



Endbericht

Jahresprognose 2012 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken

Prognose der Stromeinspeisung und der Vergütung im
Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für 2012





Auftraggeber**Amprion GmbH**

Rheinlanddamm 24
44139 Dortmund

50Hertz Transmission GmbH

Eichenstraße 3A
12435 Berlin

EnBW Transportnetze AG

Kriegsbergstraße 32
70174 Stuttgart

TenneT TSO 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

Bearbeitung**Matthias Reichmuth** (Projektleitung)

Telefon 03 41 / 22 47 62 - 25

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

Kyriakos Louca**Gerd Schröder****Anne Scheuermann****Alexander Schiffler****Andreas Weber****Datum**

26.09.2011

INHALTSVERZEICHNIS

1	EINLEITUNG UND METHODIK.....	1
1.1	<i>Ziel des Berichts</i>	1
1.2	<i>Monatsscharfe Prognose der Stromerzeugung</i>	1
1.3	<i>Möglichkeiten der Direktvermarktung</i>	2
1.3.1	Gesetzesrahmen.....	2
1.3.2	Grundannahmen und Methodik der Zuordnung.....	3
1.3.3	Entwicklung der Strompreise	4
1.4	<i>Direktvermarktung über die Nutzung des § 39 EEG</i>	5
1.5	<i>Nutzung der Marktprämie</i>	8
2	WASSERKRAFT (§ 23 EEG).....	11
2.1	<i>Entwicklung bis 2010</i>	11
2.2	<i>Mengenprognose für 2012</i>	12
2.2.1	Prognose der Leistungsentwicklung in drei Szenarien	12
2.2.2	Prognose der Vollbenutzungsstunden in drei Szenarien.....	14
2.2.3	Prognose der Stromerzeugung in drei Szenarien.....	14
2.3	<i>Vermarktungsformen</i>	17
2.3.1	Direktvermarktung über § 39 EEG.....	17
2.3.2	Nutzung der Marktprämie	18
2.3.3	Zusammenfassung	19
2.4	<i>Vergütungszahlungen 2012</i>	19
2.4.1	Vergütung nach festen Einspeisetarifen	19
2.4.2	Marktprämienzahlungen in drei Szenarien	20
2.4.3	Zusammenfassung nach Szenarien	20
3	DEPONIE-, KLÄR- UND GRUBENGAS (§§ 24 BIS 26 EEG)	23
3.1	<i>Entwicklung bis 2010</i>	23
3.2	<i>Mengenprognose für 2012</i>	24
3.2.1	Prognose der Leistungsentwicklung in drei Szenarien	24
3.2.2	Prognose der Vollbenutzungsstunden in drei Szenarien.....	27
3.2.3	Prognose der Stromerzeugung in drei Szenarien.....	28
3.3	<i>Vermarktungsformen</i>	31
3.3.1	Direktvermarktung über § 39 EEG.....	31
3.3.2	Nutzung der Marktprämie	31
3.3.3	Zusammenfassung	32
3.4	<i>Vergütungszahlungen 2012</i>	33
3.4.1	Vergütung nach festen Einspeisetarifen	33
3.4.2	Marktprämienzahlungen in drei Szenarien	33
3.4.3	Zusammenfassung nach Szenarien	34
4	BIOMASSE (§ 27 EEG)	36
4.1	<i>Entwicklung bis 2010</i>	36
4.2	<i>Mengenprognose für 2012</i>	37
4.2.1	Prognose der Leistungsentwicklung in drei Szenarien	37
4.2.2	Prognose der Vollbenutzungsstunden in drei Szenarien.....	39

4.2.3	Prognose der Stromerzeugung in drei Szenarien.....	40
4.3	<i>Vermarktungsformen</i>	42
4.3.1	Direktvermarktung über § 39 EEG.....	42
4.3.2	Nutzung der Marktprämie	43
4.3.3	Zusammenfassung	44
4.4	<i>Vergütungszahlungen 2012</i>	44
4.4.1	Vergütung nach festen Einspeisetarifen	44
4.4.2	Marktprämienzahlungen in drei Szenarien	45
4.4.3	Zusammenfassung nach Szenarien	46
5	GEO THERMIE (§ 28 EEG)	48
5.1	<i>Entwicklung bis 2010</i>	48
5.2	<i>Mengenprognose für 2012</i>	48
5.2.1	Prognose der Leistungsentwicklung in drei Szenarien	48
5.2.2	Prognose der Vollbenutzungsstunden in drei Szenarien.....	50
5.2.3	Prognose der Stromerzeugung in drei Szenarien.....	50
5.3	<i>Vermarktungsformen</i>	53
5.3.1	Direktvermarktung über § 39 EEG.....	53
5.3.2	Nutzung der Marktprämie	53
5.3.3	Zusammenfassung	54
5.4	<i>Vergütungszahlungen 2012</i>	54
5.4.1	Vergütung nach festen Einspeisetarifen	54
5.4.2	Marktprämienzahlungen in drei Szenarien	55
5.4.3	Zusammenfassung nach Szenarien	55
6	WINDENERGIE AN LAND (§ 29 UND § 30 EEG)	58
6.1	<i>Entwicklung bis 2010</i>	58
6.2	<i>Mengenprognose für 2012</i>	58
6.2.1	Prognose der Leistungsentwicklung in drei Szenarien	58
6.2.2	Prognose der Vollbenutzungsstunden in drei Szenarien.....	62
6.2.3	Prognose der Stromerzeugung in drei Szenarien.....	63
6.3	<i>Vermarktungsformen</i>	66
6.3.1	Direktvermarktung über § 39 EEG.....	66
6.3.2	Nutzung der Marktprämie	67
6.3.3	Zusammenfassung	68
6.4	<i>Vergütungszahlungen 2012</i>	68
6.4.1	Vergütung nach festen Einspeisetarifen	68
6.4.2	Marktprämienzahlungen in drei Szenarien	69
6.4.3	Zusammenfassung nach Szenarien	69
7	OFFSHORE-WINDENERGIE (§ 31 EEG)	72
7.1	<i>Entwicklung bis 2010</i>	72
7.2	<i>Mengenprognose für 2012</i>	72
7.2.1	Prognose der Leistungsentwicklung in drei Szenarien	72
7.2.2	Prognose der Vollbenutzungsstunden in drei Szenarien.....	76
7.2.3	Prognose der Stromerzeugung in drei Szenarien.....	76
7.3	<i>Vermarktungsformen</i>	79

7.3.1	Direktvermarktung über § 39 EEG.....	79
7.3.2	Nutzung der Marktprämie	79
7.3.3	Zusammenfassung	80
7.4	<i>Vergütungszahlungen 2012</i>	81
7.4.1	Vergütung nach festen Einspeisetarifen	81
7.4.2	Marktprämienzahlungen in drei Szenarien	81
7.4.3	Zusammenfassung nach Szenarien	81
8	PHOTOVOLTAIK (§ 32 UND § 33 EEG)	84
8.1	<i>Entwicklung bis 2010</i>	84
8.2	<i>Mengenprognose für 2012</i>	85
8.2.1	Prognose der Leistungsentwicklung in drei Szenarien	85
8.2.2	Differenzierung der Leistungsentwicklung nach Marktsegmenten	87
8.2.3	Prognose der Vollbenutzungsstunden in drei Szenarien.....	88
8.2.4	Differenzierung der Vollbenutzungsstunden nach Marktsegmenten	88
8.2.5	Prognose der Stromerzeugung in drei Szenarien.....	89
8.3	<i>Vermarktungsformen</i>	91
8.3.1	Direktvermarktung über § 39 EEG.....	91
8.3.2	Nutzung der Marktprämie	91
8.3.3	Eigenverbrauch von Solarstrom.....	92
8.3.4	Zusammenfassung	94
8.4	<i>Vergütungszahlungen 2012</i>	94
8.4.1	Vergütungssätze nach Marktsegmenten	94
8.4.2	Vergütung nach festen Einspeisetarifen	95
8.4.3	Marktprämienzahlungen in drei Szenarien	96
8.4.4	Eigenverbrauchsvergütungen	96
8.4.5	Zusammenfassung nach Szenarien	96
9	ZUSAMMENFASSENDE GESAMTBETRACHTUNG	99
9.1	<i>Leistungsentwicklung aller EEG-Anlagen bis Ende 2012</i>	99
9.2	<i>Stromerzeugung aller EEG-Energieträger bis 2012</i>	101
9.3	<i>Vergütungszahlungen 2012</i>	103
	LITERATUR- UND REFERENZVERZEICHNIS.....	106
	ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	113
	ABBILDUNGSVERZEICHNIS	114
	TABELLENVERZEICHNIS	115

1 EINLEITUNG UND METHODIK

1.1 Ziel des Berichts

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind gemäß § 3 AusglMechAV verpflichtet, jährlich eine Prognose zur Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien zu veröffentlichen, aus der jeweils die EEG-Umlage abgeleitet wird. Die bisherigen Prognosen sind im Internet dokumentiert, die letzte Jahresprognose wurde am 15.10.2010 veröffentlicht und diente als Grundlage zur Berechnung der EEG-Umlage für das Jahr 2011. Die zu Grunde liegende Mengenprognose der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien wurden auch in den beiden Vorjahren vom IE Leipzig erstellt [IE 2009], [IE 2010].

Auch 2011 haben die ÜNB zur Umsetzung ihrer Verpflichtung die Durchführung der Prognose ausgeschrieben und wieder an das Leipziger Institut für Energie vergeben. Gegenstand sind die Prognosen zur installierten Leistung und zur Stromeinspeisung je Energieträger, die Berechnung der damit verbundenen Vergütungssummen und die quantitative Abschätzung der Strommengen, für die aufgrund der Direktvermarktung (ab 2012 auf mehrere Optionen erweitert) über das EEG entweder nicht vergütet werden müssen oder eine Marktprämie erhalten. Weiterhin betrachtet werden Vergütungen für nicht eingespeisten Strom, die aufgrund der Regelungen zum Eigenverbrauch bei Solarenergie getrennt zu berechnen sind.

Der Bericht gliedert sich in neun Kapitel, die sich in der Regel auf einen Energieträger bzw. eine EEG-Kategorie beziehen. Einige der Kapitel fassen mehrere Marktsegmente zusammen, die getrennt berechnet wurden. Dies betrifft die Gruppe der Deponie-, Klär und Grubengase, die Windenergie an Land sowie die Photovoltaik.

1.2 Monatsscharfe Prognose der Stromerzeugung

Hinsichtlich der Stromerzeugungsprognose ist die Studie methodisch an die Vorgängeruntersuchungen angelehnt [IE 2009], [IE 2010]. Demnach wird die Entwicklung der installierten Leistung je Energieträger monatsweise eingeschätzt. Ebenfalls monatsweise werden die typischen Vollbenutzungsstunden je Energieträger prognostiziert bzw. aus Erfahrungswerten abgeleitet. Die jeweils zum Monatsende 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 Leistungen zugebaut werden. 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 31.12.2010 zu Grunde gelegt, die dem IE für diesen Zweck bereit gestellt wurden [ÜNB 2011a]. Diese sind nach Inbetriebnahmejahren gegliedert und erlauben so die Betrachtung von

Zeitreihen beim Zubau von Anlagen (abgesehen von den zwischenzeitlich abgebauten Anlagen). Die Prognose der installierten Leistung wurde daher zunächst für 2011 berechnet und darauf aufbauend für 2012.

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 2010b]. Zusammen mit den Einschätzungen von Experten der jeweiligen Teilbranchen, die persönlich (in der Regel telefonisch) befragt wurden, ergibt sich ein Gesamtbild. Dabei wurde jeweils abgewogen, welches Szenario nach aktuellsten Erkenntnissen als besonders realistisch einzuschätzen ist. Daraus ergab sich dann im Ergebnis jeweils eine neue unabhängige Einschätzung des IE Leipzig. Im Rahmen dieser Jahresprognose werden die entsprechenden Vergleiche mit anderen Szenarien jedoch nicht in allen Kapiteln näher dargestellt.

Für alle Energieträger wurden jeweils ein Trend-Szenario sowie ein oberes und ein unteres Szenario entwickelt, um die Bandbreite der möglichen Entwicklung abzubilden. Diese Szenarien berücksichtigen sowohl den noch unsicheren Zubau an neuer Kapazität als auch die (meist witterungsbedingten) Schwankungen bei den Vollbenutzungsstunden und stellen in der Kombination beider Effekte die Ober- und Untergrenze der wahrscheinlichen Entwicklung dar.

1.3 Möglichkeiten der Direktvermarktung

1.3.1 Gesetzesrahmen

Das EEG 2012 ermöglicht durch die §§ 33a bis 33i mehrere Varianten der Direktvermarktung. Die im Jahr 2011 in großem Ausmaß genutzte Direktvermarktung durch Nutzung des § 37 I EEG [EEG 2009] ist eine Spezialform davon, welche durch die Begrenzung der Umlagebefreiung im Zuge des Europarechtsanpassungsgesetzes Erneuerbare Energien [EAG EE 2011] sowie durch Neufassung des § 39 in der EEG-Novelle [EEG 2012] (als Ersatz für das bisherige „Grünstromprivileg“ in § 37 I des EEG 2009) in wesentlichen Punkten eingeschränkt wurde. Insbesondere wurde die Umlagebefreiung auf maximal 2 ct/kWh begrenzt, und zusätzliche Anforderungen in § 39 Abs. 1 Ziffer 1 zwingen die betreffenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen dazu, mindestens 20 % ihres Stromabsatzes aus fluktuierenden Energieträgern anzubieten und in keinem 15-Minuten-Intervall mehr EEG-Strom zu berücksichtigen als zeitgleich an die Endkunden geliefert wurde.

Grundsätzlich ist ein Wechsel einzelner Anlagen – ganz oder teilweise – aus dem EEG-Mechanismus in eine der Varianten zur Direktvermarktung für ganze Kalendermonate in jedem Monat möglich, sofern dieser Wechsel mehr als einen Monat im Voraus bekannt gegeben wird. Ebenso sind Wechsel zwischen den unterschiedlichen Varianten der Direktvermarktung und zurück zum System der Festvergütung nach § 33d EEG für jede Anlage in jedem Monat möglich [EEG 2012]. Diese Option des Wechsels gilt nicht nur für vollständige Anlagen, sondern auch für Anteile von deren Leistung.

Vor diesem Hintergrund ist eine Einschätzung der Direktvermarktung unter Nutzung des novellierten § 39 EEG nur unter Verwendung zahlreicher Annahmen möglich, da die bis-

her im Rahmen des EEG 2009 festgestellten Entwicklungen [ÜNB 2011b] keinerlei Rückschlüsse auf die Entwicklung dieses Instruments im Jahr 2012 zulassen.

1.3.2 Grundannahmen und Methodik der Zuordnung

Nach einer Auswertung aktueller Literatur zum Thema Direktvermarktung ([Köpke 2011a], [Zimmermann 2011a]) sowie der Befragung zahlreicher Experten und Marktakteure ([Ernst 2011], [Hummel 2011], [Keiffenheim 2011], [Klusmann 2011], [Loppe 2011], [Pilgram 2011], [Sensfuß 2011a], [Sensfuß 2011b], [Werum 2011]) ergibt sich folgendes Gesamtbild:

Nicht alle Akteure, die derzeit das Instrumentarium des § 39 nutzen, werden auch die zukünftigen Anforderungen erfüllen können, insbesondere wenn sie keine Erfahrungen bei der Prognose fluktuierender Energieträger sowie bei einem monatsweise unterschiedlichen Aufbau von Portfolios gesammelt haben.

Da das Instrument aber – abgesehen vom Import ausländischen Stroms aus erneuerbaren Quellen – die einzige Option ist, um das Segment der Endkunden direkt mit „Ökostrom“ zu beliefern, werden große Marktakteure versuchen, dieses Instrument mit neuen Strategien weiter zu nutzen. In diesem Fall wird der Anteil erneuerbarer Energien in einem solchen Portfolio höher als 60 % liegen müssen – für die Prognose wurden 66 % angesetzt – ebenso der Anteil von Windstrom höher als 20 %, um allen Kriterien zu genügen. Die Rentabilitätsschwelle für das Modell sinkt also nicht nur wegen der begrenzten Umlagebefreiung (2 ct/kWh statt voller Umlagehöhe nach alter Rechtslage, d. h. 3,53 ct/kWh im Jahr 2011), sondern auch, weil eine geringere Menge von Nicht-EEG-Strom in den Nutzen der Umlagebefreiung kommt.

Für einzelne Anlagenbetreiber oder auch lokale Elektrizitätsversorgungsunternehmen mit wenigen Erzeugungsanlagen wäre der Zugang zu beiden Instrumenten (sowohl § 39 als auch Marktprämie mit Handelsanbindung an die EEX) vermutlich zu aufwändig. Die Initiative geht vielmehr von Stromhändlern aus, die eine der Formen der Direktvermarktung für sich nutzen wollen. Von diesen wird angenommen, dass sie im Laufe des Herbst 2011 auf Anlagenbetreiber zukommen, um deren erzeugte Strommengen unter Vertrag zu nehmen. So könnte es ein Geschäftsmodell für Stromhändler werden, eine größere Bandbreite von EEG-Anlagen in ihrem Portfolio zu vermarkten und dabei die verschiedenen möglichen Formen der Direktvermarktung anteilig oder abwechselnd zu nutzen. Diese werden versuchen, ein geeignetes Band von Anlagen so zu vermarkten, dass sie – oder ein Tochterunternehmen – allen Voraussetzungen des § 39 entsprechen. Die verbleibenden Mengen können dann – unabhängig von der Art des EEG-Energieträgers über die Marktprämie an die Börse gebracht werden. Bei niedrig vergüteten Anlagen kommt auch ein unmittelbarer Vertrieb über die Börse in Betracht, wenn die Strom-Großhandelspreise hoch genug sind.

Generell wird die Marktprämie aus Händlersicht als das lukrativere Modell gesehen. Im Ergebnis rechnen viele Befragte damit, dass Händler in der Direktvermarktung beide Instrumente nutzen, um mit dem Grünstromprivileg Endkunden mit Grünstrom zu beliefern und mit den übrigen Mengen über die Marktprämie Gewinne zu erzielen, die über das Grünstromprivileg kaum noch erreicht werden können. Voraussetzung für die Nutzung

der Marktprämie ist allerdings die Regelbarkeit der Anlage, um diese in Zeiten höherer Strompreise bevorzugt auslasten zu können.

Weil die Managementprämien bei der Marktprämie ab 2012 jährlich sinken, ist damit zu rechnen, dass ab 2013 jeder Händler jährlich wachsende Mengen über die Marktprämie auf den Markt bringt, weil er auf Skaleneffekte stärker angewiesen ist [Pilgram 2011]. Am Ende könnten dann sehr große Anteile des EEG-Stroms über die Marktprämie verkauft werden [Sensfuß 2011a], [Pilgram 2011].

Da die Händler nicht beliebig viele Einzelverträge schließen wollen und können, werden voraussichtlich vorwiegend Betreiber größerer EE-Anlagen oder Poolbetreiber angesprochen, um deren Stromerträge gemeinsam zu vermarkten. Daher wird bei der Photovoltaik und anderen Energieträger mit kleinteiliger Anlagenstruktur die Direktvermarktung mit Marktprämie noch länger die Ausnahme bleiben, während große Windparkbetreiber, Betreiber von Grubengasanlagen oder größerer Wasserkraftwerke relativ schnell angesprochen werden.

Da im Rahmen des § 39 EEG ein Minimum an schwankenden Energieträgern vorgeschrieben ist und die Vergütung für Photovoltaik 2012 generell oberhalb der Schwellenwerte bleibt, brauchen alle Händler ein Mindestmaß an Windenergie. Die zu niedrigen Vergütungssätzen verfügbaren Windenergieanlagen werden damit zum Knappheitsfaktor des Systems.

Aufgrund der Aktivitäten der bereits existierenden Händler erscheint es weniger wahrscheinlich, dass Anlagenbetreiber aus dem nicht mehr attraktiven Grünstromprivileg einfach wieder zurück zur festen Einspeisevergütung wechseln – es ist aber nicht auszuschließen, falls den Händlern der Umgang mit den neuen Regeln nicht gelingt, oder wenn kleinere Direktvermarkter des Jahres 2011 im Jahr 2012 das Geschäft aufgeben, ohne dass sie ihre Kapazitäten Dritten zur Direktvermarktung überlassen.

Auch die Marktprämie wird nur dann angenommen, wenn sich von den damit verbundenen Verträgen sowohl die Anlagenbetreiber als auch die Portfolio-Manager sowie der Endvertrieb jeweils Vorteile erhoffen können. Wenn der Gesamtvorteil nicht mehr ausreicht, um für alle Beteiligten einen erkennbaren Nutzen zu generieren, wird das System nicht angenommen werden.

Es wurde daher angenommen, dass die Potenziale der Direktvermarktung im Sinne des § 39 EEG zunächst von einigen Marktakteuren genutzt werden, soweit ausreichend Windenergie in allen Monaten bereitsteht. Von den verbleibenden erzeugten Mengen werden unterschiedliche Anteile in die Marktprämie einbezogen, wobei dieser Anteil wesentlich davon abhängt, welche Betreiber- und Größenstrukturen jeweils vorherrschen.

1.3.3 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 01.08.2011 verwendet. Die Strompreise für die Grund- und Spitzenlast (Base Load / Peak Load) entwickeln sich im Prognosezeitraum demnach wie in Abbildung 1 dargestellt.

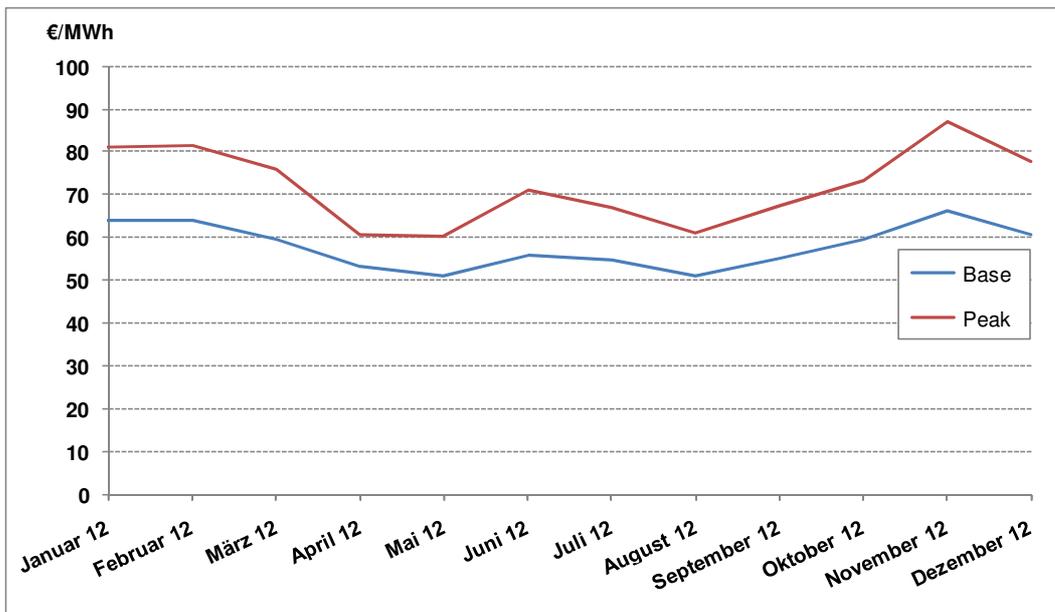


Abbildung 1 EEX-Preise für Grundlast- und Spitzenlaststrom 2012 nach Monaten [ÜNB 2011c]

Da die Anlagen jeweils monatsweise abgemeldet werden müssen, während der Spitzenlaststrom nur stundenweise benötigt wird, kann als Vergleichsgrundlage für die vom Börsenpreis abhängige Direktvermarktung über § 39 EEG nur der Grundlastpreis dienen. Insgesamt ändert sich das Preisniveau bis zum Jahresende 2012 nicht signifikant – deutlicher erkennbar sind jahreszeitliche Schwankungen mit einem Maximum im Herbst und Winter sowie zwei Minima im Mai und im August.

1.4 Direktvermarktung über die Nutzung des § 39 EEG

Für die Berechnung des Potenzials für die Direktvermarktung wurde von den neuen Bedingungen des § 39 [EEG 2012] ausgegangen. Grundsätzlich gilt dabei analog zum § 37 Abs. 1 [EEG 2009], dass Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, dann von der Abnahmepflicht von EEG-Strom und damit teilweise auch von der EEG-Umlage befreit sind, wenn diese den Endkunden mindestens 50 % des Stroms aus der Direktvermarktung von EEG-Anlagen liefern. Grundsätzlich wird diese Direktvermarktung durch § 33 a [EEG 2012] (zuvor § 17 [EEG 2009]) gesetzlich ermöglicht.

Anders als im bisherigen EEG ist diese Befreiung auf 2 ct/kWh begrenzt. Die Schwelle, ab der es sich für Stromhändler lohnt, den überwiegenden Teil seines Stromabsatzes als direkt vermarkteten EEG-Strom einzukaufen und sich die restliche Menge an der Börse oder von anderen Bezugsquellen zu beschaffen, hängt somit nicht mehr von der Höhe der EEG-Umlage ab. Nach der neuen Regelung könnte theoretisch EEG-Strom, dessen Vergütung um bis zu 4 ct/kWh höher als der Börsenpreis für Grundlaststrom liegt, zusammen mit dem in gleicher Menge beschafften Börsenstrom zu den gleichen Preisen an die Endverbraucher abgegeben werden wie der nicht vom Grünstromprivileg profitierende

Strom, denn es werden sowohl der beschaffte (teurere) EEG-Strom als auch der zu Börsenpreisen beschaffte (billigere) Strom von der EEG-Umlage befreit. So kann der Stromhändler den direkt vermarktenden EEG-Anlagenbetreibern theoretisch einen Preis bieten, der um den doppelten Befreiungsbetrag, d. h. um 4 ct/kWh höher ausfällt als der Börsenpreis (Base Load, vgl. Abbildung 1). Für die Endkunden ergibt sich dennoch der gleiche Abnahmepreis wie bei konkurrierenden Unternehmen, das von der EEG-Umlage nicht befreit ist.

Berücksichtigt werden müssen allerdings noch die Vertriebskosten, die Kosten zur Absicherung des Abnahmeprofils sowie die Tatsache, dass wegen eines Mindestanteils fluktuierender Energieträger der EEG-Stromanteil deutlich höher als 50 % ausfallen muss. Weitere Kriterien sind in § 39 EEG näher aufgeführt, deren Erfüllung ebenfalls hohe Anforderungen an die Stromhändler stellt. Dadurch sinkt der **Schwellenwert** für den Einkauf von EEG-Strom um schätzungsweise 30 % gegenüber dem theoretischen Wert (Börsenpreis + 4 ct/kWh). Unter dieser Annahme kann auf diesem Wege nur solcher EEG-Strom vermarktet werden, der 2012 über das EEG mit maximal 6,36 ct/kWh (Mai) bis 7,45 ct/kWh (November) vergütet worden wäre (vgl. Tabelle 1), im Jahresmittel liegt die Rentabilitätsschwelle bei 6,86 ct/kWh. In Abhängigkeit vom Grundlaststrompreis der Börse verändert sich diese Schwelle in jedem Monat.

Tabelle 1 *Schwellenwerte für die Rentabilität der Direktvermarktung nach § 39 EEG*

Schwellenwert für EEG [ct/kWh]	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
2012	7,27	7,28	6,98	6,54	6,36	6,72	6,64	6,38	6,65	6,98	7,45	7,05

Diese Form der Direktvermarktung betrifft durch die niedrigeren Schwellenwerte einen erheblich kleineren Teil der aktuell betriebenen EEG-Anlagen als 2011, wo die Schwelle im Jahresmittel bei 9,47 ct/kWh lag.

Im ersten Schritt wurden die Vergütungssätze der EEG-Anlagen mit den Schwellenwerten der verschiedenen Monate des Jahres 2012 verglichen. Daraus ergaben sich Potenziale für diese Form der Vermarktung bei Wasserkraft (monatsweise schwankend), bei Klär-, Deponie- und Grubengasen (monatsweise schwankend), bei Biomasse (ganzjährig gleichbleibend, aber nur für einen sehr kleinen Teil der betriebenen Anlagen) sowie bei Onshore-Windenergie (ganzjährig gleichbleibend, aber nur für den kleinen Teil der betriebenen Anlagen, deren Vergütung bereits die Endvergütung erreicht hat). Für Offshore-Windenergie, Geothermie und Photovoltaik ergibt sich kein Potenzial, da dort die Vergütungen aller Anlagen in allen Monaten über dem Schwellenwert liegen.

Da bei der **Windenergie** nur ein kleiner Teil der Anlagen in allen Monaten unterhalb der Schwellenwerte liegt, Windenergie aber – pro Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das den § 39 [EEG 2012] nutzt – mindestens 20 % der Arbeit beisteuern muss, wird das verfügbare Potenzial maßgeblich von der bei Windenergie verfügbaren Arbeit bestimmt. Anstelle von Windenergie lässt das [EEG 2012] zwar auch Solarenergie zu, diese kommt

aber aus Kostengründen nicht in Betracht (s. o.). Es wurde angenommen, dass die verfügbaren Windenergieanlagen in der Endvergütungsstufe zu 90 % ausgenutzt werden, um nach § 39 direkt vermarktet zu werden. Hauptinteressent dieser Marktanteile werden Grünstromhändler sein, die ihren Kunden einheimische erneuerbare Energien anbieten wollen und dabei den EEG-Strom ggf. mit ausländischem regenerativem Strom kombinieren. Ebenfalls zu 90 % für diese Art der Direktvermarktung ausgenutzt werden die Potenziale nach der IE-Annahme bei Deponie-, Klär- und Grubengasen sowie bei Biomasse. Bei den Klär-, Deponie- und Grubengasen fallen insgesamt nicht sehr hohe Mengen an, bei der Biomasse wird nur ein sehr kleiner Anteil der Anlagen so niedrig vergütet, dass sie unterhalb des Schwellenwertes liegen.

Grundsätzlich war es nötig, die monatlich verfügbaren Strommengen weitgehend in **Übereinstimmung mit einem gleichbleibenden Prozentsatz des monatlichen Stromabsatzes** zu bringen, da die Endkunden ihre Verträge in der Regel für mindestens ein Jahr abschließen und nicht in Monaten niedriger Strombörsenpreise vorübergehend auf ihre Stromlieferung verzichten können. Bei denjenigen Energieträgern, deren Potenzial im Jahreslauf merklich schwankt (Deponiegas, Klärgas, Grubengas sowie Wasserkraft), wurde daher eine Glättung angenommen, d. h. ein Teil der Anlagen verbleibt nach dieser Annahme auch dann in dieser Vermarktungsform, wenn der preisliche Schwellenwert leicht unterhalb des regulär gezahlten Vergütungssatzes bliebe.

Für **Deponie-, Klär- und Grubengas** konnte diese Glättung dadurch erreicht werden, dass die installierte Leistung von Anlagen, deren Vergütung nur in einzelnen Monaten vorübergehend leicht unterhalb des Schwellenwertes blieb, in diesen Monaten dennoch zur Hälfte als Potenzial berücksichtigt wurde.

Bei der **Wasserkraft** sind die Schwankungen der verfügbaren Potenziale am deutlichsten, da die Vergütung unterschiedlicher Anlagengruppen (z. B. die nach dem EEG 2000 vergüteten Anlagen der Größenklasse zwischen 500 kW und 5 MW) in unterschiedlich vielen Monaten oberhalb bzw. unterhalb des Schwellenwertes liegt. Es wird daher vereinfachend angenommen, dass die Potenziale in einzelnen Monaten mit niedrigen Strompreisen (z. B. Mai) auch einen Teil der knapp oberhalb des Schwellenwerts vergüteten Anlagen umfassen. In Monaten, in denen die Nachfragekurve deutlich absinkend ist, während das Potenzial aller relevanten Energieträger zusammengenommen eher ansteigt, wurden dagegen Teile des Wasserkraftpotenzials nicht berücksichtigt. Von dieser so geglätteten Potenzialkurve der Wasserkraft wurde dann angenommen, dass diese zu 25 % auch für die Vermarktung über § 39 [EEG 2012] eingesetzt wird. Diese niedrigere Quote wird damit begründet, dass bei einer höheren Quote der Mindestanteil von 20 % an fluktuierenden Energieträgern (konkret: Windenergie) im Portfolio der betroffenen Stromhändler nicht gewährleistet werden könnte und es vor diesem Hintergrund leichter ist, auf Wasserkraftanlagen zu verzichten, als auf Anlagen aus den Bereichen Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Grubengas.

Insgesamt kann dieses Vorgehen nur eine grobe Annäherung an das Marktgeschehen darstellen. Die Unsicherheit hinsichtlich der Direktvermarktungsinstrumente gemäß [EEG 2012] ist allerdings auch bei den Stromhändlern selbst noch sehr hoch, so dass die Aussage zur tatsächlich erwarteten Direktvermarktung über § 39 insgesamt noch sehr ungewiss ist.

Eine **Differenzierung nach Szenarien** fand nur dahingehend statt, dass im oberen und im unteren Szenario durch andere Eckwerte beim Anlagenzubau und beim spezifischen Stromertrag insgesamt höhere bzw. niedrigere Mengen an Arbeit zur Verfügung stehen. Da die Strompreise und damit auch die Rentabilitätsschwellen zur Direktvermarktung jedoch für alle Szenarien gleich angesetzt wurden, ergaben sich beim prozentualen Anteil der Direktvermarktung gemäß § 39 an der insgesamt produzierten Strommenge nur minimale Änderungen. Dies kann etwa daran liegen, dass bei der Windenergie nur Bestandsanlagen in Frage kommen, deren Anteil bei unterschiedlich starkem Zubau verschieden ausfällt.

1.5 Nutzung der Marktprämie

Die Direktvermarktung mit einer Marktprämie stellt ein neu entwickeltes Instrument im EEG dar, welches erstmals ab dem 01.01.2012 genutzt werden kann. Das Grundprinzip ist bei [Sensfuß/Ragwitz 2011] ausführlich beschrieben. Demnach übernehmen anstelle der ÜNB dritte Stromhändler die Aufgabe, bestimmte Mengen des EEG-Stroms an der Börse (EEX in Leipzig) zu vermarkten. Sie erhalten dafür die Differenz zwischen dem durchschnittlichen monatlichen Erlös (ermittelt ex post aus Phelix-Grundlastpreis und Marktwertfaktor) und der andernfalls zu zahlenden EEG-Vergütung für die entsprechende Anlage. Hinzu kommt eine Managementprämie, um die Kosten der Handelsanbindung an die EEX, der Prognosen sowie der ggf. erforderlichen Beschaffung von Ausgleichsenergie zu kompensieren.

Da die Differenz zum Börsenpreisniveau unabhängig von der Vergütungshöhe der Anlage gezahlt wird, kommen grundsätzlich alle EEG-Anlagen für eine solche Form der Vermarktung in Betracht, unabhängig vom Inbetriebnahmezeitpunkt, von der Energieart oder vom Einspeisetarif.

Um dennoch eine Prognose durchführen zu können, wurden folgende Quellen herangezogen:

- Die Maximalabschätzung aus [Sensfuß/Ragwitz 2011], die für den Fall entwickelt wurde, dass diese Vermarktungsform die einzig mögliche neben der regulären EEG-Einspeisung wäre.
- Die Befragung von Akteuren des Stromhandels durch IE Leipzig. Diese Akteure nehmen an, dass der hohe Aufwand einer EEX-Handelsanbindung vermutlich nur dann eingegangen wird, wenn die zu vermarktenden Strommengen hoch genug sein werden.
- Die Einschätzung von [Sensfuß 2011b], dass unter den aktuellen Rahmenbedingungen die Hälfte der Maximalabschätzung aus [Sensfuß/Ragwitz 2011] eher realistisch sei.

Hinzu kommt die ebenfalls von einigen Akteuren angesprochene Tatsache, dass es den interessierten Stromhändlern im zweiten Halbjahr 2011 noch möglich sein muss, die entsprechenden Anlagenbetreiber unter Vertrag zu nehmen, damit deren Strom ab Anfang 2012 vermarktet werden kann. Dabei ist es leichter, wenige große Anlagenbetreiber vertraglich zu binden als zahlreiche Einzelbetreiber kleinerer Anlagen. Die Betreiberstruktur

der Anlagen spielt somit ebenfalls eine wichtige Rolle. Damit ist die Chance auf diese Form der Vermarktung für Anlagen, die von Stadtwerken oder anderen Elektrizitätsversorgungsunternehmen betrieben werden oder für große Windparks erkennbar größer als für Photovoltaik-Hausdachanlagen in Privatbesitz. Der letztere Effekt wurde offenbar auch schon bei [Sensfuß/Ragwitz 2011] berücksichtigt.

