Euro - darunter für Eigenverbrauch	6.477 275	8.143 397	8.828 397	9.284 397	9.754 397
Unteres Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Strommenge in TWh - darunter Eigenverbrauch	11,96 0,92	15,30 1,42	16,68 1,42	17,75 1,42	18,99 1,42
EEG-Vergütung in Mio. Euro - darunter für Eigenverbrauch	4.970 180	5.836 180	6.180 180	6.418 180	6.694 180
Oberes Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Strommenge in TWh - darunter Eigenverbrauch	20,41 2,06	30,91 3,45	37,77 3,45	43,11 3,45	49,42 3,45
EEG-Vergütung in Mio. Euro - darunter für Eigenverbrauch	7.846 372	10.435 547	11.898 547	12.808 547	13.661 547

Anschließend wurden davon die vermiedenen Netznutzungsentgelte abgezogen, wobei davon ausgegangen wurde, dass die spezifischen Werte der vermiedenen Netznutzungsentgelte pro vergüteter Megawattstunde in allen Regelzonen in der gleichen Höhe fortgeschrieben wurden, wie sie von den ÜNB für 2009 gemeldet wurden.

Die absolute jährliche Höhe der vermiedenen Netznutzungsentgelte liegt zwischen 48,4 Mio. Euro (2011, unteres Szenario) und 202,4 Mio. Euro (2015, oberes Szenario).

Nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich die gesamte Netto-Vergütungssumme für PV-Dachanlagen bis 1 MW als Differenz, gegliedert nach Kalenderjahren und Szenarien.

12 PHOTOVOLTAIK AN ODER AUF GEBÄUDEN ÜBER 1 MW (§ 33 EEG)

12.1 Entwicklung bis 2009

Angaben zu PV-Anlagen an oder auf Gebäuden mit mehr als 1 MW Nennleistung liegen im Rahmen der Datenlieferungen [ÜNB 2010a] nur teilweise vor. Neben den kleineren Dachanlagen und den Freiflächenanlagen ist dieses Segment das kleinste der drei hier beschriebenen Segmente. Die in Kapitel 10.1 und 11.1 beschriebene Vorgehensweise führt für die PV-Anlagen an oder auf Gebäuden mit mehr als 1 MW zu dem Ergebnis, dass es in Deutschland zum Jahresende 2009 knapp 113 MW an installierter Leistung gab, wobei die Angaben zweier Netzbetreiber davon 79 MW belegen, für die fehlenden Angaben der beiden anderen Netzbetreiber wurden Schätzwerte eingesetzt.

Als Stromertrag dieser Anlagen errechnen sich damit knapp 54 GWh für das Jahr 2009.

12.2 Mengenprognosen bis 2015

12.2.1 Leistungsentwicklung im Trend-Szenario

Bei der Prognose der Leistungsentwicklung wurde vom Gesamtzubau in Deutschland ausgegangen. Dieser wurde zunächst nach Anlagen unter 1 MW und Anlagen über 1 MW gegliedert, wobei hier als wesentlicher Anhaltspunkt die Daten der Bundesnetzagentur genutzt werden konnten [BNetzA 2010]. Für die Anlagen über 1 MW erfolgte im zweiten Schritt eine Gliederung in Freiflächen- und Dachanlagen.

Durch den Wegfall der Vergütung für neue PV-Anlagen auf den meisten Ackerflächen durch die Mitte 2010 in Kraft getretene EEG-Änderung wird erwartet, dass sich im Bereich der Anlagen von mehr als 1 MW ein größerer Anteil als bisher auf große Dachflächen konzentrieren wird. Dadurch gewinnen die entsprechenden großen Dachflächen 2010 und 2011 schnell an Bedeutung, 2011 wird ein Zubau von 286 MW sowie ein Bestand zum Jahresende von 543 MW prognostiziert. Durch die Degression von 23 % zum Jahresende 2011 – die eintritt, sobald die Mengenprognosen Realität werden und die Anlagen bei der Bundesnetzagentur gemeldet werden – wird im Jahr 2012 jedoch eine Halbierung des Marktes auch in diesem Segment erwartet. Die weitere Entwicklung folgt dem Trend der Photovoltaik insgesamt (vgl. 10.2.1), wobei eine weitere leichte Verschiebung von Freiflächenanlagen zu großen Dachanlagen prognostiziert wird.

12.2.2 Leistungsentwicklung im oberen und unteren Szenario

Das obere und das untere Szenario werden nach dem gleichen Muster gebildet wie in Punkt 10.2.3 und Punkt 11.2.2. Danach ist ab 2012 die Unsicherheit am höchsten, so dass in diesen Jahren beim Zubau das untere Szenario die Hälfte und das obere Szenario das Doppelte des Trend-Szenarios ausmacht.

12.2.3 Vollbenutzungsstunden im Trend-Szenario

Die Vollbenutzungsstunden für Dachanlagen der Größe ab 1 MW werden genau gleich angesetzt wie bei PV-Freiflächenanlagen (vgl. Punkt 10.2.4), da in beiden Fällen mit einer optimalen Ausrichtung der Module gerechnet werden kann.

12.2.4 Vollbenutzungsstunden im oberen und unteren Szenario

Auch im oberen und unteren Szenario folgen die Vollbenutzungsstunden den Erklärungen, die in Punkt 10.2.5 bereits dargestellt sind.

12.2.5 Prognose der Stromerzeugung

Die Methodik der Berechnung der Stromerzeugung beruht wie in den übrigen Kapiteln auf der Prognose der installierten Leistungen sowie der Vollbenutzungsstunden, die zusammen mit den Ergebnissen (Stromerträgen) in Tabelle 52 aufgeführt sind.

Dabei wird deutlich, dass die Unterschiede zwischen den Szenarien sehr groß ausfallen, da der bisherige Bestand der Dachanlagen dieser Größenordnung noch sehr gering ist, sein Anteil am zukünftigen Zubau aber im Rahmen der Prognose zunehmen wird, weil die Potenziale auf Freiflächenanlagen seit Mitte 2010 erheblich eingeschränkt wurden.

In Abbildung 16 wird die Entwicklung veranschaulicht.

