



Endbericht

Jahresprognose 2011 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken

Prognose der Stromeinspeisung und der Vergütung im
Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für 2011





Auftraggeber**50 Hertz Transmission GmbH**

T-FM
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**

30.09.2010

INHALTSVERZEICHNIS

0	EINLEITUNG UND METHODIK.....	1
	0.1 Ziel des Berichts	1
	0.2 Methodik zur Prognose der Stromerzeugung.....	1
	0.3 Berücksichtigung der Direktvermarktung.....	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).....	6
	1.1 Analyse der Vergangenheitsdaten bis 2009.....	6
	1.2 Mengenprognose für 2011.....	6
	1.2.1 Prognose der Leistungsentwicklung nach Monaten	6
	1.2.2 Prognose der Vollbenutzungsstunden nach Monaten	8
	1.2.3 Prognose der Stromerzeugung nach Monaten.....	8
	1.3 Prognose der Direktvermarktung.....	9
	1.3.1 Direktvermarktung 2009 und 2010.....	9
	1.3.2 Potenzial und realistische Einschätzung der Direktvermarktung.....	9
	1.4 Vergütungszahlungen	10
2	DEPONIEGAS (§ 24 EEG)	12
	2.1 Analyse der Vergangenheitsdaten bis 2009.....	12
	2.2 Mengenprognose für 2011.....	12
	2.2.1 Prognose der Leistungsentwicklung nach Monaten	12
	2.2.2 Prognose der Vollbenutzungsstunden nach Monaten	13
	2.2.3 Prognose der Stromerzeugung nach Monaten.....	13
	2.3 Prognose der Direktvermarktung.....	14
	2.3.1 Direktvermarktung 2009 und 2010.....	14
	2.3.2 Potenzial und realistische Einschätzung der Direktvermarktung.....	14
	2.4 Vergütungszahlungen	14
3	KLÄRGAS (§ 25 EEG)	16
	3.1 Analyse der Vergangenheitsdaten bis 2009.....	16
	3.2 Mengenprognose für 2011.....	17
	3.2.1 Prognose der Leistungsentwicklung nach Monaten	17
	3.2.2 Prognose der Vollbenutzungsstunden nach Monaten	17
	3.2.3 Prognose der Stromerzeugung nach Monaten.....	18

3.3	<i>Prognose der Direktvermarktung</i>	19
3.3.1	Direktvermarktung 2009 und 2010.....	19
3.3.2	Potenzial und realistische Einschätzung der Direktvermarktung.....	19
3.4	<i>Vergütungszahlungen</i>	19
4	GRUBENGAS (§ 26 EEG).....	21
4.1	<i>Analyse der Vergangenheitsdaten bis 2009</i>	21
4.2	<i>Mengenprognose für 2011</i>	21
4.2.1	Prognose der Leistungsentwicklung nach Monaten.....	21
4.2.2	Prognose der Vollbenutzungsstunden nach Monaten.....	22
4.2.3	Prognose der Stromerzeugung nach Monaten.....	22
4.3	<i>Prognose der Direktvermarktung</i>	23
4.3.1	Direktvermarktung 2009 und 2010.....	23
4.3.2	Potenzial und realistische Einschätzung der Direktvermarktung.....	23
4.4	<i>Vergütungszahlungen</i>	24
5	BIOMASSE (§ 27 EEG).....	26
5.1	<i>Analyse der Vergangenheitsdaten bis 2009</i>	26
5.2	<i>Mengenprognose für 2011</i>	26
5.2.1	Prognose der Leistungsentwicklung nach Monaten.....	26
5.2.2	Prognose der Vollbenutzungsstunden nach Monaten.....	28
5.2.3	Prognose der Stromerzeugung nach Monaten.....	28
5.3	<i>Prognose der Direktvermarktung</i>	29
5.3.1	Direktvermarktung 2009 und 2010.....	29
5.3.2	Potenzial und realistische Einschätzung der Direktvermarktung.....	30
5.4	<i>Vergütungszahlungen</i>	31
6	GEOOTHERMIE (§ 28 EEG).....	33
6.1	<i>Analyse der Vergangenheitsdaten bis 2009</i>	33
6.2	<i>Mengenprognose für 2011</i>	33
6.2.1	Prognose der Leistungsentwicklung.....	33
6.2.2	Prognose der Vollbenutzungsstunden nach Monaten.....	34
6.2.3	Prognose der Stromerzeugung nach Monaten.....	35
6.3	<i>Prognose der Direktvermarktung</i>	35
6.4	<i>Vergütungszahlungen</i>	36
7	ONSHORE-WIND (§ 29 EEG).....	37
7.1	<i>Analyse der Vergangenheitsdaten bis 2009</i>	37

7.2	<i>Mengenprognose für 2011 für zwei Szenarien</i>	37
7.2.1	Prognose der Leistungsentwicklung nach Monaten	37
7.2.2	Prognose der Vollbenutzungsstunden nach Monaten für zwei Szenarien	40
7.2.3	Prognose der Stromerzeugung nach Monaten für zwei Szenarien	41
7.3	<i>Prognose der Direktvermarktung</i>	42
7.3.1	Direktvermarktung 2009 und 2010.....	42
7.3.2	Potenzial und realistische Einschätzung der Direktvermarktung.....	42
7.4	<i>Vergütungszahlungen für zwei Szenarien</i>	43
7.5	<i>Auswahl eines Szenarios durch die Übertragungsnetzbetreiber</i>	45
8	ONSHORE-WIND REPOWERING (§ 30 EEG)	47
8.1	<i>Analyse der Vergangenheitsdaten bis 2009</i>	47
8.2	<i>Mengenprognose für 2011</i>	47
8.2.1	Prognose der Leistungsentwicklung nach Monaten für zwei Szenarien	47
8.2.2	Prognose der Vollbenutzungsstunden nach Monaten für zwei Szenarien	48
8.2.3	Prognose der Stromerzeugung nach Monaten für zwei Szenarien	49
8.3	<i>Prognose der Direktvermarktung</i>	50
8.4	<i>Vergütungszahlungen für zwei Szenarien</i>	51
8.5	<i>Auswahl eines Szenarios durch die Übertragungsnetzbetreiber</i>	52
9	OFFSHORE-WIND (§ 31 EEG)	53
9.1	<i>Analyse der Vergangenheitsdaten bis 2009</i>	53
9.2	<i>Mengenprognose für 2011</i>	53
9.2.1	Prognose der Leistungsentwicklung nach Monaten	53
9.2.2	Prognose der Vollbenutzungsstunden nach Monaten	55
9.2.3	Prognose der Stromerzeugung nach Monaten.....	55
9.3	<i>Prognose der Direktvermarktung</i>	56
9.3.1	Direktvermarktung 2009 und 2010.....	56
9.4	<i>Vergütungszahlungen</i>	56
10	PHOTOVOLTAIK FREIFLÄCHE (§ 32 EEG).....	58
10.1	<i>Analyse der Vergangenheitsdaten bis 2009</i>	58
10.2	<i>Mengenprognose für 2011 für mehrere Szenarien</i>	58
10.2.1	Prognose-Eckwerte für die Photovoltaik insgesamt	58
10.2.2	Prognose der Leistungsentwicklung nach Monaten	61
10.2.3	Prognose der Vollbenutzungsstunden nach Monaten.....	62

10.2.4	Prognose der Stromerzeugung nach Monaten.....	62
10.3	<i>Prognose der Direktvermarktung</i>	65
10.4	<i>Vergütungszahlungen für mehrere Szenarien</i>	65
10.5	<i>Auswahl eines Szenarios durch die Übertragungsnetzbetreiber</i>	68
11	PHOTOVOLTAIK AN ODER AUF GEBÄUDEN BIS 1 MW (§ 33 EEG).....	69
11.1	<i>Analyse der Vergangenheitsdaten bis 2009</i>	69
11.2	<i>Mengenprognose für 2011 für mehrere Szenarien</i>	69
11.2.1	Prognose der Leistungsentwicklung nach Monaten	69
11.2.2	Prognose der Vollbenutzungsstunden nach Monaten	70
11.2.3	Prognose der Stromerzeugung nach Monaten.....	70
11.3	<i>Prognose der Direktvermarktung</i>	72
11.4	<i>Prognose des Eigenverbrauchs</i>	72
11.5	<i>Vergütungszahlungen</i>	76
11.6	<i>Auswahl eines Szenarios durch die Übertragungsnetzbetreiber</i>	78
12	PHOTOVOLTAIK AN ODER AUF GEBÄUDEN ÜBER 1 MW (§ 33 EEG)	79
12.1	<i>Analyse der Vergangenheitsdaten bis 2009</i>	79
12.2	<i>Mengenprognose für 2011 für mehrere Szenarien</i>	79
12.2.1	Prognose der Leistungsentwicklung nach Monaten	79
12.2.2	Prognose der Vollbenutzungsstunden nach Monaten	79
12.2.3	Prognose der Stromerzeugung nach Monaten.....	80
12.3	<i>Prognose der Direktvermarktung</i>	82
12.4	<i>Vergütungszahlungen</i>	82
12.5	<i>Auswahl eines Szenarios durch die Übertragungsnetzbetreiber</i>	84
13	ZUSAMMENFASSUNG	86
13.1	<i>Entwicklung der installierten Leistung aller EEG-Anlagen bis Ende 2011</i>	86
13.2	<i>Entwicklung der Stromerzeugung aller EEG-Energieträger bis 2011</i>	89
13.3	<i>Summe der Vergütungszahlungen im EEG 2011</i>	90
	LITERATUR- UND REFERENZVERZEICHNIS.....	92
	ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	96
	ABBILDUNGSVERZEICHNIS.....	97
	TABELLENVERZEICHNIS.....	98

0 EINLEITUNG UND METHODIK

0.1 Ziel des Berichts

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) veröffentlichen eine jährliche Prognose zur Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien, aus denen jährlich die EEG-Umlage abgeleitet wird. Die bisherigen Prognosen sind im Internet dokumentiert, die letzte Jahresprognose wurde am 15.10.2009 veröffentlicht und diente als Grundlage zur Berechnung der EEG-Umlage für das Jahr 2010. Die zu Grunde liegende Mengenprognose der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien wurde auch im Vorjahr vom IE Leipzig erstellt [IE 2009].

Zur Umsetzung dieser Verpflichtung nach § 3 AusglMechAV haben die deutschen Übertragungsnetzbetreiber die Durchführung der Prognose ausgeschrieben und wieder 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 Solarenergie getrennt zu berechnen sind.

Der Bericht gliedert sich in zwölf Kapitel, die sich auf jeweils einen Energieträger bzw. eine EEG-Kategorie beziehen. Im Unterschied zum Vorjahresbericht [IE 2009] ist dabei die Kategorie „Windenergie an Land“ gegliedert in „Onshore-Wind“ und „Onshore-Wind Repowering“, die Kategorie „Solarenergie“ ist gegliedert in „Photovoltaik Freifläche“, „Photovoltaik an oder auf Gebäuden bis 1 MW“ und „Photovoltaik an oder auf Gebäuden über 1 MW“.

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. Bei dieser Methodik wird unterstellt, dass sich die Erträge neuer Anlagen in deren Inbetriebnahmemonaten jeweils mit den in der Inbetriebnahmephase noch nicht voll erreichten Auslastungsgraden über zwei Monate hinweg ausgleichen. Zu einer gewissen Unterschätzung der Stromerzeugung kann dies nur dann führen, wenn in einzelnen Monaten außerordentlich große installierte Leistungen zugebaut werden (z. B: Dezember-Boom bei Photovoltaik). Die Auflösung der Daten in noch kleinere Zeiteinheiten als Monate war jedoch nicht Gegenstand dieses Auftrags. 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 hilfswise für 2010 berechnet und darauf aufbauend für 2011.

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 2010]. 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. Im Rahmen dieser Veröffentlichung werden die Vergleiche mit anderen Szenarien jedoch nicht in allen Kapiteln dargestellt, dies erfolgt im Detail im geplanten Endbericht an die Übertragungsnetzbetreiber.

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. Bei der Mehrzahl der Energieträger beschränkt sich die Darstellung in diesem Bericht auf das Trend-Szenario. Sofern die Übertragungsnetzbetreiber ihren Berechnungen ein anderes als das Trend-Szenario zu Grunde legen wollen, wird dieses Szenario mit dargestellt und die Auswahl des Szenarios anschließend begründet.

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.

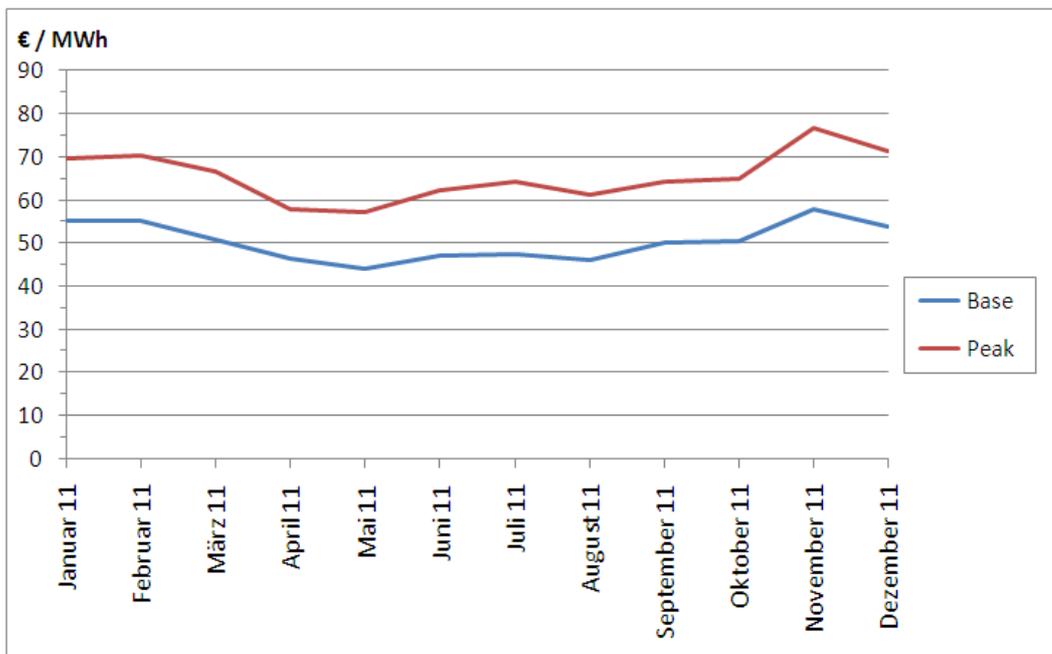


Abbildung 1 EEX-Preise für Grundlast- und Spitzenlaststrom 2011 nach Monaten

Da die Anlagen jeweils monatsweise abgemeldet werden müssen, während der Spitzenlaststrom nur stundenweise benötigt wird, kann als Vergleichsgrundlage nur der Grundlastpreis dienen. Insgesamt ändert sich das Preisniveau bis zum Jahresende 2011 nicht signifikant, deutlicher erkennbar sind jahreszeitliche Schwankungen mit einem Maximum im Herbst und Winter sowie 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 könnte die EEG-Umlage im Jahr 2011 rund 3,4 ct/kWh betragen. 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 Abnahmeprofiles 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.

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 für 2011 vor dem 15.10.2010 noch nicht genau bekannt ist. Über alle EEG-Energieträger hinweg wird daher angenommen, dass das errechnete Potenzial zu einem Drittel tatsächlich direkt vermarktet werden kann. 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 zu mehr als einem Drittel genutzt werden. Die höchste Wahrscheinlichkeit zur Direktvermarktung haben dabei die Energieträger mit den



niedrigsten EEG-Vergütungen. Daher wurde geschätzt, dass die Potenziale zu folgenden Anteilen tatsächlich 2011 erschlossen werden können:

- 1.) Deponigas, Klärgas, Grubengas: jeweils 90 % des Potenzials
- 2.) Wasserkraft: 80 % des Potenzials
- 3.) Biomasse: 40 % des Potenzials
- 4.) Windenergie: 14,42 % des Potenzials

Der Betrag für die Windenergie wurde 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 Stromeinspeisung bei Windenergie wird deren Attraktivität für eine Direktvermarktung als niedriger eingeschätzt, da das vermarktende Elektrizitätsunternehmen Lieferengpässe bei Windflaute ausgleichen muss.

1 WASSERKRAFT (§ 23 EEG)

1.1 Analyse der Vergangenheitsdaten bis 2009

Die bisherige Entwicklung der installierten Leistung und der Stromerzeugung aus Wasserkraft im Sinne des § 23 EEG ist aus Tabelle 1 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 1 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]

1.2 Mengenprognose für 2011

1.2.1 Prognose der Leistungsentwicklung nach Monaten

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 1) 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 Wasserrahmenrichtlinie 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 für 2011 aus. Dagegen prognostiziert der Bundesverband Erneuerbare Energien für 2010 einen Kapazitätsausbau um 100 MW und für 2011 von 150 MW, darunter 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 und knapp 10 MW 2011 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. Dabei wird häufig der Wasserdurchfluss durch die Kraftwerke vermindert, so dass der Jahresstromertrag der Kraftwerke sinkt. Zugleich können durch modernere Generatoren Leistungssteigerungen erzielt werden [Schöningh 2010], [Uphoff 2010]. Insgesamt gleichen sich bei der Kleinwasserkraft bei Modernisierungsprojekten beide Effekte (Leistungsminderung und Leistungssteigerung) weitgehend aus. Für Erweiterungsprojekte wird jedoch eine Vergrößerung der installierten Leistung von mehr als 10 MW pro Jahr eingeschätzt.

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], kann aber 2011 noch mit mehr als 15 MW zur neu installierten Wasserkraftleistung beitragen.

Neubauprojekte an vorhandenen Staustufen oder Wehranlagen machen derzeit die Mehrheit der Leistungssteigerung bei der Kleinwasserkraft aus.

Zusammengenommen wird die in Tabelle 2 wiedergegebene Leistungsentwicklung prognostiziert:

Tabelle 2 *Trend-Einschätzung der Leistung der EEG-Wasserkraft in Deutschland*

Bezugsjahr	2009	2010	2011
neu installierte Leistung im Jahreslauf in MW	120,8	112	74
darunter durch größere Einzelprojekte in MW	k. A.	50	9,9
verfügbare Leistung zum Jahresende in MW	1.359	1.471	1.545

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.

1.2.2 Prognose der Vollbenutzungsstunden nach Monaten

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.

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

Durch § 6 Nr. 1 EEG sind alle Betreiber von Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 100 kW verpflichtet, ihre Anlagen technisch für das Einspeisemanagement 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 wird daher davon ausgegangen, dass der jährliche Ertrag aller EEG-Wasserkraftanlagen um 1 % höher liegt als im oben beschriebenen Normaljahr. Weitere Effekte wurden nicht näher quantifiziert, da sich diese im Rahmen der Prognoseungenauigkeit nach Einschätzung des IE etwa gegenseitig ausgleichen.

1.2.3 Prognose der Stromerzeugung nach Monaten

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

Berechnungsgrundlagen und Ergebnis sind in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3 Prognose der Stromerzeugung aus EEG-Wasserkraft 2011 in Deutschland

Monat	Leistung zum Monatsende in MW	Vollbenutzungsstunden	Stromerzeugung in GWh
Januar	1.476	411	600
Februar	1.479	407	599
März	1.482	473	699
April	1.484	436	650
Mai	1.485	392	583
Juni	1.488	291	434
Juli	1.492	239	353
August	1.497	254	378
September	1.504	259	391
Oktober	1.514	275	410
November	1.524	282	426
Dezember	1.545	356	544
Jahr 2011 insgesamt	1.545	4.074	6.067

1.3 Prognose der Direktvermarktung

1.3.1 Direktvermarktung 2009 und 2010

Für das Jahr 2009 sowie bis einschließlich September 2010 haben die ÜNB monatliche Daten zur installierten Wasserkraft-Leistung veröffentlicht, deren Betreiber anstelle des EEG-Mechanismus die Option der Direktvermarktung gewählt hatten. Diese Anlagenleistung schwankte 2009 – je nach Monat – zwischen 20 und 41 MW, in den ersten neun 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 realistische 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 mit 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.