Folgende Grundannahmen wurden daher getroffen:

- In Betracht kommen grundsätzlich diejenigen Anlagen, die noch nicht über die oben beschriebene Form des § 39 [EEG 2012] direkt vermarktet werden.
- Von dieser in Betracht kommenden Grundmenge wird angenommen, dass die Hälfte der bei [Sensfuß/Ragwitz 2011] als Maximalquote angesetzten Prozentanteile tatsächlich über die Marktprämie vermarktet wird.
- Aufgrund der allmählichen Markteinführung werden auch diese Werte noch nicht durchgängig erreicht, sondern je nach den Erkenntnissen aus den Branchenbefragungen noch etwas niedriger ausfallen.
- Anlagen, deren Strom bereits 2011 direkt vermarktet wurde, werden mit einer höheren Wahrscheinlichkeit vertraglich an Stromhändler gebunden als solche, die bislang den regulären Einspeisetarif erhalten haben.
- Bei einigen Technologien kann zusätzlich zwischen unterschiedlich kleinteiligen Strukturen differenziert werden – so ist die Wahrscheinlichkeit der Nutzung der Marktprämie für Grubengasanlagen höher als für Klärgasanlagen und für PV-Freiflächenanlagen größer als für Dachanlagen von weniger als 1 MW.

Im Ergebnis wurden die in Tabelle 2 dokumentierten Annahmen getroffen.

Es verbleiben nach Abzug der beiden Formen der Direktvermarktung (§ 39 EEG und Marktprämie) die übrigen Stromerzeugungsanlagen im regulären Einspeisetarif des EEG – bzw. im Fall der Photovoltaik – teilweise auch in der Option „Eigenverbrauch“ im Sinne von § 33 Abs. 2 EEG. Die Ergebnisse der nach der beschriebenen Methodik vorgenommenen Abschätzungen werden in den folgenden Kapiteln je Energieträger und Szenario dargestellt.

Tabelle 2 *Ausnutzung der Marktprämie in unterschiedlichen EEG-Kategorien 2012*

Energieträger	Maximalanteil an der gesamten Erzeugung nach [Sensfuß/Ragwitz 2011]	IE-Annahme zum Anteil an der nicht über § 39 vermarkteten Erzeugung
Wasserkraft	90 %	45 %
Deponiegas	90 %	30 %
Klärgas	90 %	30 %
Grubengas	90 %	45 %
Biomasse	90 %	20 %
Geothermie	90 %	15 %
Wind onshore ohne Repowering	40 %	15 %
Wind onshore Repowering	40 %	20 %
Windenergie Offshore	100 %	30 %
PV-Freiflächenanlagen	10 %	5 %
PV-Gebäude-Anlagen bis 1 MW	10 %	2 %
PV-Gebäude-Anlagen ab 1 MW	10 %	5 %

2 WASSERKRAFT (§ 23 EEG)

2.1 Entwicklung bis 2010

Die bisherige Entwicklung der installierten Leistung und der Stromerzeugung aus Wasserkraft im Sinne des § 23 EEG ist aus Tabelle 3 zu entnehmen. Nicht enthalten sind darin die Bestandsanlagen der Großwasserkraft, sofern diese keinen Anspruch auf Vergütung nach dem EEG haben. Anlagen, die im Betrachtungszeitraum zurückgebaut wurden, sind ebenfalls nicht erfasst, da in der verwendeten Quelle [ÜNB 2011a] lediglich die aktuell betriebenen Anlagen enthalten sind. Im Zuge der Modernisierungs- und Kapazitätserweiterungsprojekte der letzten Jahre wurden jedoch etliche Anlagen als neu registriert, die als Ersatz für eine abgebaute Vorgängeranlage errichtet wurden. Insofern ist die aufgeführte Leistung zum Jahresende in den ersten Jahren vermutlich unvollständig.

Tabelle 3 *Bisherige Entwicklung der EEG-Wasserkraft in Deutschland*

Bezugsjahr	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Leistungszubau [MW] ^{A)}	15,6	21,1	46,0	48,7	39,3	54,3	14,4	96,6	99,6
Leistung zum Jahresende [MW] ^{A)}	924	945	991	1.040	1.079	1.134	1.148	1.245	1.344
Stromeinspeisung im Jahr [GWh] ^{B)}	4.957	3.895	4.616	4.953	4.924	5.547	4.981	4.924	5.011

A) Quelle: IE-Berechnung nach [ÜNB 2011a] – Zubau errechnet als Gliederung der 2011 genutzten Leistung nach Inbetriebnahmejahr; Bestand als Mindestgröße, ohne zwischenzeitlich stillgelegte Anlagen.

B) Quellen: Bis 2003: [IE 2006], 2004 bis 2007: [ÜNB 2009a], 2008: [ÜNB 2009b], 2009: [ÜNB 2010], 2010: [ÜNB 2011a]

Es zeigt sich deutlich, dass die zu Anfang 2009 eingeführten Veränderungen des EEG Anreize für den Neubau und die Modernisierung von Wasserkraftanlagen geschaffen haben. Während der vergleichsweise hohe Zubau des Jahres 2009 teilweise durch eine Zurückhaltung bei der Inbetriebnahme 2008 erklärt werden kann, muss im Jahr 2010 berücksichtigt werden, dass etwa die Hälfte der rund 100 MW neu zugebauter Leistung auf den deutschen Anteil eines neu gebauten Kraftwerks an der Grenze zur Schweiz entfielen.

2.2 Mengenprognose für 2012

2.2.1 Prognose der Leistungsentwicklung in drei Szenarien

Während das Jahr 2009 durch Sondereffekte bestimmt war, kann das Zubauvolumen des Jahres 2010 als typisch für die Entwicklung der Wasserkraft im Rahmen des [EEG 2009] angesehen werden. Hierbei ist allerdings das bekannte Großprojekt an der Schweizer Grenze auszuklammern, da es derzeit keine aktuellen Planungen für vergleichbar große Projekte gibt.

Für die Prognose des Jahres 2012 wurde daher eine Grundeinschätzung für die weitere Entwicklung der Wasserkraft von Anlagen mit maximal 2 MW vorgenommen, größere Einzelprojekte von mehr als 2 MW Leistung wurden separat mit ihren geplanten Inbetriebnahmezeitpunkten recherchiert [Dehmer 2011], [Detering 2011], [Kolpatzik 2011], [Orschler 2011].

Grundlage für die Grundeinschätzung war das [EEG 2012], das gegenüber dem [EEG 2009] die Vergütungen nur unwesentlich verändert. Für einige Projekte führt das novelierte EEG aber zu einer wirtschaftlichen Besserstellung, insbesondere durch § 32 Abs. 2 [EEG 2012] wenn die Anlagen vor dem 01.01.2009 in Betrieb gegangen sind und nach dem 31.12.2011 ihre Leistung erhöhen. Auf der anderen Seite wurde durch § 20 Abs. 2 Nr. 1 [EEG 2012] eine Degression für Neuanlagen eingeführt, die ab 2013 in Betrieb gehen. Damit wird der Zubau 2012 aufgrund von Nachholeffekten bei Modernisierungen des Jahres 2011 und – in geringerem Maße – durch Vorzieheffekte vor der Degression am Jahresende 2012 beeinflusst.

Weiter wurde berücksichtigt, dass ein Teil der neuen Projekte lediglich ökologische Verbesserungen der Anlagen mit sich bringen, deren Umsetzung mit einer höheren spezifischen Vergütung verbunden ist, bei denen die Leistung jedoch nicht ansteigt. In der Anlagenstatistik treten diese Anlagen trotzdem als Neuanlagen auf, sie ersetzen dann in der Regel Altanlagen etwa gleicher Leistung. Die Grundeinschätzung bezieht sich daher auf den Netto-Zubau. Dieser beruht zu etwa gleichen Teilen auf Reaktivierungen und Neubauprojekten, sowie in geringerem Umfang auf Erweiterungen vorhandener Anlagen.

Als zusätzliche Quelle wurde eine noch unveröffentlichte Analyse des Ingenieurbüros Floecksmühle im Auftrag der Leipziger Institut für Energie GmbH vom August 2011 [Anderer 2011] herangezogen, mit der die technischen Potenziale für den Wasserkraftausbau pro Bundesland analysiert wurden. Damit wurde sichergestellt, dass die Prognosen des Zubaus im Rahmen der technisch realistischen Möglichkeiten bleiben, da der größte Teil des Potenzials zur Wasserkraftnutzung in Deutschland – unter Beachtung der geltenden Rechtslage, d. h. ohne etwa den Bau neuer Staustufen – bereits heute ausgeschöpft wird.

Zur Absicherung der o. g. Grundeinschätzung zur weiteren Zubauentwicklung wurden mehrere Experten der Branche befragt ([Obersiebrasse 2011], [Richter 2011], [Schöningh 2011], [Uphoff 2011]).

Dabei zeigte sich, dass über die Regelungen des EEG sowie die technischen Potenziale der Wasserkraft hinaus weitere Einflussfaktoren einen wesentlichen Einfluss auf die Entwicklung der Wasserkraft haben. Dies sind insbesondere:

- die Umsetzung des Wasserhaushaltsgesetzes mit Bewirtschaftungsplänen für die Fließgewässer,
- das gestiegene Interesse an der Wasserkraftnutzung, das durch die öffentliche Debatte zur „Energiewende“ sowie das Interesse möglicher Betreiber an einer autonomen Stromversorgung befördert wurde sowie
- der unterschiedliche Umgang der Landesbehörden verschiedener Bundesländer mit dem Ausbau der Wasserkraft.

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 20 MW für 2012 aus. Dagegen prognostiziert der Bundesverband Erneuerbare Energien für 2011 und 2012 einen Kapazitätsausbau um 150 MW pro Jahr, darunter ca. 60 MW im Bereich der Kleinwasserkraft [BEE 2009].

Unter Berücksichtigung der genannten Informationsquellen wird in den drei Szenarien die in Tabelle 4 wiedergegebene Leistungsentwicklung prognostiziert.

Tabelle 4 Leistungsentwicklung der EEG-Wasserkraft in Deutschland nach Szenarien

Szenario	Bezugsjahr	2010 (Ist)	2011	2012
Trend-Szenario	neu installierte Leistung [MW]	99,6	60	76
	darunter durch größere Einzelprojekte [MW]	50	10	19
	Leistung zum Jahresende [MW]	1.344	1.404	1480
Oberes Szenario	neu installierte Leistung [MW]	99,6	70	90
	darunter durch größere Einzelprojekte [MW]	50	10	19
	Leistung zum Jahresende [MW]	1.344	1.414	1.504
Unteres Szenario	neu installierte Leistung [MW]	99,6	40	55
	darunter durch größere Einzelprojekte [MW]	50	0	10
	Leistung zum Jahresende [MW]	1.344	1.384	1.439

Für die Untergliederung des Zubaus nach Monaten wird bezüglich der Grundeinschätzung die gleiche Verteilung wie in den beiden Vorjahren [IE 2009], [IE 2010] zu Grunde gelegt. Für die Einzelprojekte ab 2 MW wurden jeweils bestimmte Inbetriebnahmemonate angenommen, dabei wurde im oberen Szenario jeweils ein rascher, im Trendszenario ein planmäßiger und im unteren Szenario ein verzögerter Fortschritt bei der Umsetzung angenommen.

2.2.2 Prognose der Vollbenutzungsstunden in drei Szenarien

Die Berechnung der monatlichen Vollbenutzungsstunden erfolgte auf der Grundlage der von den ÜNB bereit gestellten Daten [ÜNB 2011a] sowie entsprechender Vergleichswerte aus den Vorjahren. Der Mittelwert der Jahrgänge 2007 bis 2010 entspricht recht gut den unabhängig von den hydrologischen Verhältnissen des Einzeljahres getroffenen Prognosen des Vorjahres [IE 2010] für das Jahr 2010. Die vier zurückliegenden Jahre entsprechen damit recht gut einem langjährigen Mittel. Weil damit zugleich reale Erfahrungswerte nach Regelzonen vorliegen, wurde dieser Mittelwert für die weiteren Berechnungen als Grundlage verwendet.

Durch die seit 2011 geltende Pflicht zum Einspeisemanagement für Anlagen ab 10 kW gemäß § 6 Nr. 1 [EEG 2009] mussten die Steuerungen etlicher Anlagen in der Folge entsprechend modernisiert werden. Weil das Einspeisemanagement bislang noch zu keiner Drosselung der Stromproduktion aus Wasserkraftanlagen führte, gilt damit weiterhin die Annahme, dass der Jahresertrag im Mittel aller Anlagen ab 2011 durch die Modernisierung um 1 % höher liegt als dieser im Vorjahr geltende Ausgangswert [IE 2010]. Für die Zukunft wurde keine weitere Veränderung angenommen, da es gegenläufige Entwicklungstendenzen gibt, die jeweils nur gering sind, sich aber gegenseitig kompensieren können. Im gewichteten Mittel aller Regelzonen werden für 2011 und 2012 damit in Deutschland 4.102 Vollbenutzungsstunden für ganzjährig betriebene Wasserkraftanlagen erwartet.

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

Für das obere und das untere Szenario wurden die gleichen Berechnungsansätze wie im Vorjahr aufgegriffen, um die Schwankungen zwischen Jahren mit geringem und starkem Abfluss zu berücksichtigen. Diese beruhen auf einer Auswertung der Korrelation zwischen Zeitreihen der Stromerzeugung und Zeitreihen entsprechender Pegelstände [IE 2007]. Dadurch wurden im oberen Szenario 15 % mehr (4.715 Stunden) und im unteren Szenario 14,5 % weniger (3.507) Vollbenutzungsstunden pro Jahr angesetzt.

2.2.3 Prognose der Stromerzeugung in drei Szenarien

Zur Berechnung der Stromerzeugung wurde in jedem Szenario die zu Ende eines Kalendermonats prognostizierte Anlagenleistung mit dem prognostizierten spezifischen Ertrag des Folgemonats multipliziert. In Tabelle 5 bis Tabelle 7 sind die Eckwerte für jedes Szenario dargestellt. Die Stromerzeugung der drei Szenarien wird in Abbildung 2 graphisch gegenübergestellt.

Tabelle 5 *Trend-Szenario der Stromerzeugung aus EEG-Wasserkraft 2012 in Deutschland*

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Januar	1.409	414	577
Februar	1.411	410	576
März	1.413	476	672
April	1.415	439	626
Mai	1.417	395	561
Juni	1.419	293	417
Juli	1.422	241	339
August	1.427	255	362
September	1.433	261	375
Oktober	1.442	276	394
November	1.451	284	408
Dezember	1.480	359	521
Jahr 2012	1.480	4.102	5.830

Tabelle 6 *Oberes Szenario der Stromerzeugung aus EEG-Wasserkraft 2012 in Deutschland*

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Januar	1.420	475	668
Februar	1.423	471	668
März	1.425	547	779
April	1.428	505	726
Mai	1.430	454	651
Juni	1.433	337	484
Juli	1.437	277	393
August	1.442	294	421
September	1.450	300	436
Oktober	1.461	318	458
November	1.491	326	475
Dezember	1.504	412	616
Jahr 2012	1.504	4.715	6.775

Tabelle 7 *Unteres Szenario der Stromerzeugung aus EEG-Wasserkraft 2012 in Deutschland*

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Januar	1.388	354	486
Februar	1.399	350	485
März	1.401	407	570
April	1.403	375	531
Mai	1.404	337	476
Juni	1.406	251	354
Juli	1.408	206	287
August	1.412	218	307
September	1.417	223	318
Oktober	1.424	236	333
November	1.431	243	344
Dezember	1.439	307	440
Jahr 2012	1.439	3.507	4.930

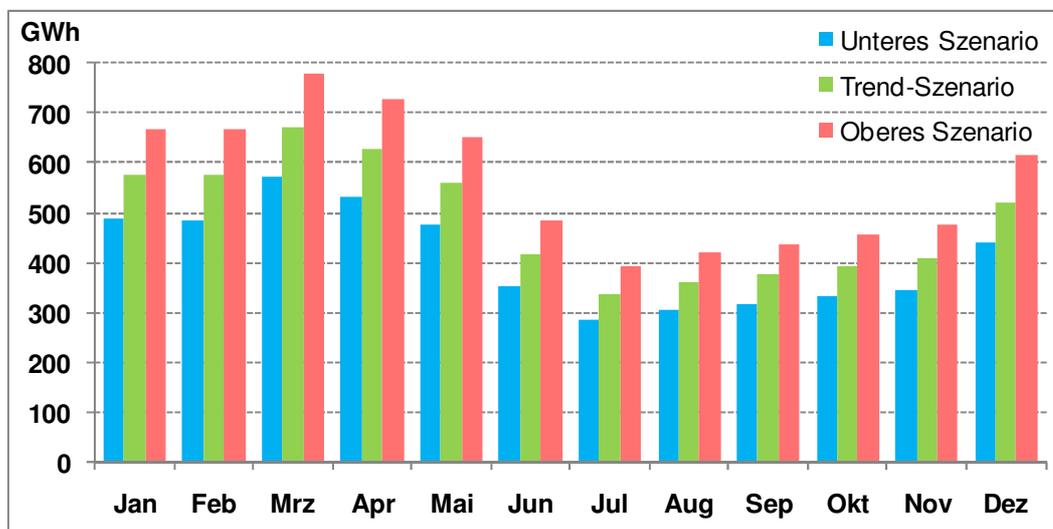


Abbildung 2 *Stromerzeugung aus EEG-Wasserkraft 2012 in Deutschland nach Szenarien*

In allen Tabellen und Grafiken wird deutlich, dass – wie in den Vorjahren – die höchsten Stromerträge im Frühjahr (März/April) und die geringsten im Sommer (Juli bis September) erwartet werden, dies entspricht den Abflussregimes der Flüsse in Deutschland. Die Unterschiede zwischen den Szenarien bleiben in der Jahressumme mit hoher Wahrscheinlichkeit in der dargestellten Bandbreite, während in einzelnen Monaten durchaus stärkere Abweichungen auftreten können (z.B. bei Sommerhochwasser), welche durch andere Monate im Jahreslauf jedoch wieder weitgehend ausgeglichen werden.

2.3 Vermarktungsformen

Die grundlegende Methodik und die dabei getroffenen Annahmen zur Direktvermarktung sind in Kapitel 1.3 dargestellt. Danach wird das Potenzial zur Direktvermarktung von Wasserkraftstrom im Rahmen des Grünstromprivilegs in dem Umfang ausgenutzt, wie es aus Sicht der Stromhändler zur Erzielung des 50 %-Anteils an erneuerbaren Energien für die Stromkunden erforderlich ist.

Da der Preisabstand zwischen EEG-Vergütung und Schwellenwert bei Wasserkraftanlagen eher gering ist, wird davon ausgegangen, dass die Stromhändler, die den § 39 EEG ausnutzen möchten, nur in dem Umfang von der Wasserkraft Gebrauch machen, wie es zur Deckung der Nachfrage erforderlich ist, ohne den Mindestanteil von Windenergie im Portfolio zu unterschreiten. Darüber hinaus gehende Strommengen werden teilweise über die Marktprämie an die Börse gebracht.

Die Tatsache, dass im August 2011 bereits 42 % der zu diesem Zeitpunkt in Deutschland installierten Leistung von EEG-berechtigten Wasserkraftanlagen über das Grünstromprivileg direkt vermarktet wurde, spricht dafür, dass diese Betreiber auch zukünftig Strom an private Stromhändler verkaufen könnten – unabhängig davon, in welcher Vermarktungsform diese den Strom anschließend auf den Markt bringen.

Diese Annahmen gelten für alle drei Szenarien, so dass sich die Szenarien nur bezüglich der verfügbaren Strommengen unterscheiden – die Verteilung auf die verschiedenen Vermarktungsformen bleibt prozentual gleich.

2.3.1 Direktvermarktung über § 39 EEG

Für den größten Leistungsanteil aller deutschen EEG-Wasserkraftanlagen (mehr als 60 %) liegt die in Kapitel 1.4 beschriebene Schwelle zur Rentabilität einer Direktvermarktung im Sinne von § 39 [EEG 2012] in acht Kalendermonaten des Jahres 2012 so hoch, dass diese Direktvermarktung lukrativer ist als die Inanspruchnahme einer festen Einspeisevergütung. Lediglich für die Monate April, Mai, Juli werden so niedrige Strompreise erwartet, dass für einen unterschiedlich großen Anteil dieser Anlagen die feste Einspeisevergütung mehr Erträge erwarten lässt.

Für die übrigen Wasserkraftanlagen sind die Schwellenwerte ganzjährig zu niedrig, um einen Einstieg in die Direktvermarktung über das Grünstromprivileg anzustreben bzw. die 2011 dazu laufenden Verträge fortzusetzen.

Es wurde daher angenommen, dass die Betreiber derjenigen Anlagen, für die eine Direktvermarktung zeitweise in Frage kommt, überwiegend Verträge mit Stromhändlern abschließen. Eine Direktvermarktung über § 39 EEG wurde 2012 für 25 % des anhand der Schwellenwerte ermittelten Potenzials angenommen.

Die Ergebnisse sind für alle Szenarien in Tabelle 8 dargestellt.

Damit zeigt sich, dass sich in allen Szenarien die Schwankungen der verfügbaren Arbeit aus EEG-Wasserkraftwerken sowie die Schwankungen der Strompreise überlagern. Dadurch, dass in einigen Monaten (z. B. August) niedrige Strompreise und geringe Wasserkraftmengen zugleich eintreten, schwanken die direkt vermarkteten Mengen im Jahreslauf stärker als die Stromerzeugung aus Wasserkraft insgesamt.

Tabelle 8 *Direktvermarktung von Strommengen aus EEG-Wasserkraft gemäß § 39 EEG nach Szenarien im Jahr 2012 in Deutschland*

Szenario	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2012
Trend-Szenario [GWh]	115	115	123	105	55	84	55	34	74	78	78	91	1.006
Oberes Szenario [GWh]	132	132	141	121	63	97	63	39	85	89	93	108	1.163
Unteres Szenario [GWh]	97	98	105	90	47	72	47	29	63	67	67	78	859

2.3.2 Nutzung der Marktprämie

Die Nutzung der Marktprämie kommt für alle Wasserkraftanlagen in Betracht, die nicht bereits im Rahmen der Direktvermarktung nach § 39 aufgeführt wurden. Nach [Sensfuß/Ragwitz 2011] kommt für Wasserkraft als fluktuierendem Energieträger eine Nutzung der Marktprämie für 90 % der erzeugten Leistung in Betracht. Bei dieser Betrachtung war allerdings eine Maximalbetrachtung vorgenommen worden, die eine Existenz konkurrierender Vermarktungswege nicht berücksichtigt. Wie bereits in Kapitel 1.5 (Tabelle 2) dargestellt, wurde für die Wasserkraft angenommen, dass 45 % der nicht über § 39 direkt vermarkteten Mengen über die Marktprämie an die Börse gebracht werden. Dieser Wert liegt im Vergleich zu anderen Energieträgern hoch, berücksichtigt aber insbesondere die Tatsache, dass bereits über 40 % der installierten Leistung im Jahr 2011 ihren Strom zeitweise über eine andere Form der Direktvermarktung auf den Markt brachten. Andererseits wird es im Bereich der Kleinwasserkraft mit Einzeleigentümern nicht leicht sein, neue Vertragspartner für den Stromhandel zu akquirieren, daher wird nur mit einem moderaten Rückgang der Leistung gerechnet, die im festen Vergütungssystem verbleibt. Die Stromerzeugung, die auf diesem Wege für eine Vermarktung über die Marktprämie prognostiziert wird, ist in Tabelle 9 für alle Szenarien dargestellt.

Tabelle 9 *Vermarktung von Strommengen aus EEG-Wasserkraft über die Marktprämie 2012 nach Szenarien in Deutschland*

Szenario	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2012
Trend-Szenario [GWh]	209	208	248	235	228	150	128	148	136	143	149	198	2.182
Oberes Szenario [GWh]	243	242	288	273	265	175	149	173	159	167	176	231	2.540
Unteres Szenario [GWh]	176	176	210	199	193	127	108	125	115	121	126	164	1.839

2.3.3 Zusammenfassung

Die Aufteilung der Strommenge aus EEG-berechtigter Wasserkraft auf die drei Vermarktungsformen ist nachfolgend in Abbildung 3 graphisch dargestellt:

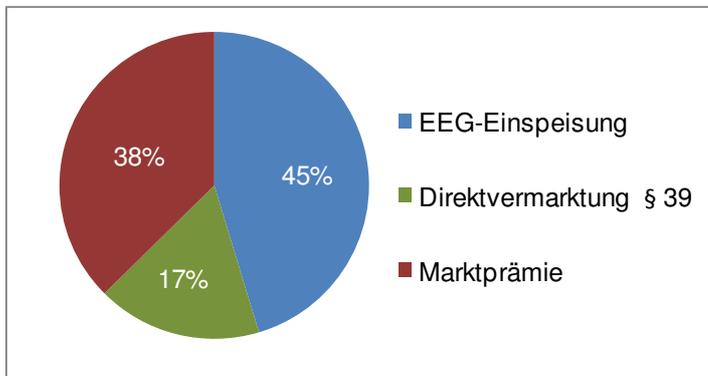


Abbildung 3 Vermarktungsformen des erzeugten Stroms aus EEG-Wasserkraft 2012 in Deutschland (Anteile bezogen auf die Strommenge)

2.4 Vergütungszahlungen 2012

2.4.1 Vergütung nach festen Einspeisetarifen

Die spezifischen Vergütungszahlungen werden aus den bisher von den Netzbetreibern gemeldeten Zahlungen [ÜNB 2011a] abgeleitet.

Die Vergütungszahlungen für Neuanlagen ergeben sich aus den mittleren Vergütungszahlungen für Bestandsanlagen (die bis Ende 2010 in Betrieb gegangen waren), aus den seit 2009 geltenden Vergütungssätzen (für Neuanlagen ab 2011) sowie der zu erwartenden Degression. Da eine Degression bei der Wasserkraft für Anlagen bis 5 MW Leistung gemäß § 20 Abs. 2 Nr. 1 [EEG 2012] erst ab 2013 wirksam wird, wurden die Vergütungssätze für 2011 und 2012 lediglich durch den Übergang der Regelungen vom [EEG 2009] auf das [EEG 2012] beeinflusst. Die meisten Wasserkraftanlagen werden in den Größenklassen bis 500 kW und bis 2 MW errichtet. Für den Leistungsanteil bis 500 kW werden die Vergütungen zum 01.01.2012 von 12,67 ct/kWh auf 12,7 ct/kWh um 0,24 % steigen, für den Leistungsanteil bis 2 MW von 8,65 ct/kWh auf 8,3 ct/kWh um 4 % sinken. Hinzu kommen Verbesserungen für die Vergütung modernisierter und erweiterter Anlagen. Insgesamt wird eingeschätzt, dass sich die Vergütungen im Mittel über alle 2012 zu bauenden Anlagen um ein halbes Prozent verringern. Auf der Grundlage der bisher erfassten Vergütungen für Neuanlagen der Inbetriebnahmejahre 2010 und 2009, die auch für 2011 Bestand haben (11,39 ct/kWh) ergibt sich damit für 2012 ein mittlerer Vergütungssatz von 11,34 ct/kWh für neu in Betrieb gehende Wasserkraftanlagen in Deutschland.

Zur Ermittlung der gesamten Vergütungszahlungen wurde die Strommenge zu Grunde gelegt, die nach Abzug beider Formen der Direktvermarktung (§ 39 oder Marktprämie) noch über das EEG zu vermarkten bleibt und dabei nach Inbetriebnahmejahren differenziert. Diesen Strommengen wurden jeweils anschließend die entsprechenden spezifischen Vergütungen zugeordnet. Da eine Direktvermarktung über den § 39 [EEG 2012]

primär für ältere Bestandsanlagen eine Option darstellt und die Spannweite der Vergütungssätze bei der Wasserkraft überschaubar ist, wurde bei der Zuordnung der Mengen auf die Inbetriebnahmejahrgänge davon ausgegangen, dass die Direktvermarktung über § 39 von Bestandsanlagen in Anspruch genommen wird, während die verbleibenden Bestands- und Neuanlagen ihren Strom jeweils zu 45 % über die Marktprämie und zu 55 % über die Festvergütung auf den Markt bringen.

Anschließend wurden von den zu fest vergüteten Tarifen eingespeisten Mengen die vermiedenen Netznutzungsentgelte abgezogen, wobei die spezifischen Werte der vermiedenen Netznutzungsentgelte je vergüteter Megawattstunde in allen Netzgebieten in der gleichen Höhe fortgeschrieben wurden, wie sie von den ÜNB für 2010 gemeldet wurden.

Nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich die gesamte Netto-Vergütungssumme für EEG-Wasserkraft als Differenz für alle Monate des Jahres 2012, wie sie in Teilkapitel 2.4.3 zusammenfassend für alle Szenarien dargestellt ist.

2.4.2 Marktprämienzahlungen in drei Szenarien

Zur Berechnung der zu zahlenden Marktprämien wurde zunächst die mittlere EEG-Vergütung für EEG-Wasserkraftanlagen im Jahr 2012 ermittelt, die sich als bestandsgewichteter Mittelwert der Vergütungen von Bestandsanlagen (bis 31.12.2010), von Neuanlagen des Jahrgangs 2011 und (mit halbem Gewicht) von Neuanlagen des Jahrgangs 2012 ergibt. Von dieser 2012 typischen EEG-Vergütung wurde zunächst der für den betreffenden Monat prognostizierte Grundlast-Strompreis – multipliziert mit dem Marktwertfaktor für Strom aus Wasserkraft – abgezogen. Der Marktwertfaktor wurde von den ÜNB auf Basis der Mengenprognosen im Projektverlauf aktuell bereit gestellt und lag im Jahr 2012 für Wasserkraftstrom bei 0,997. Anschließend wurde die Management-Prämie von 3,- €/MWh addiert, die nach Anlage 4 zum [EEG 2012] für Strom aus Wasserkraft zu zahlen ist. Damit ergab sich für jeden Monat eine feste spezifische Marktprämie, die anschließend mit den in Tabelle 9 ausgewiesenen Strommengen multipliziert wurde.

Die Ergebnisse für alle Kalendermonate 2012 sind im folgenden Teilkapitel in Tabelle 10 aufgeführt (bzw. für das obere und das untere Szenario in Tabelle 11 und Tabelle 12). Dabei ist zu berücksichtigen, dass es sich bei der Marktprämie um Summen handelt, die zum größten Teil auch im Rahmen des Systems der Festvergütung angefallen wären. Als Mehrkosten kann nur der Teil der Management-Prämie gewertet werden, der über die bei den ÜNB für das Management anfallenden Kosten hinaus geht.

2.4.3 Zusammenfassung nach Szenarien

Für jedes der drei Szenarien wird nachfolgend tabellarisch dargestellt, welche umlagerelevanten Zahlungen sich für Strom aus Wasserkraft in Deutschland ergeben. Dies sind

- zum einen die Festvergütungen, von denen noch die vermiedenen Netznutzungsentgelte abgezogen werden,
- zum anderen die Marktprämien, die für Strom gezahlt wird, der nicht durch die Übertragungsnetzbetreiber, sondern durch Stromhändler über die EEX vermarktet wird.

Nicht enthalten sind die Zahlungen sonstiger Formen der Direktvermarktung (insbesondere Grünstromprivileg im Sinne von § 39 [EEG 2012]), da diese Zahlungen für die Berechnung der EEG-Umlage keine Rolle spielen.

Beim Vergleich der Spalten „Netto-EEG-Festvergütung“ und „zu zahlende Marktprämie“ ist zu beachten, dass die Festvergütungen vor der Berechnung der Umlage noch um den durch die ÜNB erzielten Verkaufswert gemindert werden, während dieser Verkaufswert im Falle der Marktprämie direkt bei den jeweiligen Stromhändlern verbleibt und nicht in die Berechnung mit eingeht.

Tabelle 10 Vergütungs- und Prämienzahlungen für EEG-Wasserkraft 2012 in Deutschland im Trend-Szenario

Monat	Strom mit EEG-Festvergütung [GWh]	Festvergütung nach EEG [Mio. Euro]	vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]	Netto-EEG-Festvergütung [Mio. Euro]	Zu zahlende Marktprämien [Mio. Euro]
Januar	253,5	21,3	1,5	19,9	5,2
Februar	253,5	21,4	1,5	19,9	5,2
März	301,7	25,5	1,7	23,8	7,3
April	286,5	24,3	1,7	22,6	8,4
Mai	278,3	23,5	1,6	21,8	8,8
Juni	183,1	15,6	1,1	14,5	5,0
Juli	155,6	13,2	0,9	12,3	4,4
August	180,1	15,2	1,0	14,2	5,6
September	164,9	14,1	1,0	13,1	4,7
Oktober	172,6	14,8	1,0	13,8	4,2
November	180,0	15,4	1,0	14,4	3,4
Dezember	232,1	20,0	1,3	18,6	5,6
Jahr 2012	2.641,9	224,2	15,2	209,0	67,8

Tabelle 11 Vergütungs- und Prämienzahlungen für EEG-Wasserkraft 2012 in Deutschland im oberen Szenario

Monat	Strom mit EEG-Festvergütung [GWh]	Festvergütung nach EEG [Mio. Euro]	vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]	Netto-EEG-Festvergütung [Mio. Euro]	Zu zahlende Marktprämien [Mio. Euro]
Januar	293,7	24,8	1,7	23,1	6,2
Februar	294,2	24,9	1,7	23,2	6,1
März	350,2	29,7	2,0	27,6	8,6
April	332,7	28,2	1,9	26,3	9,9
Mai	323,0	27,3	1,9	25,4	10,3
Juni	212,8	18,1	1,2	16,9	5,9
Juli	180,8	15,4	1,0	14,3	5,2
August	209,2	17,7	1,2	16,5	6,6
September	192,0	16,5	1,1	15,4	5,5
Oktober	201,1	17,3	1,2	16,1	5,0
November	205,9	17,8	1,2	16,6	4,0
Dezember	276,6	24,2	1,6	22,6	6,6
Jahr 2012	3.072,2	261,8	17,7	244,1	79,9

Tabelle 12 Vergütungs- und Prämienzahlungen für EEG-Wasserkraft 2012 in Deutschland im unteren Szenario

Monat	Strom mit EEG-Festvergütung [GWh]	Festvergütung nach EEG [Mio. Euro]	vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]	Netto-EEG-Festvergütung [Mio. Euro]	Zu zahlende Marktprämien [Mio. Euro]
Januar	213,4	17,9	1,2	16,7	4,3
Februar	211,1	17,7	1,2	16,5	4,3
März	255,5	21,6	1,5	20,2	6,0
April	242,6	20,6	1,4	19,2	7,0
Mai	235,7	19,9	1,4	18,6	7,2
Juni	154,8	13,2	0,9	12,3	4,1
Juli	131,6	11,2	0,8	10,4	3,6
August	152,4	12,9	0,9	12,0	4,6
September	139,3	11,9	0,8	11,1	3,8
Oktober	145,7	12,5	0,8	11,6	3,4
November	151,7	13,0	0,9	12,1	2,7
Dezember	197,9	17,0	1,1	15,9	4,5
Jahr 2012	2.231,8	189,3	12,9	176,4	55,6

3 DEPONIE-, KLÄR- UND GRUBENGAS (§§ 24 BIS 26 EEG)

3.1 Entwicklung bis 2010

Die Entwicklung der installierten Leistung und der Stromerzeugung in Deutschland wurde in der Vergangenheit (bis 2008) für alle drei Gasarten in Summe in den EEG-Abrechnungs- und stammdatensystemen erfasst. Für frühere Prognosetätigkeiten des IE Leipzig wurde daher – unter Zuhilfenahme von Sekundärstatistiken – eine Aufteilung nach den drei Gasarten vorgenommen, um die unterschiedlichen Entwicklungen bei den einzelnen Gastechnologien abbilden zu können.

Ergänzend zu den Abschätzungen des IE konnte für die Inbetriebnahmejahrgänge 2009 und 2010 auch auf nach Gasarten differenzierte Daten der ÜNB [ÜNB 2011a] zurückgegriffen werden.