Tabelle 52 Prognose der Stromerzeugung aus PV-Gebäudeanlagen über 1 MW bis 2015 in drei Szenarien

Szenario	Jahr	Leistung zum Jahresende in MW	Vollbenutzungsstunden	Stromerzeugung in GWh
Trend-Sz.	2011	570	980	337
Trend-Sz.	2012	713	986	610
Trend-Sz.	2013	796	991	734
Trend-Sz.	2014	908	995	829
Trend-Sz.	2015	1.056	997	955
unteres Sz.	2011	410	838	230
unteres Sz.	2012	482	843	366
unteres Sz.	2013	523	847	420
unteres Sz.	2014	579	850	461
unteres Sz.	2015	653	853	515
oberes Sz.	2011	700	1.083	439
oberes Sz.	2012	985	1.090	869
oberes Sz.	2013	1.151	1.095	1.141
oberes Sz.	2014	1.376	1.100	1.349
oberes Sz.	2015	1.671	1.103	1.627

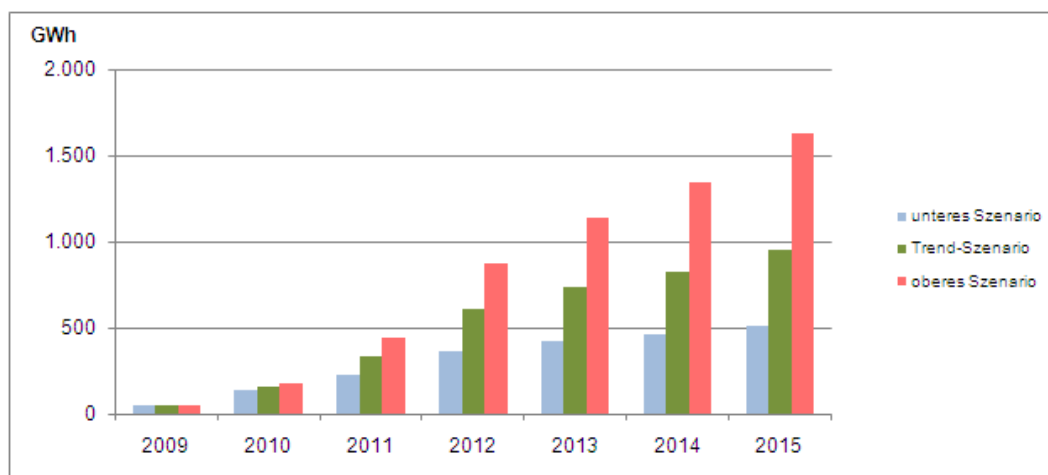


Abbildung 16 Stromerzeugung aus PV-Gebäudeanlagen über 1 MW nach Szenarien bis 2015

12.3 Prognose der Direktvermarktung bis 2015

12.3.1 Direktvermarktung 2009 und 2010

Da die bisherige Direktvermarktung von PV-Anlagen immer weniger als 1 MW umfasste und ökonomisch die Direktvermarktung von PV-Strom unwirtschaftlich ist, wird angenommen, dass die bisherigen Mengen der Direktvermarktung nicht auf Abmeldungen von Teilmengen des EEG-Stroms einzelner Großanlagen, sondern auf die Betreiber kleinerer Anlagen zurückzuführen sind. Den sehr großen Dachanlagen wird daher kein direkt vermarkteter Strom zugeordnet.

12.3.2 Prognose der Direktvermarktung

Da selbst bei der maximalen Degression die Vergütungen für PV-Dachanlagen ab 1 MW auch in den kommenden Jahren weit höher als die Grundlast-Großhandelspreise liegen werden, kann fest damit gerechnet werden, dass die PV-Dachanlagen dieser Größe bis Ende 2012 nicht an der Direktvermarktung teilnehmen werden. Die erzeugten Strommengen werden folglich komplett über das EEG abgerechnet.

12.4 Vergütungszahlungen bis 2015

Die Berechnung der Vergütungen erfolgt nach den gleichen Prinzipien, wie sie in Kapitel 10.4 für die PV-Freiflächenanlagen und in Kapitel 11.4 für die kleineren Dachanlagen beschrieben sind:

Einzige Besonderheit ist die Berechnung der Degression für das Jahr 2010: Hier wurde für das erste Halbjahr eine Degression von 9,7 % angesetzt, um zu berücksichtigen, dass die Degression ab einer Leistung von 100 kW 10 % betrug, auf die ersten 100 kW anteilmäßig aber nur 8 % Degression angewandt wurden. Für eine 2-MW-Anlage (typischer Fall für Dächer dieser Größenordnung) ergibt sich damit die genannte Degression. Für das dritte und vierte Quartal gelten die gleichen Degressionsschritte wie bei Dachanlagen, für die Folgejahre wie bei Freiflächenanlagen.

Die Ergebnisse der Berechnungen sind Tabelle 53 zu entnehmen.

Tabelle 53 Vergütungszahlungen für Strom aus PV-Gebäudeanlagen ab 1 MW bis 2015

Trend-Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Strommenge in TWh	0,34	0,61	0,73	0,83	0,96
EEG-Vergütung in Mio. Euro	106	166	187	200	215
Unteres Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Strommenge in TWh	0,23	0,37	0,42	0,46	0,52
EEG-Vergütung in Mio. Euro	76	107	117	124	133
Oberes Szenario	2011	2012	2013	2014	2015
Strommenge in TWh	0,44	0,87	1,14	1,35	1,63
EEG-Vergütung in Mio. Euro	134	226	271	298	326

13 GESAMTBETRACHTUNG

Die vorliegende Mittelfristprognose analysiert die Erzeugungskapazitäten (Leistung), Vollbenutzungsstunden und erzeugten Strommengen (Arbeit) aller Energieträger in Deutschland mit Anspruch auf EEG-Vergütung bis 2015 sowie die Höhe der erwarteten Vergütung im Rahmen des EEG unter Berücksichtigung einer wahrscheinlichen Direktvermarktung.

Alle Prognosen wurden vom Leipziger Institut für Energie GmbH neutral und unabhängig entwickelt. Gemeinsame Grundannahme ist die Fortgeltung aller aktuellen Regeln des EEG, unbeschadet der Tatsache, dass die Bundesregierung eine Novelle vorgesehen hat, die am 01.01.2012 in Kraft treten soll, deren Inhalte jedoch noch offen sind. Es wird darin auch nicht von der Fortgeltung befristeter Regelungen (z. B. beim Eigenverbrauch von Solarenergie) ausgegangen.