Wie in Kapitel 0.3.3 dargestellt, wird für die Wasserkraft eingeschätzt, dass das ermittelte Potenzial zu 80 % ausgeschöpft werden wird, da Wasserkraft einerseits relativ zuverlässig für die Grundlast zur Verfügung steht und andererseits überwiegend in niedrig vergüteten Altanlagen erzeugt wird: Bis 2003 in Betrieb gegangene Wasserkraftanlagen haben nach dem EEG einen Vergütungsanspruch von maximal 7,67 ct/kWh, sofern sie nicht seit 2009 modernisiert wurden.

Als Prognose der Direktvermarktung ergeben sich dadurch die in Tabelle 4 ausgewiesenen Strommengen.

Tabelle 4 *Prognose der Direktvermarktung von Strommengen aus EEG-Wasserkraft 2011 in Deutschland*

Monat	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr
Direktvermarktung in GWh	400	398	464	431	386	287	233	248	256	268	276	350	3.997

Im Ergebnis bedeutet dies, dass rund zwei Drittel des Wasserkraftstroms, der einen Vergütungsanspruch nach EEG hat, im Jahr 2011 direkt vermarktet wird.

1.4 Vergütungszahlungen

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. Da die Degression bei der Wasserkraft gemäß § 20 Abs. 2 Nr. 1 EEG nur Anlagen von mindestens 5 MW Leistung betrifft, wurden die Vergütungssätze für 2011 unverändert gelassen, da solche Großprojekte 2011 nicht ins Gewicht fallen.

Zur Ermittlung der gesamten Vergütungszahlungen wurde die Strommenge zu Grunde gelegt, die nach Abzug der Direktvermarktung noch über das EEG zu vermarkten bleibt und dabei nach Inbetriebnahmejahren differenziert. Diesen Strommengen wurden jeweils anschließend die entsprechenden spezifischen Vergütungen zugeordnet, so dass sich die Gesamtvergütungen für EEG-vergüteten Strom aus Wasserkraft ergaben. Die Preisunterschiede zwischen direkt vermarkteten Anlagen und Anlagen, die weiterhin im EEG verbleiben, wurden dabei nicht gesondert berechnet, da die Spannweite der

Vergütungssätze bei der Wasserkraft überschaubar ist und die Gesamtstrommenge der im EEG verbleibenden Anlagen weniger ins Gewicht fällt als bei anderen Energieträgern.

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.

Nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich die gesamte Nettovergütungssumme für EEG-Wasserkraft als Differenz für alle Monate des Jahres 2011, wie sie in Tabelle 5 dargestellt ist.

Tabelle 5 *Prognose der Vergütungszahlungen für EEG-Wasserkraft 2011 in Deutschland*

Monat	Im EEG verbleibende Strommenge (in GWh)	Gesamtvergütung nach EEG (in Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (in Mio. Euro)	Netto-Vergütung nach EEG (in Mio. Euro)
Januar	201	15,6	1,0	14,6
Februar	202	15,7	1,0	14,8
März	235	18,4	1,2	17,2
April	220	17,2	1,1	16,1
Mai	197	15,4	1,0	14,4
Juni	147	11,5	0,7	10,8
Juli	120	9,4	0,6	8,8
August	129	10,1	0,6	9,5
September	134	10,6	0,7	9,9
Oktober	142	11,2	0,7	10,5
November	150	11,9	0,7	11,2
Dezember	194	15,5	0,9	14,6
Jahr 2011	2.070	162,6	10,2	152,4

2 DEPONIEGAS (§ 24 EEG)

2.1 Analyse der Vergangenheitsdaten bis 2009

In der Vergangenheit wurde Deponiegas zusammen mit Gruben- und Klärgas in den EEG-Abrechnungs- und -stammdaten erfasst. Bei früheren Prognosetätigkeiten des IE Leipzig wurde Deponiegas als "Restgröße" geführt, da für Klärgas und Grubengas entsprechende Sekundärstatistiken existieren. Nun liegen für das Jahr 2009 erstmalig getrennte Daten vor. Für 2008 wurde der Anlagenbestand auf 259 MW abgeschätzt, die ÜNB-Daten weisen für das Jahr 2009 239 MW aus.

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.

2.2 Mengenprognose für 2011

2.2.1 Prognose der Leistungsentwicklung nach Monaten

Zur Prognose der Leistungsentwicklung wurden die Einschätzungen des IE Leipzig durch Experteninterviews [Gehring 2010] abgesichert. Bei früheren Prognosetätigkeiten des IE Leipzig 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. Ab 2009 wird 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.

Die installierte Leistung von Deponiegasanlagen beträgt demnach Ende 2010 229 MW und Ende 2011 219 MW. Der unterjährige Rückgang der installierten Leistung wird gleich verteilt (ca. 0,8 MW pro Monat).

2.2.2 Prognose der Vollbenutzungsstunden nach Monaten

Nach Analyse der Daten der ÜNB [ÜNB 2010a] zeigen sich zunächst große Unterschiede in den Vollbenutzungsstunden zwischen den einzelnen Netzbetreibern (1.826 bis 4.082 Stunden pro Jahr) für die Stromerzeugung aus Deponiegas. Im Mittel ergeben sich 2.514 Vollbenutzungsstunden, was wiederum einem realistischen Wert entspricht. In einer ähnlichen Größenordnung wurden bisher auch vom IE Leipzig die typischen Volllaststunden für die Stromerzeugung aus Deponiegas eingeschätzt.

Für die Prognosen werden die auf Basis der Datenmeldung [ÜNB 2010a] ermittelten Volllaststunden der einzelnen ÜNB jedoch übernommen und fortgeschrieben. Hierin wird seitens der Gutachter eine Unsicherheit gesehen, die sich jedoch erst bei der Veröffentlichung von Ist-Daten des Folgejahres besser einschätzen lässt.

Die Volllaststunden werden aufgrund der oben genannten Ausgasungseffekte um jährlich 8 % abgesenkt. Damit wird die Halbierung der Gasausbeute über einen Zeitraum von 5 bis 6 Jahren abgebildet. Außer dem Kalendereffekt sind bei Deponiegas keine unterjährigen Schwankungen (beispielsweise Witterungseinflüsse) von Bedeutung.

2.2.3 Prognose der Stromerzeugung nach Monaten

Zur Berechnung der Stromerzeugung wurde die zu Ende eines Kalendermonats prognostizierte Anlagenleistung mit dem prognostizierten spezifischen Ertrag des Folgemonats multipliziert (Tabelle 6).

Tabelle 6 Prognose der Stromerzeugung aus Deponiegas 2011 in Deutschland

Monat	Leistung zum Monatsende in MW	Vollbenutzungsstunden	Stromerzeugung in GWh
Januar	228	181	41
Februar	227	165	37
März	226	181	41
April	225	175	39
Mai	224	181	41
Juni	224	175	39
Juli	223	181	40
August	222	181	40
September	221	175	39
Oktober	220	181	40
November	219	175	38
Dezember	219	181	39
Jahr 2011 insgesamt	219	2.172	475

2.3 Prognose der Direktvermarktung

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 realistische 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.

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 zu 90 % 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 7 ausgewiesenen Strommengen.

Tabelle 7 *Prognose der Direktvermarktung von Strommengen aus Deponiegas 2011 in Deutschland*

Monat	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr
Direktvermarktung in GWh	37	34	37	35	36	35	36	36	35	36	34	36	427

2.4 Vergütungszahlungen

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.

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.

Nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich die gesamte Netto-Vergütungssumme für Deponiegas als Differenz für alle Monate des Jahres 2011, wie sie in Tabelle 8 dargestellt ist.

Tabelle 8 *Prognose der Vergütungszahlungen für Deponiegas 2011 in Deutschland*

Monat	Im EEG verbleibende Strommenge (in GWh)	Gesamtvergütung nach EEG (in Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (in Mio. Euro)	Netto-Vergütung nach EEG (in Mio. Euro)
Januar	4,1	0,3	0,02	0,28
Februar	3,7	0,3	0,02	0,26
März	4,1	0,3	0,02	0,28
April	3,9	0,3	0,02	0,27
Mai	4,1	0,3	0,02	0,28
Juni	3,9	0,3	0,02	0,27
Juli	4,0	0,3	0,02	0,28
August	4,0	0,3	0,02	0,27
September	3,9	0,3	0,02	0,26
Oktober	4,0	0,3	0,02	0,27
November	3,8	0,3	0,02	0,26
Dezember	3,9	0,3	0,02	0,27
Jahr 2011	47,5	3,5	0,28	3,25

3 KLÄRGAS (§ 25 EEG)

3.1 Analyse der Vergangenheitsdaten bis 2009

In der Vergangenheit wurde Klär gas in den Statistiken der ÜNB zusammen mit Deponie- und Grubengas ausgewiesen. Hilfsweise wurde für frühere Prognosetätigkeiten des IE Leipzig die Klär gasstatistik des Statistischen Bundesamtes (Tabelle 9) 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 Klär anlagen selbst genutzt wird. Angaben zur installierten Leistung macht die Klär gasstatistik nicht.

Tabelle 9 *Bisherige Stromerzeugung und –nutzung aus Klär gas in Deutschland*

alle Angaben in MWh	2005	2006	2007	2008	2009
Erzeugung von Strom aus Klär gas	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 Klär gas seitens der ÜNB vor [ÜNB 2010a].

In Summe wird die EEG-Stromerzeugung aus Klär gas in der Statistik der ÜNB höher angegeben 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 Klär gasstatistik, da hier nur Klär anlagen ab einer bestimmten Größe erfasst werden.

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

3.2 Mengenprognose für 2011

3.2.1 Prognose der Leistungsentwicklung nach Monaten

Für die Prognose sind die Strommengen interessant, die auf den Kläranlagen erzeugt und 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 die Prognose müssen verschiedene – teilweise gegenläufige – Effekte einbezogen werden. Diese Informationen beruhen auf einem Experteninterview mit der Deutschen Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e. V. [Förster 2010] sowie eigener Sachkunde der Gutachter:

- Die technische 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 ist hierbei ein gewichtiges Kriterium. Zum Einen spielt die Anlagengröße eine wichtige Rolle: Anlagen lassen sich allgemein 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 die anschließende Einspeisung in das Erdgasnetz ermöglichen. Die Stromerzeugung würde dann rückläufig sein.

Vor diesem Hintergrund wird für die Prognose 2010 und 2011 nur ein geringer Zubau an Anlagenleistung von 3 MW pro Jahr angenommen. Dieser Zubau wird unterjährig gleich verteilt.

3.2.2 Prognose der Vollbenutzungsstunden nach Monaten

Nach Analyse der Daten der ÜNB [ÜNB 2010a] zeigen sich zunächst große Unterschiede in den Vollbenutzungsstunden zwischen den einzelnen Netzbetreibern (940 bis 3.700 Stunden pro Jahr) für die Stromerzeugung aus Klärgas. Im Mittel ergeben sich



1.690 Vollbenutzungsstunden, was wiederum einem sehr realistischen Wert entspricht. In einer ähnlichen Größenordnung wurden bisher auch vom IE Leipzig die typischen Volllaststunden für die Stromerzeugung aus Klär gas eingeschätzt.

Für die Prognosen werden die auf Basis der Datenmeldung [ÜNB 2010a] ermittelten Volllaststunden der einzelnen ÜNB jedoch übernommen und fortgeschrieben. Hierin wird seitens der Gutachter eine Unsicherheit gesehen, die sich jedoch erst bei der Veröffentlichung zukünftiger Daten besser einschätzen lässt.

Die Volllaststunden werden aufgrund der oben genannten Effizienzverbesserungen im Prognosezeitraum um jährlich 1 % angehoben.

Zu bemerken ist, dass keine unterjährigen Schwankungen (außer dem Kalendereffekt) bei Klär gas von Bedeutung sind.

3.2.3 Prognose der Stromerzeugung nach Monaten

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

Berechnungsgrundlagen und Ergebnis sind in Tabelle 10 dargestellt.

Tabelle 10 Prognose der Stromerzeugung aus Klär gas 2011 in Deutschland

Monat	Leistung zum Monatsende in MW	Vollbenutzungsstunden	Stromerzeugung in GWh
Januar	141	146	21
Februar	141	133	19
März	141	146	21
April	142	142	20
Mai	142	146	21
Juni	142	142	20
Juli	142	146	21
August	143	146	21
September	143	142	20
Oktober	143	146	21
November	143	142	20
Dezember	144	146	21
Jahr 2011 insgesamt	144	1.724	245

3.3 Prognose der Direktvermarktung

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 bei knapp 2 % und damit auf niedrigem Niveau.

3.3.2 Potenzial und realistische 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.

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 dem erwarteten Strompreisniveau zeigt sich, dass theoretisch die gesamten Strommengen¹ aus Klärgas für eine Direktvermarktung in Frage kommen.

Wie in Kapitel 0.3.3 dargestellt, wird für Klärgas eingeschätzt, dass das ermittelte Potenzial zu 90 % ausgeschöpft werden wird, da Klärgas 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 7 ausgewiesenen Strommengen.

Tabelle 11 Prognose der Direktvermarktung von Strommengen aus Klärgas 2011 in Deutschland

Monat	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr
Direktvermarktung in GWh	19	17	19	18	19	18	19	19	18	19	18	19	221

3.4 Vergütungszahlungen

Die spezifischen Vergütungszahlungen errechnen sich aus den bisher von den Netzbetreibern gemeldeten Zahlungen [ÜNB 2010a]. Die Methodik zur Ermittlung der Vergütungszahlungen unterscheidet sich nicht von den anderen Energieträgern.

¹ Kläranlagen zeichnen sich durch einen hohen Stromverbrauch aus. Daher kann die Motivation, eine Klärgasanlage vom EEG abzumelden auch darin bestehen, den erzeugten Strom selbst zu nutzen. Entscheidungskriterium ist dann der zu zahlende (bzw. durch die Eigennutzung) eingesparte Strombezugspreis im Vergleich zur EEG-Vergütung und zu den Stromgestehungskosten der Klärgasanlage. Die in der Studie betrachteten Strommengen sind jedoch bereits um den Anteil der Eigenstromnutzung vermindert, so dass die prognostizierten Einspeisemengen offensichtlich dem Markt zur Verfügung stehen und nicht mehr für den Eigenverbrauch benötigt werden.

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.

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.

Nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich die gesamte Netto-Vergütungssumme für Klär gas als Differenz für alle Monate des Jahres 2011, wie sie in Tabelle 12 dargestellt ist.

Tabelle 12 Prognose der Vergütungszahlungen für Klär gas 2011 in Deutschland

Monat	Im EEG verbleibende Strommenge (in GWh)	Gesamtvergütung nach EEG (in Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (in Mio. Euro)	Netto-Vergütung nach EEG (in Mio. Euro)
Januar	2,1	0,1	0,01	0,13
Februar	1,9	0,1	0,01	0,12
März	2,1	0,1	0,01	0,13
April	2,0	0,1	0,01	0,13
Mai	2,1	0,2	0,01	0,14
Juni	2,0	0,1	0,01	0,13
Juli	2,1	0,2	0,01	0,14
August	2,1	0,2	0,01	0,14
September	2,0	0,1	0,01	0,13
Oktober	2,1	0,2	0,01	0,14
November	2,0	0,1	0,01	0,13
Dezember	2,1	0,2	0,01	0,14
Jahr 2011	24,5	1,8	0,17	1,61

4 GRUBENGAS (§ 26 EEG)

4.1 Analyse der Vergangenheitsdaten bis 2009

In der Vergangenheit wurde Grubengas zusammen mit Klär- und Deponiegasen erfasst. Daher wurden vom IE Leipzig bei früheren Prognosetätigkeiten Daten des Gesamtverbandes Steinkohle [GVSt 2007-10] einbezogen. Der Verband verfügt über eine Übersicht aller installierten Grubengasanlagen und deren Stromerzeugung. In dieser Datenbasis ist für das Jahr 2009 eine Anlagenleistung von 249 MW verzeichnet.

Für das Jahr 2009 liegen nun erstmals getrennte Daten für den Bestand an Grubengasanlagen seitens der ÜNB vor [ÜNB 2010a]. Diese weisen eine installierte Leistung von 283 MW aus. Der Grund für die Differenz zu den Anlagenstammdaten des ÜNB ließ sich nicht klären. Für die weiteren Berechnungen wird vom gemeldeten Bestand der ÜNB ausgegangen.

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

4.2 Mengenprognose für 2011

4.2.1 Prognose der Leistungsentwicklung nach Monaten

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 ÜNB [ÜNB 2010a] übertragen, so kann für die Prognose von einem gleichbleibenden Niveau der installierten Leistung ausgegangen (weder Zu- noch Rückbau) werden. 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 kann.

4.2.2 Prognose der Vollbenutzungsstunden nach Monaten

Die Vollbenutzungsstunden konnten auf Basis der Daten der ÜNB [ÜNB 2010a] nicht berechnet werden (fehlende Stromerzeugungsdaten). Daher wurde auf Basis der Daten des GVSt und früherer Prognosestätigkeiten eine durchschnittliche Volllaststundenzahl von 4.500 Stunden abgeschätzt.

Es gibt verschiedene technische Hintergründe, die entweder zu steigenden oder sinkenden Volllaststunden führen können. So werden die Grubengasanlagen fortlaufend technisch optimiert, was zu höheren Stromerzeugungswerten bei gleichbleibender Leistung führt (ergo höhere Vollbenutzungsstunden). Auch wenn neue Standorte (als Ersatz für aufgegebene Standorte) erschlossen werden, sind die neue Anlagentechnik und die höhere Gasausbeute mit steigenden Vollbenutzungsstunden verbunden, die installierte Leistung bleibt jedoch gleich. 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 geschieht jedoch (wenn überhaupt) zeitverzögert.

Da sich beide Effekte gegeneinander aufheben dürften, wird die Zahl der Vollbenutzungsstunden (4.500 Stunden) im Prognosezeitraum konstant fortgeschrieben. Unterjährige Schwankungen (außer dem Kalendereffekt) sind bei Grubengas nicht von Bedeutung.

4.2.3 Prognose der Stromerzeugung nach Monaten

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

Berechnungsgrundlagen und Ergebnis sind in Tabelle 13 dargestellt.

Tabelle 13 Prognose der Stromerzeugung aus Grubengas 2011 in Deutschland

Monat	Leistung zum Monatsende in MW	Vollbenutzungsstunden	Stromerzeugung in GWh
Januar	283	382	108
Februar	283	348	98
März	283	382	108
April	283	370	105
Mai	283	382	108
Juni	283	370	105
Juli	283	382	108
August	283	382	108
September	283	370	105
Oktober	283	382	108
November	283	370	105
Dezember	283	382	108
Jahr 2011 insgesamt	283	4.500	1.273

4.3 Prognose der Direktvermarktung

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 direkt.

4.3.2 Potenzial und realistische 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.

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 dem erwarteten

Strompreisniveau zeigt sich, dass theoretisch 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 zu 90 % ausgeschöpft werden wird, da Grubengas 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 14 ausgewiesenen Strommengen.

Tabelle 14 *Prognose der Direktvermarktung von Strommengen aus Grubengas 2011 in Deutschland*

Monat	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr
Direktvermarktung in GWh	97	89	97	94	97	94	97	97	94	97	94	97	1.146

4.4 Vergütungszahlungen

Die spezifischen Vergütungszahlungen errechnen sich aus den bisher von den Netzbetreibern gemeldeten Zahlungen [ÜNB 2010a]. Die Methodik zur Ermittlung der Vergütungszahlungen unterscheidet sich nicht von den anderen Energieträgern.

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 Grubengas 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.

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.

Nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich die gesamte Netto-Vergütungssumme für Grubengas als Differenz für alle Monate des Jahres 2011, wie sie in Tabelle 15 dargestellt ist.