Seit 2008 ist sowohl bei der Anlagenleistung als auch bei der Stromeinspeisung eine rückläufige Entwicklung zu beobachten (Tabelle 13). Dies ist maßgeblich mit der einsetzenden Ausgasung bei Deponiegasanlagen verbunden. Auch werden erzeugte Klärgase zu immer größeren Anteilen in den Kläranlagen selbst zur Deckung des Strom- und Wärmeverbrauches eingesetzt und immer geringere Strommengen über das EEG eingespeist und vergütet. Bei den Grubengasen ist nach einem deutlichen Anlagenzubau bis 2007 ein relativ gleichbleibendes Niveau bei der Leistung als auch bei der Stromerzeugung zu beobachten.

Hinzu kommt, dass seit mit dem Jahr 2010 insbesondere bei Deponie- und Grubengas die Direktvermarktung eine zunehmende Rolle spielt und dies zu geringeren Einspeisemengen nach EEG führt. So waren im Jahr 2010 durchschnittlich DKG-Anlagen mit einer Leistung von 130 MW (21 % der Gesamtleistung) zur Direktvermarktung vom EEG abgemeldet, im Juni 2011 stieg dieser Anteil auf über 50 % der Anlagenbestandsleistung (306 MW).

Tabelle 13 Bisherige Entwicklung der Deponie-, Klär- und Grubengase in Deutschland

Bezugsjahr	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Leistung zum Jahresende [MW]	437	521	573	600	637	666	655	659	604
Stromeinspeisung im Jahr [GWh]	n.b.	1.620	2.589	3.136	2.789	2.753	2.208	2.022	1.159

Quellen: Bis 2003: [IE 2006], 2004 bis 2007: [ÜNB 2009a], 2008: [ÜNB 2009b], 2009: [ÜNB 2010a], 2010: [ÜNB 2011a]

3.2 Mengenprognose für 2012

3.2.1 Prognose der Leistungsentwicklung in drei Szenarien

Für die Mengenprognose für die Jahre 2011 und 2012 werden die Effekte differenziert nach den einzelnen Gasarten untersucht.

Bei **Deponiegas** ist der Ausgasungseffekt das wesentliche Kriterium für die Abschätzung der künftigen Leistungs- und Erzeugungsentwicklung. Seit 2005 dürfen in Deponien keine organischen Stoffe mehr abgelagert werden, so dass die bestehenden Deponien mit organischem Inhalt sich seit diesem Zeitpunkt in der Stilllegungsphase befinden. In der Konsequenz ist aufgrund dieses Ausgasungsprozesses mit einer rückläufigen Deponiegasausbeute zu rechnen. Hierbei kann mit 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. 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. Des Weiteren wird ab einer gewissen Untergrenze die Deponiegasverstromung gänzlich eingestellt.

Für das Trend-Szenario wird für ab 2010 und für alle Prognosejahre ein Rückgang der installierten Leistung bei Deponiegasanlagen um jährlich 10 MW angenommen, um diesen Rückbaueffekt abzubilden. Der Ausgasungseffekt, der bestehende Anlagen betrifft, wird über die Vollbenutzungsstunden nachgezeichnet. Im oberen Szenario findet der skizzierte Anlagenrückbau gemäßiger statt. Hier wird ein Rückgang der Anlagenleistung um jährlich 5 MW unterstellt. Für das untere Szenario wird ein Rückbau von jährlich 15 MW angenommen.

Für die Prognose bei **Klärgas** müssen verschiedene – teilweise gegenläufige – Effekte berücksichtigt werden. Als Hintergrundinformation ist zudem wichtig, dass die erzeugten Strommengen aus Klärgas insgesamt in den vergangenen Jahren kontinuierlich gestiegen sind, jedoch die nach EEG eingespeiste Menge sich leicht rückläufig darstellt. Dies ist im gestiegenen wirtschaftlichen Interesse der Betreiber begründet, den aus Klärgas erzeugten Strom in der Kläranlage selbst zu verbrauchen. Für die Prognose 2011 und 2012 sind folgende Aspekte von Bedeutung:

- 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, jedoch zunehmend direkt in den Kläranlagen verbraucht.
- 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 häufig in kommunaler Trägerschaft und müssen daher 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 Trendprognose 2011 und 2012 ein geringer Zubau von 3 MW pro Jahr angenommen. Dieser Zubau wird unterjährig gleich verteilt. Im oberen Szenario wird ein optimistischerer Zubau in Höhe von 7 MW pro Jahr unterstellt. Im unteren Szenario bleibt der aktuelle Anlagenbestand konstant (kein Zu- oder Rückbau in den Jahren 2011 und 2012)

Für **Grubengas** wird für die Trendprognose 2011 und 2012 von einem gleichbleibenden Niveau der installierten Leistung ausgegangen. In geringem Maße werden neue Anlagenstandorte erschlossen, wogegen alte Standorte aufgegeben werden. Grundsätzlich sind alle bekannten Grubengasfelder weitestgehend erschlossen. Wird dennoch ein neues Feld erschlossen, besteht die Möglichkeit, dass im Gegenzug an anderer Stelle ein bereits genutztes Feld nicht mehr genügend Gasmengen freigeben kann und die Grubengasnutzung eingestellt werden muss. Im optimistischen oberen Szenario werden nach Einschätzung der Gutachter jährlich 5 MW an Anlagenleistung zugebaut, im unteren Szenario jährlich 5 MW rückgebaut.

Insgesamt ergeben sich über alle drei Gasarten die in Tabelle 14 dargestellten Einschätzungen zur Leistungsentwicklung. In Tabelle 15 bis Tabelle 17 sind die Entwicklungen differenziert nach den einzelnen Gasarten aufgeführt.

Tabelle 14 Leistungsentwicklung der Deponie-, Klär- und Grubengasanlagen in Deutschland nach Szenarien

Szenario	Bezugsjahr	2010	2011	2012
Trend-Szenario	neu installierte Leistung [MW]	-55	-7	-7
	Leistung zum Jahresende [MW]	604	597	590
Oberes Szenario	neu installierte Leistung [MW]	-55	7	7
	Leistung zum Jahresende [MW]	604	611	618
Unteres Szenario	neu installierte Leistung [MW]	-55	-20	-20
	Leistung zum Jahresende [MW]	604	584	564

Tabelle 15 Leistungsentwicklung der Deponiegasanlagen in Deutschland nach Szenarien

Szenario	Bezugsjahr	2010	2011	2012
Trend-Szenario	neu installierte Leistung [MW]	40	-10	-10
	Leistung zum Jahresende [MW]	228	218	208
Oberes Szenario	neu installierte Leistung [MW]	40	-5	-5
	Leistung zum Jahresende [MW]	228	223	218
Unteres Szenario	neu installierte Leistung [MW]	40	-15	-15
	Leistung zum Jahresende [MW]	228	213	198

Tabelle 16 Leistungsentwicklung der Klärgasanlagen in Deutschland nach Szenarien

Szenario	Bezugsjahr	2010	2011	2012
Trend-Szenario	neu installierte Leistung [MW]	12	3	3
	Leistung zum Jahresende [MW]	117	120	123
Oberes Szenario	neu installierte Leistung [MW]	12	7	7
	Leistung zum Jahresende [MW]	117	124	131
Unteres Szenario	neu installierte Leistung [MW]	12	0	0
	Leistung zum Jahresende [MW]	117	117	117

Tabelle 17 Leistungsentwicklung der Grubengasanlagen in Deutschland nach Szenarien

Szenario	Bezugsjahr	2010	2011	2012
Trend-Szenario	neu installierte Leistung [MW]	0	0	0
	Leistung zum Jahresende [MW]	259	259	259
Oberes Szenario	neu installierte Leistung [MW]	0	5	5
	Leistung zum Jahresende [MW]	259	264	269
Unteres Szenario	neu installierte Leistung [MW]	0	-5	-5
	Leistung zum Jahresende [MW]	259	254	249

3.2.2 Prognose der Vollbenutzungsstunden in drei Szenarien

Für die Berechnungen der Vollbenutzungsstunden wurden die Daten aus [ÜNB 2011a] sowie eigene Abschätzungen des IE Leipzig zu Grunde gelegt.

Für die drei Gasarten insgesamt ergeben sich für das Jahr 2010 im gewichteten Mittel 1.910 Vollbenutzungsstunden. Die unterjährige Verteilung folgt lediglich dem Kalender-effekt, da darüber hinaus keine anderen Effekte von Bedeutung sind.

Nach Analyse der Daten der ÜNB [ÜNB 2011a] ergeben sich für die Stromerzeugung aus **Deponiegas** im Mittel 1.757 Vollbenutzungsstunden. Für die Prognosen werden die auf Basis der Datenmeldung ermittelten Vollbenutzungsstunden der einzelnen ÜNB übernommen. Die Vollbenutzungsstunden werden im Trendszenario und im unteren Szenario aufgrund der oben genannten Ausgasungseffekte um jährlich 8 % abgesenkt. Damit wird

die Halbierung der Gasausbeute über einen Zeitraum von 5 bis 6 Jahren abgebildet. Für das obere Szenario sinken die Vollbenutzungsstunden etwas moderater um 5 % pro Jahr. Außer dem Kalendereffekt sind bei Deponiegas keine unterjährigen Schwankungen (beispielsweise Witterungseinflüsse) von Bedeutung.

Für **Klärgas** ergeben sich aus der Datenlieferung der ÜNB 1.067 Vollbenutzungsstunden. Für die Prognose werden die Vollbenutzungsstunden der einzelnen ÜNB übernommen und fortgeschrieben. Für das Trendszenario wurde eine Erhöhung der Vollbenutzungsstunden von 1 % pro Jahr aufgrund technischer Effizienzentwicklungen unterstellt, dieser Wert wurde im oberen Szenario auf 3 % pro Jahr erhöht. Im unteren Szenario bleiben die Vollbenutzungsstunden auf dem gleichen Niveau wie im Jahr 2010.

Die Datenanalyse für **Grubengas** ergibt einen Wert für die Vollbenutzungsstunden von ca. 2.600 Stunden. Dieser Wert ist deutlich zu gering im Vergleich zu typischen Vollbenutzungsstunden für Grubengas. Ein wesentlicher Grund für die Abweichung ist in dem hohen Anteil an direkt vermarkteten Strommengen, die in den Datenlieferungen der ÜNB nicht enthalten sind, zu sehen. Daher wurde für die Prognose der gesamten erzeugten Strommengen aus Grubengas ein typischer Wert von 4.700 Vollbenutzungsstunden angenommen. Dieser Wert wird im Trendszenario konstant gehalten, im oberen Szenario erhöhen sich aufgrund technischer Effizienzentwicklungen die Vollbenutzungsstunden um 50 pro Jahr, im unteren Szenario sinken diese um 50 pro Jahr. Das Absenken der Vollbenutzungsstunden ist damit zu begründen, dass bei Grubengas ähnlich wie bei Deponiegas auch von einem Ausgasungseffekt ausgegangen werden kann.

3.2.3 Prognose der Stromerzeugung in drei Szenarien

Zur Berechnung der Stromerzeugung wurde die zu Ende eines Kalendermonats prognostizierte Anlagenleistung mit dem prognostizierten spezifischen Ertrag des Folgemonats multipliziert. Die Berechnungsgrundlagen und die Ergebnisse sind nachfolgend dargestellt.

Tabelle 18 *Trend-Szenario der Stromerzeugung aus Deponie-, Klär und Grubengas 2012 in Deutschland*

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Januar	597	238	142
Februar	596	217	129
März	596	238	142
April	595	230	137
Mai	594	238	142
Juni	594	230	137
Juli	593	238	141
August	593	238	141
September	592	231	137
Oktober	591	238	141
November	591	231	137
Dezember	590	239	141
Jahr 2012	590	2.806	1.667

Tabelle 19 *Oberes-Szenario der Stromerzeugung aus Deponie-, Klär und Grubengas 2012 in Deutschland*

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Januar	612	245	150
Februar	612	223	136
März	613	245	150
April	614	237	145
Mai	614	245	150
Juni	615	237	146
Juli	615	245	151
August	616	245	151
September	617	237	146
Oktober	617	245	151
November	618	237	146
Dezember	618	245	151
Jahr 2012	618	2.884	1.773

Tabelle 20 *Unteres Szenario der Stromerzeugung aus Deponie-, Klär und Grubengas 2012 in Deutschland*

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Januar	583	234	137
Februar	581	213	124
März	579	234	136
April	578	227	131
Mai	576	234	135
Juni	574	227	131
Juli	573	235	135
August	571	235	134
September	569	227	130
Oktober	568	235	134
November	566	228	129
Dezember	564	235	133
Jahr 2012	564	2.764	1.589

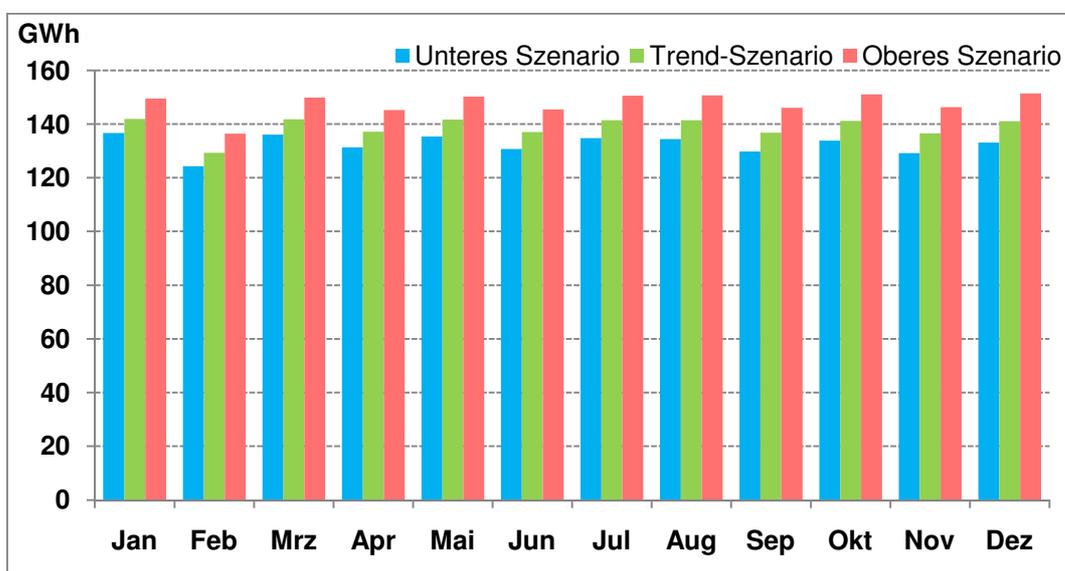


Abbildung 4 *Stromeinspeisung aus Klär-, Deponie- und Grubengas 2012 in Deutschland nach Szenarien*

3.3 Vermarktungsformen

3.3.1 Direktvermarktung über § 39 EEG

Im Jahr 2010 waren bei den DKG-Gasen durchschnittlich 130 MW (das entspricht ca. 21 % der gesamten Anlagenleistung) für die Direktvermarktung vom EEG abgemeldet. Im Juni 2011 stieg dieser Wert bereits auf 306 MW, was etwas mehr als der Hälfte der installierten Anlagenleistung entspricht.

Die für die Direktvermarktung attraktivste Gastechnologie stellt das **Grubengas** dar. Die Einspeisevergütung nach EEG liegt für diese Gasart generell unterhalb des anzusetzenden Schwellenwertes (siehe Kapitel 1.4). Für alle Szenarien wurde unterstellt, dass im Jahr 2012 90 % der theoretisch für die Direktvermarktung infrage kommenden Anlagen auch diese in Anspruch nehmen. Bei **Deponie- und Klärgasanlagen** wurde jeweils ein theoretisches Abmeldepotenzial von ca. 50 % der Anlagenleistung für das Jahr 2012 ermittelt. Für die Szenarien wird angenommen, dass 85 % dieser infrage kommenden Deponie- und Klärgasanlagen die Direktvermarktung auch in Anspruch nehmen.

Tabelle 21 *Direktvermarktung von Strommengen aus Deponie-, Klär- und Grubengas gemäß § 39 EEG im Jahr 2012 nach Szenarien in Deutschland*

Szenario	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2012
Trend-Szenario [GWh]	117	107	63	61	63	61	63	63	61	63	114	110	943
Oberes Szenario [GWh]	124	113	66	64	67	65	67	67	65	67	122	116	1.002
Unteres Szenario [GWh]	113	103	60	58	60	58	60	59	57	59	107	103	897

3.3.2 Nutzung der Marktprämie

Die Nutzung der Marktprämie kommt für alle DKG-Anlagen in Betracht, die nicht bereits im Rahmen der Direktvermarktung nach § 39 aufgeführt wurden. Nach [Sensfuß/Ragwitz 2011] kommt für die DKG-Gase als verstetigte Energieträger eine Nutzung der Marktprämie für 90 % der erzeugten Leistung in Betracht. Bei dieser Betrachtung war allerdings eine Maximalbetrachtung vorgenommen worden, die eine Existenz konkurrierender Vermarktungswege nicht berücksichtigt.

Wie bereits in Tabelle 2 dargestellt, wurde für **Grubengas** angenommen, dass 45 % der nicht über § 39 direkt vermarkteten Mengen über die Marktprämie an die Börse gebracht werden. Dieser Wert berücksichtigt insbesondere die Tatsache, dass die Betreiberstruktur bei Grubengas professioneller organisiert ist und Vertragspartner für ein Marktprämienmodell möglicherweise schneller gefunden werden. Für **Klär- und Deponiegas** wird der Wert etwas geringer bei jeweils 30 % angenommen, da hier die Betreiberstrukturen wesentlich kleinteiliger sind.

Die Strommenge, die auf diesem Wege für eine Vermarktung über die Marktprämie prognostiziert wird, ist in Tabelle 9 für alle Szenarien dargestellt.

Tabelle 22 *Vermarktung von Strommengen aus Deponie-, Klär – und Grubengas über die Marktprämie 2012 nach Szenarien in Deutschland*

Szenario	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2012
Trend-Szenario [GWh]	9	8	32	31	32	31	32	32	31	32	8	11	290
Oberes Szenario [GWh]	9	8	33	32	33	32	33	33	32	33	8	11	299
Unteres Szenario [GWh]	9	8	31	30	30	30	31	30	29	30	8	11	276

3.3.3 Zusammenfassung

Die prozentuale Aufteilung der erzeugten Strommengen folgt in allen Szenarien dem gleichen Muster und ist in Abbildung 5 dargestellt. Es wird erwartet, dass der überwiegende Teil (57 %) des aus DKG-Gasen erzeugten Stroms im Jahr 2012 nach §39 direkt vermarktet wird, wobei die Direktvermarktung aus Grubengas hierbei maßgeblich ist. Gemäß den getroffenen Annahmen nehmen im Jahr 2012 ca. 17 % der DKG-Anlagen am Marktprämienmodell teil. Etwa ein Viertel der aus DKG-Gasen erzeugten Strommengen werden über das EEG vermarktet und vergütet.

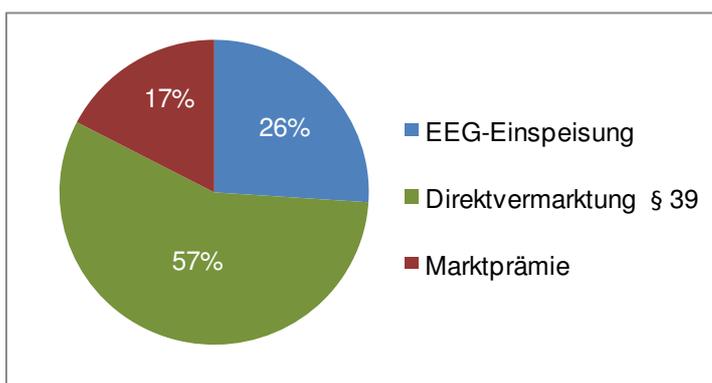


Abbildung 5 *Vermarktungsformen des erzeugten Stroms aus Deponie-, Klär- und Grubengas 2012 in Deutschland (Anteile bezogen auf die Strommenge)*

3.4 Vergütungszahlungen 2012

3.4.1 Vergütung nach festen Einspeisetarifen

Die spezifischen Vergütungszahlungen werden aus den bisher von den Netzbetreibern gemeldeten Zahlungen [ÜNB 2011a] abgeleitet.

Zur Ermittlung der gesamten Vergütungszahlungen wurde die Strommenge zu Grunde gelegt, die nach Abzug beider Formen der Direktvermarktung (§ 39 oder Marktprämie) noch über das EEG zu vermarkten bleibt.

Da im Bereich der DKG-Gase der Zubau in den Szenarien kaum eine Rolle spielt, werden ausschließlich die durchschnittlichen Vergütungskennwerte der Bestandsanlagen für die Berechnungen herangezogen. Dies ist in diesem Fall vertretbar, denn für Klärgas im oberen und im Trend-Szenario sowie für Grubengas im oberen Szenario – also die Szenarien bei denen überhaupt ein (wenn auch sehr geringer) Zubau angenommen wird – liegt die Durchschnittsvergütung nach EEG für Neuanlagen etwa auf dem gleichen Niveau wie die Durchschnittsvergütung, die für den Anlagenbestand ermittelt wurde.

Anschließend wurden von den zu fest vergüteten Tarifen eingespeisten Mengen die vermiedenen Netznutzungsentgelte abgezogen, wobei die spezifischen Werte der vermiedenen Netznutzungsentgelte je vergüteter Megawattstunde in allen Netzgebieten in der gleichen Höhe fortgeschrieben wurden, wie sie von den ÜNB für 2010 gemeldet wurden.

Nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich die gesamte Netto-Vergütungssumme für die DKG-Gase als Differenz für alle Monate des Jahres 2012, wie sie in Teilkapitel 3.4.3 zusammenfassend für alle Szenarien dargestellt ist.

3.4.2 Marktprämienzahlungen in drei Szenarien

Zur Berechnung der zu zahlenden Marktprämien wurde zunächst die mittlere EEG-Vergütung für Deponie-, Klär- und Grubengasanlagen im Jahr 2012 ermittelt, die sich als bestandsgewichteter Mittelwert der Vergütungen von Bestandsanlagen ergibt. Von dieser 2012 typischen EEG-Vergütung wurde zunächst der für den betreffenden Monat prognostizierte Grundlast-Strompreis – multipliziert mit dem Marktwertfaktor für Strom aus DKG-Gasen – abgezogen. Der Marktwertfaktor wurde von den ÜNB bereit gestellt und liegt im Jahr 2012 für Strom aus DKG-Gasen bei 1,000. Anschließend wurde die Management-Prämie von 3,- €/MWh addiert, die nach Anlage 3 zum [EEG 2012] für Strom aus DKG-Gasen zu zahlen ist. Damit ergab sich für jeden Monat eine feste spezifische Marktprämie, die anschließend mit den in Tabelle 9 ausgewiesenen Strommengen multipliziert wurde. Die Ergebnisse für alle Kalendermonate 2012 sind im folgenden Teilkapitel in Tabelle 23 aufgeführt (bzw. für das obere und das untere Szenario in Tabelle 24 und Tabelle 25). Dabei ist zu berücksichtigen, dass es sich bei der Marktprämie um Summen handelt, die zum größten Teil auch im Rahmen des Systems der Festvergütung angefallen wären. Als Mehrkosten kann nur der Teil der Management-Prämie gewertet werden, der über die bei den ÜNB für das Management anfallenden Kosten hinausgeht.

3.4.3 Zusammenfassung nach Szenarien

Für jedes der drei Szenarien wird nachfolgend tabellarisch dargestellt, welche umlagerelevanten Zahlungen sich für Strom aus DKG-Gasen in Deutschland ergeben – dies sind zum einen die Festvergütungen, von denen noch die vermiedenen Netznutzungsentgelte abgezogen werden, zum anderen die Marktprämien, die für Strom gezahlt werden, der nicht durch die Übertragungsnetzbetreiber, sondern durch Stromhändler über die EEX vermarktet wird. Nicht enthalten sind die Zahlungen sonstiger Formen der Direktvermarktung (insbesondere Grünstromprivileg im Sinne von § 39 [EEG 2012]), da diese Zahlungen für die Berechnung der EEG-Umlage keine Rolle spielen.

Beim Vergleich der Spalten „Netto-EEG-Festvergütung“ und „zu zahlende Marktprämie“ ist zu beachten, dass die Festvergütungen vor der Berechnung der Umlage noch um den durch die ÜNB erzielten Verkaufswert gemindert werden, während dieser Verkaufswert im Falle der Marktprämie direkt bei den jeweiligen Stromhändlern verbleibt und nicht in die Berechnung mit eingeht.

Tabelle 23 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Deponie-, Klär und Grubengas 2012 in Deutschland im Trend-Szenario

Monat	Strom mit EEG-Festvergütung [GWh]	Festvergütung nach EEG [Mio. Euro]	vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]	Netto-EEG-Festvergütung [Mio. Euro]	Zu zahlende Marktprämien [Mio. Euro]
Januar	16	1,1	0,1	1,0	0,1
Februar	14	1,0	0,1	0,9	0,1
März	47	3,3	0,2	3,1	0,5
April	45	3,2	0,2	3,0	0,6
Mai	47	3,3	0,2	3,1	0,7
Juni	45	3,2	0,2	3,0	0,6
Juli	47	3,3	0,2	3,1	0,6
August	47	3,3	0,2	3,1	0,7
September	45	3,2	0,2	3,0	0,6
Oktober	47	3,3	0,2	3,1	0,5
November	14	1,1	0,1	1,0	0,1
Dezember	21	1,5	0,1	1,4	0,2
Jahr 2012	434	31,1	2,4	28,7	5,3

Tabelle 24 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Deponie-, Klär- und Grubengas 2012 in Deutschland im oberen Szenario

Monat	Strom mit EEG-Festvergütung [GWh]	Festvergütung nach EEG [Mio. Euro]	vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]	Netto-EEG-Festvergütung [Mio. Euro]	Zu zahlende Marktprämien [Mio. Euro]
Januar	17	1,3	0,1	1,2	0,1
Februar	16	1,2	0,1	1,1	0,4
März	50	3,6	0,3	3,3	0,5
April	49	3,5	0,3	3,2	0,7
Mai	50	3,6	0,3	3,3	0,8
Juni	49	3,5	0,3	3,2	0,6
Juli	50	3,6	0,3	3,3	0,6
August	51	3,6	0,3	3,3	0,8
September	49	3,5	0,3	3,2	0,6
Oktober	51	3,6	0,3	3,3	0,5
November	16	1,2	0,1	1,1	0,1
Dezember	24	1,7	0,2	1,6	0,2
Jahr 2012	472	33,8	2,6	31,2	5,4

Tabelle 25 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Deponie-, Klär- und Grubengas 2012 in Deutschland im unteren Szenario

Monat	Strom mit EEG-Festvergütung [GWh]	Festvergütung nach EEG [Mio. Euro]	vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]	Netto-EEG-Festvergütung [Mio. Euro]	Zu zahlende Marktprämien [Mio. Euro]
Januar	15	1,1	0,1	1,0	0,1
Februar	14	1,0	0,1	1,0	0,1
März	45	3,2	0,2	3,0	0,4
April	44	3,1	0,2	2,9	0,6
Mai	45	3,2	0,2	3,0	0,7
Juni	43	3,1	0,2	2,9	0,5
Juli	45	3,2	0,2	3,0	0,6
August	45	3,2	0,2	3,0	0,7
September	43	3,1	0,2	2,8	0,6
Oktober	44	3,2	0,2	2,9	0,4
November	14	1,0	0,1	1,0	0,1
Dezember	20	1,5	0,1	1,3	0,2
Jahr 2012	416	29,8	2,3	27,5	5,0

4 BIOMASSE (§ 27 EEG)

4.1 Entwicklung bis 2010

Die bisherige Entwicklung der installierten Leistung und der Stromerzeugung aus Biomasse ist durch einen unterschiedlich starken, jedoch kontinuierlichen Anstieg gekennzeichnet. In Tabelle 26 sind der nach den Inbetriebnahmejahren gegliederte Bestand (installierte elektrische Leistung) seit 2002, die gesamte Leistung zum jeweiligen Jahresende sowie die dazugehörige Stromeinspeisung dargestellt. Nach stark anwachsenden Kapazitäten v. a. seit der EEG-Novelle 2004, ist seit 2008 mit jährlich etwa 350 bis 400 MW installierter Leistung ein gleichbleibendes Niveau beim Zubau zu verzeichnen. Zum 31.12.2010 betrug die installierte Leistung aller Biomasseanlagen 4.501 MW_{el}. Damit wurden insgesamt 25.111 GWh in das öffentliche Stromnetz eingespeist und gemäß EEG vergütet [ÜNB 2011a].

Tabelle 26 Bisherige Entwicklung der Biomasse in Deutschland

Bezugsjahr	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Leistungszubau [MW] ^{A)}	144	224	467	565	816	646	345	345	384
Leistung zum Jahresende [MW] ^{A)}	710	934	1.400	1.965	2.781	3.428	3.772	4.117	4.501
Stromeinspeisung im Jahr [GWh] ^{B)}	2.442	3.484	5.241	7.366	10.902	15.862	18.928	22.980	25.111

A) Quelle: IE-Berechnung nach [ÜNB 2011a] – Zubau errechnet als Gliederung der 2011 genutzten Leistung nach Inbetriebnahmejahr; Bestand als Mindestgröße, ohne zwischenzeitlich stillgelegte Anlagen.

B) Quelle: Bis 2008: [IE 2009], 2009: [ÜNB 2010], 2010: [ÜNB 2011a]

Bei der Stromerzeugung aus **fester Biomasse** sind im Jahr 2010 mit 14 Neuanlagen und einer Gesamtleistung von etwa 25 MW_{el} erheblich weniger Biomasseheizkraftwerke als 2009 (40 Anlagen, 133 MW_{el}) in Betrieb genommen worden [DBFZ 2011]. Ein Grund dafür ist u. a. die angespannte Situation auf dem Brennstoffmarkt. Gleichzeitig setzte sich durch die vorgegebenen Rahmenbedingungen des EEG der Trend zum verstärkten Zubau von Anlagen im kleinen und mittleren Leistungsbereich fort. Die durchschnittlich installierte Leistung des Anlagenzubaues sank 2010 auf 1,8 MW_{el} (2009: 3,6 MW_{el}).

Durch die deutlich verbesserten Vergütungssätze des EEG 2009 für die Stromerzeugung aus Biogas ist der Anlagenzubau für das Jahr 2010 mit etwa 920 neuen **Biogasanlagen** ähnlich hoch wie im Vorjahr 2009 (etwa 1.090 Neuanlagen) [FV Biogas 2011]. Auch wenn weiterhin größere Biogasanlagen zugebaut werden, sind aufgrund der Vergütungsstruktur die im Jahr 2010 errichteten Neuanlagen mit einer durchschnittlichen Anlagenleistung von etwa 300 kW_{el} überwiegend dem kleineren und mittleren Leistungsbereich zuzuordnen [DBFZ 2011].

Auf Grund der hohen Marktpreise für Pflanzenöle ist ein wirtschaftlicher Betrieb von **Pflanzenöl-BHKW** derzeit kaum möglich, so dass zahlreiche Anlagen vorübergehend abgeschaltet wurden. Neue Anlagen gleichen dies nicht aus, so dass insgesamt die installierte elektrische Leistung im Jahr 2010 gegenüber 2009 zurückgegangen ist [DBFZ 2011].

Entsprechend der Entwicklungen im Jahr 2010 haben sich gegenüber 2009 wie in Abbildung 6 dargestellt die Anteile der festen, gasförmigen und flüssigen Bioenergieträger an der elektrischen Leistung weiter zu Gunsten der Biogasanlagen verändert [DBFZ 2011].

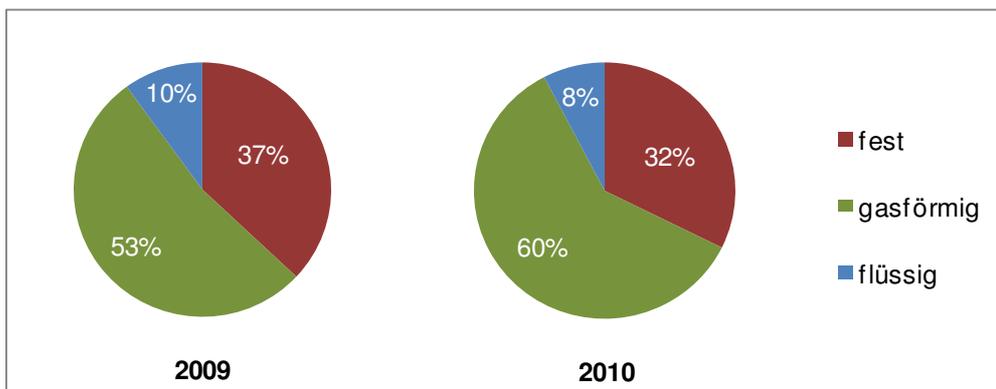


Abbildung 6 Anteile der biogenen Energieträger an der installierten Leistung

4.2 Mengenprognose für 2012

4.2.1 Prognose der Leistungsentwicklung in drei Szenarien

Bei der Stromerzeugung aus Biomasse wurden durch die Neufassung des EEG 2009 insbesondere für den kleinen und mittleren Anlagenbereich Anreize gesetzt, die bereits unmittelbar danach sichtbar geworden sind. Zum 1. Januar 2012 tritt die nächste EEG-Novelle in Kraft, in der für die Biomasse u. a. eine neue Vergütungsstruktur mit leistungsbezogener Grundvergütung und zwei verschiedenen Rohstoffvergütungsklassen eingeführt wird [EEG 2012]. Vor diesem Hintergrund werden nach Einschätzungen von Experten für die Bereiche feste, gasförmige und flüssige Biomasse für das Jahr 2012 nachfolgende Tendenzen erwartet, wobei die Bandbreite in der Prognose durch drei verschiedene Szenarien (Trend, oberes und unteres Szenario) wiedergegeben wird.

Für das Jahr 2011 wird wieder eine höhere Anzahl neu in Betrieb gehender **Biomasse-heizkraftwerke** als 2010 prognostiziert. Nach Kenntnissen des DBFZ ist von rund 20 Anlagen mit einer voraussichtlichen elektrischen Leistung von etwa 40 MW_{el} auszugehen, die sich derzeit in verschiedenen Stadien der Planung, Genehmigung oder bereits im Bau befinden [Witt 2011]. Mit dem [EEG 2012] wird die energetische Verwertung von Festbrennstoffen der Rohstoffvergütungsklassen I und II (u. a. Holz aus Kurzumtriebsplantagen, Waldrestholz, Landschaftspflegematerial, Stroh) gefördert. Sägenebenprodukte (nur Anspruch auf Grundvergütung) und Altholz (Streichung der Vergütung zur

Vermeidung von Nutzungskonkurrenzen) werden dagegen in Neuanlagen nicht mehr zum Einsatz kommen. Angepasst an diese Brennstoffsituation ist der Anlagenzubau überwiegend im kleineren und mittleren Leistungsbereich (bis 7 MW_{el}) zu erwarten, wobei sich Holzvergasungsanlagen weiter etablieren können [Witt 2011]. Die Leistung aller Biomasseheizkraftwerke wird nach diesen Einschätzungen bis zum Jahresende 2012 mit etwa 1.868 MW_{el} im Trend-Szenario prognostiziert.

Die EEG-Novelle 2012 wirkt sich bereits jetzt auf den Zubau von **Biogasanlagen** aus. Um noch die vorteilhafte Vergütung des EEG 2009 in Anspruch nehmen zu können, wird mit allen Mitteln versucht, die Projekte bis Ende 2011 umzusetzen. Dieser Zeitdruck führt allerdings auch zu steigenden Anlagenpreisen, so dass es vereinzelt zum Abbruch der Projektumsetzung/-planung kommt [Rensberg 2011]. Bevorzugt erfolgt der Anlagenzubau im Leistungsbereich 250 bis 500 kW_{el}, hier werden kaum Veränderungen erwartet [DBFZ 2011]. Sowohl Fachverband Biogas e. V. als auch DBFZ rechnen im Jahr 2011 mit ungefähr 1.000 Neuanlagen und einer neu installierten Leistung von etwa 400 MW_{el}. Ab 2012 wird ein gleichbleibendes moderates Wachstum von jährlich etwa 150 MW_{el} erwartet [Horbelt 2011]. Insgesamt könnten damit bei den Biogasanlagen bis Ende 2012 etwa 2.910 MW_{el} (Trend-Szenario) installiert sein.