Die Datengrundlagen wurden überwiegend in den Monaten August bis Oktober 2010 recherchiert und aktualisiert, später eingetretene Entwicklungen konnten nicht mehr berücksichtigt werden. Die Prognosen beruhen auch wesentlich auf Eingangsdaten zu den Kennziffern des Jahres 2009, die von den ÜNB zur Bearbeitung bereit gestellt wurden. Teilweise lagen diese nicht nach allen 12 Energieträger-Kategorien differenziert vor, so dass an dieser Stelle auch der Genauigkeit der Prognose Grenzen gesetzt wurden.

Die Prognosen weisen jeweils ein unteres Szenario, ein Trend-Szenario und ein oberes Szenario auf. Dabei ist die Wahrscheinlichkeit der Gesamtentwicklung beim Trend-Szenario am höchsten. Für jeden Energieträger beschreibt das obere (bzw. untere) Szenario eine Kombination aus einem realistischen oberen (unteren) Zubaupfad sowie einer realistischerweise vorkommenden hohen (bzw. niedrigen) Zahl von Vollbenutzungsstunden. Für jeden einzelnen Energieträger liegt das obere (und untere) Szenario somit im Bereich des Möglichen, wogegen das Zusammentreffen des oberen Szenarios für alle 12 unterschiedenen Energieträger-Kategorien so unwahrscheinlich ist, dass mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit das obere Szenario nicht überschritten und das untere Szenario nicht unterschritten wird.

Für das Trend-Szenario zeichnet sich eine Entwicklung der installierten Leistung ab, die – gegliedert nach Energieträgern – in Abbildung 17 dargestellt ist. Einige Kategorien wurden dabei aus Gründen der Übersichtlichkeit zusammengefasst, die Detailangaben sind in den jeweiligen Einzelkapiteln enthalten.

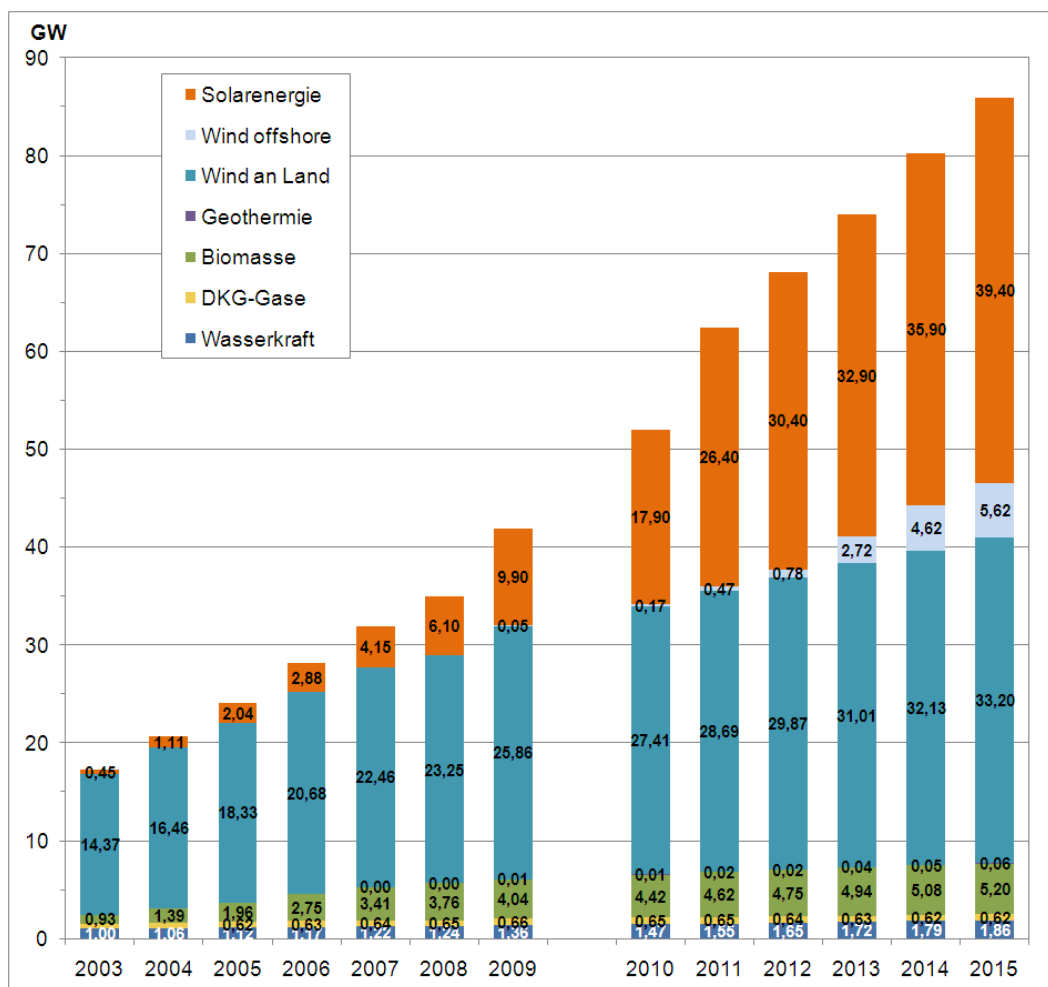


Abbildung 17 Entwicklung der Leistung der EEG-Anlagen nach Energieträgern bis 2015

Die in diesen Anlagen erzeugten Strommengen entwickeln sich im Trend-Szenario bis 2015 so, wie es in Abbildung 18 graphisch dargestellt ist. Die Abbildung bezieht sich auf die Gesamtheit der erzeugten erneuerbaren Energien, soweit sie vergütungsberechtigt nach dem EEG ist, einschließlich der direkt vermarkten Mengen und den vom Betreiber von PV-Anlagen selbst verbrauchten Strom, jedoch ohne den in Kläranlagen selbst verbrauchten Strom, da dieser weder ins Netz eingespeist noch nach dem EEG vergütet wird.