Tabelle 15 Prognose der Vergütungszahlungen für Grubengas 2011 in Deutschland

Monat	Im EEG verbleibende Strommenge (in GWh)	Gesamtvergütung nach EEG (in Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (in Mio. Euro)	Netto-Vergütung nach EEG (in Mio. Euro)
Januar	11	0,7	0,04	0,71
Februar	10	0,7	0,04	0,64
März	11	0,7	0,04	0,71
April	10	0,7	0,04	0,68
Mai	11	0,7	0,04	0,71
Juni	10	0,7	0,04	0,68
Juli	11	0,7	0,04	0,71
August	11	0,7	0,04	0,71
September	10	0,7	0,04	0,68
Oktober	11	0,7	0,04	0,71
November	10	0,7	0,04	0,68
Dezember	11	0,7	0,04	0,71
Jahr 2011	127	8,8	0,45	8,32

5 BIOMASSE (§ 27 EEG)

5.1 Analyse der Vergangenheitsdaten bis 2009

Die Stromerzeugung aus Biomasse im Sinne des § 27 EEG ist in den vergangenen Jahren kontinuierlich gestiegen. In Tabelle 16 sind der nach den Inbetriebnahmejahren gegliederte Bestand (installierte elektrische Leistung) seit 2001, die gesamte Leistung zum jeweiligen Jahresende sowie die jährliche Stromeinspeisung dargestellt.

Tabelle 16 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]

5.2 Mengenprognose für 2011

5.2.1 Prognose der Leistungsentwicklung nach Monaten

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 2011 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]. 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 etwa 1.798 MW_{el} bis zum Jahresende 2011 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 Biomethan ins Erdgasnetz einspeisen. Dies kann an anderer Stelle dann aus dem Netz entnommen und entweder als EEG-Strom verstromt werden (§ 27 Abs. 2 EEG) oder direkt als Bio-Erdgas für sonstige Anwendungen vermarktet werden. Die zweite Variante, die auch praktiziert wird, führt damit mittelfristig zu einem leicht rückläufigen Trend bei der Stromeinspeisung aus Biogas. Der Fachverband Biogas e. V. rechnet im Jahr 2010 mit 700 bis 800 Neuanlagen und im Jahr 2011 mit etwa 300 Neuanlagen [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 2011 etwa 2.498 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 weiterhin einen Rückgang bzw. eine Stagnation erwarten [Witt 2010]. Dieser Trend wird auch nicht durch den Zubau von wenigen Neuanlagen kompensiert werden können. Die installierte Leistung aller Pflanzenöl-BHKW wird bis zum Jahresende 2011 auf etwa 323 MW_{el} zurückgehen.

Auf Grundlage der genannten Einschätzungen wird für Stromerzeugung aus Biomasse die in Tabelle 17 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 2011 mit 4.619 MW_{el} angegeben.

Tabelle 17 Trend-Einschätzung der Leistung der EEG-Biomasse in Deutschland

Bezugsjahr	2009	2010	2011
neu installierte Leistung im Jahreslauf in MW	288	375	200
<i>davon feste Biomasse</i>		70	60
<i>Biogas</i>		320	150
<i>Pflanzenöl</i>		-15	-10

verfügbare Leistung zum Jahresende (MW)	4.044	4.419	4.619
--	--------------	--------------	--------------

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 Prognose der Vollbenutzungsstunden nach Monaten

Bei der Berechnung der monatlichen Vollbenutzungsstunden wurde grundsätzlich von den gleichen Werten wie in [IE 2009] ausgegangen. Hier liegt eine Differenzierung für die verschiedenen Konversionspfade (Biomasse(heiz)kraftwerk, Biogasanlage, Pflanzenöl-BHKW) vor, allerdings nicht nach Anlagengröße. Durch Multiplikation der installierten Leistung der jeweiligen Technologie mit den entsprechenden Vollbenutzungsstunden ergeben sich die dazu gehörigen Strommengen. Aus der gesamten Strommenge und der Leistung aller Biomasseanlagen lassen sich die jährlichen mittleren Vollbenutzungsstunden für die Biomasse allgemein ermitteln. Diese Werte wurden mit den von den ÜNB bereit gestellten Daten [ÜNB 2010a] verglichen und angepasst. Aufgrund der Marktreife der Technik wird angenommen, dass die mittleren Vollbenutzungsstunden gegenüber dem Vorjahr bis 2011 jährlich um 1,5 % steigen, so dass für das Jahr 2011 die in Tabelle 18 dargestellten mittleren Vollbenutzungsstunden erwartet werden.

Tabelle 18 Mittlere Vollbenutzungsstunden für Biomasseanlagen

	Biomasse-(heiz)kraftwerke	Biogasanlagen	Pflanzenöl-BHKW	Biomasse gesamt
2011	5.978	6.412	5.604	6.190

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.

5.2.3 Prognose der Stromerzeugung nach Monaten

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 19 dargestellten mittleren monatlichen Vollbenutzungsstunden (gewichtetes Mittel) aller Technologien errechnet.

Tabelle 19 *Prognose der Stromerzeugung aus EEG-Biomasse 2011 in Deutschland*

Monat	Leistung zum Monatsende in MW	Vollbenutzungsstunden	Stromerzeugung in GWh
Januar	4.438	516	2.282
Februar	4.448	491	2.177
März	4.455	527	2.346
April	4.464	512	2.279
Mai	4.474	528	2.357
Juni	4.487	510	2.282
Juli	4.499	526	2.359
August	4.512	524	2.358
September	4.528	506	2.285
Oktober	4.549	523	2.368
November	4.574	506	2.302
Dezember	4.619	521	2.381
Jahr 2011 insgesamt	4.619	6.190	27.777

5.3 Prognose der Direktvermarktung

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 bereitgestellt, 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 [50HzT et al 2010]. Damit wurden (soweit gemeldet) nicht einmal 0,2 % der installierten Biomasse-Kapazitäten direkt vermarktet.

5.3.2 Potenzial und realistische 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 2011 über das EEG im Jahresmittel mit maximal 9,467 ct/kWh vergütet worden wäre. Die Vergütungsstruktur des EEG ist im Bereich der Biomasse durch die Anlagenvielfalt und möglichen Einsatzstoffe sehr komplex. Daher wurde vereinfachend angenommen, dass sich bei dem genannten Grenzwert eine Direktvermarktung für alle Anlagen die bis Ende 2006 in Betrieb gegangen sind, eine installierte Leistung von größer gleich 0,5 MW haben und keine Boni erhalten sowie für alle Anlagen die ab Anfang 2007 in Betrieb gegangen sind, eine installierte Leistung von größer gleich 0,15 MW haben und keine Boni erhalten, lohnen würde. Nicht erfasst werden damit Anlagen, die ab 2006 in Betrieb gegangen sind und Altholz einsetzen. Zum einen gibt es zu den Einsatzstoffen keine Angaben, zum anderen können diese auch wechseln. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass neuere Biomasseheizkraftwerke überwiegend mit naturbelassenem Holz (Wald(rest)holz, Landschaftspflege etc.) betrieben werden. Da davon auszugehen ist, dass neu in Betrieb gehende Anlagen überwiegend einen Bonus (meist KWK) erhalten werden und damit mit der Vergütung über dem Grenzwert liegen, basieren die Werte für eine mögliche Direktvermarktung in 2011 auf den Daten von 2009. Nach dieser Berechnung könnten etwa 30 % des im Jahr 2011 eingespeisten EEG-Biomasse-Stroms über § 37 direkt vermarktet werden.

Ein so hoher Marktanteil wird jedoch nicht erreicht werden, da eine Direktvermarktung von den Marktteilnehmern erst schrittweise genutzt wird und die Höhe der EEG-Umlage als Berechnungsgrundlage für 2011 bislang noch unbekannt war. Für die Biomasse wird daher angenommen, dass das errechnete Potenzial zu 40 % tatsächlich direkt vermarktet werden kann.

Als Prognose der Direktvermarktung ergeben sich dadurch die in Tabelle 20 ausgewiesenen Strommengen.

Tabelle 20 Prognose der Direktvermarktung von Strommengen aus EEG-Biomasse 2011 in Deutschland

Monat	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr
Direktvermarktung in GWh	289	274	295	286	295	285	294	293	283	293	283	291	3.462

Damit werden im Jahr 2011 etwa 12,5 % des Biomassestroms mit einem Vergütungsanspruch nach EEG direkt vermarktet.

5.4 Vergütungszahlungen

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. Auch hier 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 meist über dem Grenzwert liegen. Des Weiteren wird angenommen, dass für Anlagen in der Direktvermarktung die durchschnittliche Vergütung nach EEG 8,7 ct/kWh betragen würde.

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 2011 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 Gesamtvergütungen für EEG-vergüteten Strom aus Biomasse wurden den nach Inbetriebnahmejahren differenzierten Strommengen (nach Abzug der Direktvermarktung) die entsprechenden spezifischen Vergütungen zugeordnet.

Anschließend wurden davon die vermiedenen Netznutzungsentgelte abgezogen, wobei sich die spezifischen Werte der vermiedenen Netznutzungsentgelte pro vergüteter Megawattstunde in allen Netzgebieten 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 für alle Monate des Jahres 2011, wie sie in Tabelle 21 dargestellt ist.

Tabelle 21 Prognose der Vergütungszahlungen für EEG-Biomasse 2011 in Deutschland

Monat	Im EEG verbleibende Strommenge (in GWh)	Gesamtvergütung nach EEG (in Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (in Mio. Euro)	Netto-Vergütung nach EEG (in Mio. Euro)
Januar	1.993	348,2	11,2	337,0
Februar	1.903	332,5	10,7	321,8
März	2.051	358,4	11,5	346,9
April	1.993	348,2	11,2	337,0
Mai	2.061	360,2	11,6	348,7
Juni	1.997	349,0	11,2	337,8
Juli	2.065	360,9	11,6	349,3
August	2.065	361,0	11,6	349,4
September	2.002	349,9	11,2	338,7
Oktober	2.076	362,9	11,6	351,3
November	2.019	353,0	11,3	341,7
Dezember	2.090	365,6	11,7	353,8
Jahr 2011	24.315	4.249,8	136,3	4.113,4

6 GEOTHERMIE (§ 28 EEG)

6.1 Analyse der Vergangenheitsdaten 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 12 stellt die Entwicklung bis 2009 dar.

Tabelle 22 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 Mengenprognose für 2011

6.2.1 Prognose der Leistungsentwicklung

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 petrothormaler 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.

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.

Tatsächlich am Netz sind bisher drei Standorte in Deutschland und ein weiterer ist seit Anfang 2010 im Probebetrieb. Bei zwei Standorten verzögern sich die für ursprünglich 2010 geplanten Inbetriebnahmen aufgrund technischer Probleme, so dass für dieses Jahr mit keiner zusätzlichen Einspeisung hieraus zu rechnen ist, sondern erst für 2011.

Zusammengenommen wird auf der Grundlage dieser Einschätzungen die in Tabelle 13 wiedergegebene Leistungsentwicklung prognostiziert:

Tabelle 23 *Trend-Einschätzung der Leistung der EEG-Geothermie in Deutschland*

Bezugsjahr	2009	2010	2011
neu installierte Leistung im Jahreslauf in MW	4,32	0	7,5
verfügbare Leistung zum Jahresende (MW)	7,54	7,54	15,04

Der Leistungszubau der beiden Projekte wird aufgrund von Probebetrieb und Testläufen gleichmäßig über das Jahr verteilt angerechnet.

6.2.2 Prognose der Vollbenutzungsstunden nach Monaten

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.

Die Stromerzeugung in zwei Projekten wird wärmegeführt betrieben. Das bedeutet, dass in der Heizperiode mit verminderter Leistung einspeist wird, um vorrangig die Wärmeversorgungsaufgaben erfüllen zu können. Dieser Tatsache wird durch Abschläge der monatlichen Volllaststunden Rechnung getragen (im Durchschnitt ergeben sich für diese 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 bis Ende 2011 im Durchschnitt für bereits ganzjährig am Netz befindliche 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].

6.2.3 Prognose der Stromerzeugung nach Monaten

Es wurden jeweils die zu Ende eines Kalendermonats prognostizierte Anlagenleistung mit dem prognostizierten spezifischen Ertrag des Folgemonats multipliziert (vgl. Kapitel 0.2).

Außerdem wurden die spezifischen Erträge der Anlagen in Abhängigkeit von der strom- oder wärmegeführten Betriebsweise berücksichtigt. Es ergibt sich die in Tabelle 14 dargestellte Entwicklung. Da die Vollbenutzungsstunden nicht mit deutschlandweit einheitlichen Werten berechnet wurden, wurde auf deren Darstellung verzichtet.

Tabelle 24 Prognose der Stromerzeugung aus Geothermie 2011 in Deutschland

Monat	Leistung zum Monatsende in MW	Stromerzeugung in MWh
Januar	8,29	3.231
Februar	8,82	3.338
März	9,19	4.005
April	9,57	4.262
Mai	9,87	5.215
Juni	10,24	5.676
Juli	10,77	6.088
August	11,29	6.400
September	12,04	5.960
Oktober	12,79	5.783
November	13,92	5.645
Dezember	15,04	6.011
Jahr 2011 insgesamt	15,04	61.612

6.3 Prognose der Direktvermarktung

In den Jahren 2009 und 2010 (bis September) hat keine Anlage Geothermie-Strom direkt vermarktet. Aufgrund der hohen Vergütung für Geothermie-Strom im Vergleich zum Strompreis an der Börse in Leipzig wird für den Prognosezeitraum in der Geothermie auch weiterhin keine Direktvermarktung erwartet.

6.4 Vergütungszahlungen

Die spezifischen Vergütungszahlungen pro kWh errechnen sich aus den bisher von den Netzbetreibern gemeldeten Zahlungen [ÜNB 2010a]. Die Vergütungszahlungen wurden 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 für 2011 entsprechend angepasst.

Tabelle 25 Prognose der Vergütungszahlungen für EEG-Geothermie 2011 in Deutschland

Monat	Stromerzeugung (in MWh)	Gesamtvergütung nach EEG (in Mio. Euro)	vermiedene Netz- entgelte (in Mio. Euro)	Netto- Vergütung nach EEG (in Mio. Euro)
Januar	3.231	0,66	0,011	0,65
Februar	3.338	0,69	0,011	0,68
März	4.005	0,84	0,013	0,82
April	4.262	0,90	0,014	0,88
Mai	5.215	1,11	0,017	1,09
Juni	5.676	1,21	0,018	1,20
Juli	6.088	1,30	0,019	1,29
August	6.400	1,37	0,020	1,35
September	5.960	1,28	0,019	1,26
Oktober	5.783	1,24	0,018	1,22
November	5.645	1,21	0,018	1,19
Dezember	6.011	1,29	0,019	1,27
Jahr 2011	61.612	13,09	0,196	12,89

Beim Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte wurde davon ausgegangen, dass 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 [ÜNB 2010a].

Nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich die gesamte Netto-Vergütungssumme für EEG-Geothermie als Differenz, gegliedert nach Monaten.

7 ONSHORE-WIND (§ 29 EEG)

7.1 Analyse der Vergangenheitsdaten bis 2009

Die bisher vorliegenden Vergangenheitsdaten sind in Tabelle 26 dargestellt.

Tabelle 26 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	2.474
Leistung zum Jahresende (MW) ^{A)}	8.274	11.379	14.183	16.219	18.081	20.286	21.966	22.736	25.210
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 [ÜNB 2010a] entnommen.

7.2 Mengenprognose für 2011 für zwei Szenarien

7.2.1 Prognose der Leistungsentwicklung nach Monaten

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 [DEWI 2009] – 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 ct/kWh und der SDL-Bonus von weiteren 0,5 ct/kWh beleben den Markt zusätzlich.

Für das erste Halbjahr 2010 verzeichnet das Deutsche Windenergie-Institut einen Zubau von insgesamt 660 MW, wobei 7 MW Leistungszubau auf das Repowering entfallen. Im Vergleich mit dem Vorjahr ist der bis jetzt zögerliche Halbjahreszubau auf den langanhaltenden Winter zurückzuführen.

Die Bundesregierung geht im nationalen Aktionsplan für Erneuerbare Energien [BRD 2010] bei der Onshore Windenergie für 2011 von einem Zubau von 1.649 MW aus.

Der Bundesverband Erneuerbare Energien prognostiziert in seiner Branchen Prognose „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 Ende des Jahres 2011 rechnet man mit einer installierten Gesamtanlagenleistung von 29.450 MW und einem Zubau von weiteren 1.800 MW [BEE 2009].

Der Bundesverband Windenergie geht von einem Zubau für das aktuelle Kalenderjahr 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 [IWES 2010].

Trend-Szenario

Im 1. Halbjahr 2010 wurden 660 MW errichtet [DEWI 2010]. Für das 2. Halbjahr 2010 werden auf der Grundlage der unten genannten Annahmen 800 MW erwartet, was einem Jahreszubau für das Jahr 2010 von rund 1.500 MW entsprechen würde. Für das Trend-Szenario wird nicht davon ausgegangen, dass der Zubau des Jahres 2009 erreicht werden kann. Für 2011 wird ein Zubau erwartet der unter dem Niveau vom Jahr 2010 liegt und in Summe rund 1.200 MW beträgt.

Folgende Annahmen und Einschätzungen liegen dem Trend-Szenario zu Grunde:

- Die Flächenausweisung neuer Windeignungsgebiete (Begriff wird hier zusammenfassend für alle Vorrang- oder Vorbehaltsgebiete verwendet) durch Planungsverbände findet statt bzw. hat bereits stattgefunden, es ist jedoch fraglich, wie schnell neue Gebiete genutzt werden können, da die Errichtung von WEA eine Planungszeit von 1,5 bis 2,0 Jahren voraussetzt.
- Die Erschließung neuer potenzieller Flächen z.B. Waldbereiche lässt sich nur schwer realisieren, weil an solchen Standorten – abgesehen von der Frage der Akzeptanz vor Ort – ein erhöhter logistischer Aufwand betrieben werden muss.
- Der Rückbau alter Anlagen erfolgt so langsam, wie es das Trend-Szenario zum Thema Repowering vorgibt.

Oberes Szenario

Für das 2. Halbjahr 2010 werden für das obere Szenario weitere 1.100 MW erwartet, was einem Jahreszubau für das Jahr 2010 von rund 1.800 MW entsprechen würde. Für das Obere Szenario wird davon ausgegangen, dass der Zubau des Jahres 2009 annähernd erreicht werden kann. Für 2011 wird ebenfalls ein Zubau erwartet, der an das Niveau vom Jahr 2010 anknüpft und in Summe 1.700 MW beträgt.

Folgende Annahmen liegen diesem oberen Szenario zu Grunde:

- Das Repowering wird bis 2011 langsam an Bedeutung gewinnen, hat aber nicht den mindernden Effekt wie im Trend-Szenario, da sich der Zubau auf mehr neu ausgewiesene Windeignungsgebiete konzentrieren wird. Dennoch ist auch der Rückbau alter Anlagen in dem Umfang enthalten, wie es dem oberen Szenario beim Repowering entspricht.
- Es wird davon ausgegangen, dass die Planungsverbände bzw. zuständigen Landes- oder Kreisbehörden auf mittlere Sicht gesehen ausreichend geeignete Flächen ausweisen werden und es nur vorübergehend zu einer geringfügigen Flächenknappheit kommen wird.
- Aufgrund der Finanzkrise sind einige Onshore-Projekte verzögert worden, die aufgrund der verbesserten Situation der Finanzmärkte, die sich langsam erholen werden, ebenfalls für einen entsprechenden Nachholeffekt im Zubau bis 2011 sorgen.
- Insgesamt ergibt sich für das Obere Szenario ein stärkerer Zubau, der sich am ambitionierteren Zubau im Aktionsplan der Bundesregierung orientiert [BRD 2010].