Da die derzeitigen EEG-Vergütungen bei den hohen Preisen für Pflanzenöl für einen wirtschaftlichen Betrieb nicht ausreichen, ist ein erheblicher Teil der **Pflanzenöl-BHKW** (vorübergehend) abgeschaltet worden. In Anbetracht der getätigten Investitionen ist davon auszugehen, dass die Anlagen wieder in Betrieb genommen werden, sobald die Pflanzenölpreise auf ein entsprechendes Niveau sinken. Bleibt die Situation langfristig unverändert, wird sich das deutlich auf den Anlagenbestand auswirken [DBFZ 2011]. Darüber hinaus wird im [EEG 2012] die Vergütung für Strom aus flüssiger Biomasse für Neuanlagen gestrichen, so dass insgesamt für 2012 im Trend-Szenario ein weiterer Rückgang der installierten Leistung auf etwa 243 MW_{el} erwartet wird.

Auf Grundlage der genannten Einschätzungen wird für die Stromerzeugung aus Biomasse die in Tabelle 27 dargestellte Leistungsentwicklung unterteilt nach fester Biomasse, Biogas und Pflanzenöl prognostiziert. Ein im Schnitt geringeres Vergütungsniveau des [EEG 2012] bewirkt für 2011 nochmals einen stärkeren Zubau und ab 2012 eine moderate Entwicklung. Die Gesamtleistung der Bioenergie wird bis zum Jahresende 2012 im Trend-Szenario mit 5.021 MW_{el} angegeben. Im oberen Szenario wird v. a. bei den Biogasanlagen von einer noch höheren Zubaurate ausgegangen, so dass bis Ende 2012 etwa 5.196 MW_{el} erwartet werden. Im unteren Szenario wird insgesamt ein eher verhaltenes Wachstum angenommen, so dass eine Gesamtleistung von 4.846 MW_{el} prognostiziert wird.

Für die Untergliederung des Zubaus nach Monaten wird die Inbetriebnahme der Anlagen überwiegend zum Jahresende erwartet, um der im Folgejahr einsetzenden Degression der Vergütung zuvor zu kommen. Diese Einschätzung deckt sich mit dem aktuellen EEG-Erfahrungsbericht [DBFZ 2011] und mit den Annahmen des IE Leipzig aus der Mittelfristprognose des Vorjahres [IE 2010]. Die Außerbetriebnahmen von Pflanzenöl-BHKW werden sich voraussichtlich auf die Sommermonate konzentrieren, da hier der Wärmebedarf am geringsten ist.

Tabelle 27 Leistungsentwicklung der Biomasse in Deutschland nach Szenarien

Szenario	Bezugsjahr	2010	2011	2012
Trend-Szenario	neu installierte Leistung [MW]	384	370	150
	davon feste Biomasse		40	30
	Biogas		380	150
	Pflanzenöl		-50	-30
	Leistung zum Jahresende [MW]	4.501	4.871	5.021
Oberes Szenario	neu installierte Leistung [MW]	384	480	215
	davon feste Biomasse		50	40
	Biogas		440	180
	Pflanzenöl		-10	-5
	Leistung zum Jahresende [MW]	4.501	4.981	5.196
Unteres Szenario	neu installierte Leistung [MW]	384	270	75
	davon feste Biomasse		20	25
	Biogas		300	100
	Pflanzenöl		-50	-50
	Leistung zum Jahresende [MW]	4.501	4.771	4.846

4.2.2 Prognose der Vollbenutzungsstunden in drei Szenarien

Ausgehend von installierter Leistung und dazugehöriger Stromerzeugung der Jahre 2009 und 2010 [ÜNB 2011a] wurden die jährlichen Vollbenutzungsstunden ermittelt und in einer Abschätzung den verschiedenen Konversionspfaden (Biomasseheizkraftwerk, Biogasanlage, Pflanzenöl-BHKW) zugeordnet. Hierbei ist u. a. berücksichtigt worden, dass eine Reihe von Pflanzenöl-BHKW vorübergehend stillgelegt wurden. Die Verteilung der Vollbenutzungsstunden eines Jahres auf die Kalendermonate ist bei der Biomasse im Jahresverlauf annähernd konstant. Durch Multiplikation der technologiespezifischen prognostizierten installierten Leistung des Vormonats mit den entsprechenden Vollbenutzungsstunden ergeben sich die dazugehörigen monatlichen Strommengen. Aus der gesamten Strommenge und der Leistung aller Biomasseanlagen lassen sich die jährlichen mittleren Vollbenutzungsstunden (gewichtet) für die Biomasse allgemein ermitteln. Aufgrund der Marktreife der Technik wird angenommen, dass die mittleren Vollbenutzungsstunden gegenüber dem Vorjahr bis 2012 jährlich um 1 % steigen, so dass für das Jahr 2012 die in Tabelle 28 dargestellten mittleren Vollbenutzungsstunden erwartet werden.

Um die Ertragsprognosen in entsprechender Bandbreite darzustellen, werden für das obere und untere Szenario hinsichtlich der Vollbenutzungsstunden Zu- und Abschlagsfaktoren gegenüber dem Trend-Szenario definiert. Insgesamt wird jedoch davon ausgegangen, dass eine Änderung der Vollbenutzungsstunden bei Biomasseanlagen eher moderat (maximal 1 % gegenüber dem Trend-Szenario) sein wird.

Tabelle 28 *Mittlere Vollbenutzungsstunden für Biomasseanlagen im Trend-Szenario*

Trend-Szenario	Biomasse-heizkraftwerke	Biogas-anlagen	Pflanzenöl-BHKW	Biomasse gesamt (gewichteter Mittelwert)
2012	5.590	6.865	2.700	6.168

4.2.3 Prognose der Stromerzeugung in drei Szenarien

Zunächst wurde für den jeweiligen Konversionspfad in einer Nebenrechnung getrennt (Biomasseheizkraftwerk, Biogasanlage, Pflanzenöl-BHKW) durch Multiplikation der prognostizierten installierten Leistung des jeweiligen Monatsanfangs (die Verfügbarkeit neu installierter Anlagen wurde mit 20 % 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 mittleren monatlichen Vollbenutzungsstunden (gewichtetes Mittel) aller Technologien errechnet. Im Trend-Szenario wird im Jahr 2012 eine Stromerzeugung aus Biomasse von 30.356 GWh prognostiziert (Tabelle 29).

Tabelle 29 *Trend-Szenario der Stromerzeugung aus Biomasse 2012 in Deutschland*

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Januar	4.886	521	2.538
Februar	4.894	488	2.383
März	4.898	522	2.552
April	4.903	505	2.473
Mai	4.910	522	2.559
Juni	4.920	505	2.481
Juli	4.929	522	2.570
August	4.939	523	2.576
September	4.952	506	2.500
Oktober	4.968	523	2.592
November	4.986	507	2.518
Dezember	5.021	524	2.613
Jahr 2012	5.021	6.168	30.356

Im oberen und im unteren Szenario kombinieren sich die Effekte der unterschiedlichen Zubauprognozen und der Vollbenutzungsstunden. Im oberen Szenario (Tabelle 30) liegt die Stromerzeugung im Jahr 2012 bei 31.206 GWh (+2,7 % gegenüber Trend-Szenario), im unteren Szenario (Tabelle 31) bei 29.249 GWh (-3,8 % gegenüber Trend-Szenario).

Tabelle 30 Oberes Szenario der Stromerzeugung aus Biomasse 2012 in Deutschland

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Januar	5.002	522	2.599
Februar	5.014	488	2.442
März	5.021	522	2.618
April	5.031	505	2.538
Mai	5.042	522	2.628
Juni	5.056	506	2.549
Juli	5.070	523	2.643
August	5.085	523	2.650
September	5.104	506	2.574
Oktober	5.126	523	2.671
November	5.151	507	2.597
Dezember	5.196	524	2.698
Jahr 2012	5.196	6.171	31.206

Tabelle 31 Unteres Szenario der Stromerzeugung aus Biomasse 2012 in Deutschland

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Januar	4.779	515	2.458
Februar	4.782	482	2.305
März	4.782	516	2.467
April	4.784	499	2.389
Mai	4.786	516	2.470
Juni	4.790	500	2.393
Juli	4.793	517	2.477
August	4.798	517	2.480
September	4.804	501	2.404
Oktober	4.813	518	2.489
November	4.824	502	2.415
Dezember	4.846	519	2.503
Jahr 2012	4.846	6.103	29.249

Abbildung 7 zeigt, dass die Abweichungen bei der prognostizierten Strommenge in den drei Szenarien sehr moderat und über die Monate gleich verteilt sind.

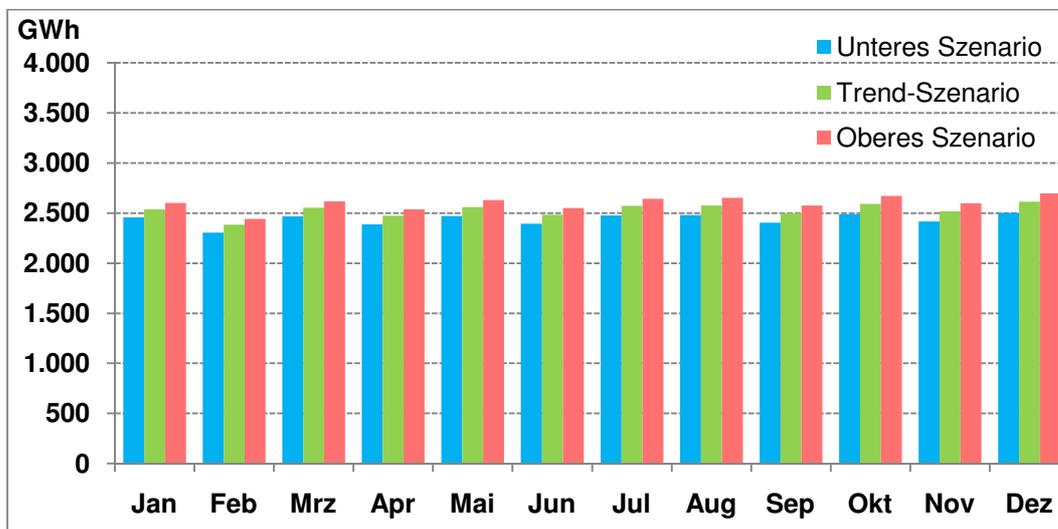


Abbildung 7 Stromerzeugung aus Biomasse 2012 in Deutschland nach Szenarien

4.3 Vermarktungsformen

4.3.1 Direktvermarktung über § 39 EEG

Seit Anfang 2011 gewinnt die Direktvermarktung von Strom aus Biomasse nach § 37 Abs. 1 [EEG 2009] zunehmend an Bedeutung. Nachdem zuvor nicht einmal 1 % der installierten Biomasse-Kapazitäten direkt vermarktet wurde, beträgt der Anteil derzeit zwischen 10 % und 15 %. Mit der EEG-Novelle 2012 dürfte diese Form der Direktvermarktung (§ 39 EEG 2012) durch die neuen rechtlichen Rahmenbedingungen wieder deutlich an Attraktivität verlieren. Wie in Kapitel 1.4 dargestellt, lohnt es sich, solchen EEG-Strom direkt zu vermarkten, der 2012 über das EEG im Jahresmittel mit maximal 6,86 ct/kWh vergütet worden wäre. Dagegen liegt aktuell die Rentabilitätsschwelle bei 9,47 ct/kWh. Die Vergütungsstruktur des EEG ist im Bereich der Biomasse durch die Anlagenvielfalt und Einsatzstoffe sehr komplex. Vereinfachend kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die EEG-Vergütung für Biomasseanlagen bis auf einige Ausnahmen immer über dem Schwellenwert (6,86 ct/kWh) liegt und deshalb eine Vermarktung auf diesem Weg kaum attraktiv sein wird. Daher wird angenommen, dass maximal 2,5 % (in allen Szenarien) der installierten Leistung aus Biomasseanlagen über § 39 [EEG 2012] direkt vermarktet werden. Als Prognose der Direktvermarktung ergeben sich für das Jahr 2012 für die drei Szenarien die in Tabelle 32 ausgewiesenen Strommengen (Trend-Szenario 715 GWh).

Tabelle 32 *Direktvermarktung von Strommengen aus Biomasse 2012 gemäß § 39 EEG nach Szenarien im Jahr 2012 in Deutschland*

Szenario	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2012
Trend-Szenario [GWh]	60	57	60	59	61	59	61	61	59	61	59	61	715
Oberes Szenario [GWh]	61	57	61	59	61	59	61	61	59	61	59	61	716
Unteres Szenario [GWh]	60	56	60	58	60	58	60	60	58	60	58	60	708

4.3.2 Nutzung der Marktprämie

Mit dem [EEG 2012] kann eine Direktvermarktung auch durch die Inanspruchnahme einer Marktprämie erfolgen (vgl. Kapitel 1.5). Nach Einschätzungen des Fachverbandes Biogas lohnt sich dies u. a. aufgrund des zusätzlichen Zeitaufwandes nur für größere Biogasanlagen oder Genossenschaften [Horbelt 2011]. Wie dieses Instrument möglicherweise von den Betreibern der Biomasseheizkraftwerke genutzt wird, bleibt abzuwarten. Insgesamt wird davon ausgegangen, dass nach Berücksichtigung der Direktvermarktung (§ 39 EEG 2012) im Jahr 2012 etwa 20 % der installierten Biomasse-Kapazitäten (Tabelle 2) die Option der Marktprämie in Anspruch nehmen.

Ergänzend zur Marktprämie können Betreiber von Biogasanlagen für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung durch Bereitstellung zusätzlicher Leistung eine Flexibilitätsprämie verlangen. Allerdings ist nach Ansicht des Fachverbandes Biogas der finanzielle Anreiz aus der Flexibilitätsprämie zu gering, als dass es zu einer merklichen Änderung kommen wird [Horbelt 2012]. Daher wird für das Jahr 2012 davon ausgegangen, dass für maximal 2 % der installierten Leistung der Biogasanlagen, die Flexibilitätsprämie in Anspruch genommen wird. Das entspricht etwa 6,5 % der Strommenge aus Biomasse durch Nutzung der Marktprämie.

Als Prognose der Nutzung der Marktprämie ergeben sich für das Jahr 2012 für die drei Szenarien die in Tabelle 33 ausgewiesenen Strommengen.

Tabelle 33 Vermarktung von Strommengen aus Biomasse über die Marktprämie 2012 nach Szenarien in Deutschland

Szenario	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2012
Trend-Szenario [GWh]	497	466	499	483	500	486	503	504	490	508	494	514	5.943
Oberes Szenario [GWh]	510	478	512	497	515	500	518	520	505	524	510	532	6.120
Unteres Szenario [GWh]	480	450	481	466	482	467	484	484	470	487	472	491	5.716

4.3.3 Zusammenfassung

Die Anteile der verschiedenen Vermarktungsformen des aus Biomasse erzeugten Stroms im Jahr 2012 sind in Abbildung 8 dargestellt. Mit etwa 78 % wird der überwiegende Teil über die festen Einspeisetarife des EEG vermarktet. Für etwa 20 % der erzeugten Strommenge wird die Zahlung einer Marktprämie in Anspruch genommen. Nur etwa 2 % des Stroms aus Biomasse werden voraussichtlich über § 39 EEG 2012 direkt als Grünstrom vermarktet.

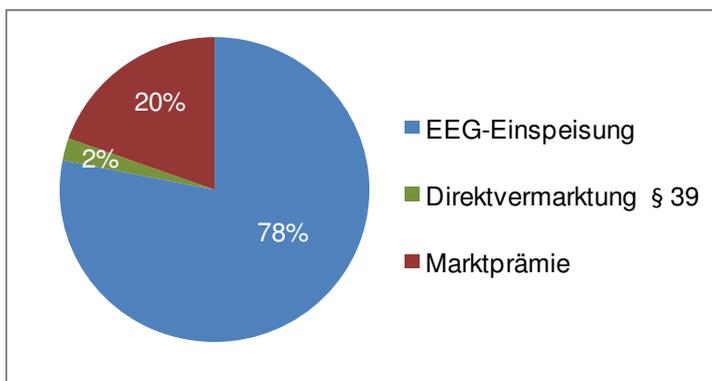


Abbildung 8 Vermarktungsformen des erzeugten Stroms aus Biomasse 2012 in Deutschland (Anteile bezogen auf die Strommenge)

4.4 Vergütungszahlungen 2012

4.4.1 Vergütung nach festen Einspeisetarifen

Die Vergütungszahlungen für Strom aus Biomasse nach EEG werden anhand der bisher von den Netzbetreibern gemeldeten Zahlungen geschätzt [ÜNB 2011a], wobei keine Differenzierungen hinsichtlich der Größenklassen und Einsatzstoffe bekannt sind. Grundlage sind die mittleren Vergütungszahlungen für Bestandsanlagen (alle Anlagen, die bis

Ende 2010 in Betrieb gegangen sind) und die mittleren Vergütungszahlungen für 2010 (für Neuanlagen 2011).

Für Anlagen, die ab 2012 in Betrieb gehen werden, gelten die Vergütungsregelungen des [EEG 2012], die für Biomasseanlagen im Schnitt eine Absenkung des Vergütungsniveaus, insbesondere bei Kleinanlagen, vorsehen. Zudem erhöht sich ab 2013 die jährliche Degression von 1 % auf 2 %, allerdings nur auf die leistungsbezogene Vergütung, d. h. die Rohstoffvergütung unterliegt künftig nicht mehr der Degression. Auf der Grundlage der bisherigen mittleren Vergütungen für Neuanlagen (Inbetriebnahme 2009 und 2010), der Fortschreibung für 2011 (19,88 ct/kWh) und der Berücksichtigung des [EEG 2012] wird eingeschätzt, dass der mittlere Vergütungssatz für 2012 neu in Betrieb gehende Biomasseanlagen um etwa 5 % auf 18,88 ct/kWh sinkt.

Zur Ermittlung der gesamten EEG-Vergütungszahlungen für Strom aus Biomasse wurde die Strommenge berücksichtigt, die nach Abzug beider Formen der Direktvermarktung (§ 39 oder Marktprämie) noch über das EEG zu vermarkten bleibt. Anschließend wurden den nach Inbetriebnahmejahren differenzierten Strommengen die entsprechenden spezifischen Vergütungen zugeordnet, so dass sich die Gesamtvergütungen für EEG-vergüteten Strom aus Biomasse ergaben. Eine Direktvermarktung über den § 39 [EEG 2012] wird für Biomasseanlagen kaum attraktiv sein. Falls sie in Anspruch genommen wird, dann überwiegend durch ältere Bestandsanlagen. Bei der Zuordnung der Strommengen auf die Inbetriebnahmejahrgänge wird daher vereinfachend davon ausgegangen, dass die Bestands- und Neuanlagen ihren Strom jeweils im gleichen Verhältnis über die Festvergütung (80 %) und die Marktprämie (20 %) auf den Markt bringen.

Von den Brutto-Vergütungssummen werden nachfolgend die vermiedenen Netznutzungsentgelte abgezogen, wobei sich die spezifischen Werte je vergüteter Megawattstunde in allen Regelzonen in der gleichen Höhe fortsetzen, wie sie von den ÜNB für 2010 gemeldet wurden. Nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich die gesamte Netto-Vergütungssumme für EEG-Biomasse als Differenz für alle Monate des Jahres 2012, wie sie in Abschnitt 4.4.3 zusammenfassend für alle Szenarien (Tabelle 34 bis Tabelle 36) dargestellt ist.

4.4.2 Marktprämienzahlungen in drei Szenarien

Zur Berechnung der zu zahlenden Marktprämien wurde zunächst die mittlere EEG-Vergütung für EEG-Biomasseanlagen im Jahr 2012 ermittelt, die sich als bestandsgewichteter Mittelwert der Vergütungen von Bestandsanlagen (bis 31.12.2010), von Neubauanlagen des Jahrgangs 2011 und (mit halbem Gewicht) von Neubauanlagen des Jahrgangs 2012 ergibt. Von dieser 2012 typischen EEG-Vergütung wurde zunächst der für den betreffenden Monat prognostizierte Grundlast-Strompreis – multipliziert mit dem Marktwertfaktor für Strom aus Biomasse – abgezogen. Der Marktwertfaktor wurde von den ÜNB bereit gestellt und liegt für Biomassestrom im Jahr 2012 bei 1,000. Anschließend wurde die Management-Prämie von 3,00 €/MWh addiert, die nach Anlage 3 zum [EEG 2012] für Strom aus Biomasse zu zahlen ist. Damit ergab sich für jeden Monat eine feste spezifische Marktprämie, die anschließend mit den in Tabelle 33 ausgewiesenen Strommengen multipliziert wurde.

Die Ergebnisse für alle Kalendermonate 2012 sind im nachfolgenden Abschnitt für das Trend-Szenario in Tabelle 34 und für das obere bzw. untere Szenario in Tabelle 35 bzw. Tabelle 36 aufgeführt. Die zu zahlende Marktprämie beinhaltet auch die Flexibilitätsprämie, deren Höhe nach Anlage 5 [EEG 2012] berechnet wurde.

4.4.3 Zusammenfassung nach Szenarien

Welche umlagererelevanten Zahlungen sich für Strom aus Biomasse für das Jahr 2012 in Deutschland ergeben, ist in den nachfolgenden Tabellen für die drei Szenarien (Tabelle 34 bis Tabelle 36) dargestellt. Dazu zählen die Festvergütungen nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte sowie die Marktprämien, die für Strom gezahlt werden, der nicht durch die Übertragungsnetzbetreiber, sondern durch Stromhändler über die EEX vermarktet wird. Nicht enthalten sind die Zahlungen sonstiger Formen der Direktvermarktung (insbesondere Grünstromprivileg im Sinne von § 39 [EEG 2012]), da diese Zahlungen für die Berechnung der EEG-Umlage keine Rolle spielen.

Vergleicht man die Nettovergütungen nach EEG und die zu zahlenden Marktprämien, ist zu beachten, dass die Festvergütungen vor der Berechnung der Umlage noch um den durch die ÜNB erzielten Verkaufswert gemindert werden, während dieser Verkaufswert im Falle der Marktprämie direkt bei den jeweiligen Stromhändlern verbleibt und nicht in die Berechnung mit eingeht.

Tabelle 34 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Biomasse 2012 in Deutschland im Trend-Szenario

Monat	Strom mit EEG-Festvergütung [GWh]	Festvergütung nach EEG [Mio. Euro]	vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]	Netto-EEG-Festvergütung [Mio. Euro]	Zu zahlende Marktprämien [Mio. Euro]
Januar	1.980	339	13	327	55
Februar	1.860	319	12	307	52
März	1.993	342	13	329	58
April	1.931	331	12	319	59
Mai	1.998	343	13	330	62
Juni	1.937	332	12	320	58
Juli	2.007	344	13	332	61
August	2.011	345	13	333	63
September	1.952	335	12	323	59
Oktober	2.023	348	13	335	59
November	1.965	338	13	325	54
Dezember	2.038	350	13	337	59
Jahr 2012	23.697	4.067	151	3.916	697

Tabelle 35 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Biomasse 2012 in Deutschland im oberen Szenario

Monat	Strom mit EEG-Festvergütung [GWh]	Festvergütung nach EEG [Mio. Euro]	vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]	Netto-EEG-Festvergütung [Mio. Euro]	Zu zahlende Marktprämien [Mio. Euro]
Januar	2.029	349	13	336	57
Februar	1.907	328	12	316	54
März	2.045	352	13	339	60
April	1.982	341	13	329	61
Mai	2.053	354	13	341	64
Juni	1.991	343	13	330	60
Juli	2.064	356	13	343	63
August	2.070	357	13	344	65
September	2.010	347	13	334	61
Oktober	2.086	360	13	347	61
November	2.028	350	13	337	56
Dezember	2.105	364	13	350	61
Jahr 2012	24.370	4.201	155	4.046	723

Tabelle 36 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Biomasse 2012 in Deutschland im unteren Szenario

Monat	Strom mit EEG-Festvergütung [GWh]	Festvergütung nach EEG [Mio. Euro]	vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]	Netto-EEG-Festvergütung [Mio. Euro]	Zu zahlende Marktprämien [Mio. Euro]
Januar	1.918	327	12	315	53
Februar	1.799	307	11	296	50
März	1.925	329	12	317	55
April	1.864	318	12	307	56
Mai	1.928	329	12	317	60
Juni	1.868	319	12	307	55
Juli	1.933	330	12	318	58
August	1.936	331	12	318	60
September	1.876	321	12	309	56
Oktober	1.942	332	12	320	56
November	1.884	322	12	310	51
Dezember	1.952	334	12	321	56
Jahr 2012	22.825	3.900	145	3.755	666

5 GEOTHERMIE (§ 28 EEG)

5.1 Entwicklung bis 2010

Die geothermische Stromerzeugung in Deutschland stellt eine vergleichsweise junge Sparte mit einer geringen Anzahl von Einzelprojekten dar. Die bisherige Entwicklung der Leistung und der Stromerzeugung ist aus diesem Grund sehr sprunghaft und wird durch die Einzelprojekte stark beeinflusst. In Tabelle 37 ist die Entwicklung bis 2010 abgebildet.

Tabelle 37 Bisherige Entwicklung der Geothermie in Deutschland

Bezugsjahr	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Leistungszubau [MW] ^{A)}	0	0	0,22	0	0	3	0	4,32	0
Leistung zum Jahresende [MW] ^{A)}	0	0	0,22	0,22	0,22	3,22	3,22	7,54	7,54
Stromeinspeisung im Jahr [GWh] ^{B)}	0	0	0,05	0,2	0,4	0,4	14,5	18,8	27,7

A) Quelle: IE-Berechnung nach [ÜNB 2011a] – Zubau errechnet als Gliederung der 2011 genutzten Leistung nach Inbetriebnahmejahr

B) Quelle: Bis 2003: [IE 2006], 2004 bis 2007: [ÜNB 2009a], 2008: [ÜNB 2009b], 2009: [ÜNB 2010], 2010: [ÜNB 2011a]

Es zeigt sich, dass in einzelnen Jahren des betrachteten Zeitraums kein Zubau stattgefunden hat und die eingespeisten Strommengen aufgrund der Inbetriebnahmezeitpunkte im jeweiligen Jahr unterschiedlich sind. Darüber hinaus haben einzelne Projekte mit Problemen bei der Betriebsführung oder -genehmigung zu kämpfen, so dass z. T. die erzeugten Strommengen hinter den maximal möglichen zurückbleiben.

5.2 Mengenprognose für 2012

5.2.1 Prognose der Leistungsentwicklung in drei Szenarien

Abgesehen von einer großen Zahl von Anträgen zu Aufsuchungserlaubnissen bei den Bergämtern und Projektvorplanungen, hat die EEG-Novelle des Jahres 2009 nur unwesentlich die Zahl neuer umgesetzter Projekte befördert. Die Skepsis potenzieller Investoren beruht einerseits auf erheblichen technischen Risiken und der damit verbundenen problematischen Finanzierung eines Projektes, sowie andererseits auf z. T. eher sinkender Akzeptanz bei den Bürgern vor Ort, aufgrund ungewollter seismischer Aktivitäten [TUHH 2011], [WFG 2011]. Trotzdem konnten bei einigen wenigen Projekten die Voruntersuchungen und Erschließungen des Untergrunds positiv abgeschlossen werden, so dass die Sicherheiten für den Ausbau des obertägigen Kraftwerks gegeben sind. Diese Anlagenteile sind in den meisten Fällen nun ausgelegt und in Auftrag gegeben. Von diesen Projekten könnten wenige noch im Jahr 2011 in Betrieb gehen, wobei es durch die

leichte Besserstellung in der Neuauflage des EEG [EEG 2012] möglicherweise auch zu Nachholeffekten für 2012 kommen könnte. Damit würde der Zubau 2012 aufgrund von Nachholeffekten von Errichtungen des Jahres 2011 beeinflusst. Inwieweit die wirtschaftlichen Vorteile aufgrund der EEG-Novelle [EEG 2012] die gegenüber stehenden Unsicherheitsfaktoren, welche wesentlich durch sehr hohe Investitionskosten, geologische Unsicherheiten und lange Projektentwicklungszeiträume bestimmt sind, aufwiegen und zu einer größeren Projektanzahl führen, bleibt abzuwarten.

Grundlage für die Grundeinschätzung waren einerseits der Statusreport 2011 zur Nutzung der Tiefen Geothermie der TUHH [TUHH 2011], sowie andererseits die Vorbereitung und Begleitung zur Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG des Wirtschaftsforums Geothermie e.V. [WFG 2011]. Darüber hinaus wurden zur Absicherung der Grundeinschätzung mehrere Experten der Branche befragt ([Funke 2011], [Huber 2011], [Lerch 2011]). Aufgrund der bisher weiterhin geringen Projektzahl lassen sich für die geothermische Stromerzeugung in Deutschland kaum Trends aus der Vergangenheit ableiten.

Zusammengenommen wird auf der Grundlage dieser Einschätzungen die in Tabelle 38 wiedergegebene Leistungsentwicklung prognostiziert:

Tabelle 38 Leistungsentwicklung der Geothermie in Deutschland nach Szenarien

Szenario	Bezugsjahr	2010	2011	2012
Trend-Szenario	neu installierte Leistung [MW]	0	7,5	9,25
	Leistung zum Jahresende [MW]	7,54	15,04	24,29
Oberes Szenario	neu installierte Leistung [MW]	0	12	12,75
	Leistung zum Jahresende [MW]	7,54	19,54	32,29
Unteres Szenario	neu installierte Leistung [MW]	0	4	8,75
	Leistung zum Jahresende [MW]	7,54	11,54	20,29

Für die Untergliederung des Zubaus nach Monaten wird bezüglich der Grundeinschätzung mit einer gewichteten Verteilung über das Jahr die gleiche Verteilung wie in den beiden Vorjahren [IE 2009], [IE 2010] zu Grunde gelegt. Für die Einzelprojekte wurden bestimmte Inbetriebnahmejahre mit einer schleichenden Inbetriebnahme im Jahr (Probetrieb, etc.) angenommen, dabei wurde im oberen Szenario jeweils ein rascher, im Trendszenario ein planmäßiger und im unteren Szenario ein verzögerter Fortschritt bei der Umsetzung der Einzelprojekte angenommen.

5.2.2 Prognose der Vollbenutzungsstunden in drei Szenarien

Die Berechnung der monatlichen Vollbenutzungsstunden erfolgte auf der Grundlage der von den ÜNB bereit gestellten Daten [ÜNB 2011a] 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. Aufgrund technischer Probleme speisten in 2010 z. B. zwei Anlagen keinen bzw. kaum elektrischen Strom ins öffentliche Netz ein [TUHH 2011].

Die Stromerzeugung in zwei Projekten wird wärmegeführt betrieben. Das bedeutet, dass in der Heizperiode Strom nur mit verminderter Leistung einspeist wird, um vorrangig die Wärmeversorgungsaufgaben erfüllen zu können. Dieser Tatsache wird durch Abschläge der monatlichen Vollbenutzungsstunden 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 2012 im Durchschnitt für bereits ganzjährig am Netz befindliche Projekte mit stromgeführter Betriebsweise weiterhin eine Vollbenutzungsstundenzahl von 7000 h/a angenommen.

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

Für das obere und das untere Szenario wurden die gleichen Berechnungsansätze wie im Vorjahr aufgegriffen. Einerseits berücksichtigt dies eine höhere Verfügbarkeit der stromgeführten Anlagen, andererseits einen geringeren Heizbedarf bei den wärmegeführten Systemen aufgrund wärmerer Winter für das obere Szenario und umgekehrt im Falle des unteren Szenarios.

5.2.3 Prognose der Stromerzeugung in drei Szenarien

Zur Berechnung der Stromerzeugung wurde in jedem Szenario die zu Ende eines Kalendermonats prognostizierte Anlagenleistung mit dem prognostizierten spezifischen Ertrag des Folgemonats multipliziert. Dabei wurden die spezifischen Erträge der Anlagen in Abhängigkeit von der strom- oder wärmegeführten Betriebsweise berücksichtigt. In Tabelle 39, Tabelle 40 und Tabelle 41 sind die Eckwerte (installierte Leistung, Vollbenutzungsstunden und Jahresarbeit) für jedes Szenario dargestellt. Die Stromerzeugung der drei Szenarien wird in Abbildung 9 gegenüber gestellt.

In allen Tabellen und der Grafik wird deutlich, dass – wie in den Vorjahren – die höchsten Stromerträge, aufgrund der wärmegeführten Betriebsweise einzelner Projekte, jeweils im Sommer zu erwarten sind, auch wenn im jeweils laufenden Jahr durch den Zubau bis zum Jahresende eine größere installierte Leistung vorliegt.

Tabelle 39 *Trend-Szenario der Stromerzeugung aus Geothermie 2012 in Deutschland*

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [MWh]
Januar	16,0	437	6.567
Februar	16,6	402	6.415
März	17,1	449	7.452
April	17,5	456	7.787
Mai	17,9	538	9.444
Juni	18,4	571	10.233
Juli	19,0	590	10.843
August	19,7	590	11.219
September	20,6	517	10.161
Oktober	21,5	456	9.392
November	22,9	410	8.824
Dezember	24,3	389	8.904
Jahr 2012	24,3	5.805	107.240

Tabelle 40 *Oberes-Szenario der Stromerzeugung aus Geothermie 2012 in Deutschland*

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [MWh]
Januar	20,8	445	8.695
Februar	21,7	420	8.738
März	22,3	475	10.302
April	23,0	489	10.929
Mai	23,5	588	13.521
Juni	24,1	630	14.791
Juli	25,0	650	15.694
August	25,9	650	16.268
September	27,2	568	14.729
Oktober	28,5	503	13.686
November	30,4	456	12.989
Dezember	32,3	439	13.350
Jahr 2012	32,3	6.314	153.692

Tabelle 41 *Unteres Szenario der Stromerzeugung aus Geothermie 2012 in Deutschland*

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [MWh]
Januar	12,4	361	4.165
Februar	13,0	344	4.276
März	13,5	391	5.100
April	13,9	406	5.467
Mai	14,3	493	6.852
Juni	14,7	530	7.549
Juli	15,3	547	8.037
August	15,9	547	8.367
September	16,8	477	7.592
Oktober	17,7	422	7.087
November	19,0	383	6.773
Dezember	20,3	371	7.040
Jahr 2012	20,3	5.273	78.305

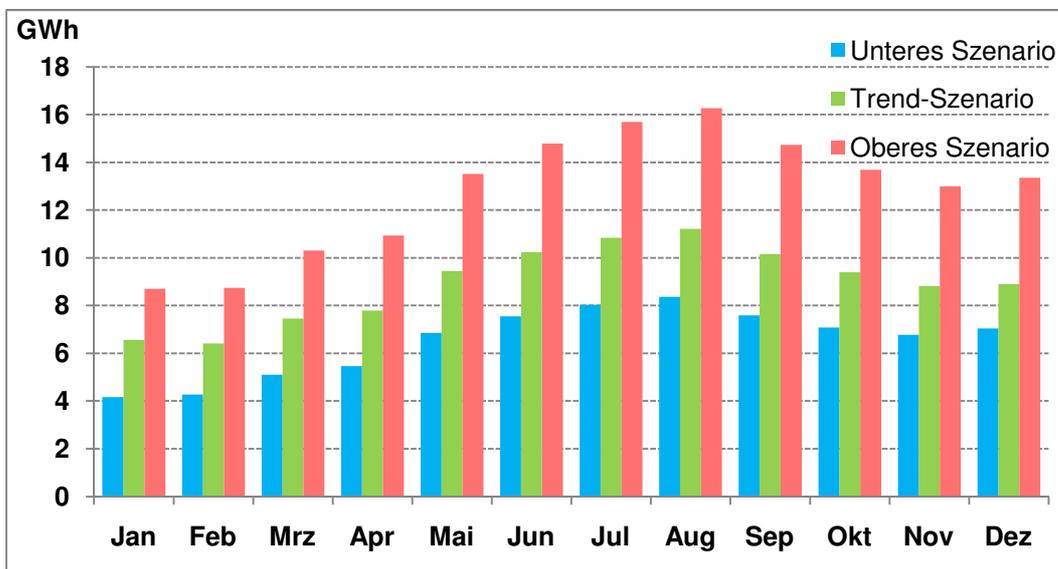


Abbildung 9 *Strommengen aus Geothermie 2012 in Deutschland nach Szenarien*

5.3 Vermarktungsformen

Die grundlegende Methodik und die dabei getroffenen Annahmen zur Direktvermarktung sind in Kapitel 1.3 dargestellt. Danach ist kein Potenzial zur Direktvermarktung von Geothermiestrom im Rahmen des Grünstromprivilegs vorhanden. Darüber hinaus könnten aber ab 2012 Anteile der erzeugten Strommengen über Nutzung der Marktprämie an die Börse gebracht werden.

5.3.1 Direktvermarktung über § 39 EEG

In den Jahren 2010 und 2011 (bis einschließlich Juni) wurde durch keine Geothermie-Anlage Strom direkt nach § 39 EEG vermarktet. Aufgrund der hohen Vergütung für Geothermie-Strom im Vergleich zum Strompreis an der Börse in Leipzig wird für den Prognosezeitraum im Sektor Geothermie auch weiterhin keine Direktvermarktung über das Grünstromprivileg erwartet.