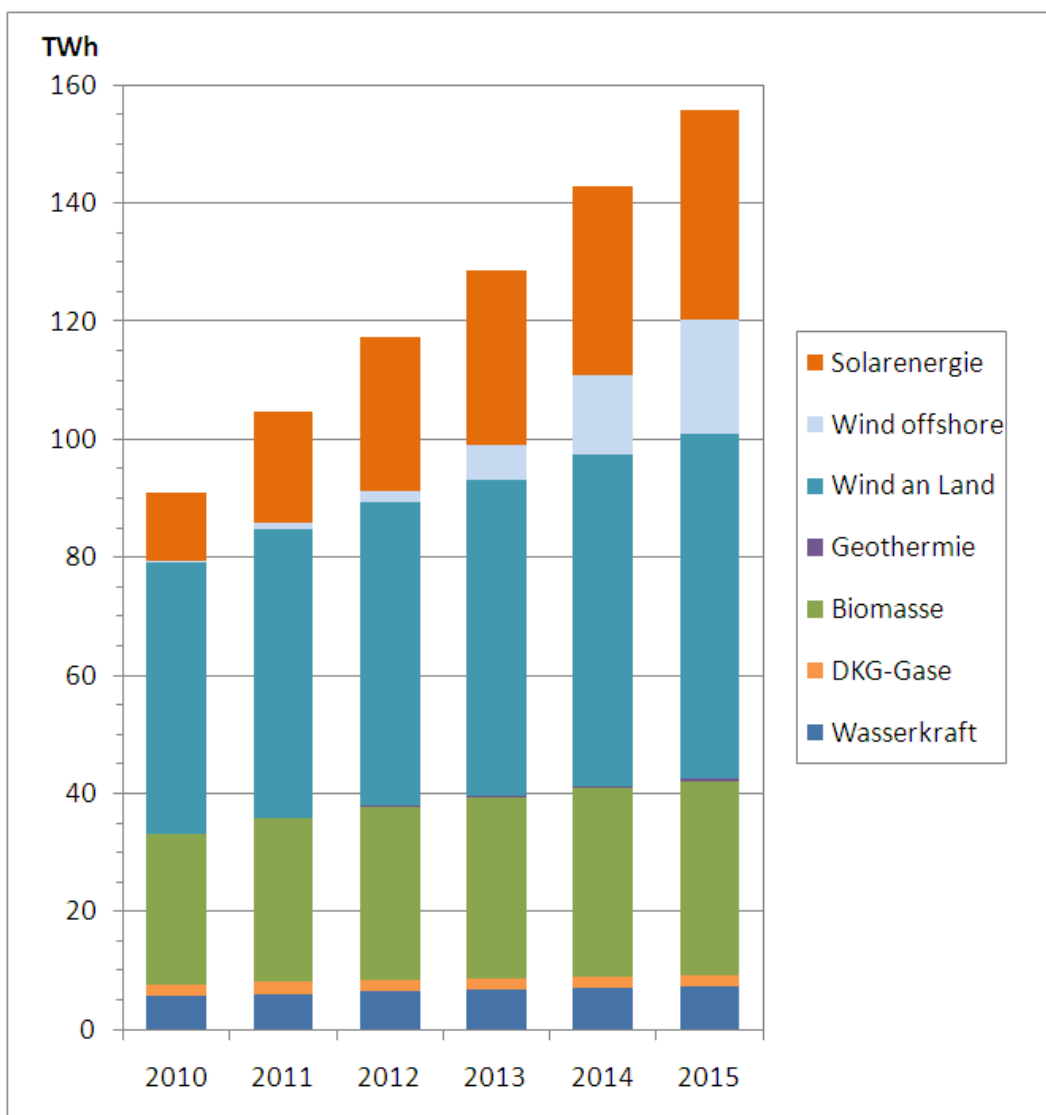


Abbildung 18 Entwicklung der Stromerzeugung aus EEG-Anlagen nach Energieträgern bis 2015

Ausgehend von diesen Strommengen wurde abgeschätzt, welcher Anteil der erzeugten Mengen (Arbeit) nach § 17 EEG direkt vermarktet wird, wobei jeweils von einem Potenzial zur Direktvermarktung ausgegangen wurde, dass sich aus der geschätzten EEG-Umlage der Folgejahre sowie einer allmählich wachsenden Ausschöpfung dieser Potenziale ableitet. Die Strommengen, die im Trend-Szenario direkt vermarktet werden, sind in Tabelle 54 dargestellt.

Tabelle 54 *Direktvermarktung von Strom aus Anlagen mit EEG-Vergütungsanspruch im Trend-Szenario bis 2015*

Trend-Szenario in GWh	2011	2012	2013	2014	2015
Wasserkraft	3.997	5.248	5.657	5.865	6.159
Deponiegas	427	388	344	304	265
Klärgas	221	235	245	255	263
Grubengas	1.146	1.184	1.197	1.209	1.209
Biomasse	3.462	6.186	9.138	12.193	17.480
Wind onshore	3.079	5.058	7.619	10.973	12.624
Sonstige Energieträger	0	0	0	0	0
Insgesamt	12.332	18.300	24.200	30.800	38.000

Für die verbleibende Strommenge wurde im nächsten Schritt die zu zahlende EEG-Vergütung berechnet. Diese errechnet sich zum einen aus der im EEG verbleibenden Strommenge sowie zum anderen aus den spezifischen Vergütungssätzen für die unterschiedlichen Energieträger und Kalenderjahre, wie sie in den Kapiteln 1 bis 12 beschrieben sind. Bei der Photovoltaik wurden nicht nur die Vergütungen für ins Netz eingespeisten Strom, sondern auch die Vergütungen für den selbst verbrauchten Strom im Sinne von § 33 Abs. 2 EEG berücksichtigt. Durch den zunehmenden Anteil der Direktvermarktung bei einigen Energieträgern ergibt sich in diesen Bereichen ein abnehmender Trend bei den Vergütungen, während die Vergütungen der voraussichtlich vollständig im EEG verbleibenden Energieträger (Offshore-Windkraft, Geothermie, Photovoltaik) durch den Zubau neuer Anlagen bis 2015 stetig ansteigen.

Das Ergebnis der Berechnungen zur EEG-Vergütung ist in Abbildung 19 graphisch dargestellt.