Zusammengenommen wird die in Tabelle 27 wiedergegebene Leistungsentwicklung prognostiziert:

Tabelle 27 *Einschätzung der Leistung der EEG-Onshore-Windkraft in Deutschland im Trend- und im oberen Szenario*

Bezugsjahr	2009	2010	2011
Trend-Szenario: neu installierte Leistung im Jahreslauf in MW	1.917	1.500	1.200
Abzgl. Rückbau durch Repowering	37	18	35
verfügbare Leistung zum Jahresende in MW	25.210	26.692	27.857
oberes Szenario: neu installierte Leistung im Jahreslauf in MW	1.917	1.800	1.750
Abzgl. Rückbau durch Repowering	37	23	50
verfügbare Leistung zum Jahresende in MW	25.210	26.987	28.687

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 zugebauten Kapazität in Betrieb genommen. In Abbildung 2 ist die verwendete Zubauverteilung der Prognose dargestellt.

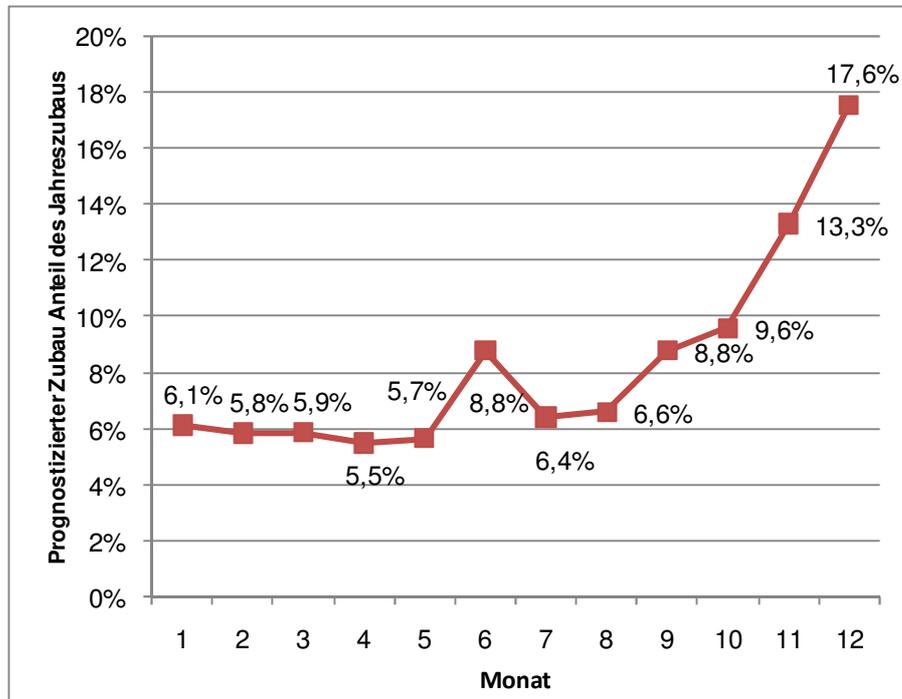


Abbildung 2 Darstellung der Zubauverteilung der BDB Stand Juni 2010 für den deutschlandweiten Zubau für Onshore-Windkraft

7.2.2 Prognose der Vollbenutzungsstunden nach Monaten für zwei Szenarien

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, zugegriffen.

Trend-Szenario

Die Vollbenutzungsstunden steigen pro Jahr aufgrund des technischen Fortschritts von neuen WEA an. Für das Jahr 2011 wird im Durchschnitt mit rund 1.750 Vollbenutzungsstunden gerechnet.

Oberes Szenario

Im Unterschied zum Trend-Szenario wurde zu den berechneten Vollbenutzungsstunden die berechnete Standardabweichung des Windangebotes aufgeschlagen. Die Standardabweichung beträgt im Mittel 8,7 Prozent. Im Durchschnitt wird für das Jahr 2011 daher mit rund 1.900 Vollbenutzungsstunden gerechnet.

7.2.3 Prognose der Stromerzeugung nach Monaten für zwei Szenarien

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

Trend-Szenario

Berechnungsgrundlagen und Ergebnis sind in Tabelle 28 dargestellt.

Tabelle 28 *Trend-Szenario: Prognose der Stromerzeugung aus EEG-Onshore-Windkraft 2011 in Deutschland*

Monat	Leistung zum Monatsende in MW	Vollbenutzungsstunden	Stromerzeugung in GWh
Januar	26.763	227	6.069
Februar	26.831	185	4.955
März	26.899	180	4.836
April	26.963	117	3.142
Mai	27.029	102	2.751
Juni	27.131	95	2.572
Juli	27.206	101	2.742
August	27.283	99	2.696
September	27.386	119	3.238
Oktober	27.497	166	4.536
November	27.652	162	4.464
Dezember	27.857	195	5.400
Jahr 2011 insgesamt	27.857	1.749	47.401

Oberes Szenario

Berechnungsgrundlagen und Ergebnis sind in Tabelle 29 dargestellt.

Tabelle 29 *Oberes Szenario: Prognose der Stromerzeugung aus EEG-Onshore-Windkraft 2011 in Deutschland*

Monat	Leistung zum Monatsende in MW	Vollbenutzungsstunden	Stromerzeugung in GWh
Januar	27.091	247	6.678
Februar	27.190	202	5.460
März	27.290	196	5.335
April	27.383	127	3.471
Mai	27.479	111	3.042
Juni	27.628	104	2.848
Juli	27.738	110	3.042
August	27.850	108	2.995
September	27.999	129	3.602
Oktober	28.162	181	5.056
November	28.388	177	4.985
Dezember	28.687	213	6.046
Jahr 2011 insgesamt	28.687	1.905	52.562

7.3 Prognose der Direktvermarktung

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 ist die Leistung, die insgesamt direkt vermarktet wurde, mit 197 MW – d. h. 0,7 % – sehr gering.

Im Jahr 2010 wurde bereits mehr Onshore-Windenergie direkt vermarktet als im gesamten letzten Kalenderjahr. Insgesamt haben bereits 495 MW am System der Direktvermarktung teilgenommen.

7.3.2 Potenzial und realistische Einschätzung der Direktvermarktung

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. 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.

Als Prognose der Direktvermarktung ergeben sich dadurch die in Tabelle 30 ausgewiesenen Strommengen.

Tabelle 30 Prognose der Direktvermarktung von Strommengen aus EEG-Onshore Windkraft 2011 in Deutschland (Trend-Szenario)

Monat	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr
Direktvermarktung in GWh	406	331	323	210	123	171	182	178	213	299	292	351	3.079

Im Ergebnis bedeutet dies, dass rund 6 % des Onshore-Windkraftstroms, der einen Vergütungsanspruch nach EEG hat, im Jahr 2011 direkt vermarktet wird.

Die Annahmen zur Direktvermarktung werden auch für das Obere Szenario übernommen, da die Anlagen, die an der Direktvermarktung beteiligt sind, durchweg zum 31.12.2010 bereits im Bestand enthalten waren sich damit durch den Zubau der Jahre ab 2010 keine andere verfügbare Leistung ergibt. Durch die höher angesetzten Vollbenutzungsstunden erzeugen diese Anlagen im oberen Szenario allerdings größere Strommengen, wie aus Tabelle 31 erkennbar wird.

Tabelle 31 Prognose der Direktvermarktung von Strommengen aus EEG-Onshore Windkraft 2011 in Deutschland (oberes Szenario)

Monat	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr
Direktvermarktung in GWh	441	360	351	228	134	186	198	194	232	325	318	382	3.348

7.4 Vergütungszahlungen für zwei Szenarien

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 Vergütungen wurden wie bei den anderen Energieträgern nach Inbetriebnahmejahrgängen differenziert, wobei die über die Direktvermarktung aus dem EEG fallenden Strommengen bei den Vergütungen für Bestandsanlagen (bis 2009) abgezogen wurden. Da unter Berücksichtigung der o. g. Annahmen insgesamt nur 6 % der erzeugten Windkraft außerhalb des EEG direkt vermarktet wird, wurde bei den spezifischen Vergütungssätzen nicht weiter zwischen den innerhalb des EEG und außerhalb des EEG vermarkteten Mengen differenziert. Da es sich bei den Anlagen mit Direktvermarktung um Anlagen mit niedrigen Vergütungssätzen handelt, wird durch die hier nicht erfolgte Korrektur der spezifischen Vergütung die Gesamtvergütung tendenziell unterschätzt.

Trend-Szenario

Die Höhe der Vergütungszahlung für Onshore-Windkraft für das Trend-Szenario ist aus Tabelle 32 zu entnehmen.

Tabelle 32 *Prognose der Vergütungszahlungen für EEG-Onshore Windkraft 2011 in Deutschland (Trend-Szenario)*

Monat	Im EEG verbleibende Strommenge (in GWh)	Gesamtvergütung nach EEG (in Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (in Mio. Euro)	Netto-Vergütung nach EEG (in Mio. Euro)
Januar	5.663	498,8	19,0	479,8
Februar	4.624	407,3	15,6	391,8
März	4.513	397,6	15,2	382,4
April	2.933	258,4	9,9	248,5
Mai	2.627	231,5	8,9	222,6
Juni	2.401	211,6	8,1	203,5
Juli	2.560	225,6	8,6	217,0
August	2.518	222,0	8,5	213,5
September	3.025	266,7	10,2	256,5
Oktober	4.238	373,6	14,2	359,4
November	4.172	367,9	14,0	353,9
Dezember	5.049	445,3	17,0	428,3
Jahr 2011	44.322	3.906,4	149,1	3.757,3

Oberes Szenario

Die Höhe der Vergütungszahlung für Onshore-Windkraft für das Obere Szenario ist aus Tabelle 33 zu entnehmen.

Tabelle 33 *Prognose der Vergütungszahlungen für EEG-Onshore Windkraft 2011 in Deutschland (oberes Szenario)*

Monat	Im EEG verbleibende Strommenge (in GWh)	Gesamtvergütung nach EEG (in Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (in Mio. Euro)	Netto-Vergütung nach EEG (in Mio. Euro)
Januar	6.237	549,7	21,0	528,7
Februar	5.100	449,5	17,2	432,4
März	4.984	439,4	16,8	422,6
April	3.243	286,0	10,9	275,0
Mai	2.908	256,4	9,8	246,6
Juni	2.663	234,8	9,0	225,9
Juli	2.844	250,9	9,6	241,3
August	2.801	247,1	9,4	237,7
September	3.370	297,4	11,3	286,0
Oktober	4.731	417,5	15,9	401,6
November	4.667	412,0	15,7	396,3
Dezember	5.664	500,1	19,1	481,0
Jahr 2011	49.213	4.340,8	165,6	4.175,2

7.5 Auswahl eines Szenarios durch die Übertragungsnetzbetreiber

Entsprechend den Kapiteln 7.2 bis 7.4 und 8.2 bis 8.4 ergibt sich für die zu prognostizierende Einspeisung aus Wind onshore inkl. Repowering für das Jahr 2011 eine Bandbreite von 48,8 TWh (Trend) bis zu 54,0 TWh (oberes Szenario) ohne Abzug der Direktvermarktung. Bei den hierfür zu Grunde gelegten installierten Leistungen wird ausgehend vom Ist-Stand Ende 2009 von 25.863 MW mit einem Zubau in 2010 von 1.545 MW (Trend) bzw. 1.858 MW (oberes Szenario) ausgegangen. Für den Zubau in 2011 werden 1.227 MW (Trend) bzw. 1.878 MW (oberes Szenario) von IE Leipzig prognostiziert.

Die den durch das IE Leipzig durchgeführten Szenarienrechnungen zugrundeliegenden Zubauraten und Vollbenutzungsstunden liegen sowohl für das Trend-Szenario als auch

für das obere Szenario in Höhe der in den letzten Jahren registrierten Entwicklungen. Wie die letzten Jahre zeigen, ist die Abschätzung der Volllaststunden mit hohen Unsicherheiten behaftet. Im Sinne einer Prognose kann kein „Windnormaljahr“ angegeben werden, da jedes bisher in der Vergangenheit aufgetretene Dargebot auch zukünftig möglich ist. So gehen die Gutachter des BMU-Langfristszenario [BMU 2010c] bei ihren Berechnungen von einer Volllaststundenzahl von mind. 1.800 Stunden pro Jahr aus. Die Szenarien, die dem Energiekonzept der Bundesregierung zu Grunde liegen, legen im Referenzszenario [Prognos/EWI/GWS 2010] für das Jahr 2020 eine Jahresvolllaststundenzahl von 2.040 Stunden und einen wachsenden Trend zugrunde (auf Basis dieses Trends ergibt sich für das Jahr 2011 eine Volllaststundenzahl von rd.1.800 Stunden). Der Bundesverband Erneuerbarer Energien [BEE 2009] geht für das Jahr 2010 von 1.940 Volllaststunden aus, die bis zum Jahr 2020 auf 2.490 Stunden ansteigen sollen.

Bei den Zubauraten gehen die Fachverbände (BWE, BEE) von deutlich höheren Leistungen aus, als die im Trend-Szenario ermittelten. Die Prognosen der Fachverbände liegen sogar oberhalb des oberen Szenarios. Es ist deshalb davon auszugehen, dass der im oberen Szenario ausgewiesene Leistungszuwachs in den Jahren 2010 und 2011 erreicht wird.

Zusätzlich wurden von den in den Bundesländern jeweils zuständigen Raumordnungsbehörden weitere Flächen für die Windenergienutzung großzügig ausgewiesen. Darüber hinaus rechnen die ÜNB mit einem relativ hohen Potenzial bei Repowering. Trend-Szenario. Diese positive Tendenz wird auch durch das BMU-Langfristszenario [BMU 2010c] gestützt, welches ebenfalls von deutlich höheren Zubauraten ausgeht als im Trend-Szenario angenommen.

Aus diesen Gründen gehen die ÜNB von höheren Zubauraten sowie Volllaststunden als vom Gutachter im Trend-Szenario angenommen aus und legen das obere Szenario bei der Berechnung der EEG-Umlage zugrunde.

8 ONSHORE-WIND REPOWERING (§ 30 EEG)

8.1 Analyse der Vergangenheitsdaten 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 34), woraus ersichtlich wird, dass auch Repowering-Projekte aus den Vorjahren zu berücksichtigen sind.

Tabelle 34 Repowering im Zeitraum 2003 bis 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 Mengenprognose für 2011

8.2.1 Prognose der Leistungsentwicklung nach Monaten für zwei Szenarien

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.

Außerdem sind viele WEA, die für Repowering in Frage kommen würden, 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].

Trend-Szenario

Für das Trend-Szenario wird für den Zubau des 2. Halbjahres 2010 eine zusätzliche Leistung durch Repowering von etwa 50 MW als realistisch eingeschätzt. In Summe sind dann rund 60 MW bis zum Ende des Jahres 2010 auf Repowering-Projekte zurückzuführen. Für die Prognose bis Ende des Jahres 2011 wird von einer Verdopplung der Leistung des Jahres 2010 auf rund 120 MW ausgegangen.

Oberes Szenario

Für das Jahr 2010 wurde im oberen Szenario ein um ca. 30 Prozent höherer Zubau als im Trend-Szenario angenommen. Für das Jahr 2011 weicht das obere Szenario hinsichtlich des Zubaus um 40 Prozent vom Trend-Szenario ab, da die Unsicherheit der Prognose mit zunehmender Entfernung von den bekannten Ist-Werten anwächst.

Auf Basis vorhandener Studien und der durchgeführter Befragungen wurde der in Tabelle 35 dargestellte Zubau bis 2011 für das Trend-Szenario angenommen.

Tabelle 35 *Einschätzung der Leistung der EEG-Onshore-Windkraft-Repowering in Deutschland (Trend- und oberes Szenario)*

Bezugsjahr	2009	2010	2011
Trend-Szenario: neu installierte Leistung durch Brutto Repowering [MW]	136	62	121
verfügbare Leistung zum Jahresende in MW	653	716	837
oberes Szenario: neu installierte Leistung durch Brutto Repowering [MW]	136	81	173
verfügbare Leistung zum Jahresende in MW	653	734	907

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

8.2.2 Prognose der Vollbenutzungsstunden nach Monaten für zwei Szenarien

Die Prognose und Methodik der Vollbenutzungsstunden für den Trend und das Obere Szenario ist dem Kapitel 7.2.2 zu entnehmen.

Für das Trend-Szenario ergeben sich für 2011 rund 1.830 Vollbenutzungsstunden für neue Windenergieanlagen, die dem Repowering zuzuordnen sind, für das obere Szenario sind es rund 1.900 Stunden.

8.2.3 Prognose der Stromerzeugung nach Monaten für zwei Szenarien

Zur Berechnung der Stromerzeugung wurde die zu Ende eines Kalendermonats prognostizierte Anlagenleistung mit dem prognostizierten spezifischen Ertrag des Folgemonats multipliziert (vgl. Kapitel 0.2).

Trend-Szenario

Berechnungsgrundlagen und Ergebnis sind in Tabelle 36 dargestellt.

Tabelle 36 *Prognose der Stromerzeugung aus Repowering-Anlagen der Onshore-Windenergie 2011 in Deutschland (Trend-Szenario)*

Monat	Leistung zum Monatsende in MW	Vollbenutzungsstunden	Stromerzeugung in GWh
Januar	723	238	170
Februar	730	194	140
März	737	189	138
April	744	121	89
Mai	751	106	79
Juni	761	101	76
Juli	769	105	80
August	777	105	81
September	788	125	97
Oktober	799	176	138
November	815	171	137
Dezember	837	203	165
Jahr 2011 insgesamt	837	1.833	1.390

Oberes Szenario

Berechnungsgrundlagen und Ergebnis sind in Tabelle 37 dargestellt.

Tabelle 37 Prognose der Stromerzeugung aus EEG-Onshore-Windkraft-Repowering 2011 in Deutschland (oberes Szenario)

Monat	Leistung zum Monatsende in MW	Vollbenutzungsstunden	Stromerzeugung in GWh
Januar	745	259	190
Februar	755	211	157
März	765	206	155
April	774	131	101
Mai	784	116	90
Juni	799	110	87
Juli	811	115	92
August	822	115	93
September	837	136	112
Oktober	854	192	161
November	877	187	160
Dezember	907	221	194
Jahr 2011 insgesamt	907	1.999	1.590

8.3 Prognose der Direktvermarktung

Die EEG-Novelle vom Jahr 2009 hat neue monetäre Anreize durch den Repowering-Bonus und den Systemdienstleistungs-Bonus geschaffen. Es wird davon ausgegangen, dass sich die Anfangsvergütung zusätzlich um 1 Cent/kWh erhöht. Das hat zur Folge, dass die Direktvermarktung bis 2011 derzeit für Repowering-Projekte nicht in Frage kommt. Dies gilt auch für die Anwendung der Direktvermarktung nach § 37 Abs. 1 EEG (vgl. Kapitel 0.3.3).

Zusätzlich spricht gegen eine Direktvermarktung von Repowering-Anlagen, dass die finanzierenden Banken auf die sichere Vergütung des Stromes aus dem EEG vertrauen und Direktvermarktung noch in den Anfängen steht.

Direktvermarktung von Strom aus WEA, die dem Repowering zu zuordnen sind, wird daher für 2011 nicht erwartet.

8.4 Vergütungszahlungen für zwei Szenarien

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 werden.

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

Trend-Szenario

Die Höhe der Vergütungszahlung für Onshore-Windkraft ist aus Tabelle 38 zu entnehmen.

Tabelle 38 *Prognose der Vergütungszahlungen für EEG-Onshore-Windkraft-Repowering 2011 in Deutschland (Trend-Szenario)*

Monat	Strommenge im EEG (in GWh)	Gesamtvergütung nach EEG (in Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (in Mio. Euro)	Netto-Vergütung nach EEG (in Mio. Euro)
Januar	170	16,5	0,8	15,7
Februar	140	13,6	0,7	12,9
März	138	13,4	0,7	12,7
April	89	8,6	0,4	8,2
Mai	79	7,7	0,4	7,3
Juni	76	7,4	0,4	7,0
Juli	80	7,8	0,4	7,4
August	81	7,8	0,4	7,4
September	97	9,4	0,5	8,9
Oktober	138	13,4	0,7	12,7
November	137	13,2	0,7	12,6
Dezember	165	16,0	0,8	15,2
Jahr 2011	1.390	134,6	6,6	127,9

Oberes Szenario

Die Höhe der Vergütungszahlung für Onshore-Windkraft ist aus Tabelle 39 zu entnehmen.