5.3.2 Nutzung der Marktprämie

Die Nutzung der Marktprämie kommt grundsätzlich für nahezu alle Geothermieanlagen in Betracht, da u. a. z. B. die Erzeugung zumindest teilweise bedarfsgerecht gesteuert werden kann. Nach [Sensfuß/Ragwitz 2011] kommt für Geothermie als grundlastfähiger Energieträger eine Nutzung der Marktprämie für 90 % der erzeugten Leistung in Betracht. Aufgrund der Eigentümerstruktur der Geothermie-Kraftwerke, welche zu diversen Anteilen auch in öffentlicher oder städtischer Hand liegen, sowie der generell noch geringen Projektanzahl in dieser Sparte, wird von einer doch eher verhaltenen Entwicklung der Direktvermarktung nach dem Modell der Marktprämie ausgegangen. Die Strommenge, die auf diesem Wege für eine Vermarktung über die Marktprämie prognostiziert wird, ist in Tabelle 42 für alle Szenarien dargestellt.

Tabelle 42 *Prognose von Strommengen aus Geothermie 2012 durch Nutzung der Marktprämie nach Szenarien in Deutschland*

Szenario	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2012
Trend-Szenario [GWh]	1,0	1,0	1,1	1,2	1,4	1,6	1,7	1,7	1,6	1,5	1,4	1,4	16,6
Oberes Szenario [GWh]	1,4	1,4	1,6	1,7	2,1	2,3	2,4	2,5	2,3	2,1	2,1	2,1	24,0
Unteres Szenario [GWh]	0,7	0,7	0,8	0,8	1,1	1,2	1,3	1,3	1,2	1,1	1,1	1,1	12,3

5.3.3 Zusammenfassung

Die Aufteilung der Strommengen aus Geothermie auf die drei möglichen Vermarktungsformen ist nachfolgend in Abbildung 10 dargestellt:

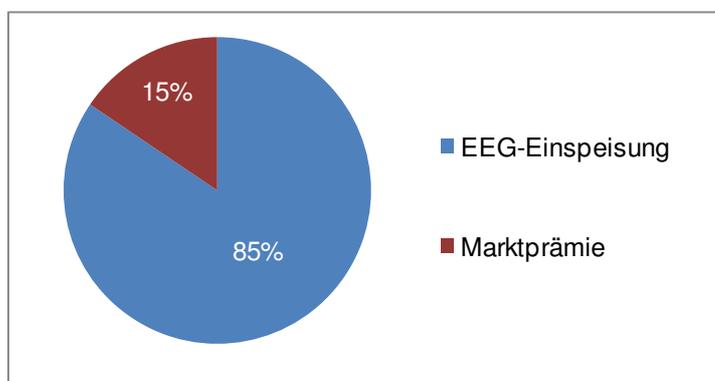


Abbildung 10 *Vermarktungsformen des erzeugten Stroms aus Geothermie 2012 in Deutschland (Anteile bezogen auf die Strommengen)*

5.4 Vergütungszahlungen 2012

5.4.1 Vergütung nach festen Einspeisetarifen

Die spezifischen Vergütungszahlungen je kWh errechnen sich aus den bisher von den Netzbetreibern gemeldeten Zahlungen [ÜNB 2010b]. 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 aus den ab 2012 geltenden Vergütungssätzen (Neuanlagen ab 2012) abgeleitet. Da bei der Geothermie eine Degression gemäß § 20 Abs. 2 Nr. 6 [EEG 2012] erst ab 2018 wirksam wird, mussten die Vergütungssätze für EEG-Einspeisung im Betrachtungszeitraum nicht weiter angepasst werden.

Mit der Neuregelung des EEG wird die Vergütungsstruktur im Bereich der Geothermie stark vereinfacht. Alle Größenklassen entfallen, Wärme- und Frühstarterbonus werden in die Grundvergütung in der Höhe von 25 ct/kWh integriert. Lediglich ein Sonderbonus für die Nutzung und Entwicklung petrothermaler Techniken (5 ct/kWh) wird weitergeführt. Dieser Bonus betrifft nach aktueller Lage ein Projekt in Deutschland. Degressionsschritte (jährlich 5 %) sind erst ab 2018 vorgesehen.

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 ergaben. Da eine Direktvermarktung über den § 39 [EEG 2012] für Geothermieanlagen keine Option darstellt, wurde nur die Inanspruchnahme der Direktvermarktung anhand der Marktprämie zu 15 % berücksichtigt. Die restlichen 85 % werden 2012 über die Festvergütung auf den Markt gebracht.

Anschließend wurden von den zu fest vergüteten Tarifen eingespeisten Mengen 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 2010 gemeldet wurden.

Nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich die gesamte Netto-Vergütungssumme für Geothermiestrom als Differenz für alle Monate des Jahres 2012, wie sie in Kapitel 5.4.3 zusammenfassend für alle Szenarien dargestellt ist.

5.4.2 Marktprämienzahlungen in drei Szenarien

Zur Berechnung der zu zahlenden Marktprämien wurde zunächst die mittlere EEG-Vergütung für Geothermieanlagen im Jahr 2012 ermittelt, die sich als bestandsgewichteter Mittelwert der Vergütungen von Bestandsanlagen (bis 31.12.2010), von Neubauanlagen des Jahrgangs 2011 und (mit halbem Gewicht) von Neubauanlagen des Jahrgangs 2012 ergibt. Von dieser 2012 typischen EEG-Vergütung wurde zunächst der für den betreffenden Monat prognostizierte Grundlast-Strompreis – multipliziert mit dem Marktwertfaktor für Strom aus Geothermie – abgezogen. Der Marktwertfaktor wurde von den ÜNB bereit gestellt und liegt im Jahr 2012 für Geothermiestrom bei 1,0. Anschließend wurde die Management-Prämie von 3,- €/MWh addiert, die nach Anlage 3 zum [EEG 2012] für Strom aus Geothermie zu zahlen ist. Damit ergab sich für jeden Monat eine feste spezifische Marktprämie, die anschließend mit den in Tabelle 42 ausgewiesenen Strommengen multipliziert wurde. Die Ergebnisse für alle Kalendermonate 2012 sind im folgenden Teilkapitel in Tabelle 43 aufgeführt (bzw. für das obere und das untere Szenario in Tabelle 44 und Tabelle 45). Dabei ist zu berücksichtigen, dass es sich bei der Marktprämie um Summen handelt, die zum größten Teil auch im Rahmen des Systems der Festvergütung angefallen wären. Als Mehrkosten kann nur der Teil der Management-Prämie gewertet werden, der über die bei den ÜNB für das Management anfallenden Kosten hinaus geht.

5.4.3 Zusammenfassung nach Szenarien

Für jedes der drei Szenarien wird nachfolgend tabellarisch dargestellt, welche umlagerelevanten Zahlungen sich für Strom aus Geothermie in Deutschland ergeben – dies sind zum einen die Vergütungen nach EEG, von denen noch die vermiedenen Netznutzungsentgelte abgezogen werden, zum anderen die Marktprämien, die für Strom gezahlt wird, der nicht durch die Übertragungsnetzbetreiber, sondern durch Stromhändler über die EEX vermarktet wird. Nicht enthalten sind die Zahlungen sonstiger Formen der Direktvermarktung (insbesondere Grünstromprivileg im Sinne von § 39 [EEG 2012]), da diese Formen für die Geothermie keine Rolle spielen.

Tabelle 43 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Geothermie 2012 in Deutschland im Trend-Szenario

Monat	Strom mit EEG-Festvergütung [GWh]	Festvergütung nach EEG [Mio. Euro]	vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]	Netto-EEG-Festvergütung [Mio. Euro]	Zu zahlende Marktprämien [Mio. Euro]
Januar	5,5	1,2	0,02	1,2	0,16
Februar	5,4	1,2	0,02	1,1	0,16
März	6,3	1,4	0,03	1,3	0,18
April	6,6	1,4	0,03	1,4	0,20
Mai	8,0	1,8	0,03	1,7	0,25
Juni	8,7	1,9	0,03	1,9	0,27
Juli	9,2	2,0	0,03	2,0	0,29
August	9,5	2,1	0,03	2,1	0,31
September	8,6	1,9	0,03	1,9	0,27
Oktober	7,9	1,8	0,03	1,7	0,24
November	7,4	1,7	0,03	1,6	0,22
Dezember	7,5	1,7	0,03	1,6	0,23
Jahr 2012	90,6	20,0	0,33	19,7	2,79

Tabelle 44 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Geothermie 2012 in Deutschland im oberen Szenario

Monat	Strom mit EEG-Festvergütung [GWh]	Festvergütung nach EEG [Mio. Euro]	vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]	Netto-EEG-Festvergütung [Mio. Euro]	Zu zahlende Marktprämien [Mio. Euro]
Januar	7,3	1,6	0,03	1,5	0,23
Februar	7,4	1,6	0,03	1,6	0,22
März	8,7	1,9	0,03	1,9	0,27
April	9,2	2,0	0,03	2,0	0,29
Mai	11,4	2,6	0,04	2,5	0,37
Juni	12,5	2,8	0,04	2,8	0,40
Juli	13,3	3,0	0,04	2,9	0,43
August	13,7	3,1	0,05	3,1	0,45
September	12,4	2,8	0,04	2,8	0,41
Oktober	11,5	2,6	0,04	2,6	0,36
November	10,9	2,5	0,04	2,4	0,34
Dezember	11,2	2,6	0,04	2,5	0,35
Jahr 2012	129,7	29,1	0,46	28,6	4,12

Tabelle 45 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Geothermie 2012 in Deutschland im unteren Szenario

Monat	Strom mit EEG-Festvergütung [GWh]	Festvergütung nach EEG [Mio. Euro]	vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]	Netto-EEG-Festvergütung [Mio. Euro]	Zu zahlende Marktprämien [Mio. Euro]
Januar	3,5	0,7	0,01	0,7	0,11
Februar	3,6	0,8	0,01	0,8	0,11
März	4,3	0,9	0,02	0,9	0,13
April	4,6	1,0	0,02	1,0	0,15
Mai	5,8	1,3	0,02	1,3	0,19
Juni	6,4	1,4	0,02	1,4	0,20
Juli	6,8	1,5	0,02	1,5	0,22
August	7,1	1,6	0,02	1,6	0,23
September	6,4	1,4	0,02	1,4	0,21
Oktober	6,0	1,4	0,02	1,3	0,19
November	5,7	1,3	0,02	1,3	0,18
Dezember	5,9	1,4	0,02	1,3	0,19
Jahr 2012	66,0	14,7	0,23	14,5	2,11

6 WINDENERGIE AN LAND (§ 29 UND § 30 EEG)

In diesem Kapitel wird unter Windenergie an Land sowohl Windenergie im Sinne des § 29 [EEG 2012] als auch Windenergie Repowering im Sinne des § 30 [EEG 2012] zusammenfassend dargestellt. Bei Bedarf einer gesonderten Darstellung wird im Text nach Onshore-Windenergie und Onshore-Repowering unterschieden.

6.1 Entwicklung bis 2010

In Tabelle 46 sind die Vergangenheitsdaten der Windenergie an Land dargestellt. Bis zum Jahr 2008 liegen keine Daten für eine separate Erfassung der Stromeinspeisemengen für Repowering vor. Für 2009 dokumentieren die ÜNB eine installierte Leistung von 315 MW und für 2010 von 253 MW, die auf das Repowering zurückzuführen sind. Diese Anlagen speisten zum Jahresende 2010 eine Strommenge von 803.486 MWh ins Stromnetz ein [ÜNB 2011a].

Tabelle 46 Bisherige Entwicklung der Windenergie an Land in Deutschland

Bezugsjahr	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Leistungszubau [MW] ^{A)}	3.086	2.779	2.037	1.840	2.212	1.692	784	2.695	1.297
Leistung zum Jahresende [MW] ^{A)}	11.307	14.086	16.123	17.963	20.175	21.867	22.651	25.346	26.643
Stromeinspeisung im Jahr [TWh] ^{B)}	15,7	18,7	25,5	27,2	30,7	39,7	40,5	38,5	37,5

A) Quelle: IE-Berechnung nach [ÜNB 2011a] – Zubau errechnet als Gliederung der 2011 genutzten Leistung nach Inbetriebnahmejahr; Bestand als Mindestgröße, ohne zwischenzeitlich stillgelegte Anlagen.

B) Quelle: Bis 2007: [BMU 2010b], 2008: [ÜNB 2009b], 2009: [ÜNB 2010]; 2010 [ÜNB 2011a]

Die dokumentierte Gesamtanlagenleistung Ende 2010 betrug 26.643 MW. Die Stromeinspeisung betrug 37,5 TWh [ÜNB 2011a] und verdeutlicht die schlechten Windverhältnisse 2010 im Vergleich zu den langjährigen Mittelwerten.

6.2 Mengenprognose für 2012

6.2.1 Prognose der Leistungsentwicklung in drei Szenarien

Die Bundesregierung setzt ihr Engagement zur Förderung von Windenergie an Land weiter fort. Das zeigt sich mit der Verabschiedung der EEG-Novelle 2012 am 30.06.2011. Die Regelungen der EEG-Novelle 2012 zeichnen sich durch Fortbestand und Kontinuität der Förderung des Ausbaus der Windenergie an Land aus.

In der EEG-Novelle wurde Folgendes festgelegt [EEG 2012]:

- Die Höhe der Anfangsvergütung bleibt unverändert und beträgt 2012 8,93 ct/kWh.
- Die Degression der Anfangsvergütung setzt ab 2013 ein und beträgt 1,5 % pro Jahr.
- Der Systemdienstleistungs-Bonus (SDL-Bonus) beträgt 0,48 ct/kWh und wird bis zum 1. Januar 2015 gewährt. Der SDL-Bonus unterliegt ebenfalls der Degression von 1,5 % pro Jahr.
- Der Repowering-Bonus bleibt bestehen und wird leicht erhöht auf 0,5 ct/kWh. Neu hinzugekommen ist hier der Passus, dass die zu ersetzende Anlage vor dem 1. Januar 2002 in Betrieb genommen worden sein und die neue Anlage mindestens das Zweifache der Leistung der Altanlage erbringen muss. Eine obere Leistungsgrenze ist im Gesetz nicht mehr enthalten.

Die Bundesregierung geht im nationalen Aktionsplan für Erneuerbare Energien bei der Windenergie an Land für 2011 von einem Zubau von 1.649 MW und für 2012 von 1.391 MW aus [BRD 2010].

Das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik hält 2011 einen Zubau von 1.500 MW für realistisch. Für das darauffolgende Jahr werden auch 1.500 MW für möglich gehalten, d. h. es könnte sich ein von Jahr zu Jahr etwa konstanter Zubau um die gleiche Größenordnung einstellen [IWES 2011].

Das Deutsche Windenergie-Institut (DEWI) hält einen Zubau für 2011 von ca. 1.900 MW für möglich, nachdem im ersten Halbjahr bereits ca. 800 MW errichtet wurden. In dieser Schätzung für 2011 ist allerdings auch der Zubau aus Repowering und Offshore-Anlagen enthalten. Für die weiteren Jahre rechnet DEWI eher mit einem konstanten Zubau, der dann bei 1.700 MW liegen könnte. Dabei wird bei diesem zukünftig zu erwartenden Zubau ein möglicher Spielraum von 100 bis 200 MW nach oben oder unten gesehen [DEWI 2011b]. Für das erste Halbjahr 2011 verzeichnet das Deutsche Windenergie-Institut einen Zubau von insgesamt 793,06 MW, wobei 41,98 MW Leistungszubau auf das Repowering und ans Netz angeschlossene Offshore-Anlagen mit 103,30 MW entfallen [DEWI 2011a].

Der Bundesverband Windenergie geht für das aktuelle Kalenderjahr von einem Zubau von 1.800 MW aus [FAZ 2011]. Davon könnten 1.650 MW alleine auf den reinen Zubau neuer Anlagen entfallen [BWE 2011].

Aufgrund der oben dargestellten Einschätzungen ausgewählter Institutionen und resultierender Annahmen aus aktuellen Medienberichten bzw. der Fachliteratur werden vom IE Leipzig die nachfolgend beschriebenen Szenarien angenommen.

Trend-Szenario

Die Änderungen der EEG-Novelle werden für das Prognosejahr 2012 zu keiner Veränderung im Zubau von neuen WEA führen. Mit einem „Jahresendspurt“ im Zubau für 2011 im Trend-Szenario ist ebenfalls nicht zu rechnen, da die Vergütung von Neuanlagen in der EEG-Novelle nicht angehoben wird. Das Repowering wird im bisherigen Maße weiter stattfinden, jedoch wird im Trend-Szenario nicht von einer Steigerung des Zubaus zum Jahresende 2011 und schließlich für 2012 ausgegangen.

Zudem liegen folgende Annahmen und Einschätzungen dem Trend-Szenario zu Grunde:

- Die Flächenausweisung neuer Windeignungsgebiete (Begriff wird hier zusammenfassend für alle Vorrang- oder Vorbehaltsgebiete verwendet) durch die entsprechenden Planungsverbände befindet sich derzeit in der Fortschreibung bzw. Überarbeitung.
- Dies gilt gerade in Bundesländern, in denen der Ausbau der Windenergie bisher noch nicht so stark stattgefunden hat (Bayern, Baden-Württemberg, Hessen, Saarland)
- Gerade in bayerischen Planungsregionen sind vermehrt Gebietsausweisungen vorgesehen. Die Regionalpläne befinden sich jedoch erst im Überarbeitungsverfahren. Dabei wird auch die Akzeptanz der Bevölkerung eine entscheidende Rolle für den Bau von WEA spielen.
- Die Errichtung von WEA setzt eine Planungszeit von 1,5 bis 2,0 Jahren voraus, dementsprechend verzögert wird der Effekt von neuen Flächenausweisungen erst wirksam.
- 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 und es ist damit fraglich, ob solche Standorte in ähnlichem Tempo wie bisher erschlossen werden können.

Unter den oben genannten Einschätzungen und unter Berücksichtigung der Änderungen der EEG-Novelle 2012 wird für das Trend-Szenario ein Zubau von 1.300 MW für 2011 und von 1.200 MW für 2012 erwartet. Das Repowering spielt dabei eine untergeordnete Rolle – es wird davon ausgegangen, dass in beiden Jahren je 50 MW abgebaut werden. Für die abgebaute Leistung werden 2011 100 MW und für 2012 200 MW neu installiert.

Oberes Szenario

Das obere Szenario orientiert sich an den Aussagen des Bundesverbandes Windenergie und den Einschätzungen des DEWI für 2011 und geht für 2012 von 200 MW weniger Zubau aus. Zusätzlich gelten für das obere Szenario noch folgende Einschätzungen:

- In einigen Regionen werden neu ausgewiesene Gebiete, resultierend aus abgeschlossenen regionalplanerischen Änderungen zur Windenergie, jetzt bebaut und Flächen sind in ausreichendem Maße vorhanden.
- Zusätzliche Standorte in Waldgebieten werden vermehrt erschlossen, dabei sind Nabenhöhen über 100 m zulässig und aus raumplanerischer und baugenehmigungsrechtlicher Sicht unproblematisch [Willig 2011].
- Das obere Szenario ist zusätzlich im Gegensatz zum Trend-Szenario von stärkeren Repowering-Aktivitäten geprägt.

Im oberen Szenario wird davon ausgegangen, dass 1.750 MW für 2011 neu gebaut, davon 50 MW an Altanlagen abgebaut und dafür 200 MW installiert werden. Dies entspricht bis zum Jahresende einem Gesamt-Zubau von netto 1.900 MW. Für 2012 werden insgesamt 1.730 MW installiert, die auf 1.550 MW reinen Zubau, 70 MW Rückbau von Altanlagen und 250 MW aus Repowering beruhen.

Unteres Szenario

Das untere Szenario ergibt sich rechnerisch aus dem Zubau auf neuen Flächen und dem Rückbau von Altanlagen des Trend-Szenarios. Es wird eingeschätzt, dass das Trend-Szenario nur zu 80 % erreicht wird. Dafür sprechen zusätzlich folgende Annahmen:

- Nicht in allen Planungsregionen gibt es gültige Regionalpläne, die die Ausweisung von Windeignungsgebieten vorsehen.
- Die Flächenkulisse für den Zubau von Neu-Anlagen ist nicht in dem Maße vorhanden, wie es im Trend-Szenario angenommen wurde. Dies hat zur Folge, dass der Zubau nicht in Größenordnungen wie bisher stattfinden wird.
- Zu große genehmigungsrechtliche Hürden erschweren den Zubau neuer Anlagen [Zimmermann 2011b].
- Zunehmende Akzeptanzprobleme in der Bevölkerung beim geplanten Bau von neuen Anlagen.

Zusammengenommen wird die in Tabelle 47 wiedergegebene Leistungsentwicklung der Szenarien prognostiziert

Tabelle 47 Leistungsentwicklung der Windenergie an Land in Deutschland nach Szenarien

Szenario	Bezugsjahr	2010	2011	2012
Trend-Szenario	neu installierte Leistung im Jahreslauf [MW]	1.044	1.300	1.200
	Abzgl. Rückbau durch Repowering [MW]	-	50	50
	Zzgl. Zubau durch Repowering [MW]	253	100	200
	Leistung zum Jahresende [MW]	26.643	27.993	29.343
Oberes Szenario	neu installierte Leistung im Jahreslauf [MW]	1.044	1.750	1.550
	Abzgl. Rückbau durch Repowering [MW]	-	50	70
	Zzgl. Zubau durch Repowering [MW]	253	200	250
	Leistung zum Jahresende [MW]	26.643	28.543	30.273
Unteres Szenario	neu installierte Leistung im Jahreslauf [MW]	1.044	1.040	960
	Abzgl. Rückbau durch Repowering [MW]	-	40	40
	Zzgl. Zubau durch Repowering [MW]	253	80	160
	Leistung zum Jahresende [MW]	26.643	27.723	28.803

Als Grundlage für den monatlich aufgeschlüsselten Zubau der installierten und einspeisenden Windenergiekapazität wird die Auswertung der Errichtungsdaten aus der Betreiberdatenbasis für Windenergieanlagen [BDB 2011] genutzt.

Im ersten Halbjahr werden danach in der Regel 38 Prozent und im zweiten 62 Prozent der jährlich zugebauten Kapazität in Betrieb genommen. In Tabelle 48 ist die verwendete Zubauverteilung der Prognose für 2012 dargestellt.

Tabelle 48 Zubauverteilung für Windenergie an Land

	Jan.	Feb.	Mrz.	Apr.	Mai	Jun.	
1. Halbjahr	6 %	6 %	6 %	5 %	6 %	9 %	
	Jul.	Aug.	Sep.	Okt.	Nov.	Dez.	Jahr
2. Halbjahr	6 %	7 %	9 %	10 %	13 %	18 %	100 %

In Tabelle 49 bis Tabelle 51 ist die monatliche Entwicklung der Leistung für das Prognosejahr 2012 monatsweise für alle Szenarien dargestellt.

6.2.2 Prognose der Vollbenutzungsstunden in drei Szenarien

Zur Berechnung der Vollbenutzungsstunden wurde die Auswertung aus der Vorjahresprognose [IE 2010] genutzt.

Grundlage für die Vorjahresprognose waren einerseits Datenlieferungen der ÜNB und andererseits Berechnungen der Kapazitätsfaktoren des Instituts für Solare Energieversorgungstechnik [ISET 2009] auf Basis eines 20 jährigen Windszenarios, die neben mittleren Kapazitätsfaktoren auch Standardabweichungen und Extremwerte für jeden Monat und jede Regelzone auswies.

Für die einzelnen Szenarien ergeben sich damit folgende Rechenwerte für die Vollbenutzungsstunden.

Trend-Szenario

Die Vollbenutzungsstunden steigen pro Jahr aufgrund des technischen Fortschritts von neuen WEA an. Für das Jahr 2012 wird im Durchschnitt mit rund 1.761 Vollbenutzungsstunden gerechnet.

Oberes Szenario

Gegenüber dem Trend-Szenario wurde zu den berechneten Vollbenutzungsstunden die berechnete Standardabweichung des Windangebotes nach oben aufgeschlagen. Die Standardabweichung beträgt im Mittel 8,7 Prozent. Im Durchschnitt wird für das Jahr 2012 daher mit rund 1.922 Vollbenutzungsstunden gerechnet.

Unteres Szenario

Gegenüber dem Trend-Szenario wurde die ermittelte Standardabweichung durch wechselnde Windverhältnisse abgezogen. Somit ergeben sich geringere Vollbenutzungsstunden als im Trend-Szenario. Im Durchschnitt wird für das Jahr 2012 daher mit rund 1.603 Vollbenutzungsstunden gerechnet.

6.2.3 Prognose der Stromerzeugung in drei Szenarien

Zur Berechnung der Stromerzeugung wurde die zu Ende eines Kalendermonats prognostizierte Anlagenleistung mit dem prognostizierten spezifischen Ertrag des Folgemonats multipliziert. Zusammenfassende Ergebnisse zur installierten Leistung, zu angenommenen Vollbenutzungsstunden und zur Stromerzeugung der Szenarien sind nachfolgend in Tabelle 49, Tabelle 50 und Tabelle 51 dargestellt.

Im Trend-Szenario beträgt die installierte Anlagenleistung zum Jahresende 2012 29.343 MW. Diese Anlagen werden bei durchschnittlichen Windverhältnissen 50,1 TWh ins Stromnetz einspeisen.

Im oberen Szenario beträgt die installierte Anlagenleistung 30.273 MW zum Jahresende 2012. Mit dieser Leistung lassen sich bei überdurchschnittlichen Windverhältnissen 56 TWh und somit 11,8 % mehr Strom als im Trend-Szenario in das Stromnetz einspeisen.

Im unteren Szenario wird erwartet, dass die installierte Anlagenleistung auf 28.803 MW ansteigt und bei unterdurchschnittlichen Windverhältnissen eine Strommenge von 45 TWh erzeugt wird. Das entspricht 10 % weniger Strom als im Trend-Szenario.

In Abbildung 11 ist der Jahresverlauf der erzeugten Strommengen je Szenario dargestellt. Ersichtlich ist hier, dass gerade in den Winter- und Herbstmonaten mehr Strom erzeugt wird, da in diesen Monaten stärkere Winde vorherrschen.

Tabelle 49 *Trend-Szenario der Stromerzeugung aus Windenergie an Land 2012 in Deutschland*

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Januar	28.076	229	6.404
Februar	28.154	186	5.230
März	28.234	181	5.107
April	28.308	118	3.319
Mai	28.384	103	2.906
Juni	28.502	96	2.720
Juli	28.589	102	2.900
August	28.678	100	2.853
September	28.797	120	3.428
Oktober	28.926	167	4.804
November	29.106	164	4.730
Dezember	29.343	197	5.724
Jahr 2012	29.343	1.761	50.125

Tabelle 50 *Oberes Szenario der Stromerzeugung aus Windenergie an Land 2012 in Deutschland*

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Januar	28.649	250	7.125
Februar	28.750	203	5.824
März	28.851	198	5.692
April	28.946	128	3.702
Mai	29.044	112	3.244
Juni	29.196	105	3.038
Juli	29.307	111	3.243
August	29.421	109	3.194
September	29.573	131	3.840
Oktober	29.739	182	5.388
November	29.969	179	5.312
Dezember	30.273	215	6.439
Jahr 2012	30.273	1.922	56.041

Tabelle 51 *Unteres Szenario der Stromerzeugung aus Windenergie an Land 2012 in Deutschland*

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Januar	27.789	208	5.777
Februar	27.852	170	4.715
März	27.915	165	4.601
April	27.975	107	2.988
Mai	28.036	93	2.616
Juni	28.131	87	2.446
Juli	28.200	93	2.605
August	28.271	91	2.562
September	28.366	109	3.076
Oktober	28.470	152	4.307
November	28.613	149	4.237
Dezember	28.803	179	5.120
Jahr 2012	28.803	1.603	45.052

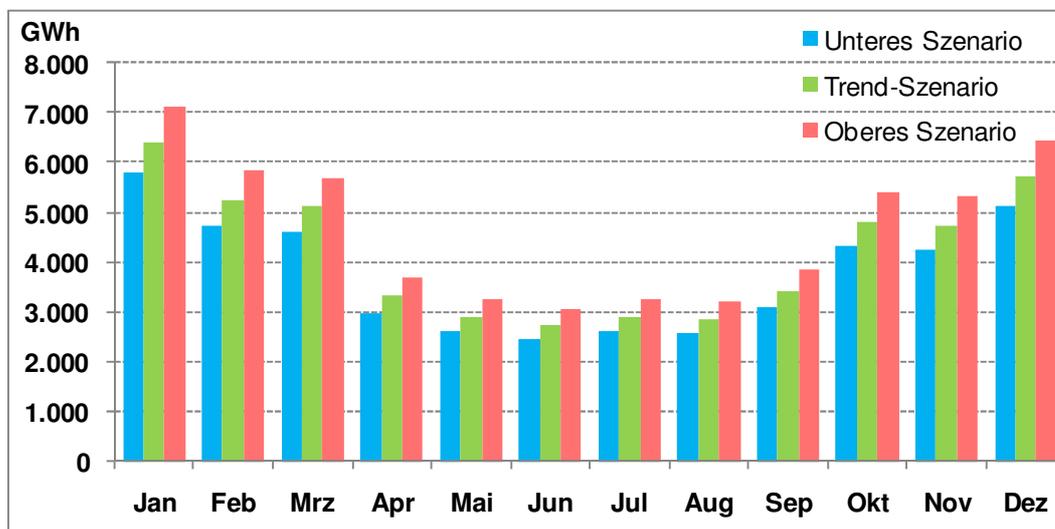


Abbildung 11 *Strommengen aus Windenergie an Land 2012 in Deutschland nach Szenarien*

6.3 Vermarktungsformen

6.3.1 Direktvermarktung über § 39 EEG

Anhand der Daten zur Direktvermarktung der ÜNB [ÜNB 2011b] konnten direktvermarktete Strommengen über das Grünstromprivileg dokumentiert werden. Für Ende des Jahres 2010 wurden im Mittel 69 MW für die Direktvermarktung gemeldet. Für 2011 liegen Daten bis zum Juni regelzonenscharf vor. Im Mittel wurden 918 MW für die Direktvermarktung gemeldet. Somit ist bisher ein deutlicher Anstieg der Direktvermarktung für 2011 gegenüber 2010 erkennbar.

Für die Berechnung des Potenzials der Direktvermarktung wird zusätzlich auf die Ausführungen im Kapitel 1.4 zum Potenzial und zur Einschätzung der Direktvermarktung über § 39 EEG verwiesen.

Die Bestimmung der direkt vermarkteten Leistung von WEA an Land über § 39 EEG erfolgte mit Hilfe der Auswertung der Betreiberdatenbasis [BDB 2011]. Der größte Schwellenwert der Direktvermarktung nach Grünstromprivileg 2012 beträgt 74,48 €/MWh (vgl. Tabelle 1 in Kapitel 1.4). Somit scheiden alle neu zu gebauten Anlagen aus der Direktvermarktung aus, da allein deren Anfangsvergütung mit 89,3 €/MWh höher ist. Zur Anfangsvergütung hinzu kommt der SDL-Bonus von 4,8 €/MWh und bei Repowering-Projekten der Repowering-Bonus von 5,0 €/MWh. Somit wird davon ausgegangen, dass auch keine Direktvermarktung nach § 39 für Repowering stattfindet.

Die übrigen dokumentierten Anlagen der Betreiberdatenbasis wurden nach zwei Kriterien gefiltert. Zum einen müssen die potenziellen Anlagen mindestens 7 Jahre im EEG verblieben sein, da aus Sicht der Kreditgeber die EEG-Einnahmen sicherer sind als die aus dem sonstigen Stromhandel. Zum anderen müssen diese Anlagen bereits grundvergütet sein. Die beiden Filter wurden für jeden Monat des Jahres 2012 innerhalb der BDB angewandt, um das Direktvermarktungspotenzial von Windenergie an Land zu bestimmen. Dabei spielte der monatsweise Vergleich des Schwellenwertes (siehe Kapitel 1.4) mit der Höhe der Grundvergütung der Anlagen keine Rolle, da der kleinste Schwellenwert mit 62,47 €/MWh höher ist, als die höchste Grundvergütung mit 61,9 €/MWh. Die kleinste Anfangsvergütung (Inbetriebnahmejahr 2008) beträgt 80,2 €/MWh und ist höher als der höchste Schwellenwert (siehe Kapitel 1.4, Tabelle 1) mit 77,08 €/MWh.

Vom so erhaltenen Potenzial wurden 90 % der Direktvermarktung über § 39 zugeordnet. In Tabelle 52 ist die Prognose der Strommenge für die Direktvermarktung 2012 nach Szenarien dargestellt.

Tabelle 52 *Direktvermarktung von Strommengen aus Windenergie an Land gemäß § 39 EEG nach Szenarien 2012 in Deutschland*

Szenario	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2012
Trend-Szenario [GWh]	175	146	145	94	85	84	89	91	111	160	158	191	1.527
Oberes Szenario [GWh]	190	159	158	102	93	91	97	99	120	174	172	209	1.663
Unteres Szenario [GWh]	160	133	132	86	78	76	81	83	101	146	144	175	1.395

Im Trend-Szenario werden 1,5 TWh über das Grünstromprivileg direkt vermarktet. Im Gegensatz dazu wird im oberen Szenario 8,9 % (ca. 1,7 TWh) mehr Strom vermarktet. Im unteren Szenario werden dagegen um 8,6 % weniger Strommengen direkt vermarktet. Die Strommenge beträgt hier 1,4 TWh.

6.3.2 Nutzung der Marktprämie

Die Nutzung der Marktprämie kommt für alle Windenergieanlagen prinzipiell in Frage, die noch nicht im Rahmen des Grünstromprivilegs eine Direktvermarktung durchführen. Aus Tabelle 2 (siehe Kapitel 1.5) geht hervor, dass der Maximalanteil an der gesamten Erzeugung von Windenergie an Land, hier ohne Repowering, 40 % beträgt. Für die Prognose wird ein Anteil von 15 % der nicht über § 39 vermarkteten Erzeugung angenommen. Der Maximalanteil für Windenergie, die dem Repowering zu zuordnen ist, beträgt ebenfalls 40 % [Sensfuß/Ragwitz 2011]. Für die Prognose der Marktprämiennutzung wird von 20 % ausgegangen.

In Tabelle 53 ist die Summe der Strommengen von Windenergie an Land einschließlich Repowering dargestellt.

Tabelle 53 *Vermarktung von Strommengen aus Windenergie an Land über die Marktprämie 2012 nach Szenarien in Deutschland*

Szenario	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2012
Trend-Szenario [GWh]	945	771	753	489	428	401	427	420	504	707	697	845	7.387
Oberes Szenario [GWh]	1.055	862	842	547	479	449	479	472	567	796	787	956	8.292
Unteres Szenario [GWh]	848	692	675	439	384	359	382	375	450	630	621	751	6.606

6.3.3 Zusammenfassung

In Abbildung 12 sind die Anteile der erzeugten Strommengen und deren Vermarktungsformen dargestellt. Es wird erwartet, dass knapp 20 % der Stromerzeugung aus Windenergie an Land 2012 außerhalb der festen Einspeisetarife vermarktet werden.

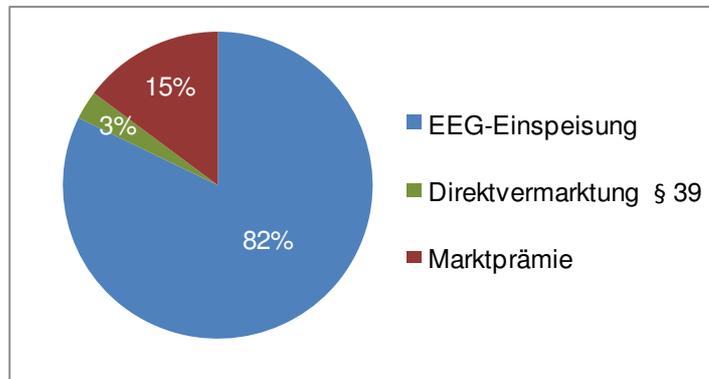


Abbildung 12 Vermarktungsformen des erzeugten Stroms aus Windenergie an Land 2012

6.4 Vergütungszahlungen 2012

6.4.1 Vergütung nach festen Einspeisetarifen

Die spezifischen Vergütungszahlungen wurden von den ÜNB zur Verfügung gestellt [ÜNB 2011a]. Bei den Vergütungszahlungen innerhalb der Prognose wurde in Bestandsanlagen und Neuanlagen unterschieden. Bei den Bestandsanlagen wurde berücksichtigt, dass die mittlere Vergütung über den Prognosezeitraum abnimmt, da immer mehr Anlagen von der Anfangsvergütung in die Grundvergütung wechseln werden.