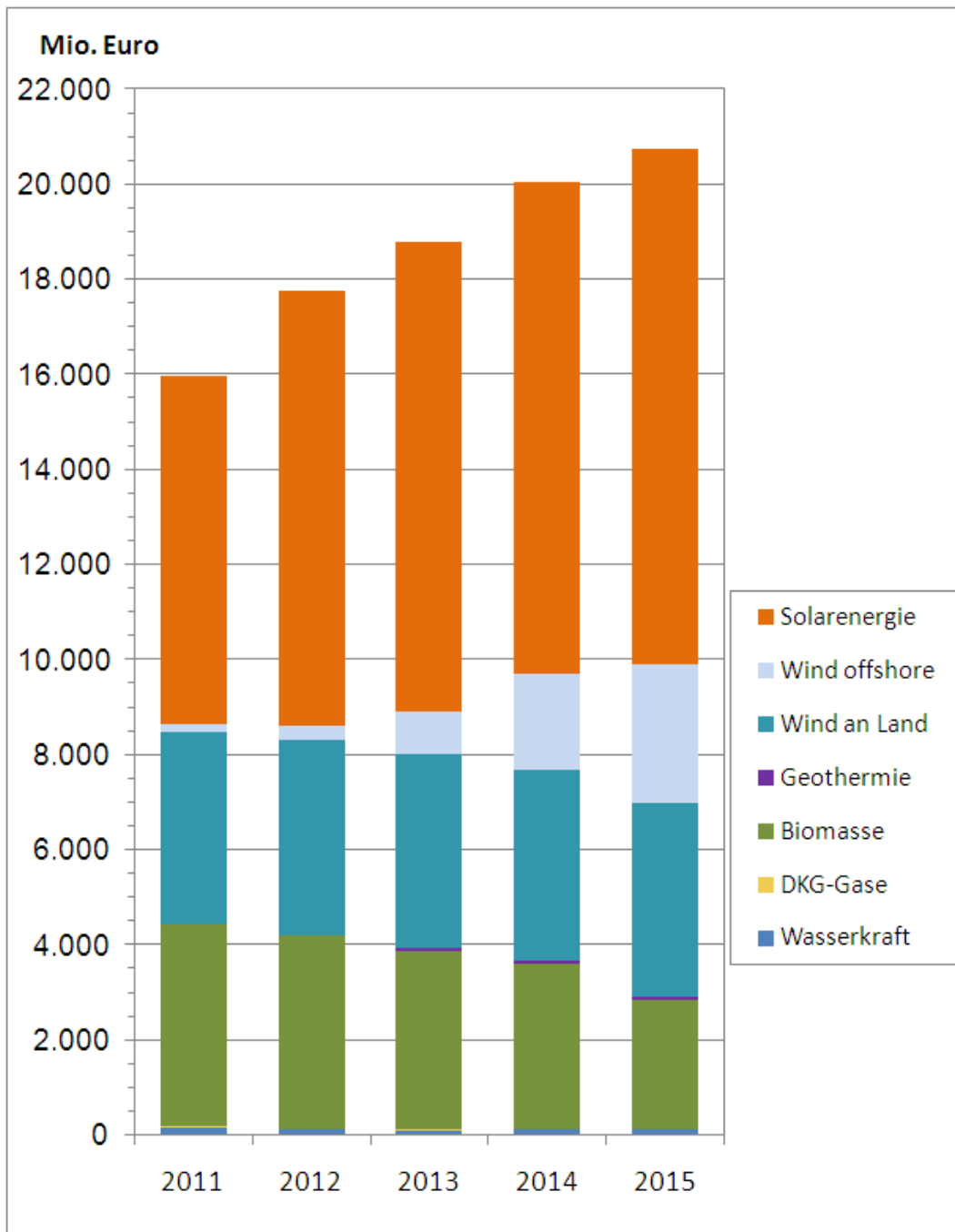


Abbildung 19 Entwicklung der Vergütungen für die Stromerzeugung im Rahmen des EEG im Trendszenario nach Energieträgern bis 2015 (brutto, d. h. ohne Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte)

Anschließend wurden die vermiedenen Netznutzungsentgelte abgezogen, die sich aus den Angaben der ÜNB als spezifische Werte ergaben und proportional zu den ins Netz eingespeisten Strommengen in die Zukunft fortgeschrieben wurden. Im Trend-Szenario beträgt ihre Gesamthöhe 2011 379 Mio. Euro und steigt bis 2014 auf 416 Mio. Euro an. Durch die zunehmende Direktvermarktung sinkt die Summe 2015 dann erstmals leicht auf 412 Mio. Euro ab. Die verbleibende Differenz zwischen Gesamtvergütung und vermiedenen Netznutzungsentgelten geht in den EEG-Wälzungsmechanismus ein.

LITERATUR- UND REFERENZVERZEICHNIS

Kürzel	Referenz
Anderer 2010	Anderer, P. (Ingenieurbüro Floecksmühle): Persönliche Mitteilung. Aachen, August 2010.
BDB 2010	Datenlieferung Jochen Keiler Betreiberdatenbasis Update Juni 2010
BEE 2009	Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. (BEE): Strom-Ausbauproggnose der Erneuerbare-Energien-Branche: Stromversorgung 2020, Wege in eine moderne Energiewirtschaft. Berlin, Januar 2009
Biesgen 2010	Biesgen, W. (Energiedienst AG): Persönliche Mitteilung. Rheinfelden, August 2010.
BMU 2010a	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien, Excel-Datei, Berlin, 2010
BMU 2010b	BMU (Hrsg.): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2009, Berlin 2010, S. 10
BMU 2010c	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Entwicklung der EEG-Vergütungen, EEG-Differenzkosten und der EEG-Umlage bis zum Jahr 2030 auf Basis des Leitszenario 2010, Juni 2010
BNetzA 2010	Bundesnetzagentur (Hrsg.): Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen, Datenmeldungen: Datei „Meldungen Januar bis September 2009“, „Meldungen Oktober bis Dezember 2009“, „Meldungen Januar bis Mai 2010“, Stand 29.07.2010. Im Internet unter: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/El_ektrizitaet/Gas/ErneuerbareEnergienGesetz/Verguetungssaetze/Photovoltaik_Basepage.html , letzter Zugriff am 26.08.2010
BRD 2010	Bundesrepublik Deutschland: Nationaler Aktionsplan für Erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Beschlossen am 4. August 2010. Berlin, 2010. Im Internet unter: http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/nationaler_aktionsplan_ee.pdf , letzter Zugriff am 16.08.2010
Brohm 2010	Brohm, Rainer (Bundesverband Solarwirtschaft): Persönliche Mitteilung, Berlin, Juli 2010.
BWE 2010	Bundesverband für Windenergie e.V.: telefonische Auskunft am 25.08.2010