Tabelle 39 *Prognose der Vergütungszahlungen für EEG-Onshore-Windkraft-Repowering 2011 in Deutschland (oberes Szenario)*

Monat	Im EEG verbleibende Strommenge (in GWh)	Gesamtvergütung nach EEG (in Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (in Mio. Euro)	Netto-Vergütung nach EEG (in Mio. Euro)
Januar	190	18,4	0,9	17,5
Februar	157	15,2	0,7	14,4
März	155	15,1	0,7	14,3
April	101	9,7	0,5	9,2
Mai	90	8,7	0,4	8,3
Juni	87	8,4	0,4	8,0
Juli	92	8,9	0,4	8,4
August	93	9,0	0,4	8,5
September	112	10,8	0,5	10,3
Oktober	161	15,5	0,8	14,8
November	160	15,4	0,8	14,7
Dezember	194	18,7	0,9	17,8
Jahr 2011	1.590	153,8	7,6	146,2

8.5 Auswahl eines Szenarios durch die Übertragungsnetzbetreiber

Für die Auswahl des Szenarios für die Onshore-Windenergie wird auf die in Kapitel 7.5 dargestellte Begründung verwiesen, da die Prognose der Repowering-Projekte bei der Windenergie nicht einem anderen Szenario als dem der allgemeinen Entwicklung der Windenergie an Land folgen kann.

9 OFFSHORE-WIND (§ 31 EEG)

9.1 Analyse der Vergangenheitsdaten 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 Mengenprognose für 2011

9.2.1 Prognose der Leistungsentwicklung nach Monaten

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 einer installierten Gesamtanlagenleistung von 432 MW aus.

Das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik hält für das Jahr 2010 eine installierte Anlagenleistung von 100 MW für realistisch. Für die darauf folgenden 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 Ostseegebiete als realistisch an [BWE 2010].

Das Deutsche Windenergie Institut hält eine installierte Leistung² 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 und für 2012 mit 620 MW jährlichem Zubau gerechnet [Johnson 2010].

² 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.

Unter Zugrundelegung der genehmigten und geplanten Offshore-Windparks sowie der Planungen für deren Netzanbindung wurde abgeschätzt, wie viel installierte Leistung bis Ende 2011 zu erwarten ist. Auf Basis vorhandener Studien und durchgeführter Befragungen bei ausgewählten Institutionen wurde der in Tabelle 40 dargestellte Zubau bis 2011 für das Trend-Szenario angenommen.

Tabelle 40 Trend-Einschätzung der Leistung der EEG-Offshore-Windkraft in Deutschland

Bezugsjahr	2009	2010	2011
neu installierte Leistung im Jahreslauf in MW	45	130	295
verfügbare Leistung zum Jahresende in MW	45	175	470

Der Zubau von neuen Windenergieanlagen wird mit Hilfe zweier unterjährlicher Zubauverteilungen generiert. 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 Netzanschluss erst im Verlauf des Jahres 2011 fertiggestellt wird.

Hierzu liefert Abbildung 3 einen Überblick über die Verteilung der beiden Zubaugruppen.

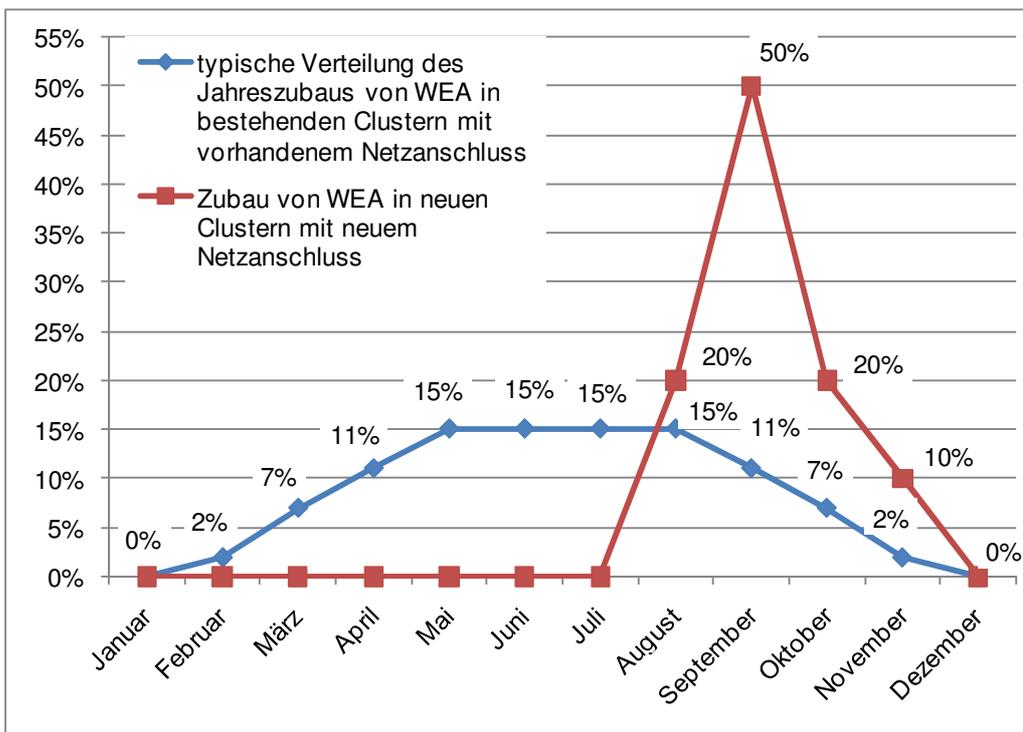


Abbildung 3 Darstellung der Zubauverteilung der BDB Stand Juni 2010 für den deutschlandweiten Zubau für Offshore – Windkraft

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 Prognose der Vollbenutzungsstunden nach Monaten

Die zugrundegelegten Vollbenutzungsstunden für Offshore-Windparks deutscher Gewässer 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 und dieser für das folgende Kalenderjahr 2011 leicht gesteigert.

Unter den angegebenen Rahmenbedingungen ergeben sich rund 3.600 Vollbenutzungsstunden im Durchschnitt über alle deutschen Offshore-Standorte.

9.2.3 Prognose der Stromerzeugung nach Monaten

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

Für Bestandsanlagen werden die erwarteten Vollbenutzungsstunden des jeweiligen Monats mit der bereits installierten Leistung des Vorjahres multipliziert. Die Berechnungsgrundlagen und Ergebnisse sind in Tabelle 41 dargestellt.

Tabelle 41 Prognose der Stromerzeugung aus EEG-Offshore-Windkraft 2011 in Deutschland

Monat	Leistung zum Monatsende in MW	Vollbenutzungsstunden	Stromerzeugung in GWh
Januar	175	337	59
Februar	181	352	62
März	201	311	56
April	234	294	59
Mai	278	255	60
Juni	323	244	68
Juli	367	242	78
August	411	264	97
September	444	298	123
Oktober	464	340	151
November	470	347	161
Dezember	470	369	174
Jahr 2011 insgesamt	470	3.654	1.147

9.3 Prognose der Direktvermarktung

9.3.1 Direktvermarktung 2009 und 2010

Bisher wurde noch kein Strom aus von Offshore-Windenergie direkt vermarktet [50HzT et al 2010].

Die derzeitige Anfangsvergütung von Strom aus Offshore-Windkraft beträgt 13 ct/kWh und gilt für die ersten 12 Jahre ab Inbetriebnahmejahr. Die Anfangsvergütung erhöht sich um 2 ct/kWh, wenn die neu errichteten WEA vor dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommen werden. Die Degression der Anfangsvergütung von 5 Prozent setzt ab dem Jahr 2015 ein.

Durch die derzeitige Vergütungshöhe von 15 ct/kWh für Strom aus Offshore-Windkraft nach dem EEG ist eine Direktvermarktung von Strom aus solchen Anlagen nicht zu erwarten, da unter den gegenwärtigen Randbedingungen die Erlöse über das EEG höher sind, als über den Handel auf dem Strommarkt zu erzielen wären.

9.4 Vergütungszahlungen

Die mittlere Vergütungszahlung von Offshore-Anlagen betrug 2009 laut Datenlieferung der ÜNB [ÜNB 2010a] 150 €/MWh. Dies ergibt sich auch aus dem EEG, da 2009 nur ein Vergütungssatz anwendbar war, der genau diese Höhe hatte. Für 2011 wird dieser Wert ebenfalls übernommen, da die Degression der Vergütungszahlen erst zum Anfang des Jahres 2015 wirksam wird.

Für Offshore-Windkraftanlagen wurde die Höhe der Gesamtvergütungszahlung aus der Multiplikation mit den monatlich prognostizierten Stromerträgen für das Jahr 2011 errechnet. Anschließend wurden davon die vermiedenen Netznutzungsentgelte abgezogen, die für Offshore-Windkraft jedoch besonders niedrig liegen [ÜNB 2010a].

Nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich die gesamte Netto-Vergütungssumme für EEG-Offshore-Windkraft für alle Monate des Jahres 2011, wie sie in Tabelle 42 dargestellt ist.

Tabelle 42 *Prognose der Vergütungszahlungen für EEG-Offshore-Windkraft 2011 in Deutschland*

Monat	Im EEG verbleibende Strommenge (in GWh)	Gesamtvergütung nach EEG (in Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (in Mio. Euro)	Netto-Vergütung nach EEG (in Mio. Euro)
Januar	59	8,8	0,1	8,8
Februar	62	9,2	0,1	9,2
März	56	8,4	0,0	8,4
April	59	8,9	0,1	8,8
Mai	60	8,9	0,1	8,9
Juni	68	10,2	0,1	10,1
Juli	78	11,7	0,1	11,6
August	97	14,6	0,1	14,5
September	123	18,4	0,1	18,3
Oktober	151	22,6	0,2	22,5
November	161	24,2	0,2	24,0
Dezember	174	26,0	0,2	25,9
Jahr 2011	1.147	172,0	1,1	170,9

10 PHOTOVOLTAIK FREIFLÄCHE (§ 32 EEG)

10.1 Analyse der Vergangenheitsdaten 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 Mengenprognose für 2011 für mehrere Szenarien

10.2.1 Prognose-Eckwerte für die Photovoltaik insgesamt

Die Einschätzung des Zubaus an PV-Freiflächenanlagen in den Jahren bis 2012 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 Mai 2010 vor [BNetzA 2010]. Darüber hinaus wurden erste Abschätzungen zur Zahl der im Juni eingegangenen Anträge bekannt, so dass davon ausgegangen werden muss, dass

die neu installierte Leistung im ersten Halbjahr 2010 deutlich über 3 GW, evtl. sogar über 4 GW liegt. Einige Anzeichen deuten darauf hin, dass es nach dem 30.06. dagegen zu einem deutlichen Markteinbruch gekommen ist, zumal die Modulpreise auf dem Weltmarkt im Sommer 2010 nicht nennenswert gesunken sind, bei chinesischen Anbietern sind sie sogar wieder gestiegen [PVX 2010], was teilweise jedoch auch auf Wechselkursveränderungen zurückgeführt werden kann.

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 für Investoren wieder interessant sein 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. Außerdem wurde zwischen dem Trend-Szenario und dem oberen Szenario noch ein Alternativszenario gebildet, um eine

ebenfalls realistische durchgehend starke Marktentwicklung abzubilden, die jedoch nicht ganz die höchsten Werte des oberen Szenarios erreicht.

Für das Jahr 2010 liegt dem **Trend-Szenario** die Annahme zu Grunde, dass die Gesamtsumme der installierten Leistung in beiden Halbjahren mit je 4.000 MW gleich groß ist. 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 Jahresende 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.

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.

Dem **Alternativ-Szenario** liegt die Erfahrung zu Grunde, dass in den vergangenen Jahren die meisten realistischen Trend-Prognosen in der Wirklichkeit durch einen höheren Zubau übertroffen wurden. Es liegt mit seiner Zubauprognose daher näher am oberen Szenario als am Trend-Szenario. Für das Jahr 2011 unterscheidet es sich vom Trend-Szenario zudem durch eine andere Verteilung des Zubaus im Jahresverlauf: Während im Trend-Szenario ein sehr schwaches erstes Halbjahr und ein sehr steiler Anstieg zum Dezember hin angesetzt wurde, gelten im Alternativ-Szenario folgende Annahmen:

- Im Januar wird noch ein Teil des 2011 nicht mehr fertig gestellten Überhangs der Nachfrage von 2010 installiert.
- Im ersten Quartal ist die Nachfrage ansonsten wegen der erfolgten Degression zum Jahreswechsel niedrig, die Investoren warten Preissenkungen ab.
- Ab dem zweiten Quartal beginnt die Nachfrage wieder anzuziehen, da die ersten Preissenkungen eingetreten sind.
- Da im Jahr 2010 im Dezember nicht mehr alle Aufträge fristgerecht fertig wurden, beginnt der Jahresabschluss-Boom bereits im 3. Quartal, da die Investoren sicher sein wollen, ihre Anlage unabhängig vom Dezemberwetter noch 2011 montiert zu bekommen.
- Dadurch und durch einen möglichen Wintereinbruch im Dezember fällt die Dezemberspitze weniger stark aus als 2009 oder 2010

Die zahlenmäßigen Eckwerte der Annahmen für die genannten drei Szenarien sind in Tabelle 43 dargestellt.

Tabelle 43 *Annahmen zum Zubau und Bestand der Photovoltaik in verschiedenen Szenarien für Deutschland bis 2011*

alle Angaben in MW	Trend-Szenario	oberes Szenario	Alternativ-Szenario
Installierte Leistung 31.12.2009	9.899	9.899	9.899
Installierte Leistung 31.05.2010	11.644	11.644	11.644
Zubau 2010	8.000	10.000	9.500
Installierte Leistung 31.12.2010	17.899	19.899	19.399
Zubau 2011	8.500	11.050	9.500
Installierte Leistung 31.12.2011	26.399	30.949	28.899

10.2.2 Prognose der Leistungsentwicklung nach Monaten

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 noch mit knapp 6 %.

10.2.3 Prognose der Vollbenutzungsstunden nach Monaten

Für das **Trend-Szenario** und für das **Alternativ-Szenario** wurden mittlere Vollbenutzungsstunden angenommen.

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. Die Verteilung dieses Ertrags auf die Kalendermonate wurde unverändert aus [IE 2009] übernommen.

Durch den technischen Fortschritt und den hohen Anteil neu gebauter Anlagen wird erwartet, dass die Zahl der Vollbenutzungsstunden 2011 um 1 % auf 980 ansteigt.

Für das **obere Szenario** wurden höhere Vollbenutzungsstunden angenommen, um die Spannbreite einer möglicherweise stärkeren Globalstrahlung zu berücksichtigen:

Im Rahmen einer Detailanalyse [IE 2007] wurde vom IE Leipzig 2007 die Spannbreite der Solarstromerträge sowie deren Monats- und Jahres-Minima und -Maxima für einen Zeitraum von 26 Jahren ermittelt. 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 12,8 % nach oben (2003) ab [Riecke 2010]. Für das obere Szenario wurde ausgehend vom Trend-Szenario ein Wert angesetzt, der die ermittelten maximalen Abweichungen der Jahreswerte in 26 Jahren (+14,1 % im Maximum) zu drei Vierteln erreicht. Dies bedeutet, dass das obere Szenario im Mittel über Deutschland mit 1.073 Vollbenutzungsstunden für Freiflächenanlagen berechnet wurde. Auch hier wurde der Wert für 2011 um 1 % auf 1.083 Stunden angehoben, um dem technischen Fortschritt und dem hohen Anlagenzubau 2010 Rechnung zu tragen.

10.2.4 Prognose der Stromerzeugung nach Monaten

Zur Berechnung der Stromerzeugung wurde jeweils die zu Ende eines Kalendermonats prognostizierte Anlagenleistung mit dem prognostizierten spezifischen Ertrag des Folgemonats 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 44 dargestellt.

Tabelle 44 *Prognose der Stromerzeugung aus PV-Freiflächenanlagen 2011 in Deutschland (Trend-Szenario)*

Monat	Leistung zum Monatsende in MW	Vollbenutzungsstunden	Stromerzeugung in GWh
Januar	2.060	24	48
Februar	2.074	38	77
März	2.092	82	170
April	2.114	111	234
Mai	2.141	123	259
Juni	2.168	131	279
Juli	2.204	131	282
August	2.244	115	253
September	2.289	102	229
Oktober	2.343	73	168
November	2.415	31	71
Dezember	2.500	19	46
Jahr 2011 insgesamt	2.500	980	2.116

Die entsprechenden Werte für das obere Szenario folgen in Tabelle 45 und für das Alternativszenario in Tabelle 46.

Tabelle 45 *Prognose der Stromerzeugung aus PV-Freiflächenanlagen 2011 in Deutschland (oberes Szenario)*

Monat	Leistung zum Monatsende in MW	Vollbenutzungsstunden	Stromerzeugung in GWh
Januar	2.305	26	60
Februar	2.322	42	95
März	2.346	91	210
April	2.375	123	290
Mai	2.410	136	321
Juni	2.445	145	347
Juli	2.492	145	352
August	2.544	127	316
September	2.603	113	287
Oktober	2.673	81	212
November	2.766	34	90
Dezember	2.877	21	58
Jahr 2011 insgesamt	2.877	1.083	2.639

Tabelle 46 *Prognose der Stromerzeugung aus PV-Freiflächenanlagen 2011 in Deutschland (Alternativ-Szenario)*

Monat	Leistung zum Monatsende in MW	Vollbenutzungsstunden	Stromerzeugung in GWh
Januar	2.260	24	52
Februar	2.283	38	85
März	2.310	82	187
April	2.355	111	258
Mai	2.399	123	288
Juni	2.449	131	312
Juli	2.499	131	319
August	2.549	115	287
September	2.604	102	260
Oktober	2.660	73	191
November	2.721	31	81
Dezember	2.788	19	52
Jahr 2011 insgesamt	2.788	980	2.373

10.3 Prognose der Direktvermarktung

Die Angaben der Netzbetreiber zur Direktvermarktung von Solarstrom [ÜNB 2010a] und [50Hz et al 2010] zeigen, dass bisher in keinem Monat mehr als 210 kW Solaranlagenleistung außerhalb des EEG vermarktet wurden. Dies liegt daran, dass kein 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. Zwar kann PV-Strom teilweise als Spitzenlaststrom zu etwas höheren Preisen als Grundlaststrom vermarktet werden (Wertigkeitsfaktor: 120 % 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 fest damit gerechnet werden, dass die PV-Freiflächenanlagen bis Ende 2011 nicht an der Direktvermarktung teilnehmen werden. Die erzeugten Strommengen werden folglich komplett über das EEG abgerechnet.

10.4 Vergütungszahlungen für mehrere Szenarien

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 das Jahr 2011 wurde die Degression aus dem prognostizierten Gesamtmarktvolumen der Photovoltaik in den Monaten Mai 2010 bis September 2010 abgeleitet. Danach ist der mittlere Vergütungssatz im Jahr 2011 um 15 % niedriger als 2010.

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.

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.

Nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich die in Tabelle 47 dargestellte gesamte Netto-Vergütungssumme für PV-Freiflächenanlagen.