Die Auswirkung des Wechsels von der Anfangsvergütung in die Grundvergütung wurde mit Hilfe der Betreiberdatenbasis ermittelt [BDB 2011]. Hierzu wurde die mittlere Vergütung des Bestandes für Folgejahre der Datenbank bestimmt. Im Ergebnis wurden Absenkungsfaktoren der mittleren Vergütung ermittelt, die mit der mittleren Vergütung der Bestandsanlagen der ÜNB Datenlieferung [ÜNB 2011a] multipliziert wurden.

Die spezifischen Vergütungssätze für Neuanlagen nach Jahr der Inbetriebnahme ergeben sich durch die Degression der Anfangsvergütung und die Addition von gezahlten Boni (siehe Kapitel 6.2). Für Neuanlagen wurde der SDL-Bonus in Höhe von 0,48 ct/kWh für 2012 zur Anfangsvergütung von 8,93 ct/kWh addiert. Bei Repowering wurden zur Anfangsvergütung der Repowering-Bonus von 0,5 ct/kWh sowie der SDL-Bonus addiert.

Zur Ermittlung der gesamten Vergütungszahlungen wurde die Strommenge zu Grunde gelegt, die nach Abzug beider Formen der Direktvermarktung (§ 39 oder Marktprämie) 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 Windenergie an Land ergaben.

Anschließend wurden von den zu fest vergüteten Tarifen eingespeisten Mengen die vermiedenen Netznutzungsentgelte abgezogen, wobei die spezifischen Werte der vermiedenen Netznutzungsentgelte pro vergüteter Megawattstunde in allen Netzgebieten in der gleichen Höhe fortgeschrieben, wie sie von den ÜNB für 2010 gemeldet wurden.

Nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich die gesamte Netto-Vergütungssumme für Windenergie an Land als Differenz für alle Monate des Jahres 2011, wie sie in Kapitel 6.4.3 zusammenfassend für alle Szenarien dargestellt ist.

6.4.2 Marktprämienzahlungen in drei Szenarien

Zur Berechnung der zu zahlenden Marktprämien wurde zunächst die mittlere EEG-Vergütung für Windenergie an Land im Jahr 2012 ermittelt, die sich als bestandsgewichteter Mittelwert der Vergütungen von Bestandsanlagen (bis 31.12.2010), von Neubauanlagen des Jahrgangs 2011 und (mit halbem Gewicht) von Neubauanlagen des Jahrgangs 2012 ergibt. Von dieser 2012 typischen EEG-Vergütung wurde zunächst der für den betreffenden Monat prognostizierte Grundlast-Strompreis – multipliziert mit dem Marktwertfaktor für Strom aus Windenergie an Land – abgezogen. Der Marktwertfaktor wurde von den ÜNB bereit gestellt und liegt im Jahr 2012 für Windenergiestrom an Land bei 0,905. Anschließend wurde die Management-Prämie von 12,- €/MWh addiert, die nach Anlage 3 zum [EEG 2012] für Strom aus Windenergie an Land zu zahlen ist. Damit ergab sich für jeden Monat eine feste spezifische Marktprämie, die anschließend mit den in Tabelle 53 ausgewiesenen Strommengen multipliziert wurde. Die Ergebnisse für alle Kalendermonate 2012 sind im folgenden Teilkapitel in Tabelle 54 aufgeführt (bzw. für das obere und das untere Szenario in Tabelle 55 und Tabelle 56). Dabei ist zu berücksichtigen, dass es sich bei der Marktprämie um Summen handelt, die zum größten Teil auch im Rahmen des Systems der Festvergütung angefallen wären. Als Mehrkosten kann nur der Teil der Management-Prämie gewertet werden, der über die bei den ÜNB für das Management anfallenden Kosten hinaus geht.

6.4.3 Zusammenfassung nach Szenarien

Für jedes der drei Szenarien wird nachfolgend tabellarisch dargestellt, welche umlagerelevanten Zahlungen sich für Strom aus Windenergie an Land in Deutschland ergeben – dies sind zum einen die Festvergütungen, von denen noch die vermiedenen Netznutzungsentgelte abgezogen werden, zum anderen die Marktprämien, die für Strom gezahlt wird, der nicht durch die Übertragungsnetzbetreiber, sondern durch Stromhändler über die EEX vermarktet wird. Nicht enthalten sind die Zahlungen sonstiger Formen der Direktvermarktung (insbesondere Grünstromprivileg im Sinne von § 39 [EEG 2012]), da diese Zahlungen für die Berechnung der EEG-Umlage keine Rolle spielen.

Beim Vergleich der Spalten „Netto-EEG-Festvergütung“ und „zu zahlende Marktprämie“ ist zu beachten, dass die Festvergütungen vor der Berechnung der Umlage noch um den durch die ÜNB erzielten Verkaufswert gemindert werden, während dieser Verkaufswert im Falle der Marktprämie direkt bei den jeweiligen Stromhändlern verbleibt und nicht in die Berechnung mit eingeht.

Tabelle 54 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie an Land 2012 in Deutschland im Trend-Szenario

Monat	Strom mit EEG-Festvergütung [GWh]	Festvergütung nach EEG [Mio. Euro]	vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]	Netto-EEG-Festvergütung [Mio. Euro]	Zu zahlende Marktprämien [Mio. Euro]
Januar	5.284	465,8	19,4	446,3	40,2
Februar	4.313	380,3	15,9	364,4	32,7
März	4.209	371,2	15,5	355,7	34,9
April	2.736	241,3	10,1	231,2	25,5
Mai	2.393	211,2	8,8	202,3	23,3
Juni	2.235	197,3	8,2	189,1	20,0
Juli	2.384	210,5	8,8	201,7	21,7
August	2.343	206,9	8,6	198,3	22,8
September	2.813	248,5	10,4	238,1	25,6
Oktober	3.938	348,0	14,5	333,5	32,8
November	3.875	342,6	14,3	328,3	28,2
Dezember	4.687	414,6	17,3	397,3	38,4
Jahr 2012	41.211	3.638,2	151,7	3.486,4	346,1

Tabelle 55 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie an Land 2012 in Deutschland im oberen Szenario

Monat	Strom mit EEG-Festvergütung [GWh]	Festvergütung nach EEG [Mio. Euro]	vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]	Netto-EEG-Festvergütung [Mio. Euro]	Zu zahlende Marktprämien [Mio. Euro]
Januar	5.880	519,2	21,6	497,5	45,1
Februar	4.804	424,3	17,7	406,6	36,8
März	4.692	414,6	17,3	397,3	39,2
April	3.052	269,7	11,2	258,5	28,6
Mai	2.672	236,2	9,8	226,4	26,2
Juni	2.498	220,9	9,2	211,7	22,5
Juli	2.667	235,9	9,8	226,1	24,5
August	2.624	232,2	9,6	222,6	25,7
September	3.152	279,1	11,6	267,5	28,9
Oktober	4.418	391,4	16,3	375,1	37,2
November	4.353	385,8	16,0	369,8	31,9
Dezember	5.274	467,6	19,4	448,2	43,7
Jahr 2012	46.086	4.076,9	169,6	3.907,2	390,2

Tabelle 56 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie an Land 2012 in Deutschland im unteren Szenario

Monat	Strom mit EEG-Festvergütung [GWh]	Festvergütung nach EEG [Mio. Euro]	vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]	Netto-EEG-Festvergütung [Mio. Euro]	Zu zahlende Marktprämien [Mio. Euro]
Januar	4.769	420,1	17,5	402,5	36,0
Februar	3.890	342,7	14,3	328,4	29,3
März	3.794	334,3	14,0	320,3	31,2
April	2.464	217,2	9,1	208,1	22,8
Mai	2.154	189,9	7,9	182,0	20,8
Juni	2.011	177,3	7,4	169,9	17,8
Juli	2.142	188,9	7,9	181,0	19,4
August	2.104	185,6	7,7	177,9	20,3
September	2.524	222,7	9,3	213,5	22,8
Oktober	3.531	311,7	13,0	298,7	29,2
November	3.472	306,6	12,8	293,8	25,0
Dezember	4.194	370,5	15,5	355,0	34,1
Jahr 2012	37.051	3.267,5	136,4	3.131,1	308,8

7 OFFSHORE-WINDENERGIE (§ 31 EEG)

7.1 Entwicklung bis 2010

Bis zum Ende des Jahres 2010 waren bereits zwei Offshore-Windparks in deutschen Gewässern errichtet. Es handelt sich um Alpha Ventus in der Nordsee und EnBW Baltic 1 in der Ostsee. Derzeit wird der Windpark Bard Offshore I in der Nordsee gebaut, von dem einige Anlagen bereits 2010 Strom ins Netz einspeisten.

In Summe speisten die Offshore-Windparks 2010 insgesamt 173.738 MWh in die entsprechende Regelzone ein [ÜNB 2011a]. Am Ende 2010 waren 80 MW an das Stromnetz angeschlossen [ÜNB 2011a].

Tabelle 57 Bisherige Entwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland

Bezugsjahr	2009	2010
Leistungszubau [MW] ^{A)}	35	45
Leistung zum Jahresende [MW] ^{A)}	35	80
Stromeinspeisung im Jahr [GWh] ^{B)}	37,5	173,7

A) Quelle: IE-Berechnung nach [ÜNB 2011a] – Zubau errechnet als Gliederung der 2011 genutzten Leistung nach Inbetriebnahmejahr

B) Quelle: 2009 und 2010 [ÜNB 2011a]

7.2 Mengenprognose für 2012

7.2.1 Prognose der Leistungsentwicklung in drei Szenarien

Mit der am 30.06.2011 vom Bundestag verabschiedeten EEG-Novelle 2012 [EEG 2012] verstärkte die Bundesregierung die Anreize, um den Ausbau der Offshore-Windenergie weiter voranzutreiben. Durch die Anpassungen der Vergütungsregelungen wird die Investitionssicherheit von Offshore-Projekten erhöht. Es gilt jedoch abzuwarten, ob die Bestrebungen der Bundesregierung ausreichen. Das Ausbauziel der Bundesregierung bis 2020 liegt bei 10 GW Leistung an Offshore-Windenergie und ist im nationalen Aktionsplan festgeschrieben [BMU 2011b].

Zur Zielerreichung der Bundesregierung sollen folgende Änderungen in der EEG-Novelle 2012 beitragen:

- Einführung eines Stauchungsmodells (höherer Vergütungssatz über einen verkürzten Zeitraum).
 - Die Anfangsvergütung steigt auf 19 ct/kWh und wird für 8 Jahre gewährt.
- Integration des Sprinterbonus von 2 ct/kWh zur Anfangsvergütung, die dann 15 ct/kWh beträgt und über 12 Jahre gewährt wird.
- Verschiebung des Degressionsbeginns von 2015 auf 2018.
- Die Degression der Anfangsvergütung beträgt ab dem Jahr 2018 jährlich 7 %.

In der Nord- und Ostsee sind zusammen derzeit 26 Offshore-Windparks vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (Offshore-Windparks innerhalb der ausschließlichen Wirtschaftszone-AWZ) bzw. von den angrenzenden Bundesländern (Offshore-Windparks außerhalb der AWZ) genehmigt [BSH 2011]. Die geplante Gesamtleistung der genehmigten Offshore-Windparks entspricht nach derzeitigem Planungsstand ungefähr dem Ausbauziel der Bundesregierung von 10 GW bis 2020.

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. Für 2012 wird von einem Zubau von 360 MW und einer installierten Gesamtanlagenleistung von 792 MW ausgegangen.

Das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik hält für das Jahr 2011 eine installierte Gesamtanlagenleistung von insgesamt 200 MW für realistisch. Eine Einschätzung des Zubaus für die darauffolgenden Jahre wird als schwierig betrachtet, da abzuwarten bleibt, wie schnell die Entwicklung des Baus von neuen Offshore-Windparks voranschreitet. Mittelfristig bis 2016 könnten jedoch 1.500 MW zusätzlich installiert werden [IWES 2011].

Das Deutsche Windenergie Institut hält einen Zubau für 2011 von ca. 100 MW für realistisch. Für 2012 könnten zusätzlich 500 MW errichtet werden und für die darauffolgenden Jahre bis 2016 könnte sich möglicherweise ein jährlicher Zubau von 900 bis 1.200 MW einstellen [DEWI 2011b].

Der Bundesverband für Windenergie hält einen Zubau von 150 MW für das Jahr 2011 für realisierbar. Man geht davon aus, dass bis Jahresende ca. 30 Anlagen an das Netz angeschlossen sind und Strom einspeisen. Für die Folgejahre könnten weitere 200 MW jährlich folgen, wobei sich dieser Wert von Jahr zu Jahr zusätzlich erhöhen könnte [BWE 2011].

Unter Zugrundelegung der genehmigten und geplanten Offshore-Windparks sowie der Planungen für deren Netzanbindung wurde abgeschätzt, welche Leistung bis Ende 2012 zu erwarten ist. Auf Basis vorhandener Studien und durchgeführter Befragungen bei ausgewählten Institutionen ([IWES 2011], [DEWI 2011b], [BWE 2011], [Köpke 2011b]) wurde der in Tabelle 58 dargestellte Zubau bis 2012 für die Szenarien angenommen.

Im Trend-Szenario wurde davon ausgegangen, dass für 2011 162 MW und für 2012 383 MW installiert werden können. Die installierte Gesamtanlagenleistung 2012 für das Trend-Szenario beträgt somit 625 MW.

Für das obere Szenario wurde davon ausgegangen, dass 2011 173 MW und 2012 weitere 500 MW an Offshore-Windenergieanlagen zugebaut werden können. Ende 2012 könnte somit eine installierte Gesamtanlagenleistung von 753 MW vorhanden sein.

Für das untere Szenario ergeben sich 116 MW für 2011 beim Zubau von neuen Offshore-Windenergieanlagen. Für 2012 wurden ein Zubau von 230 MW und eine installierte Gesamtanlagenleistung von 426 MW ermittelt. Das entspricht 68 % des Trend-Szenarios.

Insbesondere wurden folgende Einflussfaktoren für die unterschiedlichen Ansätze im Zubau für das obere und untere Szenario zu Grunde gelegt:

Oberes Szenario

- Das Stauchungsmodell der Einspeisevergütung mit der EEG-Novelle 2012 bringt Investitionssicherheit und stimuliert dadurch einen höheren Zubau.
- Die EEG-Novelle 2012 und die Erhöhung der Vergütung wirken sich sehr positiv auf den Zubau von neuen Anlagen aus [Gille 2011].
- Der zeitliche Druck ist genommen, da der Sprinterbonus in die Anfangsvergütung integriert wurde. Diese mindert das Risiko von erheblichen Ertragseinbußen bei nicht fristgerechter Fertigstellung und bringt zusätzliche monetäre Anreize für Investoren von Offshore-Windparks.
- Das KfW Investitionsprogramm für Offshore-Windparks steht zur Finanzierung bereit und stellt Fremdkapital unter marktüblichen Zinsen für die Finanzierung zur Verfügung [May 2011].
- Die Finanzierung von Offshore Windparks stellt keine wesentlichen Probleme dar und die Bereitschaft der Banken, Kapital zur Verfügung zu stellen, erhöht sich durch den Betrieb bereits errichteter Offshore-Windparks.
- Zur Errichtung von Offshore Windanlagen sind Errichterschiffe erforderlich. Diese sind in ausreichender Anzahl vorhanden und wirken nicht limitierend [KPMG 2011].

Das obere Szenario bedeutet ein Zusammentreffen der genannten positiven Einflussfaktoren.

Unteres Szenario

- Die Wetterbedingungen könnten die Installation von Offshore-Windenergieanlagen verlangsamen. Die Installation neuer Anlagen ist nur bei normalem Seegang technisch möglich.
- Umweltbelange bzw. Schallschutzbestimmung könnten zu einer Verlangsamung des Ausbaus führen und es kommt zu vermehrten Auflagen, die bei der Installation der Fundamente berücksichtigt werden müssen.
- Der zeitgleiche Netzanschluss zur Errichtung von Windenergieanlagen kann nicht immer garantiert werden und somit vergeht zusätzlich Zeit bis zur ersten Stromspeisung.
- Es stellt sich ein Engpass bei den Errichterschiffen ein.
- Es steht nicht genug qualifiziertes Personal zur Installation der Offshore-Anlagen zur Verfügung.
- Lieferkapazitäten der Turbinenhersteller sind limitiert, da diese bereits Verträge mit anderen Geschäftspartnern von Windparks außerhalb deutscher Gewässer eingegangen sind.

Das untere Szenario bedeutet ein Zusammentreffen der genannten negativen Einflussfaktoren.

Tabelle 58 Leistungsentwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland nach Szenarien

Szenario	Bezugsjahr	2010	2011	2012
Trend-Szenario	neu installierte Leistung [MW]	45	162	383
	Leistung zum Jahresende [MW]	80	242	625
Oberes Szenario	neu installierte Leistung [MW]	45	173	500
	Leistung zum Jahresende [MW]	80	253	753
Unteres Szenario	neu installierte Leistung [MW]	45	116	230
	Leistung zum Jahresende [MW]	80	196	426

Die Zuordnung des Zubaus von neuen Windenergieanlagen auf Kalendermonate 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 2012 fertiggestellt wird.

Hierzu liefert Abbildung 13 einen Überblick über die Verteilung der beiden Zubaugruppen.

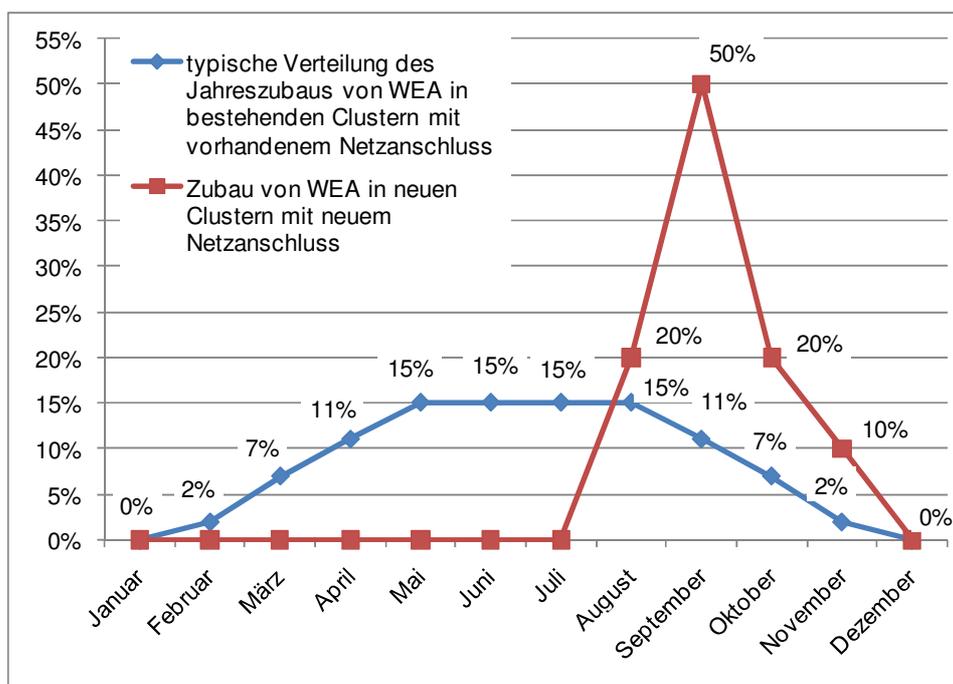


Abbildung 13 Darstellung der monatlichen Zubauverteilung für den Zubau von Offshore-Windenergie in Deutschland

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.

7.2.2 Prognose der Vollbenutzungsstunden in drei Szenarien

Die zu Grunde gelegten Vollbenutzungsstunden für Offshore-Windparks in deutschen Gewässern 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 [IE 2010]. Die sich so ergebenden theoretischen Vollbenutzungsstunden wurden rechnerisch unter Berücksichtigung der Parkwirkungsgrade und technischen Verfügbarkeit gemindert. Als Parkwirkungsgrad wurden im Trend-Szenario 96 %, im oberen Szenario 97 % und im unteren Szenario 95 % angesetzt [DENA 2010], [Sobek/Santjer 2001]. Zusätzlich wurde die Entwicklung der Verfügbarkeit 2012 für das Trend-Szenario mit 86 %, für das obere Szenario mit 95 % und das untere Szenario mit 77 % angenommen.

Als dritter Faktor wurden die witterungsbedingten Schwankungen berücksichtigt. Da für die Offshore-Windkraft hier keine langjährigen Erfahrungswerte vorliegen, wurden hierfür die gerundeten Standardabweichungen aus der Onshore-Windkraft zu Grunde gelegt (vgl. Teilkapitel 6.2.2), so dass die Vollbenutzungsstunden im oberen Szenario um 9 % angehoben und im unteren Szenario um 9 % reduziert wurden.

Dadurch ergeben sich für 2012 folgende Vollbenutzungsstunden im Mittel aller – bestehenden und neu errichteten – Offshore-Windparks:

- Trend-Szenario
 - 3.685 h
- Oberes Szenario
 - 4.512 h
- Unteres Szenario
 - 2.872 h

Eine monatliche Darstellung der zu erwartenden Vollbenutzungsstunden ist in Teilkapitel 7.2.3 enthalten.

7.2.3 Prognose der Stromerzeugung in drei Szenarien

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 59, Tabelle 60 und Tabelle 61 dargestellt.

Im Trend-Szenario werden 2012 insgesamt rund 1.400 GWh Strom aus Offshore-Windkraft in das Stromnetz eingespeist. Im oberen Szenario (Tabelle 60) werden im Gegen-

satz zum Trend-Szenario 40 % mehr Strom erzeugt. Im unteren Szenario (Tabelle 61) wird im Vergleich zum Trend-Szenario ca. 42 % weniger Strom eingespeist.

In Abbildung 14 ist der Verlauf der Stromeinspeisung nach Szenarien dargestellt.

Tabelle 59 *Trend-Szenario der Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie 2012 in Deutschland*

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Januar	242	342	83
Februar	244	357	86
März	253	314	77
April	267	298	75
Mai	285	256	68
Juni	304	246	70
Juli	323	244	74
August	393	266	86
September	536	301	118
Oktober	597	344	185
November	625	350	209
Dezember	625	369	231
Jahr 2012	625	3.686	1.361

Tabelle 60 *Oberes-Szenario der Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie 2012 in Deutschland*

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Januar	253	420	106
Februar	257	438	111
März	269	385	99
April	288	366	98
Mai	315	314	91
Juni	341	302	95
Juli	367	298	102
August	458	326	120
September	640	367	168
Oktober	717	419	268
November	753	426	305
Dezember	753	450	339
Jahr 2012	753	4.512	1.902

Tabelle 61 *Unteres Szenario der Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie 2012 in Deutschland*

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Januar	196	264	52
Februar	198	276	54
März	203	243	48
April	211	230	47
Mai	222	199	42
Juni	234	191	42
Juli	245	190	44
August	287	207	51
September	373	235	68
Oktober	409	271	101
November	426	275	113
Dezember	426	291	124
Jahr 2012	426	2.872	785

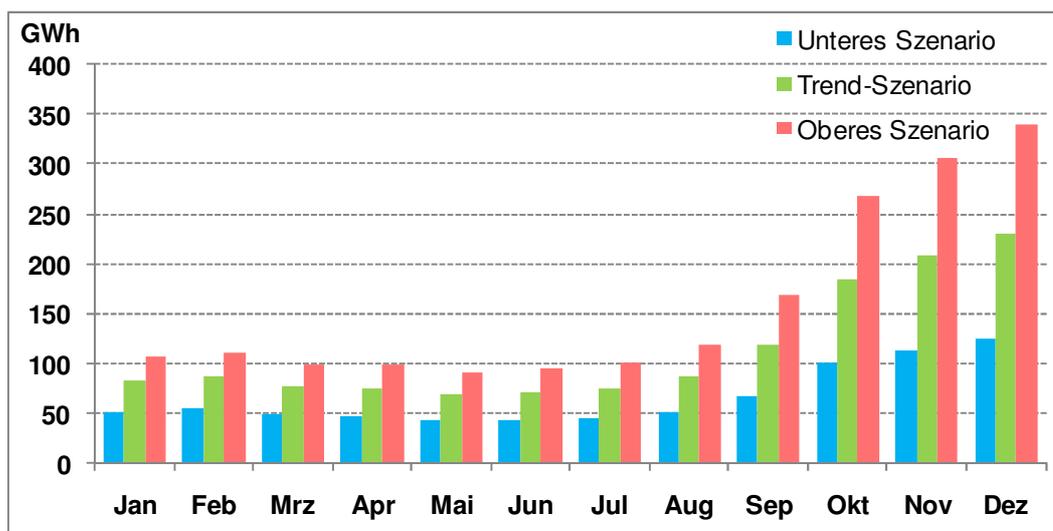


Abbildung 14 Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie 2012 in Deutschland nach Szenarien

7.3 Vermarktungsformen

7.3.1 Direktvermarktung über § 39 EEG

Bisher wurde kein Strom aus Offshore-Windenergie direkt vermarktet [ÜNB 2011b].

Durch die verabschiedete EEG-Novelle 2012 wird der Sprinterbonus in die Anfangsvergütung integriert. Somit beträgt diese 15 ct/kWh für die ersten zwölf Jahre ab Inbetriebnahme der Offshore-Anlage. Zusätzlich gibt es die Option, das Stauchungsmodell für die Zahlung der Anfangsvergütung zu wählen. Die Anfangsvergütung bei dieser Option beträgt 19 ct/kWh und wird für einen Zeitraum von insgesamt 8 Jahren gewährt. Die Offshore-Anlage muss jedoch vor dem 01.01.2018 in Betrieb genommen worden sein.

Unter derzeitigen Vergütungsbedingungen für Offshore-Windenergie 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. Der höchste erzielbare Handelspreis für 2012 ist im November und beträgt 74,48 €/MWh. Dieser liegt somit weit unter der derzeitigen EEG-Vergütung.

7.3.2 Nutzung der Marktprämie

Für die Nutzung der Marktprämie kommen grundsätzlich alle Anlagen in Frage, die noch nicht über das Grünstromprivileg (§ 39 EEG 2012) eine andere Form der Direktvermarktung durchführen. Da die Direktvermarktung nach Kapitel 7.3.1 bei der Offshore Windenergie keine Rolle spielt, könnten prinzipiell alle Anlagen am Marktprämienmodell teilnehmen.

Es wurde angenommen, dass der Anteil der Nutzung der Marktprämie für Offshore-Anlagen 2012 30 % (siehe Kapitel 1.5 und Tabelle 2) beträgt. Die Stromerzeugung, die auf diesem Wege für eine Vermarktung über die Marktprämie prognostiziert wurde, ist in Tabelle 62 für alle Szenarien dargestellt.

Tabelle 62 *Vermarktung von Strommengen aus Offshore-Windenergie über die Marktprämie 2012 nach Szenarien in Deutschland*

Szenario	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2012
Trend-Szenario [GWh]	25	26	24	24	22	22	24	31	48	62	66	69	443
Oberes Szenario [GWh]	32	34	31	32	30	31	33	45	70	90	96	102	625
Unteres Szenario [GWh]	16	16	15	15	13	13	14	18	26	33	35	37	252

Im Trend-Szenario wird eine Strommenge von 443 GWh durch Nutzung der Marktprämie direkt vermarktet. Im oberen Szenario würde 41 % mehr Strom durch Nutzung der Marktprämie vermarktet. Im Gegensatz dazu zeigt sich im unteren Szenario, dass 43 % weniger Strom als im Trend-Szenario durch Nutzung der Marktprämie direktvermarktet würde.

7.3.3 Zusammenfassung

In Abbildung 15 ist dargestellt, dass 2012 rund ein Drittel der erzeugten Strommenge über die Marktprämie direkt vermarktet wird und rund zwei Drittel über die festen EEG-Einspeisetarife auf den Markt gelangen.

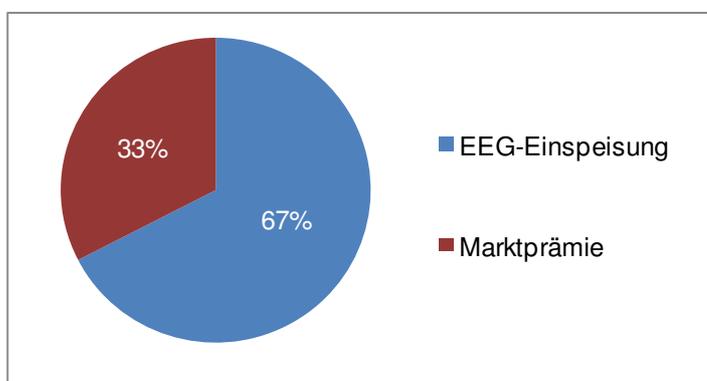


Abbildung 15 *Strommengenanteile aus Offshore-Windenergie nach Vermarktungsformen im Trend-Szenario 2012*

7.4 Vergütungszahlungen 2012

7.4.1 Vergütung nach festen Einspeisetarifen

Die mittlere Vergütungszahlung von Offshore-Anlagen betrug 2010 laut Datenlieferung der ÜNB [ÜNB 2011a] 150 €/MWh. Dies ergibt sich auch aus dem EEG, da 2010 nur ein Vergütungssatz anwendbar war, der genau diese Höhe hatte und die Degression der Anfangsvergütung erst später einsetzt. Gleiches gilt für das aktuelle Kalenderjahr.

Für die 2012 installierten Neuanlagen wird der Mittelwert aus „normaler“ Anfangsvergütung (15 ct/kWh) und „gestauchter“ Anfangsvergütung (19 ct/kWh, siehe Teilkapitel 7.2.1) für die Ermittlung der Zahlung der Vergütung angenommen. Der Mittelwert beträgt 17 ct/kWh.

Zur Ermittlung der gesamten Vergütungszahlungen wurde die Strommenge zu Grunde gelegt, die nach Abzug der Direktvermarktung (Marktprämie) noch über das EEG zu vermarkten bleibt und dabei nach Inbetriebnahmejahren differenziert. Anschließend wurden davon die vermiedenen Netznutzungsentgelte, die nur für einen Windpark anfallen, abgezogen. Alle übrigen bestehenden und geplanten Windparks sind unmittelbar mit dem Höchstspannungsnetz verbunden, so dass dort keinerlei Netznutzungsentgelte vermieden werden können.

Die gesamte Netto-Vergütungssumme für Offshore-Windenergie für alle Monate des Jahres 2012, ist in Teilkapitel 7.4.3 zusammenfassend dargestellt.

7.4.2 Marktprämienzahlungen in drei Szenarien

Zur Berechnung der zu zahlenden Marktprämien wurde zunächst die mittlere EEG-Vergütung für Offshore Windenergie im Jahr 2012 ermittelt, die sich als bestandsgewichteter Mittelwert der Vergütungen von Bestandsanlagen (bis 31.12.2010), von Neubauanlagen des Jahrgangs 2011 und (mit halbem Gewicht) von Neubauanlagen des Jahrgangs 2012 ergibt. Von dieser 2012 typischen EEG-Vergütung wurde zunächst der für den betreffenden Monat prognostizierte Grundlast-Strompreis – multipliziert mit dem Marktwertfaktor für Strom aus Offshore Windenergie – abgezogen. Der Marktwertfaktor wurde von den ÜNB bereit gestellt und lag im Jahr 2012 für Offshore-Windstrom bei 1,020. Anschließend wurde die Management-Prämie von 12,- €/MWh addiert, die nach Anlage 3 zum [EEG 2012] für Strom aus Offshore-Wind zu zahlen ist. Damit ergab sich für jeden Monat eine feste spezifische Marktprämie, die anschließend mit den in Tabelle 62 ausgewiesenen Strommengen multipliziert wurde. Die Ergebnisse für alle Kalendermonate 2012 sind im folgenden Teilkapitel in Tabelle 63 aufgeführt (bzw. für das obere und das untere Szenario in Tabelle 64 und Tabelle 65). Dabei ist zu berücksichtigen, dass es sich bei der Marktprämie um Summen handelt, die zum größten Teil auch im Rahmen des Systems der Festvergütung angefallen wären. Als Mehrkosten kann nur der Teil der Management-Prämie gewertet werden, der über die bei den ÜNB für das Management anfallenden Kosten hinaus geht.

7.4.3 Zusammenfassung nach Szenarien

Für jedes der drei Szenarien wird nachfolgend tabellarisch dargestellt, welche umlagerelevanten Zahlungen sich für Strom aus Offshore-Windenergie in Deutschland ergeben –

dies sind zum einen die Festvergütungen, von denen noch die vermiedenen Netznutzungsentgelte abgezogen werden, zum anderen die Marktprämien, die für Strom gezahlt werden, der nicht durch die Übertragungsnetzbetreiber, sondern durch Stromhändler über die EEX vermarktet wird. Vermiedene Netznutzungsentgelte fallen nur bei einem Offshore-Windpark an.

Beim Vergleich der Spalten „Netto-EEG-Festvergütung“ und „zu zahlende Marktprämie“ ist zu beachten, dass die Festvergütungen vor der Berechnung der Umlage noch um den durch die ÜNB erzielten Verkaufswert gemindert werden, während dieser Verkaufswert im Falle der Marktprämie direkt bei den jeweiligen Stromhändlern verbleibt und nicht in die Berechnung mit eingeht.

Tabelle 63 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Offshore-Windenergie 2012 in Deutschland im Trend-Szenario

Monat	Strom mit EEG-Festvergütung [GWh]	Festvergütung nach EEG [Mio. Euro]	vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]	Netto-EEG-Festvergütung [Mio. Euro]	Zu zahlende Marktprämien [Mio. Euro]
Januar	58	8,5	0,2	8,3	2,6
Februar	60	8,8	0,2	8,6	2,8
März	53	7,7	0,2	7,6	2,6
April	52	7,6	0,2	7,4	2,8
Mai	46	6,9	0,1	6,8	2,6
Juni	48	7,2	0,1	7,1	2,5
Juli	50	7,7	0,1	7,5	2,7
August	55	8,3	0,1	8,2	3,7
September	70	11,0	0,2	10,8	5,5
Oktober	123	19,9	0,2	19,8	6,8
November	143	23,3	0,2	23,2	6,8
Dezember	162	26,4	0,2	26,2	7,5
Jahr 2012	919	143,4	1,9	141,4	48,9

Tabelle 64 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Offshore-Windenergie 2012 in Deutschland im oberen Szenario

Monat	Strom mit EEG-Festvergütung [GWh]	Festvergütung nach EEG [Mio. Euro]	vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]	Netto-EEG-Festvergütung [Mio. Euro]	Zu zahlende Marktprämien [Mio. Euro]
Januar	74	10,8	0,2	10,6	3,4
Februar	77	11,2	0,2	11,0	3,6
März	68	9,9	0,2	9,7	3,4
April	67	9,8	0,2	9,6	3,7
Mai	61	9,1	0,2	8,9	3,6
Juni	64	9,7	0,2	9,5	3,5
Juli	69	10,5	0,2	10,4	3,8
August	75	11,5	0,2	11,4	5,4
September	98	15,5	0,2	15,3	8,2
Oktober	178	29,1	0,2	28,9	10,0
November	209	34,4	0,2	34,2	10,0
Dezember	237	39,1	0,2	38,8	11,2
Jahr 2012	1.277	200,6	2,4	198,2	69,8

Tabelle 65 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Offshore-Windenergie 2012 in Deutschland im unteren Szenario

Monat	Strom mit EEG-Festvergütung [GWh]	Festvergütung nach EEG [Mio. Euro]	vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]	Netto-EEG-Festvergütung [Mio. Euro]	Zu zahlende Marktprämien [Mio. Euro]
Januar	36	5,3	0,1	5,2	1,6
Februar	38	5,5	0,1	5,4	1,7
März	33	4,9	0,1	4,8	1,6
April	32	4,7	0,1	4,6	1,7
Mai	29	4,3	0,1	4,2	1,6
Juni	29	4,4	0,1	4,3	1,5
Juli	30	4,6	0,1	4,5	1,6
August	33	5,0	0,1	4,9	2,1
September	41	6,4	0,1	6,3	3,0
Oktober	68	10,9	0,1	10,7	3,6
November	77	12,5	0,1	12,4	3,6
Dezember	87	14,1	0,2	13,9	4,0
Jahr 2012	534	82,6	1,5	81,1	27,5

8 PHOTOVOLTAIK (§ 32 UND § 33 EEG)

8.1 Entwicklung bis 2010

Die Photovoltaik hat sich im vergangenen Jahrzehnt von einem Nischen-Energieträger zu einer bedeutenden Säule unter den erneuerbaren Energien entwickelt und beeinflusst heute nicht nur die EEG-Umlage sondern auch den Tagesverlauf der Strompreise an der EEX in erheblichem Umfang.