BWE 2010	Bundesverband für Windenergie e.V.: telefonische Auskunft am 25.08.2010
DBFZ 2010	Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH: Monitoring zur Wirkung des EEG auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Zwischenbericht. Leipzig, März 2010.
Destatis 2004-10	Statistisches Bundesamt (Hrsg.): Fachserie 4 Reihe 6.5, Klär-gasstatistik 2003 bis 2009. Wiesbaden, 2004 bis 2010
DEWI 2010a	Ender, C. (Deutsches Windenergie-Institut): Wind: Wind Ener-gy Use in Germany – Status 31.12.2009, Wilhelmshaven, Feb-ruar 2010
DEWI 2010b	Deutsches Windenergie-Institut: telefonische Auskunft am 16.08.2010
DLR 2010	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR Stuttgart) in Arbeitsgemeinschaft mit Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES Kassel) und Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE Teltow): Langfristszenarien und Strate-gien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Ju-ni 2010.
DWD 2010	Klimadaten deutscher Stationen, Vergleich der Gradtagzahlen einzelner Jahre zu langjährigem Mittel, www.dwd.de , 2010
Fachverband Biogas 2010	Fachverband Biogas e. V.: Pressemitteilung 20/2010: Aktuelle Zahlen und neue Broschüre. Im Internet unter: http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_PM_20_10?ope n&l=DE&ccm=030020 letzter Zugriff am 19.08.2010
Förster 2010	Förster, Sebastian (Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e. V.): Persönliche Mitteilung, Hennef, August 2010.
Frick 2010	Frick, S. (Geoforschungszentrum): Persönliche Mitteilung, Potsdam, August 2010
Gehring 2010	Dr. Gehring, Martin (Verband kommunale Abfallwirtschaft und Stadtreinigung im VKU): Persönliche Mitteilung, Berlin, August 2010.
GVSt 2007-10	Ilse, Jürgen (Gesamtverband Steinkohle): Bestand und Strom-erzeugung von Grubengas-BHKW. Verschiedene Datenliefe-rungen als persönliche Mitteilungen, Herne, 2007 bis 2010.
Haselhuhn 2010	Haselhuhn, Ralf (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie): Persönliche Mitteilung, Berlin, Juli 2010.
Horbelt 2010	Horbelt, A. (Fachverband Biogas e. V.): Persönliche Mitteilung, Freising, Juli 2010.
Hummel 2010	Hummel, Patrick (UBS): Persönliche Mitteilung, Zürich, August 2010.

- IE 2006** Reichmuth, M.; Bohnenschäfer, W.; Daniel, J.; Fröhlich, N.; Lindner, K.; Müller, M.; Weber, A.; Witt, J. (IE); Seefeldt, F.; Kirchner, A.; Michelsen, C. (Prognos): Auswirkungen der Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes hinsichtlich des Gesamtvolumens der Förderung, der Belastung der Stromverbraucher sowie der Lenkungswirkung der Fördersätze für die einzelnen Energiearten. Endbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Leipzig, November 2006.
- IE 2007** IE Leipzig: Detailanalyse zur EEG-Stromeinspeisung und EEG-Prognose 2008. Endbericht im Auftrag des VDN und der vier Übertragungsnetzbetreiber, Leipzig, Dezember 2007.
- IE 2007a** Wissenschaftliche Begleitung der Aktivitäten im Bereich „Geothermische Stromerzeugung“, IE im Auftrag des BMU/PTJ, Leipzig, 2007
- IE 2009** Leipziger Institut für Energie GmbH (IE Leipzig): Jahresprognose EEG-Einspeisung zur Bestimmung der EEG-Umlage 2010. Endbericht im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber. Leipzig, September 2009.
- IE 2010a** Eigene Zusammenstellung zum Ausbau und monatlichen Installation von WEA in Deutschland.
- IE 2010b** Leipziger Institut für Energie GmbH (IE Leipzig): Jahresprognose 2011 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken. Prognose der Stromeinspeisung und der Vergütung im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für 2011. Endbericht im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber. Leipzig, 30.09.2010
- IFM 2010** Prof. Dr. Preuße, Axel (RWTH Aachen, Institut für Markscheidewesen, Bergschadenkunde und Geophysik im Bergbau): Persönliche Mitteilung, Aachen, August 2010.
- ISSET 2009** Datenlieferung eines 20-jährigen Windszenarios
- ISSET 2009a** Datenlieferung Regelzonenscharfe monatliche Kapazitätsfaktoren Wind, Kassel, Juli 2009
- IVG 2010** Lohkamp, Joseph (Interessensverband Grubengas): Persönliche Mitteilung, Rhede, August 2010.
- IWES 2010** Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik : telefonische Auskunft am 24.08.2010
- IWES 2010a** Institut für Solare Energieversorgungstechnik (Hrsg.): Windmonitor – Energieproduktion im Jahresvergleich, IWES-Windindex und monatliche Neuinstallationen. Darstellung auf <http://reisi.iset.uni-kassel.de>, letzter Zugriff am 26.08.2010
- Johnson 2010** Johnson, Björn: 2.500 GW im Kampf gegen die Erwärmung, erschienen in Erneuerbare Energien Ausgabe 12/2009, Hannover, 2009, S. 24.

- Kölling 2010** Kölling, Andreas: schriftliche Auskunft über Baustand von Bard Offshore I, vom 17.08.2010
- Mack 2010** Mack, Michael (Solar Engineering): Persönliche Mitteilung, Hannover, Juli 2010.
- Nitzschke 2010** Nitzschke, Milan (Solar World AG): Persönliche Mitteilung, Bonn, August 2010
- Prognos/EWI/GWS 2010** Schlesinger, M (Prognos AG), Lindenberger, D. (EWI – Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln), Lutz, C. (Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbH (GWS): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Basel/Köln/Osnabrück, August 2010.
- PVX 2010** pvXchange GmbH (Hrsg.): Preisindex pro Monat für Solarmodule, im Internet unter: http://www.pvxchange.com/de/index.php/preisindex_3.html, letzter Zugriff am 27.09.2010
- Richter 2009** Richter, S. (Arbeitsgemeinschaft Thüringer Wasserkraftwerke): Persönliche Mitteilung. Wohlsborn, März 2009.
- Richter 2010** Richter, S. (Arbeitsgemeinschaft Thüringer Wasserkraftwerke): Persönliche Mitteilung. Wohlsborn, August 2010.
- Riecke 2010** Riecke, Wolfgang (Deutscher Wetterdienst): Die Sonneneinstrahlung 2009 in Deutschland – erneut ein überdurchschnittliches Jahr. In: Photon 3/2010, S. 150 – 152. Aachen, März 2010.
- Sarasin 2010** Bank Sarasin & Cie. AG (Hrsg.): Erneuerbare Energien: Vom Nischen- zum Massenmarkt. Basel, August 2010.
- Schöningh 2010** Schöningh, J. (Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke): Persönliche Mitteilung. Bielefeld, August 2010.
- Schüssler 2010** Schüssler, Bernd (Photon Europe GmbH): Persönliche Mitteilung, Berlin, August 2010
- Siegmund 2010** Siegmund, Th. (BBE Bonn): Persönliche Mitteilung, Bonn, August 2010.
- Siemer 2010** Siemer, Jochen (Redaktion Photon): Persönliche Mitteilung, Aachen, August 2010
- Solarserver 2010** NN: Neuer Photovoltaik-Weltrekord: Wechselrichterabsatz erreicht laut IMS Research im 2.Quartal 2010 knapp fünf Gigawatt. Meldung vom 19.08.2010, Quelle: IMS Research, Hrsg.: SolarServer – Das Internetportal zur Sonnenenergie. Im Internet unter: <http://www.solarserver.de/solar-magazin/nachrichten/aktuelles/neuer-photovoltaik-weltrekord-wechselrichterabsatz-erreicht-laut-ims-research-im-2quartal-2010-knapp-fuenf-gigawatt.html>, letzter Zugriff am 30.08.2010