Tabelle 47 *Prognose der Vergütungszahlungen für PV-Freiflächenanlagen 2011 in Deutschland (Trend-Szenario)*

Monat	Strommenge (in GWh)	Gesamtvergütung nach EEG (in Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (in Mio. Euro)	Netto- Vergütung (in Mio. Euro)
Januar	48	17,0	0,2	16,8
Februar	77	27,3	0,3	27,0
März	170	60,0	0,7	59,3
April	234	82,5	0,9	81,6
Mai	259	90,7	1,0	89,7
Juni	279	97,4	1,1	96,3
Juli	282	98,2	1,1	97,1
August	253	87,6	1,0	86,6
September	229	79,0	0,9	78,1
Oktober	168	57,7	0,7	57,1
November	71	24,2	0,3	23,9
Dezember	46	15,4	0,2	15,2
Jahr 2011	2.116	736,9	8,2	728,7

Für das obere Szenario sowie für das Alternativ-Szenario sind die entsprechenden Kennwerte in Tabelle 48 und in Tabelle 49 dargestellt. Durch die Kombination einer eher hohen Zubaurate mit durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden liegt das Alternativszenario beim Vergütungsvolumen dem Trend-Szenario etwas näher als dem oberen Szenario und bleibt in einem durchaus realistischen Rahmen.

Tabelle 48 *Prognose der Vergütungszahlungen für PV-Freiflächenanlagen 2011 in Deutschland (oberes Szenario)*

Monat	Strommenge (in GWh)	Gesamtvergütung nach EEG (in Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (in Mio. Euro)	Netto- Vergütung (in Mio. Euro)
Januar	60	20,5	0,2	20,3
Februar	95	33,0	0,4	32,6
März	210	72,5	0,8	71,7
April	290	99,8	1,1	98,7
Mai	321	109,9	1,2	108,7
Juni	347	118,2	1,3	116,9
Juli	352	119,4	1,3	118,1
August	316	106,7	1,2	105,5
September	287	96,5	1,1	95,3
Oktober	212	70,6	0,8	69,8
November	90	29,7	0,3	29,4
Dezember	58	18,9	0,2	18,7
Jahr 2011	2.639	895,8	10,1	885,6

Tabelle 49 *Prognose der Vergütungszahlungen für PV-Freiflächenanlagen 2011 in Deutschland (Alternativ-Szenario)*

Monat	Strommenge (in GWh)	Gesamtvergütung nach EEG (in Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (in Mio. Euro)	Netto- Vergütung (in Mio. Euro)
Januar	52	18,2	0,2	18,0
Februar	85	29,3	0,3	29,0
März	187	64,6	0,7	63,9
April	258	89,1	1,0	88,1
Mai	288	98,6	1,1	97,5
Juni	312	106,3	1,2	105,1
Juli	319	107,8	1,2	106,6
August	287	96,4	1,1	95,3
September	260	87,1	1,0	86,1
Oktober	191	63,7	0,7	63,0
November	81	26,7	0,3	26,4
Dezember	52	16,9	0,2	16,7
Jahr 2011	2.373	804,8	9,1	795,7



10.5 Auswahl eines Szenarios durch die Übertragungsnetzbetreiber

Die Auswahl eines Szenarios erfolgt im Zusammenhang mit den beiden anderen Teilssegmenten der Photovoltaik als Kapitel 12.5.

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

11.1 Analyse der Vergangenheitsdaten 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 50 deutlich wird.

Tabelle 50 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.			

11.2 Mengenprognose für 2011 für mehrere Szenarien

11.2.1 Prognose der Leistungsentwicklung nach Monaten

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. Die Werte des Gesamtmarktes für die übrigen Szenarien wurden in Tabelle 43 dargestellt. 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 8.167 MW im Alternativszenario.

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. 8.570 MW).

Die Verteilung des Zubaus auf die Kalendermonate entspricht den in Kapitel 10.2.1 beschriebenen Wellenbewegungen des Marktes.

11.2.2 Prognose der Vollbenutzungsstunden nach Monaten

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

Die Vollbenutzungsstunden für Photovoltaik allgemein wurden zuletzt in der Jahresprognose 2010 [IE 2009] hergeleitet. Die von den Übertragungsnetzbetreibern bereit gestellten Daten zur installierten Leistung und zur Stromeinspeisung nach Inbetriebnahmejahren [ÜNB 2010a] lassen darüber hinaus neue Erkenntnisse zum Verhältnis der Stromerträge zwischen den unterschiedlichen Netzgebieten sowie über den Trend zu höheren Wirkungsgraden neuerer Anlagen zu. Weiterhin kann als gesichert gelten, dass die Großanlagen über 1 MW (sowohl Freiflächen- als auch 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 PV-Anlagen der Größenklasse unter 1 MW von 920 Vollbenutzungsstunden in einem Normaljahr herleiten. Die Verteilung dieses Ertrags auf die Kalendermonate wurde unverändert aus [IE 2009] übernommen.

Für die Zukunft wurde zudem der technische Fortschritt berücksichtigt: Für das Jahr 2011 wird eine Steigerung der 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 begründet.

11.2.3 Prognose der Stromerzeugung nach Monaten

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 51 bis Tabelle 53 dargestellt.

Tabelle 51 *Prognose der Stromerzeugung aus PV-Dachanlagen bis 1 MW in Deutschland 2011 (Trend-Szenario)*

Monat	Leistung zum Monatsende in MW	Vollbenutzungsstunden	Stromerzeugung in GWh
Januar	15.737	23	354
Februar	15.969	36	561
März	16.279	78	1.244
April	16.667	106	1.721
Mai	17.131	117	1.942
Juni	17.596	124	2.127
Juli	18.216	124	2.185
August	18.913	109	1.987
September	19.688	97	1.826
Oktober	20.617	69	1.365
November	21.857	29	602
Dezember	23.329	18	397
Jahr 2011 insgesamt	23.329	929	16.310

Tabelle 52 *Prognose der Stromerzeugung aus PV-Dachanlagen bis 1 MW in Deutschland 2011 (oberes Szenario)*

Monat	Leistung zum Monatsende in MW	Vollbenutzungsstunden	Stromerzeugung in GWh
Januar	17.503	25	434
Februar	17.805	39	689
März	18.208	86	1.534
April	18.711	117	2.128
Mai	19.316	129	2.410
Juni	19.920	137	2.651
Juli	20.726	137	2.734
August	21.632	121	2.499
September	22.639	107	2.309
Oktober	23.848	77	1.736
November	25.459	32	770
Dezember	27.372	20	511
Jahr 2011 insgesamt	27.372	1.028	20.408

Tabelle 53 *Prognose der Stromerzeugung aus PV-Dachanlagen bis 1 MW in Deutschland 2011 (Alternativ-Szenario)*

Monat	Leistung zum Monatsende in MW	Vollbenutzungsstunden	Stromerzeugung in GWh
Januar	17.300	23	383
Februar	17.643	36	616
März	18.071	78	1.375
April	18.757	106	1.910
Mai	19.443	117	2.185
Juni	20.214	124	2.414
Juli	20.985	124	2.509
August	21.757	109	2.289
September	22.614	97	2.100
Oktober	23.471	69	1.568
November	24.413	29	685
Dezember	25.442	18	443
Jahr 2011 insgesamt	25.442	929	18.478

11.3 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 [50Hz et al 2010].

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 ändert sich an dieser Situation nichts. Für das Jahr 2011 kann daher die Direktvermarktung weiter vernachlässigt werden, es wird daher 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. Noch unveröffentlichten Umfragen zufolge wurde diese Option im Jahr 2009 jedoch nur in sehr geringem Ausmaß (ca. 2 %) 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 54 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 enthalten, dass Anlagen der Baujahre bis 2009 nicht und Anlagen für die Zeit ab 2010 mit den in Tabelle 54 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 54 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 54 *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. Die Ergebnisse sind für drei Szenarien in Tabelle 55 bis Tabelle 57 dokumentiert.

Tabelle 55 *Abschätzung des Eigenverbrauchs von Solarstrom nach § 33 Abs. 2 EEG in Deutschland 2011 (Trend-Szenario)*

Monat	Eigenverbrauch (in GWh)	Vergütung für den Eigenverbrauch (in Mio. €)
Januar	28	5,7
Februar	45	9,1
März	103	20,3
April	145	28,3
Mai	168	32,2
Juni	189	35,6
Juli	199	36,9
August	187	33,9
September	178	31,5
Oktober	137	23,8
November	62	10,6
Dezember	43	7,1
Jahr 2011 insgesamt	1.486	275

Tabelle 56 Abschätzung des Eigenverbrauchs von Solarstrom nach § 33 Abs. 2 EEG in Deutschland 2011 (oberes Szenario)

Monat	Eigenverbrauch (in GWh)	Vergütung für den Eigenverbrauch (in Mio. €)
Januar	39	7,6
Februar	63	12,2
März	142	27,2
April	201	38,0
Mai	232	43,3
Juni	262	48,0
Juli	277	49,9
August	261	46,0
September	248	42,9
Oktober	192	32,5
November	88	14,6
Dezember	60	9,8
Jahr 2011 insgesamt	2.063	372

Tabelle 57 Abschätzung des Eigenverbrauchs von Solarstrom nach § 33 Abs. 2 EEG in Deutschland 2011 (Alternativ-Szenario)

Monat	Eigenverbrauch (in GWh)	Vergütung für den Eigenverbrauch (in Mio. €)
Januar	33	6,6
Februar	55	10,8
März	126	24,2
April	179	33,8
Mai	211	39,1
Juni	240	43,5
Juli	257	45,7
August	241	42,0
September	226	38,8
Oktober	173	29,2
November	77	12,9
Dezember	51	8,4
Jahr 2011 insgesamt	1.870	335

11.5 Vergütungszahlungen

Die Vergütungszahlungen für PV-Anlagen bis 1 MW an oder auf Gebäuden wurden im nächsten Schritt grundsätzlich in gleicher Weise wie bei den anderen EEG-Kategorien aus den Stromeinspeisemengen, gegliedert nach Inbetriebnahmejahrgängen bis 2009, 2010 und 2011 errechnet. Eine Direktvermarktung wurde nicht angenommen, dafür wurden die unter 11.4 dokumentierten Strommengen abgezogen, die als Eigenverbrauch getrennt vergütet werden. Die nachfolgenden Tabellen enthalten daher für das Trend-Szenario, das obere Szenario und das Alternativ-Szenario jeweils die Vergütungen für diejenigen Strommengen, die für die Einspeisung in das Stromnetz verbleiben.

Tabelle 58 *Prognose der Vergütungszahlungen für Netzeinspeisung aus PV-Anlagen an oder auf Gebäuden bis 1 MW 2011 in Deutschland (Trend-Szenario)*

Monat	Eingespeiste Strommenge (in GWh)	Vergütung nach EEG (in Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (in Mio. Euro)	Netto-Vergütung (in Mio. Euro)
Januar	325	141,4	1,4	140,0
Februar	515	222,9	2,3	220,7
März	1.142	491,7	5,0	486,7
April	1.576	674,2	7,0	667,3
Mai	1.774	754,0	7,8	746,2
Juni	1.938	816,9	8,5	808,4
Juli	1.985	830,2	8,7	821,5
August	1.799	744,6	7,9	736,7
September	1.648	674,3	7,3	667,0
Oktober	1.228	496,7	5,4	491,3
November	540	215,8	2,4	213,4
Dezember	354	139,4	1,5	137,8
Jahr 2011	14.824	6.202,1	65,2	6.136,9

Tabelle 59 Prognose der Vergütungszahlungen für Netzeinspeisung aus PV-Anlagen an oder auf Gebäuden bis 1 MW 2011 in Deutschland (oberes Szenario)

Monat	Eingespeiste Strommenge (in GWh)	Vergütung nach EEG (in Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (in Mio. Euro)	Netto-Vergütung (in Mio. Euro)
Januar	395	167,9	1,7	166,2
Februar	627	265,2	2,8	262,4
März	1.393	586,0	6,1	579,8
April	1.928	805,3	8,5	796,8
Mai	2.178	903,0	9,6	893,4
Juni	2.389	981,5	10,5	971,0
Juli	2.458	1.000,6	10,8	989,8
August	2.239	901,2	9,9	891,3
September	2.061	819,6	9,1	810,5
Oktober	1.544	606,5	6,8	599,7
November	682	264,8	3,0	261,8
Dezember	451	172,1	2,0	170,1
Jahr 2011	18.344	7.473,8	80,8	7.393,0

Tabelle 60 Prognose der Vergütungszahlungen für Netzeinspeisung aus PV-Anlagen an oder auf Gebäuden bis 1 MW 2011 in Deutschland (Alternativ-Szenario)

Monat	Eingespeiste Strommenge (in GWh)	Vergütung nach EEG (in Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (in Mio. Euro)	Netto-Vergütung (in Mio. Euro)
Januar	349	149,4	1,5	147,9
Februar	561	237,8	2,5	235,3
März	1.249	526,2	5,5	520,7
April	1.731	723,9	7,7	716,2
Mai	1.974	816,7	8,7	808,0
Juni	2.174	890,0	9,5	880,5
Juli	2.253	912,1	9,9	902,2
August	2.048	820,4	9,0	811,4
September	1.874	743,0	8,3	734,7
Oktober	1.395	547,4	6,2	541,2
November	608	236,6	2,7	233,9
Dezember	392	151,1	1,7	149,4
Jahr 2011	16.608	6.754,5	73,1	6.681,5



11.6 Auswahl eines Szenarios durch die Übertragungsnetzbetreiber

Die Auswahl eines Szenarios erfolgt im Zusammenhang mit den beiden anderen Teilssegmenten der Photovoltaik als Kapitel 12.5.

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

12.1 Analyse der Vergangenheitsdaten bis 2009

Angaben zu PV-Anlagen an oder auf Gebäuden mit mehr als 1 MW Nennleistung liegen im Rahmen der Datenlieferungen [ÜNB 2010a] nicht vollständig vor. Neben den kleineren Dachanlagen und den Freiflächenanlagen ist dieses Segment das kleinste der drei hier beschriebenen Segmente aus dem Bereich der Solarenergie. Unter Berücksichtigung aller vorliegenden Daten kann eingeschätzt werden, dass es in Deutschland zum Jahresende 2009 knapp 113 MW an installierter Leistung in dieser Kategorie gab.

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

12.2 Mengenprognose für 2011 für mehrere Szenarien

12.2.1 Prognose der Leistungsentwicklung nach Monaten

Bei der Prognose der Leistungsentwicklung wurde vom Gesamtzubau in Deutschland ausgegangen, wie er in Kapitel 10.2.1 eingeschätzt wurde. 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.

Bei der Zubauverteilung nach Monaten wurden die gleichen Prozentanteile wie in Kapitel 11.2.1 angesetzt.

12.2.2 Prognose der Vollbenutzungsstunden nach Monaten

Die Vollbenutzungsstunden für Dachanlagen der Größe ab 1 MW werden genau gleich angesetzt wie bei PV-Freiflächenanlagen (vgl. Punkt 10.2.3), da in beiden Fällen mit einer optimalen Ausrichtung der Module gerechnet werden kann.

12.2.3 Prognose der Stromerzeugung nach Monaten

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 61 bis Tabelle 63 dargestellt.

Tabelle 61 *Prognose der Stromerzeugung aus PV-Dachanlagen über 1 MW in Deutschland 2011 (Trend-Szenario)*

Monat	Leistung zum Monatsende in MW	Vollbenutzungsstunden	Stromerzeugung in GWh
Januar	272	24	6
Februar	281	38	10
März	294	82	23
April	309	111	33
Mai	327	123	38
Juni	345	131	43
Juli	369	131	45
August	397	115	42
September	427	102	40
Oktober	464	73	31
November	512	31	14
Dezember	570	19	10
Jahr 2011 insgesamt	570	980	337

Tabelle 62 *Prognose der Stromerzeugung aus PV-Dachanlagen über 1 MW in Deutschland 2011 (oberes Szenario)*

Monat	Leistung zum Monatsende in MW	Vollbenutzungsstunden	Stromerzeugung in GWh
Januar	312	26	8
Februar	324	42	13
März	340	91	29
April	360	123	42
Mai	384	136	49
Juni	407	145	56
Juli	439	145	59
August	474	127	56
September	514	113	53
Oktober	561	81	42
November	625	34	19
Dezember	700	21	13
Jahr 2011 insgesamt	700	1.083	439

Tabelle 63 *Prognose der Stromerzeugung aus PV-Dachanlagen über 1 MW in Deutschland 2011 (Alternativ-Szenario)*

Monat	Leistung zum Monatsende in MW	Vollbenutzungsstunden	Stromerzeugung in GWh
Januar	314	24	7
Februar	329	38	12
März	348	82	27
April	378	111	39
Mai	408	123	46
Juni	441	131	53
Juli	475	131	58
August	509	115	55
September	546	102	52
Oktober	584	73	40
November	625	31	18
Dezember	670	19	12
Jahr 2011 insgesamt	670	980	418

12.3 Prognose der Direktvermarktung

Anlagen zur Erzeugung von Solarstrom an oder auf Gebäuden mit mehr als 1 MW Leistung haben bislang offenbar nicht an der Direktvermarktung teilgenommen. Dies ist aufgrund der Vergütungssätze auch für das Jahr 2011 nicht zu erwarten.

12.4 Vergütungszahlungen

Die Vergütungszahlungen für PV-Anlagen über 1 MW an oder auf Gebäuden wurden im nächsten Schritt grundsätzlich in gleicher Weise wie bei den anderen EEG-Kategorien aus den Stromeinspeisemengen, gegliedert nach Inbetriebnahmejahrgängen bis 2009, 2010 und 2011 errechnet. Eine Direktvermarktung wurde nicht angenommen, auch ein Eigenverbrauch ist hier aufgrund der Anlagengröße nicht relevant, da er durch das EEG nicht begünstigt wird. Die nachfolgenden Tabellen enthalten daher für das Trend-Szenario, das obere Szenario und das Alternativ-Szenario jeweils die Vergütungen für die gesamten Strommengen, die in das Stromnetz eingespeist werden.

Tabelle 64 *Prognose der Vergütungszahlungen für PV-Dachanlagen über 1 MW 2011 in Deutschland (Trend-Szenario)*

Monat	Strommenge (in GWh)	Gesamtvergütung nach EEG (in Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (in Mio. Euro)	Netto- Vergütung (in Mio. Euro)
Januar	6	2,2	0,02	2,1
Februar	10	3,5	0,03	3,4
März	23	7,7	0,08	7,7
April	33	10,8	0,11	10,7
Mai	38	12,3	0,13	12,2
Juni	43	13,7	0,14	13,5
Juli	45	14,2	0,15	14,1
August	42	13,1	0,14	13,0
September	40	12,3	0,13	12,1
Oktober	31	9,3	0,10	9,2
November	14	4,2	0,05	4,1
Dezember	10	2,8	0,03	2,8
Jahr 2011	337	106,0	1,11	104,9

Tabelle 65 *Prognose der Vergütungszahlungen für PV-Dachanlagen über 1 MW 2011 in Deutschland (oberes Szenario)*

Monat	Strommenge (in GWh)	Gesamtvergütung nach EEG (in Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (in Mio. Euro)	Netto- Vergütung (in Mio. Euro)
Januar	8	2,7	0,03	2,6
Februar	13	4,3	0,04	4,2
März	29	9,6	0,10	9,5
April	42	13,4	0,14	13,3
Mai	49	15,4	0,16	15,2
Juni	56	17,2	0,18	17,0
Juli	59	17,9	0,19	17,7
August	56	16,7	0,18	16,5
September	53	15,7	0,18	15,5
Oktober	42	12,0	0,14	11,9
November	19	5,4	0,06	5,3
Dezember	13	3,7	0,04	3,6
Jahr 2011	439	133,7	1,45	132,3

Tabelle 66 *Prognose der Vergütungszahlungen für PV-Dachanlagen über 1 MW 2011 in Deutschland (Alternativ-Szenario)*

Monat	Strommenge (in GWh)	Gesamtvergütung nach EEG (in Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (in Mio. Euro)	Netto- Vergütung (in Mio. Euro)
Januar	7	2,4	0,02	2,3
Februar	12	3,9	0,04	3,8
März	27	8,8	0,09	8,7
April	39	12,4	0,13	12,3
Mai	46	14,5	0,15	14,3
Juni	53	16,3	0,18	16,1
Juli	58	17,3	0,19	17,1
August	55	16,1	0,18	15,9
September	52	15,0	0,17	14,9
Oktober	40	11,4	0,13	11,3
November	18	5,0	0,06	5,0
Dezember	12	3,3	0,04	3,3
Jahr 2011	418	126,3	1,38	125,0

12.5 Auswahl eines Szenarios durch die Übertragungsnetzbetreiber

Entsprechend den Kapiteln 10.2 bis 12.4 ergibt sich für die zu prognostizierende Einspeisung aus Photovoltaik (PV-Freifläche, PV Gebäude < 1 MW, PV Gebäude > 1 MW) insgesamt für das Jahr 2011 eine Bandbreite von 18,8 TWh (Trend-Szenario) bis zu 23,5 TWh (oberes Szenario) ohne Abzug der Direktvermarktung. Bei den hierfür zu Grunde gelegten installierten Leistungen wird ausgehend vom IST-Stand Ende 2009 von 9.899 MW für 2010 mit einem Zubau von 8.000 MW (Trend) bzw. 10.000 MW (oberes Szenario) ausgegangen. Für den Zubau 2011 werden 8.500 MW (Trend) bzw. 11.050 MW (oberes Szenario) vom IE Leipzig prognostiziert.