Die bisherige Entwicklung der Leistung und der Stromerzeugung aus Photovoltaik ist aus Tabelle 66 zu entnehmen. Darin enthalten sind alle netzgekoppelten PV-Anlagen, d. h. sowohl Freiflächenanlagen als auch Dachanlagen – unabhängig davon, ob deren Strom teilweise oder ganz vor Ort verbraucht wird (Eigenverbrauchsregelung) oder vollständig ins Netz eingespeist wird. Ausgenommen sind lediglich Inselssysteme, deren Strom nicht in das Netz eingespeist werden kann.

Tabelle 66 *Bisherige Entwicklung der Photovoltaik in Deutschland*

Bezugsjahr	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Leistungszubau [MW] ^{A)}	118	167	663	926	844	1.259	1.971	4.416	6.801
Leistung zum Jahresende [MW] ^{A)}	301	468	1.131	2.057	2.901	4.160	6.131	10.547	17.348
Stromeinspeisung im Jahr [GWh] ^{B)}	162	313	556	1.282	2.220	3.075	4.418	6.576	11.790

A) Quelle: IE-Berechnung nach [ÜNB 2011a] – Zubau errechnet als Gliederung der 2011 genutzten Leistung nach Inbetriebnahmejahr; Bestand als Mindestgröße, ohne zwischenzeitlich stillgelegte Anlagen.

B) Quelle: Bis 2003: [IE 2006], 2004 bis 2007: [ÜNB 2009a], 2008: [ÜNB 2009b], 2009: [ÜNB 2010], 2010: [ÜNB 2011a]

In den letzten vier Jahren wurde in jedem Jahr ein neuer Rekord beim Zubau von Photovoltaik-Leistung in Deutschland erreicht. Im Vergleich zum Jahresanfang 2002 war Ende 2010 etwa die 95-fache Leistung in Deutschland installiert. Rund 65 % der Ende 2010 in Betrieb befindlichen Leistung waren erst in den beiden Jahren 2009 und 2010 neu errichtet worden.

Im Vergleich zu den Daten der Bundesnetzagentur [BNetzA 2011] fällt allerdings auf, dass bei den Übertragungsnetzbetreibern für das Jahr 2009 mit 4,4 GW ein um rund 600 MW höherer Zubau gemeldet wurde als für den gleichen Bezugszeitraum bei der BNetzA, während die Zahl für 2010 mit rund 6,8 GW bei den ÜNB um rund 600 MW niedriger lag. Zum Zeitpunkt der Vorjahresprognose waren auch die Datenmeldungen der ÜNB für das Jahr 2009 von einem Zubau von 3,8 GW im Jahr 2009 ausgegangen. Die offenbar nachträglich erfolgten Bereinigungen bzw. veränderten Jahreszuordnungen in der Statistik haben nun zur Folge, dass die Zahl der PV-Anlagen, welche noch in den Genuss der höheren Vergütung des Jahres 2009 kommen, deutlich höher ist als 2010 angenommen.

8.2 Mengenprognose für 2012

8.2.1 Prognose der Leistungsentwicklung in drei Szenarien

Als Zwischenschritt für die Prognose des Jahres 2012 wurde zunächst die Entwicklung des Jahres 2011 eingeschätzt. Hierzu hat die BNetzA für die Monate Januar bis Mai bereits die eingegangenen Datenmeldungen veröffentlicht [BNetzA 2011]. Nach übereinstimmenden Informationen von Branchenbeobachtern [Heindl 2011] sowie der BNetzA selbst [Meyenborg 2011] folgte im Juni gegenüber dem Mai noch eine deutliche Steigerung. Diese Entwicklung wurde auch durch die neu geschaffene Möglichkeit einer Degression zur Jahresmitte [EAG EE 2011] motiviert, da viele Investoren noch Mitte Juni 2011 eine Absenkung der Vergütungssätze ab Juli 2011 fürchteten. Aufgrund der im Vergleich zum Vorjahr schwächeren Marktentwicklung ergab sich jedoch eine Degression von null Prozent zum 01.07.2011. In den Monaten Juli und August wurden zwar weiter sinkende Preise und eine damit einhergehende wachsende Attraktivität der PV-Anlagen verzeichnet [Siemer 2010a], der Zubau entwickelte sich jedoch schwächer als im Monat Juni. Insgesamt blieb damit der Zubau des ersten Halbjahres 2011 deutlich niedriger als derjenige des ersten Halbjahres 2010. Zu dieser Entwicklung trug bei, dass durch die Änderungen des EEG vom Sommer 2010 Neuanlagen auf Ackerflächen 2011 keinen Vergütungsanspruch mehr haben, sofern diese Anlagen nicht innerhalb von 110 m beiderseits von Autobahnen oder Eisenbahnstrecken liegen.

Da Deutschland inzwischen deutlich weniger als die Hälfte der weltweit produzierten Module aufnimmt, wird der Inlandsabsatz auch wesentlich durch die Lage auf anderen Märkten wie Italien oder Kalifornien beeinflusst. Für die letzten Monate des Jahres 2011 besteht daher noch eine deutliche Unsicherheit bezüglich des zu erwartenden Zubaus. In allen drei Szenarien wird jedoch – ähnlich wie beim Verlauf des Jahres 2009 – ein Jahresendspurt erwartet, da zum Jahresanfang 2012 eine Degression von mindestens 15 % zu erwarten ist.

Für eine Prognose, die über das laufende Jahr hinaus auch das Jahr 2012 umfasst, wurden im August 2011 mehrere Branchenexperten befragt ([Hummel 2011], [Mack 2011], [Siemer 2011], [Tepper 2011], [Vogel 2011]). Dabei wurde von allen Befragten, die für 2011 ein Marktvolumen von mehr als 5 GW sahen, für 2012 ein deutlicher Rückgang des Zubaus in Deutschland erwartet, da die beiden Degressionsschritte zu Jahresanfang und zur Jahresmitte 2012 die Rentabilität neuer Anlagen deutlich vermindern. Zudem werden in einigen Regionen und Marktsegmenten erste Sättigungseffekte beobachtet. Diejenigen privaten Investoren, die bereits zum Jahresende 2009 oder 2010 oder im Juni 2010, als in Deutschland das bisher größte Zubauvolumen innerhalb eines Einzelmonats erreicht wurde, investiert hatten, haben nun ihre Dachflächen belegt. Lediglich einer der Befragten schätzte das Zubauvolumen von 2011 mit rund 4,5 GW so niedrig ein, dass die folgenden Degressionen im Jahr 2012 einen auf 5 GW anwachsenden Zubau erlauben. Die Spannbreite zwischen dem oberen und dem unteren Szenario spiegelt für das Jahr 2012 auch die Spannbreite der Einschätzungen der befragten Experten wider. Veröffentlichte neuere Prognosen bleiben ebenfalls in dieser Bandbreite [IHS 2011]. Als weitere Grundlage der Trend-Einschätzung wurden Aussagen zur Preis- und Marktentwicklung aus dem Forschungsvorhaben zum EEG-Erfahrungsbericht herangezogen [Reichmuth et al.

2011]. Danach sind auf allen Stufen der Wertschöpfungskette in letzter Zeit ausreichende neue Kapazitäten bzw. Überkapazitäten aufgebaut worden. Die Folge davon ist ein starker Preisdruck auf dem Weltmarkt, der sowohl die Module als auch sonstige Komponenten (z. B. Wechselrichter) erfasst hat. Auch bei den Montagesystemen zeigen sich vermehrt Innovationen, die eine beschleunigte Installation und damit eine Reduzierung der Arbeitskosten mit sich bringen. Diese Entwicklung hat bereits zur Zahlungsunfähigkeit einiger Solarunternehmen geführt. Ältere Produktionslinien mussten häufig stillgelegt werden, weil sie nur zu hohen Stückkosten produzieren konnten. Bestand hatten integrierte Unternehmen, deren Produktionsstätten die gesamte Wertschöpfungskette umfassen. Noch unsicher ist lediglich, bis auf welches Niveau und in welcher Geschwindigkeit sich der internationale Preiskampf noch fortsetzen wird.

Die Eckwerte der aktuellen IE-Prognose für die drei Szenarien sind in Tabelle 67 aufgeführt.

Tabelle 67 Leistungsentwicklung der Photovoltaik in Deutschland nach Szenarien

Szenario	Bezugsjahr	2010	2011	2012
Trend-Szenario	neu installierte Leistung [MW]	6.801	6.500	4.500
	Leistung zum Jahresende [MW]	17.348	23.848	28.348
Oberes Szenario	neu installierte Leistung [MW]	6.801	8.000	6.500
	Leistung zum Jahresende [MW]	17.348	25.348	31.848
Unteres Szenario	neu installierte Leistung [MW]	6.801	5.000	3.000
	Leistung zum Jahresende [MW]	17.348	22.348	25.348

Für das Jahr 2012 wird also in keinem der Szenarien erwartet, dass die Rekordwerte der Jahre 2010 (und absehbar 2011) übertroffen werden. Damit wird erwartet, dass der Mechanismus des „atmenden Deckels“ in § 20a [EEG 2012] seine Wirksamkeit entfaltet: Dieser „atmende Deckel“ wurde speziell für die Photovoltaik eingeführt und macht die Degression vom Zubau abhängig: Bei sehr starkem Zubau sinkt die Vergütung dadurch schneller, so dass die erwartete Rendite abnimmt und damit das Marktwachstum gebremst wird. Umgekehrt würde die Vergütungshöhe bei schwächerem Marktwachstum weniger abgesenkt.

8.2.2 Differenzierung der Leistungsentwicklung nach Marktsegmenten

Für die drei Marktsegmente „Freiflächenanlagen“, „Gebäudeanlagen bis 1 MW“ und „Gebäudeanlagen ab 1 MW“ wurde die Marktentwicklung differenziert betrachtet.

Der Freiflächensektor umfasste nach ÜNB-Angaben [ÜNB 2011a] im Zubaujahrgang 2010 deutschlandweit 17,3 % der installierten Leistung. Da in dieser Leistung jedoch noch ein hoher Anteil von Anlagen auf Ackerflächen enthalten war, z. T. die nur noch aufgrund einer Übergangsregelung in Betrieb genommen werden konnten, wird dieser Anteil für die Jahre 2011 und 2012 deutlich niedriger angesetzt, was auch von der Mehrzahl der befragten Experten ähnlich gesehen wird. Bestätigt wird dieser Trend durch die monatlichen Meldungen der Bundesnetzagentur, die zwar nicht nach Freiflächen und Dachflächen differenzieren, aus denen jedoch die mittlere Anlagengröße neuer Anlagen ableitbar ist. Betrug diese im Jahresmittel 2010 für die Photovoltaik insgesamt noch 30,5 kW, so lag diese in den ersten fünf Monaten 2011 nur noch bei 24,8 kW. Von Januar bis Mai 2011 nahm die durchschnittliche Anlagengröße von Monat zu Monat ab und erreichte im Mai 2011 einen Wert von nur noch 19,7 kW. Dieser Indikator spricht für ein deutlich abnehmendes Gewicht von Freiflächenanlagen am gesamten Zubau. Für 2011 wurde ein Anteil von 9,2 % am Gesamtmarkt, für 2012 ein Anteil von 7,2 % des Zubaus angesetzt.

Die Branchenbefragung untermauert den Eindruck, dass etliche Projektierer, die bislang im Freiflächensegment tätig waren, sich nun verstärkt auf das Segment sehr großer Dachanlagen konzentrieren. Da hier insbesondere in der Industrie (Lagerhallen, Produktionshallen) noch große ungenutzte Potenziale existieren, kann hier von einem aktuell wachsenden Marktsegment ausgegangen werden. Für 2011 wurde von einem Marktanteil von 9,8 % am Gesamtmarkt der Photovoltaik in Deutschland, für 2012 von 10,2 % ausgegangen.

Der verbleibende und damit dominierende Markt bleibt die Photovoltaik an, auf und in Gebäuden bis 1 MW. Da der Rückgang bei Freiflächenanlagen nicht nur durch mehr Dachanlagen von mehr als 1 MW Größe, sondern auch durch andere Dachanlagensegmente ausgeglichen wird, ist hier ebenfalls eine Steigerung zu erwarten. Damit entfallen auf diesen dominierenden Teil des Marktes in der Prognose für 2011 81,1 % des Gesamtmarktes, 2012 steigt dieser Anteil noch leicht auf 82,6 %. Diese Relationen wurden auf alle Szenarien übertragen.

Die Verteilung des Zubaus auf die Monate zeigt in allen Szenarien 2011 eine Konzentration auf das letzte Quartal, wobei die ersten 5 Monate bereits feststehen, und die Monate Juni bis August gut eingeschätzt werden können, so dass sich die Szenarien primär in den Monaten September bis Dezember unterscheiden.

Für 2012 wird eine Entwicklung mit zwei Spitzen prognostiziert, da mit zwei Zeitpunkten von Vergütungsabsenkungen zu rechnen ist. Dabei entfällt etwas mehr als die Hälfte des für 2012 angenommenen Zubaus auf das erste Halbjahr, da die Degression des Monats Juli, welche im Sinne des atmenden Deckels nicht zuletzt aus dem Zubau des letzten Quartals 2011 abgeleitet wird, das Investitionsklima des zweiten Halbjahres 2012 besonders deutlich ausbremsen dürfte. Die Leistungsentwicklung nach Monaten ist in Tabelle 69 (Teilkapitel 8.2.5) mit dargestellt.

8.2.3 Prognose der Vollbenutzungsstunden in drei Szenarien

Für die Berechnung der Vollbenutzungsstunden wurde auf die gleiche Methodik wie in [IE 2010] zurückgegriffen. Der mittlere Stromertrag über alle ganzjährig betriebenen PV-Anlagen in Deutschland berechnet sich danach zu 939 Vollbenutzungsstunden pro Jahr für das Jahr 2011. Im Jahr 2012 wird berücksichtigt, dass die EEG-Novelle zum Zweck des Einspeisemanagements bei Neuanlagen bis 30 kW verlangt, dass die Einspeisung am Netzanschlusspunkt auf 70 % der maximalen Modulleistung begrenzt wird, sofern diese nicht freiwillig am Einspeisemanagement teilnehmen. Größere Anlagen sind zur Teilnahme am Einspeisemanagement verpflichtet. Dadurch wird im Jahresverlauf mit einer Ertragseinbuße von ca. 2 % gerechnet [BMU 2011a]. Mit dieser Maßnahme wird der ansonsten zu erwartende technische Fortschritt kompensiert, der sonst zu einer Ertragssteigerung von Neuanlagen von 1 bis 2 % gegenüber dem Vorjahr geführt hätte. Ein jährlicher technischer Fortschritt in dieser Höhe ergibt sich aus einer Auswertung der Ertragsdatenbank des Solarförderevereins [SFV 2011]. Hier lassen sich die Jahreserträge neuer Inbetriebnahmejahrgänge nach Ertragsjahren differenziert analysieren. Auch unter Berücksichtigung der Degradation der Anlagen mit zunehmendem Alter der Module, die mit den Jahresschwankungen bei der Globalstrahlung [Riecke 2011] verglichen wurde, lässt sich der Großteil dieser Abweichung durch den technischen Fortschritt erklären.

Für die Bestandsanlagen, die überwiegend 2009 bis 2011 errichtet wurden, wird mit einer unveränderten Laststundenzahl gerechnet. Somit wird für das Jahr 2012 dieselbe Anzahl von Vollbenutzungsstunden zu Grunde gelegt wie für das Jahr 2011.

Die Berechnung der Vollbenutzungsstunden für das obere und untere Szenario erfolgte auf dem gleichen Wege wie in [IE 2010]: Für sonnenreiche und damit strahlungsreiche Jahre wurde ein um 10,6 % höherer Wert angesetzt, für strahlungsarme Jahre ein um 14,5 % niedrigerer Wert.

Für die Verteilung der Benutzungsstunden auf die Kalendermonate gelten die gleichen Annahmen wie in [IE 2007], die auch in [IE 2010] verwendet wurden.

8.2.4 Differenzierung der Vollbenutzungsstunden nach Marktsegmenten

Für alle Anlagen von mehr als 1 MW (sehr große Gebäudeanlagen sowie Freiflächenanlagen) wurde angenommen, dass diese optimal ausgerichtet und verschattungsfrei montiert werden können. Daher gilt für diese beiden Marktsegmente eine um 5,4 % höhere Zahl von Vollbenutzungsstunden als für Gebäudeanlagen bis 1 MW, bei denen die Anlage in der Regel der Dachform folgt, auch wenn diese nicht exakt nach Süden ausgerichtet ist und wenn das Dach flacher oder steiler aufragt als bei ertragsoptimaler Planung. Eine Herleitung der Berechnung auf der Grundlage der Globalstrahlung findet sich im wissenschaftlichen Bericht zum EEG-Erfahrungsbericht der Bundesregierung [Reichmuth et al. 2011]. Für 2011 und 2012 wurde daher bei Gebäudeanlagen bis 1 MW mit 929 Stunden und bei Gebäudeanlagen ab 1 MW sowie bei Freiflächenanlagen mit 980 Stunden gerechnet.

Die entsprechenden Werte für alle Szenarien sind aus Tabelle 68 ersichtlich.

Tabelle 68 Vollbenutzungsstunden 2011 und 2012 der Photovoltaik nach Szenarien und Marktsegmenten

Marktsegment	Trend-Szenario [h]	oberes Szenario [h]	unteres Szenario [h]
Gebäudeanlagen bis 1 MW	929	1.028	795
Gebäudeanlagen ab 1 MW	980	1.083	838
Freiflächenanlagen	980	1.083	838
gewichtetes Mittel in Deutschland	939	1.038	803

8.2.5 Prognose der Stromerzeugung in drei Szenarien

Durch Multiplikation der jeweils zum Monatsende installierten Leistung mit der Zahl der erwarteten Vollbenutzungsstunden des beginnenden Monats führt für alle Marktsegmente und alle Szenarien jeweils zur erwarteten Stromproduktion des beginnenden Monats. Die Ergebnisse für die Photovoltaik insgesamt sind für das Trend-Szenario in Tabelle 69, und für die beiden anderen Szenarien in Tabelle 70 und Tabelle 71 dargestellt.

Ein graphischer Vergleich der drei Szenarien befindet sich anschließend in Abbildung 16.

Tabelle 69 Trend-Szenario der Stromerzeugung aus Photovoltaik 2012 in Deutschland

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Januar	24.073	23	546
Februar	24.253	36	867
März	24.568	79	1.909
April	24.928	107	2.627
Mai	25.423	118	2.934
Juni	26.188	125	3.188
Juli	26.413	125	3.284
August	26.638	110	2.910
September	26.953	98	2.601
Oktober	27.358	70	1.891
November	27.808	29	807
Dezember	28.348	18	509
Jahr 2012	28.348	939	24.072

Tabelle 70 Oberes Szenario der Stromerzeugung aus Photovoltaik 2012 in Deutschland

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Januar	25.673	25	641
Februar	25.933	40	1.022
März	26.388	87	2.258
April	26.908	118	3.120
Mai	27.623	130	3.502
Juni	28.728	139	3.830
Juli	29.053	139	3.983
August	29.378	122	3.540
September	29.833	108	3.171
Oktober	30.418	78	2.314
November	31.068	33	992
Dezember	31.848	20	629
Jahr 2012	31.848	1.038	29.002

Tabelle 71 Unteres Szenario der Stromerzeugung aus Photovoltaik 2012 in Deutschland

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Januar	22.498	20	437
Februar	22.618	31	693
März	22.828	67	1.523
April	23.068	91	2.088
Mai	23.398	101	2.322
Juni	23.908	107	2.509
Juli	24.058	107	2.564
August	24.208	94	2.267
September	24.418	83	2.021
Oktober	24.688	60	1.465
November	24.988	25	623
Dezember	25.348	16	391
Jahr 2012	25.348	803	18.902

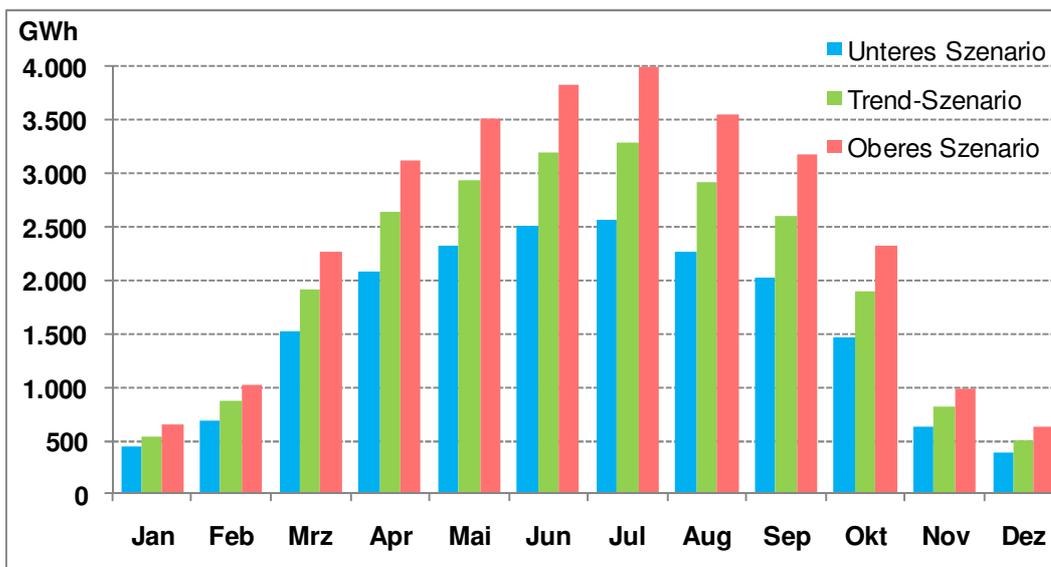


Abbildung 16 Stromerzeugung aus Photovoltaik 2012 in Deutschland nach Szenarien

Der typische Jahresverlauf der Solarstromerzeugung kommt in der Abbildung gut zum Ausdruck. Auch wenn der größte Teil der bis Ende 2012 erwarteten Leistung bereits Ende 2010 installiert war, so bleibt dennoch eine deutliche Spannweite zwischen den Szenarien. Die Stromproduktion des Jahres 2012 liegt im oberen Szenario um gut 53 % höher als im unteren Szenario.

8.3 Vermarktungsformen

8.3.1 Direktvermarktung über § 39 EEG

Eine Direktvermarktung von Solarstrom ohne Anwendung der Marktprämie hat bislang (2009 bis 2010) in sehr geringem Maße stattgefunden. Das Grünstromprivileg konnte dafür jedoch nicht genutzt werden, da auch der erhöhte Rentabilitäts-Schwellenwert des Jahres 2011 für diese Vermarktungsform weit unterhalb der Vergütungssätze für Photovoltaik lag. Für 2012 wird prognostiziert, dass keinerlei Direktvermarktung von PV-Strom über § 39 [EEG 2012] stattfindet, zumal der Rentabilitäts-Schwellenwert 2012 deutlich niedriger als 2011 liegt.

8.3.2 Nutzung der Marktprämie

Die Nutzung der Marktprämie kommt für Strom aus Photovoltaik grundsätzlich in Frage. Da die Betreiber der PV-Anlagen allerdings überwiegend privat und dezentral strukturiert sind, werden die meisten von diesen nicht von den Stromhändlern erreicht werden, die sich ein Anlagenportfolio für die Nutzung der Marktprämie zusammenstellen. Wie bereits in Kapitel 1.5 (Tabelle 2) dargestellt, wird für Freiflächenanlagen und Gebäudeanlagen ab 1 MW Größe ein Marktanteil von 5 % angenommen, der das Instrument der Marktprämie nutzt, während bei den übrigen Gebäudeanlagen lediglich 2 % erwartet werden. Die Prozentwerte beziehen sich jeweils auf die installierte Leistung und damit auch auf den Stromertrag je Marktsegment und gelten für alle Szenarien. Unterschiede zwischen den

Szenarien ergeben sich jedoch durch die zu Grunde liegende installierte Leistung und die jeweilige Einstrahlung. Zusammengenommen ergibt sich die in Tabelle 72 dargestellte Einschätzung.

Tabelle 72 *Vermarktung von Strommengen aus Photovoltaik über die Marktprämie nach Szenarien 2012 in Deutschland*

Szenario	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2012
Trend-Szenario [GWh]	14,3	22,7	50,4	69,4	77,8	85,4	86,1	76,3	68,4	49,9	21,3	13,5	635,5
Oberes Szenario [GWh]	15,8	25,2	55,7	76,8	86,1	94,4	95,2	84,4	75,7	55,2	23,5	14,9	702,7
Unteres Szenario [GWh]	12,2	19,5	43,1	59,4	66,6	73,0	73,6	65,2	58,5	42,7	18,2	11,5	543,4

8.3.3 Eigenverbrauch von Solarstrom

Die Regelung zur Eigenverbrauchsnutzung des § 33 Abs. 2 EEG wurde durch das [EEG 2012] annähernd unverändert fortgeführt. Konnte diese Regelung, die 2009 eingeführt und 2010 modifiziert worden war, zunächst nur bis Ende 2011 in Anspruch genommen werden, so ist dies nun bis Ende 2013 möglich.

Die vorliegenden Daten der Übertragungsnetzbetreiber bestätigen die Größenordnung der Inanspruchnahme, wie sie auch schon in [Reichmuth et al. 2011] abgeschätzt wurde. Demnach gab es Ende 2010 in Deutschland PV-Gebäudeanlagen mit einer Gesamtleistung von 424 MW, die technisch dafür ausgerüstet waren, die Eigenverbrauchsregelung zu nutzen (drei Stromzähler für Stromerzeugung, Stromentnahme aus dem Netz und Stromeinspeisung ins Netz). Die mittlere Größe dieser Anlagen lag bei 10,5 kW. Zwischen 23 % und 24 % des erzeugten Stroms dieser Anlagen wurde selbst verbraucht [ÜNB 2011a]. Die Gesamtmenge des Stroms, der vor Ort verbraucht und nicht eingespeist wurde, belief sich danach in Deutschland 2010 auf 46,0 GWh. Damit entfielen 2010 auf diese Form der Nutzung 0,4 % der gesamten Solarstromerzeugung in Deutschland. Da die Mehrzahl der entsprechend ausgerüsteten Anlagen jedoch erst 2010 in Betrieb genommen wurde, wird allein die Stromerzeugung aus den Ende 2010 bestehenden Anlagen 2011 bereits deutlich höher ausfallen.

Hinzu kommt der Strom aus Anlagen, die 2011 und 2012 für die Nutzung der Eigenverbrauchs-Option in Betrieb genommen wurden. Deren Leistung wurde wie folgt abgeschätzt:

- Grundsätzlich kommt die Inanspruchnahme der Eigenverbrauchsregelung für alle Gebäude-Anlagen bis 500 kW in Betracht. Innerhalb des Marktsegments der Gebäudeanlagen bis 1 MW machte diese Gruppe im Zeitraum Januar 2009 bis Mai 2011 92,6 % der installierten Leistung aus.

- Da die mittlere Anlagengröße der PV-Hausdachanlagen in den letzten Jahren stetig angestiegen ist, wird heute in den entsprechenden privaten PV-Anlagen in den meisten Fällen deutlich mehr Strom erzeugt als im Gebäude verbraucht wird. Dies ist – zusammen mit der Ungleichzeitigkeit von Verbrauch und Erzeugung – einer der Gründe, weshalb weniger als ein Viertel des erzeugten Stroms dieser Anlagen auch selbst verbraucht wurde. Da für die Zukunft bei der Anlagengröße noch keine Trendwende in Sicht ist, wurde für die Neuanlagen angenommen, dass diese rund 22 % des erzeugten Stroms auch selbst nutzen und den Rest in das Netz einspeisen.

Die entsprechenden Annahmen für die verschiedenen Marktsegmente, die zusammengekommen zu diesem Ergebnis führen, sind in Tabelle 73 dokumentiert. Der Anteil derer, die sich für die Option „Eigenverbrauch“ entscheiden, bezieht sich bei den einzelnen Investorengruppen auf die Grundgesamtheit geeigneter Gebäude (reine Lagerhallen und Scheunen ohne relevanten Verbrauch von Strom sind damit ausgenommen). Bei der Zusammenfassung für Deutschland bezieht sie sich auf die Grundgesamtheit des Gesamtmarktes der PV-Gebäudeanlagen bis 500 kW.

Im Ergebnis werden die PV-Anlagen mit Nutzung der Eigenverbrauchsoption im Trend-Szenario bis Ende 2012 auf eine Leistung von 3.398 MW anwachsen.

Im oberen Szenario ergibt sich für Ende 2012 eine Leistung der Eigenverbrauchsanlagen von 4.347 MW und im unteren Szenario von 2.585 MW.

Tabelle 73 Annahmen für die Nutzung der Eigenverbrauchsoption nach Investorengruppen (Leistungsangaben im Trend-Szenario)

Investorengruppe	Anteil der Gruppe am Gesamtmarkt (Gebäude bis 500 kW)	Anteil geeigneter Gebäude (mit Verbrauch)	darunter Anteil derer, die sich für die Option „Eigenverbrauch“ entscheiden	selbst genutzter Anteil des erzeugten Stroms
Ein- und Zweifamilienhäuser	30 %	100 %	60 %	19 %
Mehrfamilienhäuser	8 %	100 %	18 %	35 %
Öffentliche Gebäude	4 %	75 %	17 %	25 %
Landwirtschaftliche Betriebe	25 %	50 %	55 %	10 %
Gewerbe- und Industriebauten	33 %	60 %	45 %	36 %
Gewichtete Summe für Deutschland	100 %		36 %	22,3 %
2011 in Betrieb gehende Leistung [MW]	4.879		1.743	
2012 in Betrieb gehende Leistung [MW]	3.444		1.231	

Für die Stromerzeugung, die auf den Eigenverbrauch entfällt, ergeben sich für 2012 damit 572 GWh im Trend-Szenario, 785 GWh im oberen Szenario und 383 GWh im unteren

Szenario. Die im Vergleich zur Gesamtprognose überdurchschnittliche Spreizung zwischen den Szenarien ist darauf zurückzuführen, dass es – anders als beim Bestand der PV-Anlagen insgesamt – nur einen sehr kleinen Sockel von Bestandsanlagen gibt, so dass sich die Unterschiede beim Zubau 2011 und 2012 maßgeblich auf die Szenarien auswirken. Hinzu kommen die bereits dargestellten Unterschiede bei der jährlichen Einstrahlung.

8.3.4 Zusammenfassung

Die prozentuale Aufteilung der erzeugten Strommengen folgt in allen Szenarien dem gleichen Muster und ist in Abbildung 17 dargestellt.

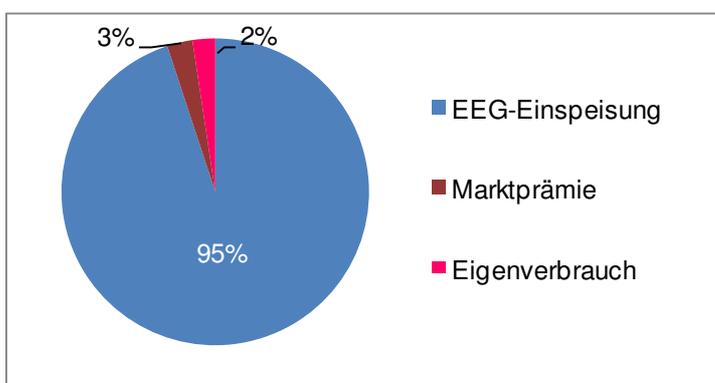


Abbildung 17 Vermarktungsformen des erzeugten Stroms aus Photovoltaik 2012

8.4 Vergütungszahlungen 2012

8.4.1 Vergütungssätze nach Marktsegmenten

Die Vergütungssätze wurden für die drei Marktsegmente separat berechnet. Von den ÜNB wurden je Inbetriebnahmejahrgang die Strommenge sowie die zugehörige Gesamtvergütung übermittelt. Weil die Vergütungssätze im Jahresverlauf 2010 nicht einheitlich waren, wurde zur Berechnung zukünftiger Vergütungen das Jahr 2009 als Bezugsgrundlage gewählt. Die Vergütungen des Jahres 2009 folgen dabei der Bestandszusammensetzung innerhalb der Segmente (Größenklassen bei Dachanlagen bzw. Gliederung zwischen Konversionsflächen und anderen Flächen bei den Freiflächenanlagen).

Unter der Annahme einer etwa konstanten Zusammensetzung der Inbetriebnahmejahrgänge wurde aus der mittleren Vergütung des Inbetriebnahmejahrgangs 2009 die mittlere Vergütung des Inbetriebnahmejahrgangs 2011 abgeleitet, indem die drei seither eingetretenen Degressionsstufen (Anfang 2010, Juli bzw. Oktober 2010 und Anfang 2011) mit den entsprechenden Abschlagsfaktoren einbezogen wurden. Die Vergütungshöhe hängt dabei gemäß der Regelungen des „atmenden Deckels“ (§ 20a [EEG 2012]) vom jeweiligen Zubau ab. Auf der Grundlage der in Kapitel 8.1 dargestellten Leistungsentwicklung führt dies in den drei Szenarien zu den in Tabelle 74 dargestellten mittleren Vergütungssätzen für 2011 und 2012.

Tabelle 74 Durchschnittliche Vergütung für Solarstrom in Deutschland nach Marktsegmenten und Szenarien

Vergütung anzuwenden auf Anlagen mit Neuinbetriebnahme...	Vergütung für Freiflächenanlagen [ct/kWh]	Vergütung für Gebäudeanlagen bis 1 MW [ct/kWh]	Vergütung für Gebäudeanlagen ab 1 MW [ct/kWh]
2011 (ganzjährig, alle 3 Szenarien)	21,59	28,41	22,26
2012, 1. Halbjahr (alle 3 Szenarien)	18,35	24,15	19,10
2012, 2. Halbjahr (Trend- und oberes Szenario)	15,60	20,53	16,24
2012, 2. Halbjahr (unteres Szenario)	17,25	22,69	17,95

Bei den mittleren Vergütungen für Gebäudeanlagen ab 1 MW ist berücksichtigt, dass die Leistungsanteile dieser Anlagen von bis zu 1 MW eine höhere Vergütung erhalten als die Leistungsanteile darüber.

Für das Jahr 2012 unterscheiden sich die Szenarien im ersten Halbjahr nicht, da der Zubau von Oktober 2010 bis September 2011 in allen Szenarien zwischen 4.500 und 5.500 MW liegt. Ab dem zweiten Halbjahr 2012 treten zwischen den Szenarien erste Unterschiede beim Vergütungssatz auf: Die Einschätzungen zur Leistungsentwicklung von Oktober 2011 bis April 2012 bewirken im Trend-Szenario sowie im oberen Szenario zum 01.07.2012 eine Degression von 15 %, im unteren Szenario von 6 %. Da der Zubau (v. a. im 4. Quartal 2011) bereits im Trend-Szenario die höchste mögliche Degression zum 01.07.2012 auslöst, ist im oberen Szenario keine weitere Steigerung mehr möglich.

8.4.2 Vergütung nach festen Einspeisetarifen

Ausgehend von den in Teilkapitel 8.2.5 dargestellten Strommengen, dem Anteil der festen Einspeisetarife gemäß Teilkapitel 8.3.4 sowie den in Teilkapitel 8.4.1 dargestellten Vergütungssätzen, wurden die Gesamtvergütungen für die festen Einspeisetarife nach EEG in den drei Szenarien errechnet.

Anschließend wurden von den zu fest vergüteten Tarifen eingespeisten Mengen die vermiedenen Netznutzungsentgelte abgezogen, wobei die spezifischen Werte der vermiedenen Netznutzungsentgelte je vergüteter Megawattstunde in allen Netzgebieten in der gleichen Höhe fortgeschrieben wurden, wie sie von den ÜNB für 2010 gemeldet wurden. Diese Berechnung erfolgte einzeln für die drei Marktsegmente (Freiflächenanlagen, Gebäudeanlagen bis 1 MW und Gebäudeanlagen ab 1 MW).

Nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich jeweils die gesamte Netto-Vergütungssumme für die Solarenergie-Marktsegmente als Differenz für alle Monate des Jahres 2012, wie sie in Teilkapitel 8.4.7 zusammenfassend für alle Szenarien dargestellt ist.