- ÜNB 2010a** Übertragungsnetzbetreiber: Datenlieferungen der vier Übertragungsnetzbetreiber vom Juli 2010 zur installierten Leistung und zur Stromerzeugung sowie deren Vergütung von EEG-Anlagen zum Datenstand 31.12.2009. Bayreuth, Berlin, Dortmund, Stuttgart, Juli 2010
- ÜNB 2010b** 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, EnBW Transportnetze AG, TenneT TSO GmbH (Hrsg.): Informationen zur Direktvermarktung nach § 17 EEG, letzte Aktualisierung 24.08.2010. Im Internet unter: http://www.eeg-kwk.net/cps/rde/xbcr/eeg_kwk/Direktvermarktung2010_Stand20100824.pdf, letzter Zugriff am 22.09.2010
- Uphoff 2010** Uphoff, H. (Bundesverband Erneuerbare Energien): Persönliche Mitteilung. Berlin, August 2010.
- Weimann 2010** Weimann, T. (Wirtschaftsforum Geothermie e. V.): Persönliche Mitteilung, Augsburg, August 2010
- Weinhold 2010** Weinhold, Nicole: Lockruf der Heimat, Artikel in der neue energie 02 / 2010; S. 30, Berlin 2010
- WeiB 2010** Weiß, Ernst-Günther (Regierungspräsidium Arnsberg, Dez. 64): Persönliche Mitteilung, Arnsberg, August 2010.
- Welter 2010** Welter, P.: Da geht noch was. Wechselrichter haben ein starkes Preissenkungspotenzial. In: Photon, 9/2010, S. 40 – 44. Aachen, September 2010.
- WHG 2009** Deutscher Bundestag: Gesetz zur Neuregelung des Wasserrechts (Wasserhaushaltsgesetz - WHG). Vom 31. Juli 2009. Veröffentlicht im Bundesgesetzblatt, Bonn, 06.008.2009.
- Witt 2010** Witt, J. (DBFZ gGmbH Leipzig): Persönliche Mitteilung, Leipzig, August 2010.

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

Abk.	Bedeutung
50HzT	50Hertz Transmission GmbH
AusglMechAV	Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung
BEE	Bundesverband Erneuerbare Energien
BHKW	Blockheizkraftwerk
BNetzA	Bundesnetzagentur
BWE	Bundesverband WindEnergie e. V.
Ct	Eurocent
DBFZ	Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH
DEWI	Deutsches Windenergie-Institut
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energie Exchange, Strombörse in Leipzig
EnBW TNG	Energie Baden-Württemberg Transportnetzgesellschaft mbH
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GVSt	Gesamtverband Steinkohle
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden (1000 MWh)
HPFC	Hourly Price Forward Curve (stundenscharfe Preiskurve)
IE	Leipziger Institut für Energie GmbH
kW / kWel	Kilowatt, Kilowatt elektrische Leistung
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MW / MWel	Megawatt, Megawatt elektrische Leistung
MWh	Megawattstunden (1000 kWh)
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
PV	Photovoltaik
SDL-Bonus	Systemdienstleistungs-Bonus
TWh	Terawattstunden (1000 GWh)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber (50HzT, Amprion, EnBW TNG, TenneT)
WEA	Windenergieanlage(n)
WHG	Wasserhaushaltsgesetz

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1	EEX-Preise für Grundlast- und Spitzenlaststrom 2011 bis 2015 nach Monaten	3
Abbildung 2	Stromerzeugung aus Wasserkraft mit Anspruch auf EEG-Vergütung nach Szenarien bis 2015	14
Abbildung 3	Stromerzeugung aus Deponiegas nach Szenarien bis 2015	22
Abbildung 4	Stromerzeugung aus Klärgas nach Szenarien bis 2015	28
Abbildung 5	Stromerzeugung aus Grubengas nach Szenarien bis 2015.....	35
Abbildung 6	Anteile der biogenen Energieträger an der installierten Leistung.....	39
Abbildung 7	Stromerzeugung aus Biomasse mit Anspruch auf EEG-Vergütung nach Szenarien bis 2015	45
Abbildung 8	Stromerzeugung aus Geothermie nach Szenarien bis 2015.....	55
Abbildung 9	Darstellung der Zubauverteilung der BDB Stand Juni 2010 für den deutschlandweiten Zubau für Onshore – Windkraft	59
Abbildung 10	Stromerzeugung aus Onshore-Windkraft nach Szenarien bis 2015	63
Abbildung 11	Stromerzeugung aus Repowering-Windkraft (onshore) nach Szenarien bis 2015	71
Abbildung 12:	Unterjährige Zubauverteilung für Offshore-Windkraft.....	75
Abbildung 13	Stromerzeugung aus Offshore-Windkraft nach Szenarien bis 2015	79
Abbildung 14	Stromerzeugung aus PV-Freiflächenanlagen nach Szenarien bis 2015	88
Abbildung 15	Stromerzeugung aus PV-Gebäudeanlagen bis 1 MW nach Szenarien bis 2015	95
Abbildung 16	Stromerzeugung aus PV-Gebäudeanlagen über 1 MW nach Szenarien bis 2015	102
Abbildung 17	Entwicklung der Leistung der EEG-Anlagen nach Energieträgern bis 2015	106
Abbildung 18	Entwicklung der Stromerzeugung aus EEG-Anlagen nach Energieträgern bis 2015	107
Abbildung 19	Entwicklung der Vergütungen für die Stromerzeugung im Rahmen des EEG im Trendszenario nach Energieträgern bis 2015 (brutto, d. h. ohne Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte)	109