Bei Photovoltaik existiert eine relativ große Anzahl verschiedener Zubauszenarien, die sich je nach Gutachten/Studie teilweise deutlich unterscheiden. Dies ist dem Umstand geschuldet, dass in diesem Segment die größte Unsicherheit über die zu erwartende Entwicklung zu verzeichnen ist. Dies liegt an den vielen Unwägbarkeiten, die im Jahr 2010 zu einem nicht vorhergesehenen Boom geführt haben. Aber selbst für das Jahr 2010 liegen bislang keine gesicherten Erkenntnisse über das genaue Maß des Ausbaus vor, da die Vielzahl der neu in Betrieb gegangenen Module bisher noch nicht vollständig erfasst werden konnte. Gesicherte Erkenntnisse liegen bislang nur bis einschließlich Monat Mai vor. Die Rückmeldungen aus der Verteilnetzebene ergaben eine Vielzahl noch nicht erfasster bzw. bearbeiteter Inbetriebnahmen. Aus diesen Gründen ist die Bandbreite der installierten Leistung in der Prognose relativ stark gefächert.

Aus Sicht der ÜNB ist für den Energieträger Photovoltaik daher bei der Berechnung der EEG-Umlage ein Alternativszenario für die erwartete installierte Zubauleistung zu Grunde zu legen, da die Trendprognose diesbezüglich als zu niedrig und das obere Szenario als zu hoch eingeschätzt wird. Entsprechend den Erfahrungen aus den vergangenen Jahren wurde die Entwicklung beim Photovoltaikzubau tendenziell von den ÜNB unterschätzt. Die ÜNB gehen davon aus, dass sich der sehr hohe Zubau der ersten Monate des Jahres 2010 auch weiterhin fortsetzt bzw. sich zum Ende des Jahres 2010 noch deutlich verstärkt. Dies begründet sich zum einen in der zum 1. Januar 2011 zu erwartenden hohen Degression, die in Abhängigkeit des Zubaus in 2010 (von Juni bis September) ermittelt wird. Diese Degression wird wahrscheinlich nach § 20 Abs. 2 Nr. 8 in Verbindung mit § 20 Abs. 3 Nr. 1 die Höhe von 13% erreichen, so dass zum Jahresende 2010 – bei weiterhin sinkenden Preisen – mit einem nochmaligen deutlichen Anstieg des Zubaus zu rechnen ist. Zum anderen sind die Lieferengpässe – wie sie noch Anfang des Jahres bei Wechselrichtern vorlagen - nicht mehr vorhanden, da die Produktionskapazitäten global ausgebaut wurden und werden [Welter 2010].

Des Weiteren werden Zubauraten für die installierte Leistung bei Photovoltaik für das Jahr 2010 gemäß anderen Studien/Gutachten in einer Größenordnung von bis zu 10.000 MW prognostiziert. IE Leipzig hält ebenfalls im oberen Szenario einen Zubau von 10.000 MW in 2010 für durchaus möglich.

Einen Zubau gemäß dem oberen Szenario des IE Leipzig-Gutachtens halten die ÜNB dennoch für relativ unwahrscheinlich. Aus diesen Gründen gehen die ÜNB beim Zubau in den Jahren 2010 und 2011 von einer zusätzlich installierten Leistung von jeweils 9.500 MW aus. Bezüglich der anzunehmenden Benutzungsstunden sind die ÜNB der gleichen



Auffassung wie IE Leipzig und gehen ebenfalls von einer leichten Effizienzverbesserung gegenüber den „Altanlagen“ aus. Daher stützen sich die ÜNB bei den Benutzungsstunden für Photovoltaik auf die Werte der IE Leipzig Trend-Prognose und legen diese bei der Kalkulation der EEG-Umlage zugrunde.

13 ZUSAMMENFASSUNG

In den graphischen Zusammenfassungen dieses Kapitels werden folgende Energieträger jeweils zusammengefasst:

- Deponiegas, Klärgas und Grubengas zu „Gase“
- Windenergie onshore und Repowering zu „Windenergie an Land“
- Solarenergie auf Freiflächenanlagen und auf Dachanlagen aller Größenklassen zu „Solarenergie“.

Dadurch vermindert sich die Zahl der darzustellenden Kategorien von 12 auf 7.

13.1 Entwicklung der installierten Leistung aller EEG-Anlagen bis Ende 2011

Die Entwicklung der installierten Leistung aller Anlagen, deren Strom Anspruch auf Vergütung nach dem EEG hat, wird für den Zeitraum seit 2003 in Abbildung 4 grafisch dargestellt und um die Prognosen für das Trend-Szenario der Jahre 2010 und 2011 ergänzt.

Im Vergleich zum nationalen Aktionsplan der Bundesregierung [BRD 2010] zeigt sich, dass die EEG-Wasserkraft eine etwas höhere installierte Leistung aufweist, als im Aktionsplan für die Größenklassen bis zu 10 MW angegeben werden. Die ÜNB-Daten sind hier aktueller als der nationale Aktionsplan, in dem zwischen 2005 und 2010 sogar ein Rückgang der installierten Leistung bei der Wasserkraft dargestellt ist.

Die Angaben zur Biomasse sind im nationalen Aktionsplan nicht direkt mit der vorgelegten Prognose vergleichbar, offenbar liegen diese dadurch höher, dass auch Klärgas sowie biogene Anteile der Müllverbrennung mit berücksichtigt wurden.

Im Bereich der Onshore- und Offshore-Windenergie sind die Differenzen zum nationalen Aktionsplan gering.

Im Bereich der Photovoltaik liegen die vorliegenden aktuellen Einschätzungen deutlich höher als im nationalen Aktionsplan, da die aktuellsten Informationen zur Marktentwicklung klar zeigen, dass der Aufbau neuer Kapazitäten schneller abläuft, als es die Bundesregierung eingeschätzt hatte.

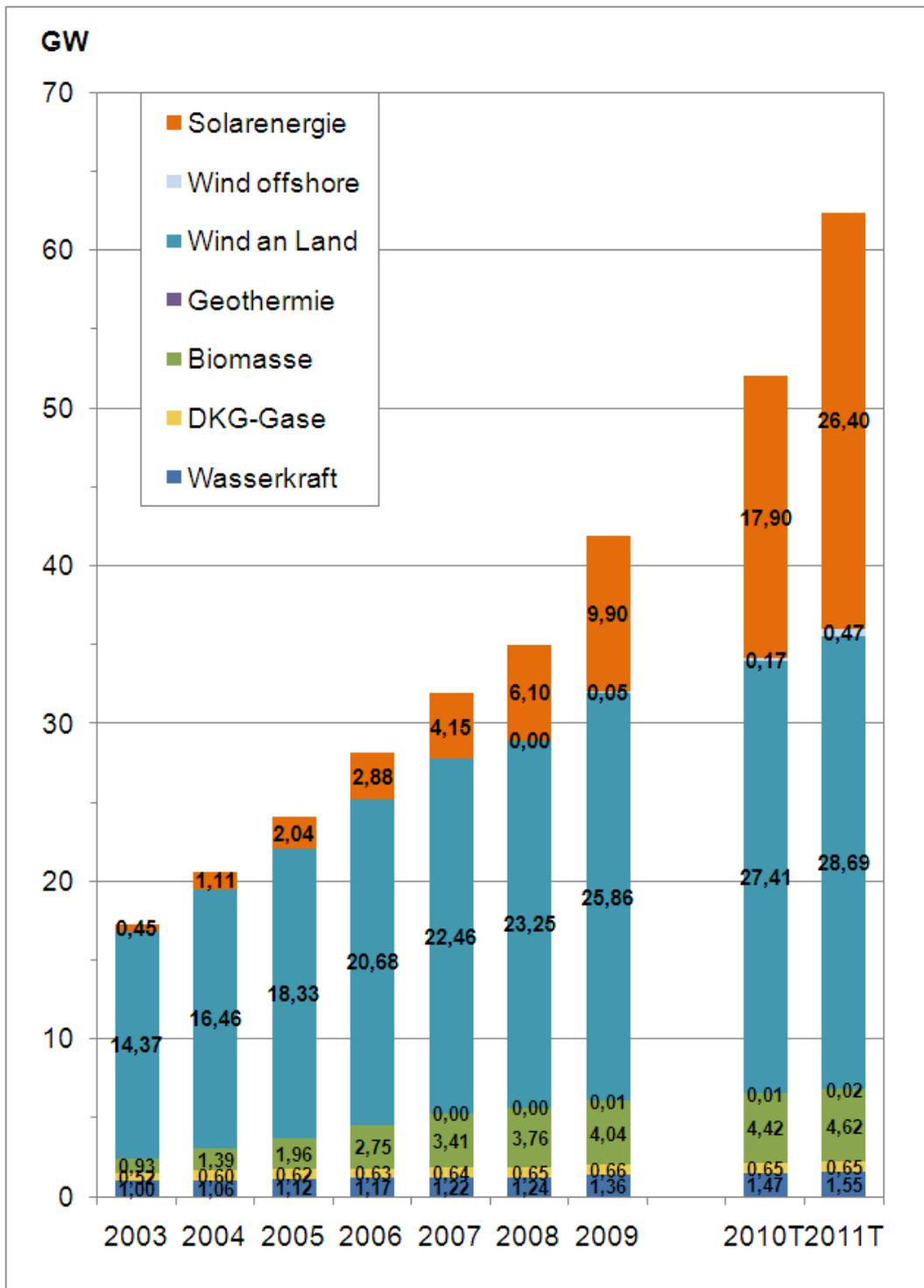


Abbildung 4 Entwicklung der installierten Leistung der EEG-Anlagen nach Energieträgern bis 2011 im Trendszenario (T: Trend-Szenario)

Berücksichtigt man die letztlich erfolgte Auswahl der Szenarien, die im Bereich Windenergie und Solarenergie vom Trend-Szenario abweicht, so ergibt sich die in Abbildung 5 dargestellte Entwicklung.

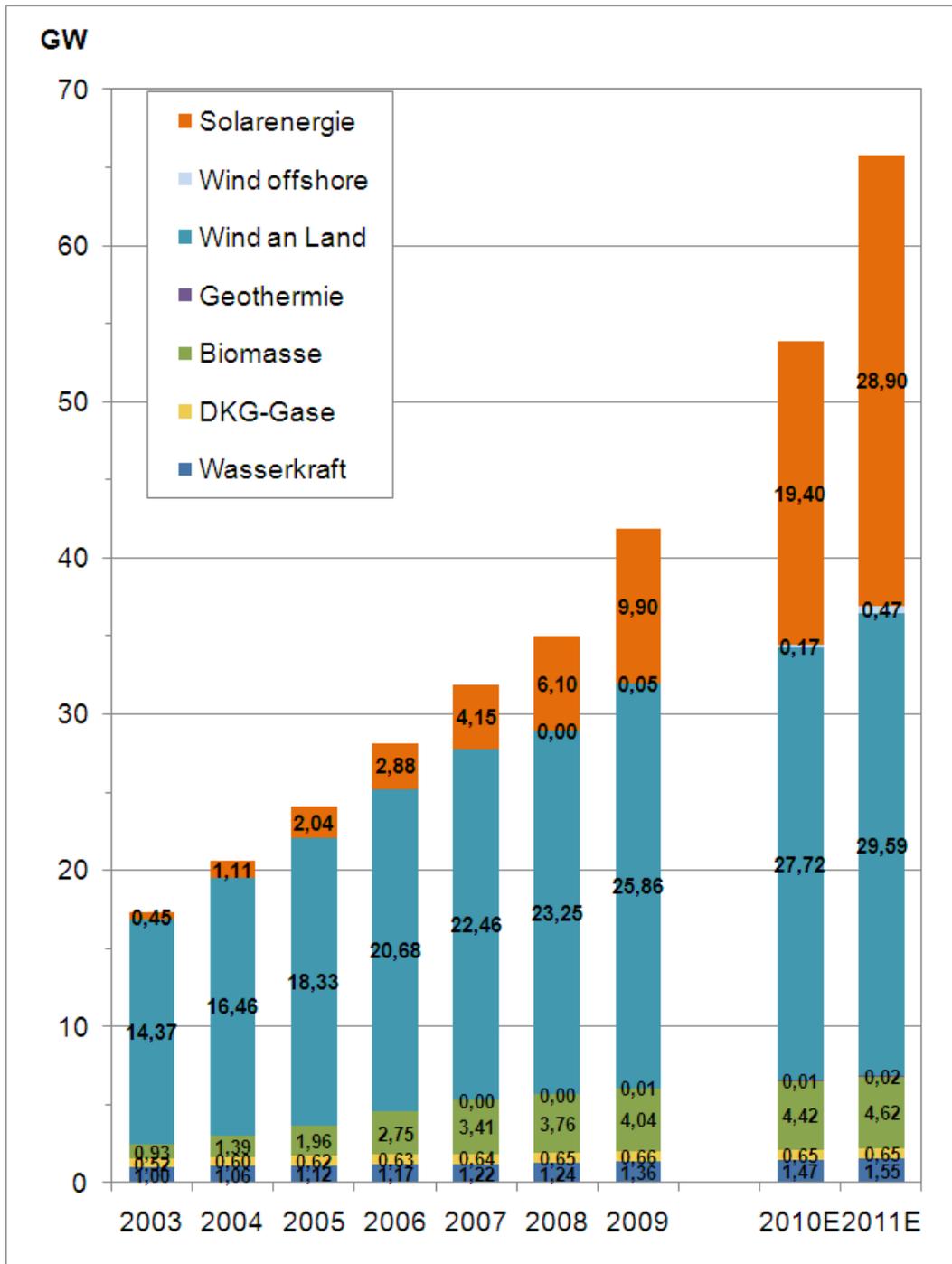


Abbildung 5 Entwicklung der installierten Leistung der EEG-Anlagen nach Energieträgern bis 2011 in der Kombination der ausgewählten Szenarien (E: erwartete Szenarien)

13.2 Entwicklung der Stromerzeugung aller EEG-Energieträger bis 2011

Die nachfolgende zusammenfassende Darstellung der Stromerzeugung im EEG berücksichtigt alle Energieträger, deren Stromertrag einen Vergütungsanspruch nach dem EEG hat. Ausgenommen sind damit nur die große Wasserkraft sowie der nicht eingespeiste (selbst genutzte) Anteil des Stroms aus Klärgas. Enthalten sind jedoch alle Mengen unabhängig von der Art ihrer Vermarktung, d. h. sowohl der direkt über das EEG vergütete als auch der direktvermarktete oder – bei PV-Eigenverbrauch – selbst genutzte Anteil des Stroms aus Solarenergie. Zusammenfassend ergibt sich im Trend-Szenario die in Abbildung 6 dargestellte Entwicklung.

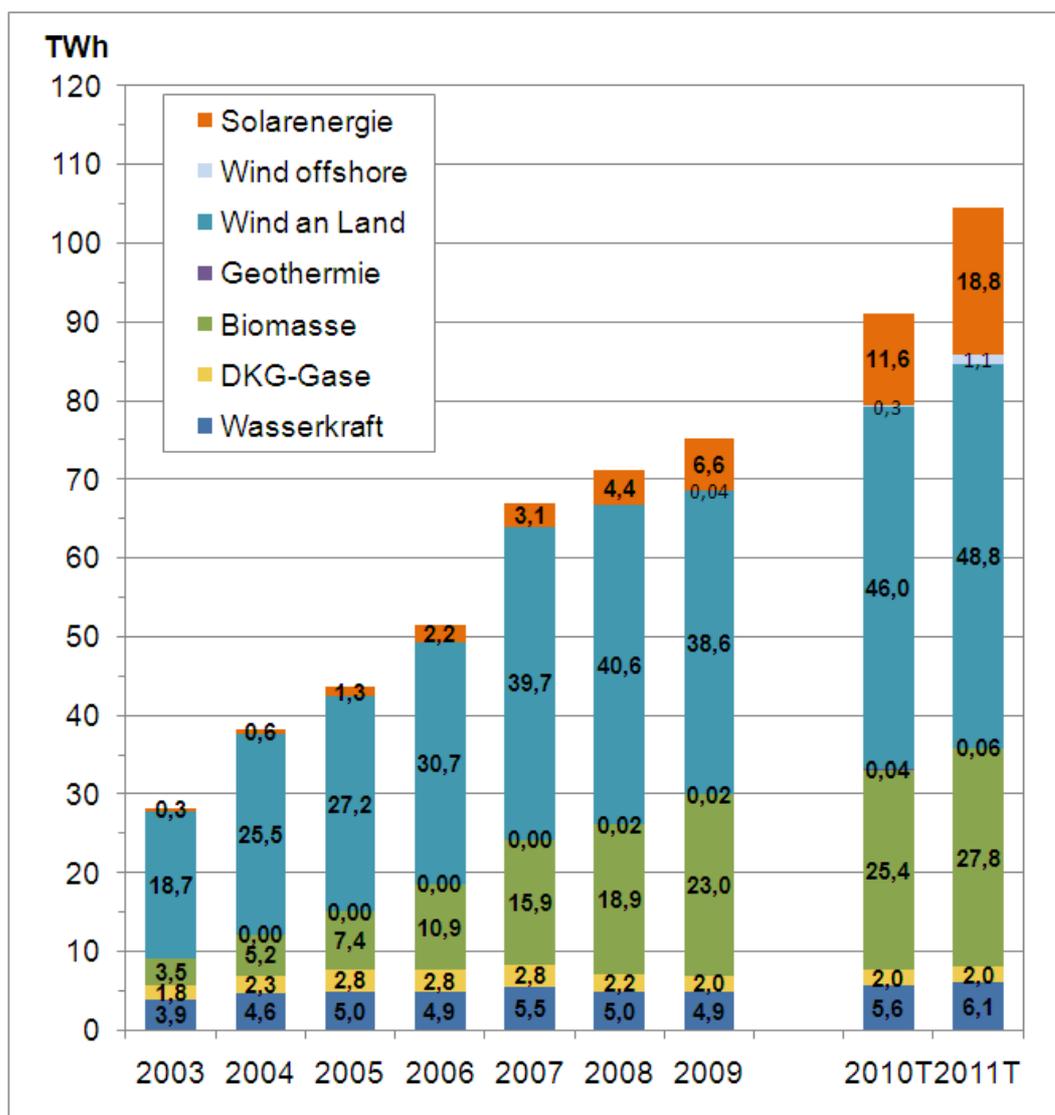


Abbildung 6 Entwicklung der Stromerzeugung der EEG-Anlagen nach Energieträgern bis 2011 im Trend-Szenario (einschl. Direktvermarktung)

Berücksichtigt man die letztlich erfolgte Auswahl der Szenarien, die im Bereich Windenergie und Solarenergie vom Trend-Szenario abweicht, so ergibt sich die in Abbildung 7 grafisch dargestellte Entwicklung.

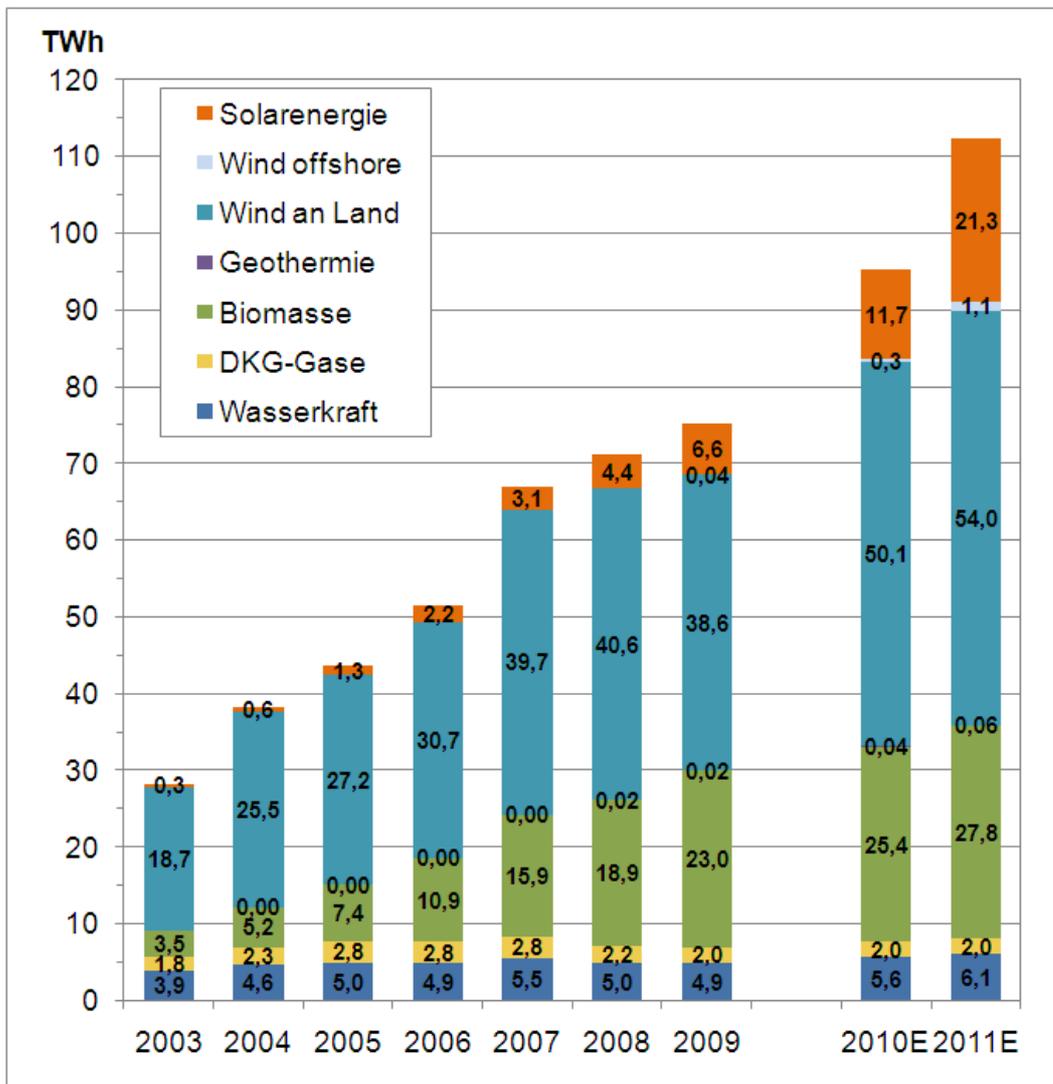


Abbildung 7 Entwicklung der Stromerzeugung der EEG-Anlagen nach Energieträgern bis 2011 in der Kombination der erwarteten Szenarien (einschl. Direktvermarktung)

13.3 Summe der Vergütungszahlungen im EEG 2011

Die Summe der Vergütungszahlungen im EEG bezieht alle Energieträger ein, die tatsächlich eine Vergütung aus dem EEG in Anspruch nehmen, dies betrifft somit die EEG-Vergütung für eingespeisten Strom sowie die Vergütung für den Direktverbrauch von Solarenergie. Nicht enthalten sind dagegen die Erlöse der direkt vermarkteten Strommengen. Das Ergebnis entspricht der Grafik von Abbildung 8, in der das Trend-

Szenario der Kombination der ausgewählten Szenarien gegenüber gestellt wird. Die Angaben beziehen sich auf die Vergütungen nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte, die für die anschließende Berechnung der Umlage relevant werden.

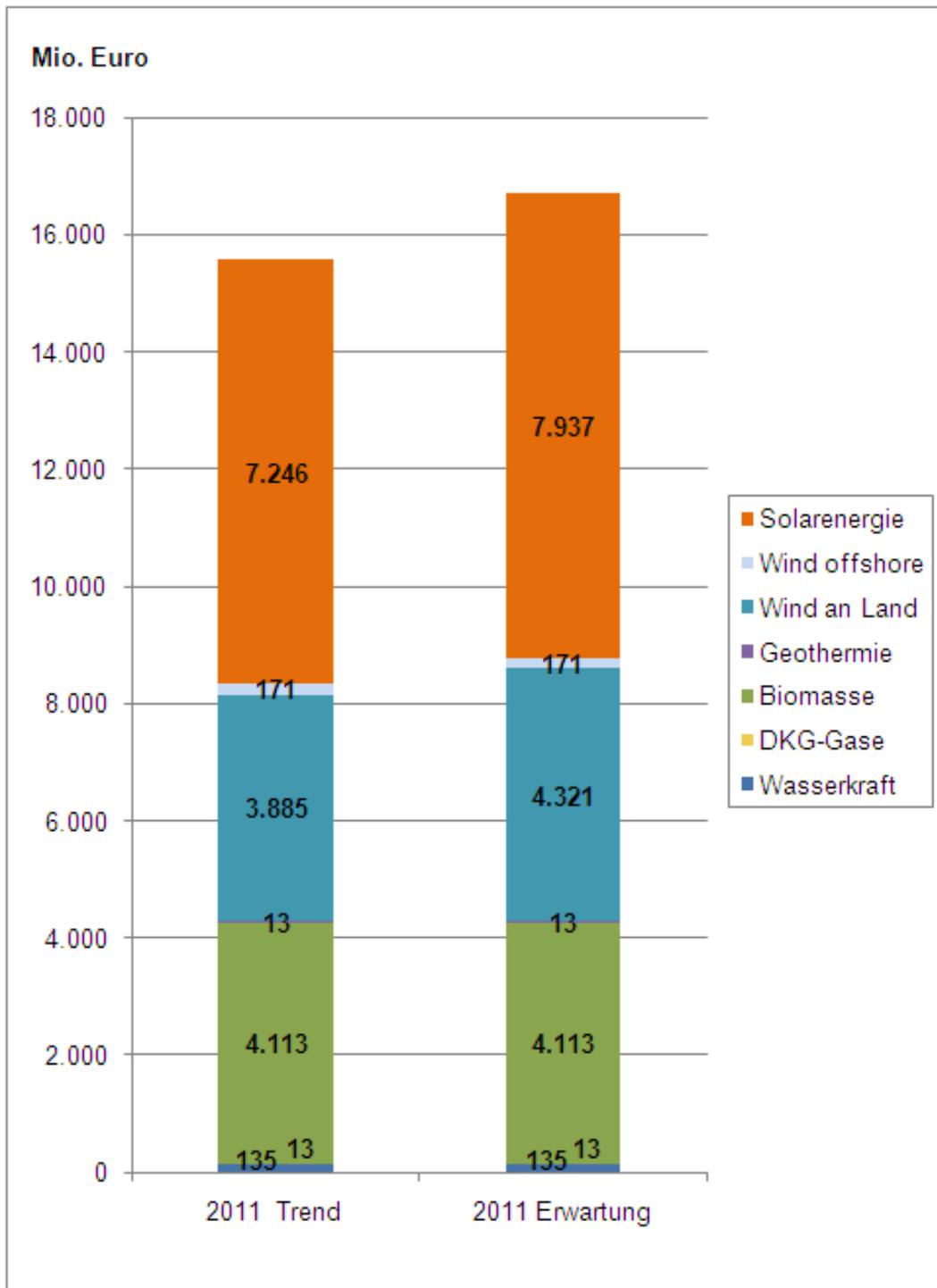


Abbildung 8 Vergütungszahlungen im EEG 2011 im Trend-Szenario bzw. in der Kombination der erwarteten Szenarien

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
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/ElektrizitaetGas/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_aktio nsplan_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
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, Klärgasstatistik 2003 bis 2009. Wiesbaden, 2004 bis 2010
- DEWI 2010a** Ender, C. (Deutsches Windenergie-Institut): Wind: Wind Energy Use in Germany – Status 31.12.2009, Wilhelmshaven, Februar 2010
- DEWI 2010b** Deutsches Windenergie-Institut: telefonische Auskunft am 16.08.2010
- 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 Stromerzeugung von Grubengas-BHKW. Verschiedene Datenlieferungen 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.

- 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
- 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
- Johnson 2010** Johnson, Björn: 2.500 GW im Kampf gegen die Erwärmung, erschienen in Erneuerbare Energien Ausgabe 12/2009, Hannover, 2009, S. 24.
- 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 Strukturforschung 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.
- 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.
- 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** 50 Hertz 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
- Weiß 2010** Weiß, Ernst-Günther (Regierungspräsidium Arnsberg, Dez. 64): Persönliche Mitteilung, Arnsberg, August 2010.
- WHG 2009** Deutscher Bundestag: Gesetz zur Neuregelung des Wasserrechts (Wasserhaushaltsgesetz - WHG). Vom 31. Juli 2009. Veröffentlicht im Bundesgesetzblatt, Bonn, 06.008.2009.
- Welter 2010** Welter, P.: Da geht noch was. Wechselrichter haben ein starkes Preissenkungspotenzial. In: Photon, 9/2010, S. 40 – 44. Aachen, September 2010.
- 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
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 / kW _{el}	Kilowatt, Kilowatt elektrische Leistung
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MW / MW _{el}	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 nach Monaten	3
Abbildung 2	Darstellung der Zubauverteilung der BDB Stand Juni 2010 für den deutschlandweiten Zubau für Onshore-Windkraft	40
Abbildung 3	Darstellung der Zubauverteilung der BDB Stand Juni 2010 für den deutschlandweiten Zubau für Offshore – Windkraft	54
Abbildung 4	Entwicklung der installierten Leistung der EEG-Anlagen nach Energieträgern bis 2011 im Trendszenario (T: Trend-Szenario)	87
Abbildung 5	Entwicklung der installierten Leistung der EEG-Anlagen nach Energieträgern bis 2011 in der Kombination der ausgewählten Szenarien (E: erwartete Szenarien)	88
Abbildung 6	Entwicklung der Stromerzeugung der EEG-Anlagen nach Energieträgern bis 2011 im Trend-Szenario (einschl. Direktvermarktung)	89
Abbildung 7	Entwicklung der Stromerzeugung der EEG-Anlagen nach Energieträgern bis 2011 in der Kombination der erwarteten Szenarien (einschl. Direktvermarktung)	90
Abbildung 8	Vergütungszahlungen im EEG 2011 im Trend-Szenario bzw. in der Kombination der erwarteten Szenarien	91

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1	Bisherige Entwicklung der EEG-Wasserkraft in Deutschland	6
Tabelle 2	Trend-Einschätzung der Leistung der EEG-Wasserkraft in Deutschland	8
Tabelle 3	Prognose der Stromerzeugung aus EEG-Wasserkraft 2011 in Deutschland	9
Tabelle 4	Prognose der Direktvermarktung von Strommengen aus EEG-Wasserkraft 2011 in Deutschland.....	10
Tabelle 5	Prognose der Vergütungszahlungen für EEG-Wasserkraft 2011 in Deutschland	11
Tabelle 6	Prognose der Stromerzeugung aus Deponiegas 2011 in Deutschland	13
Tabelle 7	Prognose der Direktvermarktung von Strommengen aus Deponiegas 2011 in Deutschland.....	14
Tabelle 8	Prognose der Vergütungszahlungen für Deponiegas 2011 in Deutschland	15
Tabelle 9	Bisherige Stromerzeugung und –nutzung aus Klärgas in Deutschland	16
Tabelle 10	Prognose der Stromerzeugung aus Klärgas 2011 in Deutschland	18
Tabelle 11	Prognose der Direktvermarktung von Strommengen aus Klärgas 2011 in Deutschland	19
Tabelle 12	Prognose der Vergütungszahlungen für Klärgas 2011 in Deutschland	20
Tabelle 13	Prognose der Stromerzeugung aus Grubengas 2011 in Deutschland	23
Tabelle 14	Prognose der Direktvermarktung von Strommengen aus Grubengas 2011 in Deutschland	24
Tabelle 15	Prognose der Vergütungszahlungen für Grubengas 2011 in Deutschland	25
Tabelle 16	Bisherige Entwicklung der EEG-Biomasse in Deutschland.....	26
Tabelle 17	Trend-Einschätzung der Leistung der EEG-Biomasse in Deutschland	27
Tabelle 18	Mittlere Vollbenutzungsstunden für Biomasseanlagen.....	28
Tabelle 19	Prognose der Stromerzeugung aus EEG-Biomasse 2011 in Deutschland	29
Tabelle 20	Prognose der Direktvermarktung von Strommengen aus EEG-Biomasse 2011 in Deutschland	30
Tabelle 21	Prognose der Vergütungszahlungen für EEG-Biomasse 2011 in Deutschland	32
Tabelle 22	Bisherige Entwicklung der EEG-Geothermie in Deutschland.....	33
Tabelle 23	Trend-Einschätzung der Leistung der EEG-Geothermie in Deutschland	34
Tabelle 24	Prognose der Stromerzeugung aus Geothermie 2011 in Deutschland	35

Tabelle 25	Prognose der Vergütungszahlungen für EEG-Geothermie 2011 in Deutschland	36
Tabelle 26	Bisherige Entwicklung der EEG-Onshore Windkraft in Deutschland	37
Tabelle 27	Einschätzung der Leistung der EEG-Onshore-Windkraft in Deutschland im Trend- und im oberen Szenario	39
Tabelle 28	Trend-Szenario: Prognose der Stromerzeugung aus EEG-Onshore-Windkraft 2011 in Deutschland.....	41
Tabelle 29	Oberes Szenario: Prognose der Stromerzeugung aus EEG-Onshore-Windkraft 2011 in Deutschland.....	42
Tabelle 30	Prognose der Direktvermarktung von Strommengen aus EEG-Onshore Windkraft 2011 in Deutschland (Trend-Szenario)	43
Tabelle 31	Prognose der Direktvermarktung von Strommengen aus EEG-Onshore Windkraft 2011 in Deutschland (oberes Szenario)	43
Tabelle 32	Prognose der Vergütungszahlungen für EEG-Onshore Windkraft 2011 in Deutschland (Trend-Szenario).....	44
Tabelle 33	Prognose der Vergütungszahlungen für EEG-Onshore Windkraft 2011 in Deutschland (oberes Szenario)	45
Tabelle 34	Repowering im Zeitraum 2003 bis 2009 in Deutschland.....	47
Tabelle 35	Einschätzung der Leistung der EEG-Onshore-Windkraft-Repowering in Deutschland (Trend- und oberes Szenario)	48
Tabelle 36	Prognose der Stromerzeugung aus Repowering-Anlagen der Onshore-Windenergie 2011 in Deutschland (Trend-Szenario)	49
Tabelle 37	Prognose der Stromerzeugung aus EEG-Onshore-Windkraft-Repowering 2011 in Deutschland (oberes Szenario)	50
Tabelle 38	Prognose der Vergütungszahlungen für EEG-Onshore-Windkraft-Repowering 2011 in Deutschland (Trend-Szenario)	51
Tabelle 39	Prognose der Vergütungszahlungen für EEG-Onshore-Windkraft-Repowering 2011 in Deutschland (oberes Szenario)	52
Tabelle 40	Trend-Einschätzung der Leistung der EEG-Offshore-Windkraft in Deutschland	54
Tabelle 41	Prognose der Stromerzeugung aus EEG-Offshore-Windkraft 2011 in Deutschland	55
Tabelle 42	Prognose der Vergütungszahlungen für EEG-Offshore-Windkraft 2011 in Deutschland	57
Tabelle 43	Annahmen zum Zubau und Bestand der Photovoltaik in verschiedenen Szenarien für Deutschland bis 2011	61
Tabelle 44	Prognose der Stromerzeugung aus PV-Freiflächenanlagen 2011 in Deutschland (Trend-Szenario).....	63
Tabelle 45	Prognose der Stromerzeugung aus PV-Freiflächenanlagen 2011 in Deutschland (oberes Szenario)	64
Tabelle 46	Prognose der Stromerzeugung aus PV-Freiflächenanlagen 2011 in Deutschland (Alternativ-Szenario).....	64
Tabelle 47	Prognose der Vergütungszahlungen für PV-Freiflächenanlagen 2011 in Deutschland (Trend-Szenario).....	66
Tabelle 48	Prognose der Vergütungszahlungen für PV-Freiflächenanlagen 2011 in Deutschland (oberes Szenario)	67

Tabelle 49	Prognose der Vergütungszahlungen für PV-Freiflächenanlagen 2011 in Deutschland (Alternativ-Szenario)	67
Tabelle 50	Leistungsentwicklung von PV-Dachanlagen bis 1 MW in Deutschland	69
Tabelle 51	Prognose der Stromerzeugung aus PV-Dachanlagen bis 1 MW in Deutschland 2011 (Trend-Szenario)	71
Tabelle 52	Prognose der Stromerzeugung aus PV-Dachanlagen bis 1 MW in Deutschland 2011 (oberes Szenario)	71
Tabelle 53	Prognose der Stromerzeugung aus PV-Dachanlagen bis 1 MW in Deutschland 2011 (Alternativ-Szenario)	72
Tabelle 54	Annahmen zur Inanspruchnahme der Eigenverbrauchsregelung bei Neuanlagen bis 500 kW	74
Tabelle 55	Abschätzung des Eigenverbrauchs von Solarstrom nach § 33 Abs. 2 EEG in Deutschland 2011 (Trend-Szenario)	74
Tabelle 56	Abschätzung des Eigenverbrauchs von Solarstrom nach § 33 Abs. 2 EEG in Deutschland 2011 (oberes Szenario)	75
Tabelle 57	Abschätzung des Eigenverbrauchs von Solarstrom nach § 33 Abs. 2 EEG in Deutschland 2011 (Alternativ-Szenario)	75
Tabelle 58	Prognose der Vergütungszahlungen für Netzeinspeisung aus PV-Anlagen an oder auf Gebäuden bis 1 MW 2011 in Deutschland (Trend-Szenario)	76
Tabelle 59	Prognose der Vergütungszahlungen für Netzeinspeisung aus PV-Anlagen an oder auf Gebäuden bis 1 MW 2011 in Deutschland (oberes Szenario)	77
Tabelle 60	Prognose der Vergütungszahlungen für Netzeinspeisung aus PV-Anlagen an oder auf Gebäuden bis 1 MW 2011 in Deutschland (Alternativ-Szenario)	77
Tabelle 61	Prognose der Stromerzeugung aus PV-Dachanlagen über 1 MW in Deutschland 2011 (Trend-Szenario)	80
Tabelle 62	Prognose der Stromerzeugung aus PV-Dachanlagen über 1 MW in Deutschland 2011 (oberes Szenario)	81
Tabelle 63	Prognose der Stromerzeugung aus PV-Dachanlagen über 1 MW in Deutschland 2011 (Alternativ-Szenario)	81
Tabelle 64	Prognose der Vergütungszahlungen für PV-Dachanlagen über 1 MW 2011 in Deutschland (Trend-Szenario)	82
Tabelle 65	Prognose der Vergütungszahlungen für PV-Dachanlagen über 1 MW 2011 in Deutschland (oberes Szenario)	83
Tabelle 66	Prognose der Vergütungszahlungen für PV-Dachanlagen über 1 MW 2011 in Deutschland (Alternativ-Szenario)	83