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1	Einschätzung zur Ausschöpfung des Direktvermarktungspotenzials gemäß § 37 Abs. 1 EEG nach Energieträgern im Trend-Szenario	7
Tabelle 2	Bisherige Entwicklung der EEG-Wasserkraft in Deutschland	8
Tabelle 3	Trend-Einschätzung der Leistung der EEG-Wasserkraft in Deutschland	10
Tabelle 4	Entwicklung der Leistung der EEG-Wasserkraft im oberen und unteren Szenario	11
Tabelle 5	Prognose der Stromerzeugung aus EEG-Wasserkraft bis 2015 in Deutschland in drei Szenarien	13
Tabelle 6	Prognose der Direktvermarktung von Strommengen aus EEG-Wasserkraft bis 2015 in Deutschland	16
Tabelle 7	Vergütungszahlungen für Wasserkraft im Rahmen des EEG	17
Tabelle 8	Prognose der Stromerzeugung aus Deponiegas bis 2015 in Deutschland in drei Szenarien	21
Tabelle 9	Prognose der Direktvermarktung von Strommengen aus Deponiegas bis 2015 in Deutschland	23
Tabelle 10	Vergütungszahlungen für Strom aus Deponiegas bis 2015	24
Tabelle 11	Bisherige Stromerzeugung und –nutzung aus Klärgas in Deutschland	25
Tabelle 12	Prognose der Stromerzeugung aus Klärgas bis 2015 in drei Szenarien	28
Tabelle 13	Prognose der Direktvermarktung von Strommengen aus Klärgas bis 2015 in Deutschland	30
Tabelle 14	Vergütungszahlungen für Strom aus Klärgas bis 2015	31
Tabelle 15	Prognose der Stromerzeugung aus Grubengas bis 2015 in drei Szenarien	34
Tabelle 16	Prognose der Direktvermarktung von Strommengen aus Grubengas bis 2015 in Deutschland	36
Tabelle 17	Vergütungszahlungen für Strom aus Grubengas bis 2015	37
Tabelle 18	Bisherige Entwicklung der EEG-Biomasse in Deutschland	38
Tabelle 19	Trend-Einschätzung der Leistung der EEG-Biomasse in Deutschland	41
Tabelle 20	Entwicklung der Leistung der EEG-Biomasse im oberen und unteren Szenario	42
Tabelle 21	Mittlere Vollbenutzungsstunden für Biomasseanlagen	42
Tabelle 22	Prognose der Stromerzeugung aus EEG-Biomasse bis 2015 in Deutschland in drei Szenarien	44
Tabelle 23	Prognose der Direktvermarktung von Strommengen aus EEG-Biomasse bis 2015 in Deutschland	47
Tabelle 24	Vergütungszahlungen für Biomasse im Rahmen des EEG	49
Tabelle 25	Bisherige Entwicklung der EEG-Geothermie in Deutschland	50
Tabelle 26	Trend-Einschätzung der Leistung der EEG-Geothermie in Deutschland	51
Tabelle 27	Entwicklung der Leistung der EEG-Geothermie im oberen und im unteren Szenario	52
Tabelle 28	Prognose der Stromerzeugung aus Geothermie bis 2015 in Deutschland in drei Szenarien	54
Tabelle 29	Vergütungszahlungen für Strom aus Geothermie bis 2015	56

Tabelle 30	Bisherige Entwicklung der EEG-Onshore Windkraft in Deutschland	57
Tabelle 31	Trend-Einschätzung der Leistung der EEG-Onshore-Windkraft in Deutschland	58
Tabelle 32	Entwicklung der Leistung der EEG-Onshore-Windkraft im oberen und unteren Szenario	60
Tabelle 33	Prognose der Stromerzeugung aus Onshore-Windkraft bis 2015 in Deutschland in drei Szenarien	62
Tabelle 34	Prognose der Direktvermarktung von Strommengen aus Onshore-Windkraft bis 2015 in Deutschland	64
Tabelle 35	Vergütungszahlungen für Onshore-Windkraft im Rahmen des EEG	65
Tabelle 36	Repowering im Zeitraum 2003 - 2009 in Deutschland	66
Tabelle 37	Trend-Einschätzung der Leistung der Repowering-Windkraft (onshore) in Deutschland.....	67
Tabelle 38	Entwicklung der Leistung der Repowering-Windkraft (onshore) im oberen und unteren Szenario	68
Tabelle 39	Prognose der Stromerzeugung aus Repowering-Windkraft (onshore) bis 2015 in Deutschland in drei Szenarien.....	70
Tabelle 40	Vergütungszahlungen für Onshore-Windkraft Repowering im Rahmen des EEG	72
Tabelle 41	Trend-Einschätzung der Leistung der EEG-Offshore-Windkraft in Deutschland bis 2015	74
Tabelle 42	Entwicklung der Leistung der EEG-Offshore-Windkraft im oberen und unteren Szenario	76
Tabelle 43	Prognose der Stromerzeugung aus Offshore-Windkraft bis 2015 in Deutschland in drei Szenarien.....	78
Tabelle 44	Vergütungszahlungen für Offshore-Windkraft im Rahmen des EEG	80
Tabelle 45	Annahmen zum Zubau und Bestand der Photovoltaik in drei Szenarien für Deutschland bis 2015.....	84
Tabelle 46	Prognose der Stromerzeugung aus PV-Freiflächenanlagen bis 2015 in drei Szenarien.....	87
Tabelle 47	Vergütungszahlungen für Strom aus PV-Freiflächenanlagen bis 2015	89
Tabelle 48	Leistungsentwicklung von PV-Dachanlagen bis 1 MW in Deutschland	91
Tabelle 49	Prognose der Stromerzeugung aus PV-Gebäudeanlagen bis 1 MW bis 2015 in drei Szenarien	94
Tabelle 50	Annahmen zur Inanspruchnahme der Eigenverbrauchsregelung bei Neuanlagen bis 500 kW.....	97
Tabelle 51	Vergütungszahlungen für Strom aus PV-Gebäudeanlagen bis 1 MW bis 2015	99
Tabelle 52	Prognose der Stromerzeugung aus PV-Gebäudeanlagen über 1 MW bis 2015 in drei Szenarien.....	102
Tabelle 53	Vergütungszahlungen für Strom aus PV-Gebäudeanlagen ab 1 MW bis 2015	104
Tabelle 54	Direktvermarktung von Strom aus Anlagen mit EEG-Vergütungsanspruch im Trend-Szenario bis 2015	108