8.4.3 Marktprämienzahlungen in drei Szenarien

Zur Berechnung der zu zahlenden Marktprämien wurde zunächst die mittlere EEG-Vergütung für PV-Anlagen im Jahr 2012 ermittelt, die sich pro Marktsegment als bestandsgewichteter Mittelwert der Vergütungen von Bestandsanlagen (bis 31.12.2010), von Neubauanlagen des Jahrgangs 2011 und (mit halbem Gewicht) von Neubauanlagen des Jahrgangs 2012 ergibt.

Von dieser 2012 typischen EEG-Vergütung wurde zunächst der für den betreffenden Monat prognostizierte Grundlast-Strompreis – multipliziert mit dem Marktwertfaktor für Strom aus Solarenergie – abgezogen. Der Marktwertfaktor wurde von den ÜNB bereit gestellt und liegt im Jahr 2012 bei 1,046. Anschließend wurde die Management-Prämie von 12,- €/MWh addiert, die nach Anlage 4 zum [EEG 2012] für Strom aus Solarenergie zu zahlen ist. Damit ergab sich für jeden Monat eine feste spezifische Marktprämie, die anschließend mit den in Tabelle 72 ausgewiesenen Strommengen multipliziert wurde. Die Ergebnisse für alle Kalendermonate 2012 sind in Teilkapitel 8.4.5 in Tabelle 75 aufgeführt (bzw. für das obere und das untere Szenario in Tabelle 76 und Tabelle 77). Dabei ist zu berücksichtigen, dass es sich bei der Marktprämie um Summen handelt, die zum größten Teil auch im Rahmen des Systems der Festvergütung angefallen wären. Als Mehrkosten zählen nur die Anteile der Management-Prämie, die über die bei den ÜNB für das Management anfallenden Kosten hinaus gehen.

8.4.4 Eigenverbrauchsvergütungen

Die Vergütungen für den PV-Eigenverbrauch wurden für jedes Inbetriebnahmehalbjahr aus den zu diesem Zeitpunkt geltenden festen Einspeisetarifen für PV-Gebäudeanlagen bis 1 MW abgeleitet. Um eine mittlere Eigenverbrauchsvergütung für das Jahr 2012 zu erhalten, musste zunächst der mittlere EEG-Einspeisetarif für die zu diesem Zeitpunkt am Netz befindlichen Anlagen mit PV-Eigenverbrauchsregelung ermittelt werden. Da diese eine andere Verteilung als die Anlagen des Gesamtbestands aufweisen, wurde pro Szenario eine entsprechend bestandsgewichtete mittlere EEG-Vergütung für den Solarstrom ermittelt, der aus diesen Anlagen ins Netz eingespeist wurde. Die entsprechenden Zahlen sind in Teilkapitel 8.4.5 jeweils rechts in den Tabellen enthalten.

8.4.5 Zusammenfassung nach Szenarien

Für jedes der drei Szenarien wird nachfolgend tabellarisch dargestellt, welche umlagerelevanten Zahlungen sich für Strom aus Solarenergie in Deutschland ergeben – dies sind

- zum ersten die Festvergütungen nach Berücksichtigung des Abzugs der ebenfalls dargestellten vermiedenen Netznutzungsentgelte,
- zum zweiten die Marktprämien, die für Strom gezahlt wird, der nicht durch die Übertragungsnetzbetreiber, sondern durch Stromhändler über die EEX vermarktet wird und
- zum dritten die Eigenverbrauchsvergütungen für selbst verbrauchten Solarstrom.

Beim Vergleich der Spalten „Netto-EEG-Festvergütung“ und „zu zahlende Marktprämie“ ist zu beachten, dass die Festvergütungen vor der Berechnung der Umlage noch um den

durch die ÜNB erzielten Verkaufswert gemindert werden, für Marktprämien und Eigenverbrauchsvergütungen fallen dagegen keine Verkaufserlöse bei den ÜNB an.

Alle finanziellen Eckwerte für die Vergütung des Solarstroms 2012 in Deutschland sind in Tabelle 75 bis Tabelle 77 monatsweise zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 75 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Photovoltaik 2012 in Deutschland im Trend-Szenario

Monat	Strom mit EEG-Festvergütung [GWh]	vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]	Netto-EEG-Festvergütung [Mio. Euro]	Zu zahlende Marktprämien [Mio. Euro]	Zu zahlende Eigenverbr.-Vergütung [Mio. Euro]
Januar	520,0	2,6	197,7	4,3	1,5
Februar	826,0	4,1	312,4	6,8	2,4
März	1.818,0	9,1	685,3	15,3	5,5
April	2.499,7	12,6	936,5	21,5	7,7
Mai	2.788,4	13,9	1.038,9	24,3	9,0
Juni	3.025,1	15,1	1.117,8	26,2	10,3
Juli	3.118,5	15,5	1.128,6	26,5	8,5
August	2.762,8	13,8	995,3	23,8	7,6
September	2.467,3	12,4	884,6	21,1	6,9
Oktober	1.792,5	9,0	638,8	15,1	5,2
November	764,4	3,8	270,7	6,3	2,3
Dezember	482,1	2,4	169,4	4,1	1,5
Jahr 2012	22.864,8	114,2	8.376,0	195,2	68,3

Tabelle 76 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Photovoltaik 2012 in Deutschland im oberen Szenario

Monat	Strom mit EEG-Festvergütung [GWh]	vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]	Netto-EEG-Festvergütung [Mio. Euro]	Zu zahlende Marktprämien [Mio. Euro]	Zu zahlende Eigenverbr.-Vergütung [Mio. Euro]
Januar	610,5	3,0	227,8	4,6	1,9
Februar	973,1	4,9	360,7	7,3	3,1
März	2.147,1	10,7	792,4	16,4	7,0
April	2.965,2	14,9	1.085,8	23,1	10,0
Mai	3.323,9	16,6	1.208,0	26,2	11,7
Juni	3.629,0	18,1	1.304,8	28,2	13,7
Juli	3.778,6	18,8	1.322,1	28,5	10,7
August	3.356,7	16,8	1.167,8	25,6	9,6
September	3.005,3	15,1	1.039,4	22,7	8,8
Oktober	2.191,1	11,0	752,0	16,2	6,6
November	938,6	4,6	319,5	6,8	2,9
Dezember	594,9	2,9	200,5	4,4	1,9
Jahr 2012	27.514,1	137,4	9.780,6	209,9	88,0

Tabelle 77 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Photovoltaik 2012 in Deutschland im unteren Szenario

Monat	Strom mit EEG-Festvergütung [GWh]	vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]	Netto-EEG-Festvergütung [Mio. Euro]	Zu zahlende Marktprämien [Mio. Euro]	Zu zahlende Eigenverbr.-Vergütung [Mio. Euro]
Januar	417,1	2,1	162,0	3,8	1,1
Februar	660,9	3,3	255,5	6,0	1,7
März	1.451,6	7,3	559,8	13,5	3,9
April	1.988,7	10,0	763,4	18,9	5,5
Mai	2.209,5	11,0	844,9	21,4	6,3
Juni	2.384,4	11,9	906,2	23,1	7,2
Juli	2.437,5	12,2	915,6	23,4	6,3
August	2.154,5	10,8	806,8	21,0	5,6
September	1.919,9	9,6	716,5	18,6	5,1
Oktober	1.390,5	7,0	516,8	13,3	3,8
November	590,6	2,9	218,7	5,6	1,6
Dezember	370,9	1,8	136,6	3,6	1,1
Jahr 2012	17.976,1	89,9	6.802,7	172,2	49,2

9 ZUSAMMENFASSENDE GESAMTBETRACHTUNG

9.1 Leistungsentwicklung aller EEG-Anlagen bis Ende 2012

Die Entwicklung der installierten Leistung aller Anlagen, deren Strom Anspruch auf Vergütung nach dem EEG hat, ist für den Zeitraum seit 2002 in Abbildung 18 dargestellt und um die Prognosen für das Trend-Szenario der Jahre 2011 und 2012 ergänzt.

Grundlage der Ist-Daten sind die Datenmeldungen der Übertragungsnetzbetreiber [ÜNB 2011a], in denen allerdings keine Angaben zum Anlagenrückbau enthalten sind. Damit stellen die Vergangenheitswerte eine Untergrenze dar, da es insbesondere bei der Wasserkraft und auch bei der Windenergie bereits ältere Anlagen gab, die zurückgebaut und teilweise durch neue Anlagen ersetzt wurden.

Die Angaben zu den einzelnen Energieträgern sind in den Kapiteln 2 bis 8 näher begründet. Insgesamt wird 2011 und 2012 bei fast allen Energieträgern ein weiterer Anstieg erwartet, insbesondere bei Photovoltaik und Windenergie, lediglich der Bereich der Deponie-, Klär- und Grubengase entwickelt sich im Trend-Szenario leicht rückläufig.

Im Vergleich zur Vorjahresprognose zeigt sich, dass die Leistung bei Photovoltaik und Windenergie 2010 etwas langsamer angewachsen ist als vorhergesehen. Dennoch wird für die Entwicklung der Photovoltaik weiterhin ein schnellerer Verlauf prognostiziert als es der Zielkorridor der Bundesregierung im nationalen Aktionsplan [BRD 2010] mit einem jährlichen Zubau von 3.500 MW für die kommenden Jahre vorsieht.

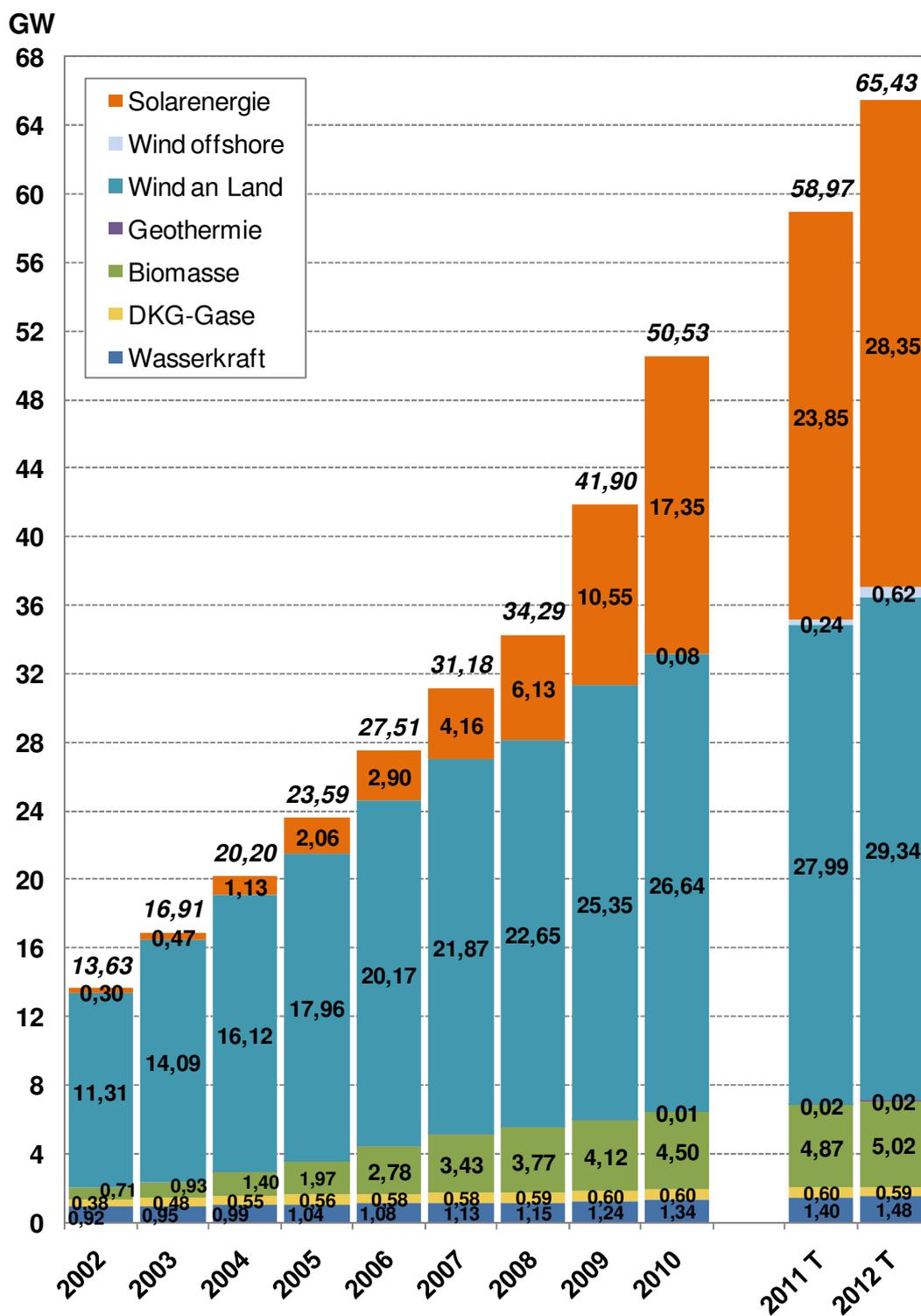


Abbildung 18 Entwicklung der Leistung der EEG-Anlagen nach Energieträgern bis 2012 im Trend-Szenario (T = Trend-Szenario)

9.2 Stromerzeugung aller EEG-Energieträger bis 2012

Die nachfolgende zusammenfassende Darstellung der Stromerzeugung 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 erneuerbaren Energien (z. B. bei Klärgas, Grubengas oder Wasserkraft). Da dieser nicht meldepflichtig ist, ist er in den Berechnungen generell nicht mit berücksichtigt. Enthalten sind jedoch alle gemeldeten Mengen unabhängig von der Art ihrer Vermarktung, d. h. sowohl der direkt über das EEG vergütete als auch der (über § 39 oder über die Marktprämie) direkt vermarktete oder – bei PV-Eigenverbrauch – selbst genutzte Anteil des Stroms aus Solarenergie. Zusammenfassend ergibt sich im Trend-Szenario die in Abbildung 19 dargestellte Entwicklung.

Der sprunghaft wirkende Anstieg bei der Windenergie zwischen 2010 und 2011 beruht auf der Tatsache, dass 2009 und 2010 jeweils Schwachwindjahre waren, d. h. die vorhandenen Anlagen erbrachten in diesen Jahren einen unterdurchschnittlichen Ertrag. Für die Jahre ab 2011 wird jedoch mit den Jahreserträgen des langjährigen Mittels für alle Energieträger gerechnet, d. h. die Prognose hätte auch dann zu einer Steigerung der Stromerzeugung geführt, wenn keine neuen Windenergieanlagen zugebaut worden wären.

TWh

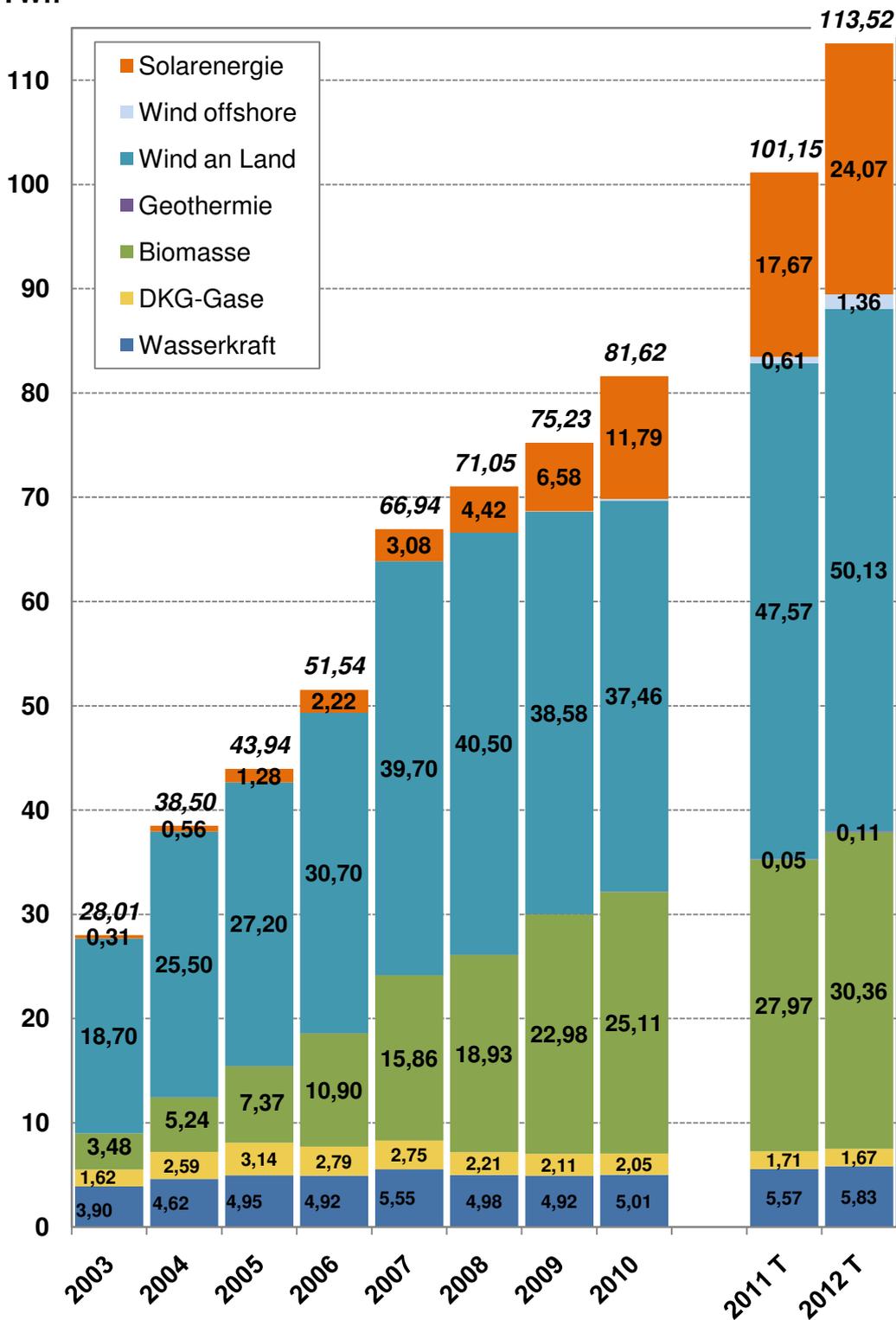


Abbildung 19 Entwicklung der Stromerzeugung der EEG-Anlagen nach Energieträgern bis 2012 im Trend-Szenario (einschl. Direktvermarktung, T = Trend-Szenario)

9.3 Vergütungszahlungen 2012

Die prognostizierten Vergütungszahlungen des Jahres 2012 sind nicht mehr unmittelbar mit den Vergütungszahlungen der Vorjahre vergleichbar, da die unterschiedlichen Formen der Stromvermarktung nebeneinander existieren.

In Abbildung 20 sind die Vergütungszahlungen nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte dargestellt, die für feste Einspeisetarife nach dem EEG zu zahlen sind.

Die Einspeisevergütung über feste Einspeisetarife dominiert in Deutschland zwar weiterhin, daneben gehen aber auch Vergütungszahlungen für den PV-Eigenverbrauch sowie die zu zahlenden Marktprämien in die Vergütung ein.

Die Vergütungen, die über eine Direktvermarktung nach dem Grünstromprivileg gemäß § 39 [EEG 2012] gezahlt werden, gehen dagegen nicht in die Wälzungssumme ein, da hier die Kosten direkt von den Kunden getragen werden. Der Wälzungsmechanismus des EEG wird durch diesen Mechanismus lediglich indirekt über fehlende Energiemengen der preisgünstigen EEG-Energieträger und über einen geringeren Stromabsatz nicht-privilegierter Letztverbraucher beeinflusst.

Zieht man von den Vergütungszahlungen für feste Einspeisetarife die Erlöse ab, die sich für die betreffenden Strommengen prognostisch an der EEX ergeben, verbleiben die differenzkostenwirksamen Bestandteile dieser Festvergütungen. Diese können dann auch mit den Marktprämien und PV-Eigenverbrauchsvergütungen verglichen werden, bei denen Vermarktungserlöse auf Seiten der ÜNB systembedingt nicht anfallen.

Eine Ermittlung der Börsenerlöse ist für die prognostizierten Strommengen möglich, indem diese Mengen mit dem im jeweiligen Monat prognostizierten Börsenstrompreis [ÜNB 2011c] sowie dem von den ÜNB bereit gestellten Marktwertfaktor für das jeweilige Kalenderjahr multipliziert werden.

Werden die drei unmittelbar umlagewirksamen Komponenten nebeneinander gestellt (Abbildung 21), so wird deutlich, dass unbeschadet vom Abzug der Börsenerlöse die Festvergütungen bei den meisten Energieträgern noch bei weitem dominieren, insbesondere bei der Photovoltaik, was auch den bereits in Tabelle 2 dargestellten Annahmen zur Nutzung der Marktprämie für 2012 entspricht.

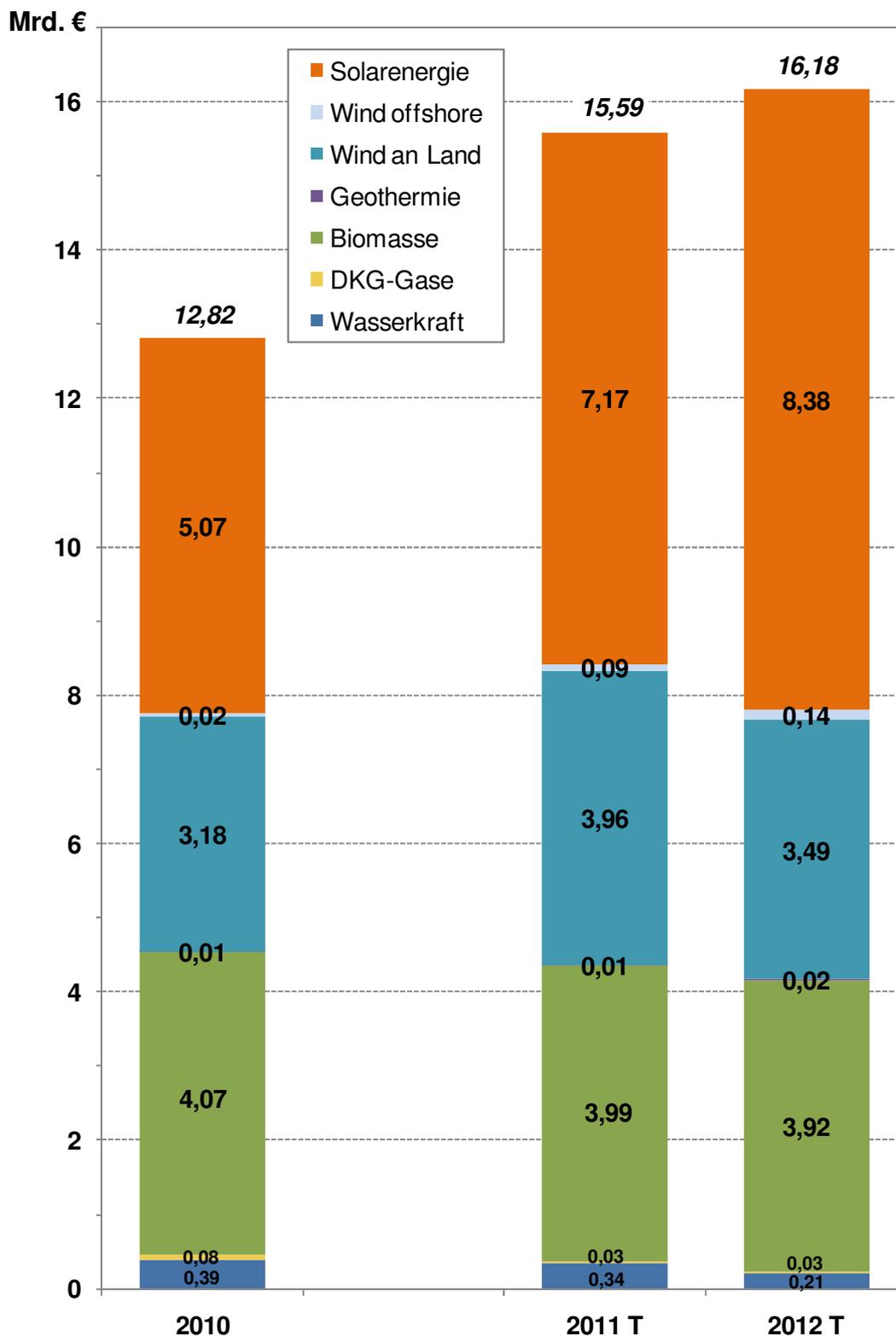


Abbildung 20 Vergütungszahlungen für feste Einspeisetarife nach Abzug vermiedener Netznutzungsentgelte im Trend-Szenario 2012

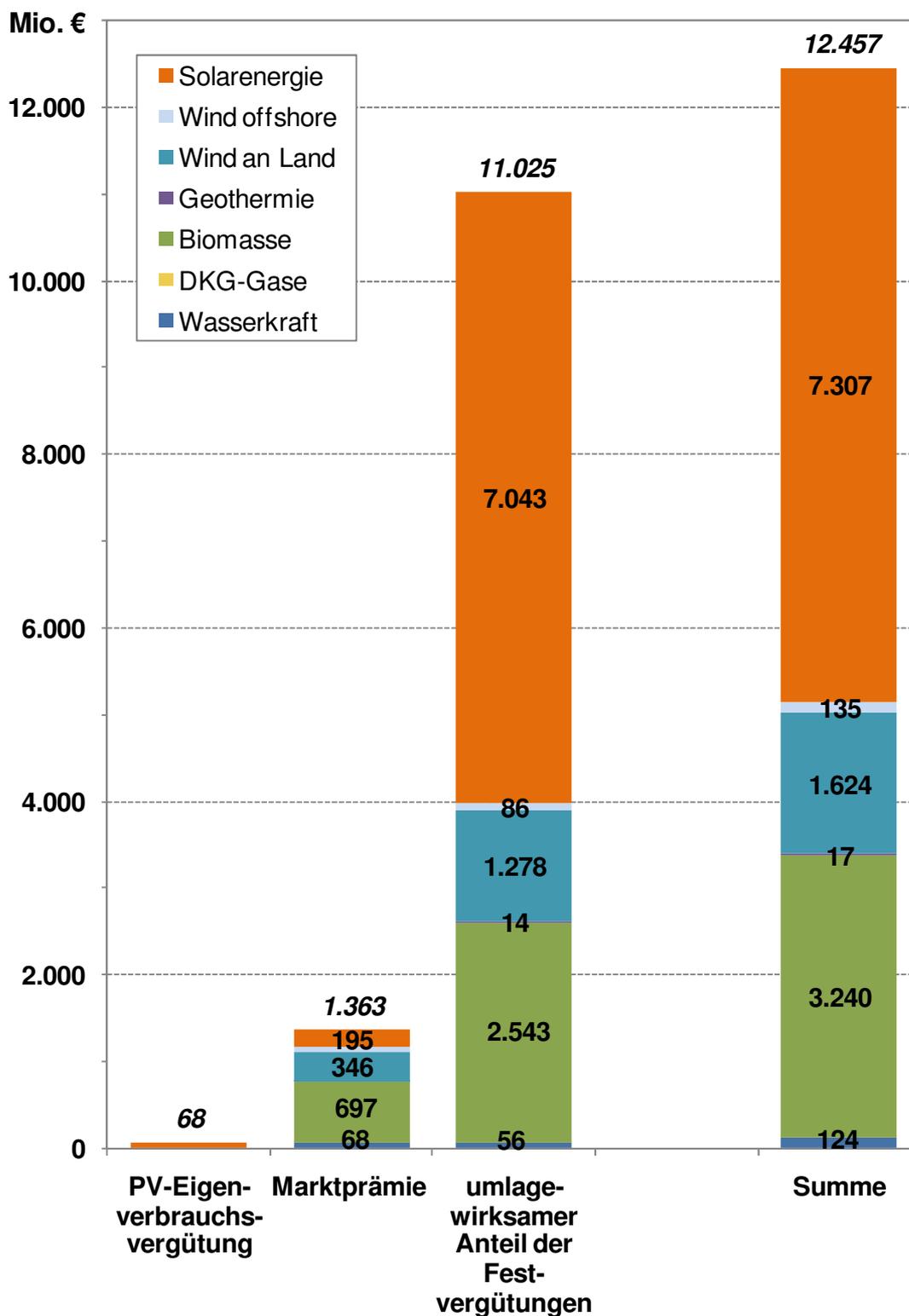


Abbildung 21 Umlagewirksame Zahlungen in verschiedenen Vermarktungsformen nach Abzug möglicher Börsenerlöse im Trend-Szenario 2012

LITERATUR- UND REFERENZVERZEICHNIS

- Anderer 2011** Anderer, P.; Massmann, E., Ingenieurbüro Floecksmühle: Genutztes und zusätzliches ausbaubares Wasserkraftpotenzial in den deutschen Bundesländern. Auftrag der Leipziger Institut für Energie GmbH, Aachen, 10.08.2011.
- BDB 2011** Keiler, J (Ingenieur-Werkstatt Energietechnik): Betreiber-Datenbasis – Datenlieferung Stand 12/2010; Rade; 14.02.2011.
- BEE 2009** Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. (BEE): Strom-Ausbauprognose 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** 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.
- BMU 2011a** Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht) gemäß § 65 EEG. BMU-Entwurfssfassung, 187 S., Berlin, 03.05.2011.
- BMU 2011b** Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Hintergrundinformationen zum Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bis 2020, Im Internet unter: http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hintergrund_ausbau_ee_bf.pdf, letzter Zugriff am 2.09.2011.
- BNetzA 2011** Bundesnetzagentur (Hrsg.): Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen, Datenmeldungen: Dateien „Meldungen Januar bis September 2009“, „Meldungen Oktober bis Dezember 2009“, „Meldungen Januar bis Mai 2010“, „Meldungen Juni bis September 2010“, „Meldungen Oktober bis Dezember 2010“, „Meldungen Januar bis Mai 2011“. Stand: 21.07.2011. Im Internet unter: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/VerguetungssaetzePVAnlagen/VerguetungssaetzePhotovoltaik_Basepage.html?nn=135464, letzter Zugriff am 12.09.2011

- 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.
- BSH 2011** Bundesanstalt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH, Hrsg.): Genehmigung von Offshore Windenergieparks. Im Internet unter: <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/index.jsp> letzter Zugriff am 2.09.2011.
- BWE 2011** Schroth, Georg; Bundesverband Windenergie e.V.: Persönliche Auskunft, Berlin, 24.08.2011.
- DBFZ 2011** Deutsches BiomasseForschungsZentrum (DBFZ): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Zwischenbericht. Leipzig. März 2011.
- Dehmer 2011** Dehmer, M., EnBW Kraftwerke AG: Persönliche Auskunft, Stuttgart, 05.08.2011.
- DENA 2010** Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.): dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025, S.76 ff. Berlin, November 2010
- Detering 2011** Detering, M., RWE Innogy GmbH: Persönliche Auskunft, Essen, 08.08.2011.
- DEWI 2011a** Ender, C., DEWI: Windenergie in Deutschland – Aufstellungszahlen für das erste Halbjahr 2011, Wilhelmshaven, 30.06.2011.
- DEWI 2011b** Neddermann, B., DEWI: Persönliche Auskunft, Oldenburg, 5.08.2011.
- EAG EE 2011** Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien - EAG EE) vom 12.04.2011 BGBl. I S. 619 (Nr. 17), Berlin, April 2011.
- EEG 2009** Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), in Kraft seit 01.01.2009. Berlin, Oktober 2008.
- EEG 2012** Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG). Konsolidierte (unverbindliche) Fassung des Gesetzestextes in der ab 1. Januar 2012 geltenden Fassung. Grundlage: Entwurf der Bundesregierung vom 6. Juni 2011 – BT-Drucks. 17/6071 und Beschluss des Deutschen Bundestages vom 30. Juni 2011 – BT-Drucks. 17/6363. Berlin, Juni 2011.
- Ernst 2011** Ernst, P, Naturstrom Rheinland-Pfalz GmbH: Persönliche Auskunft, Koblenz, 13.07.2011.

- FAZ 2011** FAZ (Hrsg.): Windbranche leidet unter der Flaute, Frankfurt, 28.07.2011.
- Funke 2011** Hr. Funke, Erdwärmekraft GbR, persönliche Auskunft, Neustadt-Glewe, 08.2011.
- FV Biogas 2011** Fachverband Biogas e. V.: Biogasbranchenzahlen 2010. Im Internet unter http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen, letzter Zugriff 15.08.2011
- Gille 2011** Gille, Denny: Offshore-Ausbau: Politik ist gefragt, In: Erneuerbare Energien S. 12, Hannover 2011.
- Heindl 2011** Heindl Server GmbH (Hrsg.): SolarServer – das Internetportal zur Sonnenenergie. Darin Solar-Nachrichten, im Internet unter <http://www.solarserver.de/solar-magazin/nachrichten.html>, letzter Zugriff 12.09.2011
- Horbelt 2011** Horbelt, A., Fachverband Biogas e.V.: Persönliche Auskunft, Freising, 03.08.2011.
- Huber 2011** Daniela Huber, Geothermie Unterhaching, persönliche Auskunft, Unterhaching, 08.2011.
- Hummel 2011** Hummel, O., Naturstrom AG: Grünstromprivileg nach § 37 Abs. 1 S.2 EEG. Vortrag auf der Konferenz: Eineinhalb Jahre EEG-Strom an der Börse, Berlin, 12.07.2011.
- IE 2006** Institut für Energetik und Umwelt gGmbH / Prognos AG: 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. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Leipzig, November 2006.
- IE 2007** Institut für Energetik und Umwelt gGmbH: Detailanalyse zur EEG-Stromeinspeisung und EEG-Prognose 2008. Studie im Auftrag des VDN und der vier Übertragungsnetzbetreiber, Leipzig, Dezember 2007.
- IE 2009** Leipziger Institut für Energie GmbH (IE Leipzig): Jahresprognose EEG-Einspeisung zur Bestimmung der EEG-Umlage 2010. Studie im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber. Leipzig, September 2009.
- IE 2010** Leipziger Institut für Energie GmbH (IE Leipzig): Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken für die Kalenderjahre 2011 bis 2015. Studie im Auftrag der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Leipzig, 09.11.2010.

- IHS 2011** NN (IHS iSupply): Photovoltaik-Marktforschung: Weltweite Zubauzahlen steigen im zweiten Halbjahr, doch die Umsätze mit Modulen stagnieren. Meldung vom 05.08.2011. Quelle: IHS iSupply, Hrsg.: solarserver.de © Heindl Server GmbH, Im Internet unter <http://www.solarserver.de/solar-magazin/nachrichten/aktuelles/2011/kw31/photovoltaik-marktforschung-weltweite-zubauzahlen-steigen-im-zweiten-halbjahr-doch-die-umsaetze-mit-modulen-stagnieren.html>, letzter Zugriff am 08.08.2011.
- ISSET 2009** Datenlieferung Regelzonenscharfe monatliche Kapazitätsfaktoren Wind, Kassel, Juli 2009
- IWES 2011** Rohrig, Dr. Kurt.; Frauenhofer IWES: Persönliche Auskunft, Kassel, 1.08.2011.
- Keiffenheim 2011** Keiffenheim, M., Greenpeace Energy eG: Persönliche Auskunft, Berlin, 01.08.2011.
- Klusmann 2011** Klusmann, B., Bundesverband Erneuerbare Energien: Persönliche Auskunft, Berlin, 13.07.2011.
- Kolpatzik 2011** Kolpatzik, C., Weserkraftwerk Bremen GmbH & Co. KG: Persönliche Auskunft, Bremen, 05.08.2011.
- Köpke 2011a** Köpke, R.: Ein schlechter Tausch. In: Energie und Management, 13-14/11, S.13. Herrsching, 15.07.2011.
- Köpke 2011b** Köpke, R.: Das (Ausbau-) Tempo zieht an. In: Energie&Management, 11/11, S. 9-11, Herrsching, 1.06.2011.
- KPMG 2011** KPMG AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (Hrsg.): Offshore-Wind-Potenziale für die deutsche Schiffbauindustrie, o.O, 2011.
- Lerch 2011** Christian Lerch, geo-x GmbH, persönliche Auskunft, Landau, 08.2011.
- Loppe 2011** Loppe. T., NaturStromHandel GmbH: Persönliche Auskunft, Düsseldorf, 13.07.2011.
- Mack 2011** Mack, M., Solar Engineering Decker & Mack GmbH: Persönliche Auskunft, Hannover, 02.08.2011.
- May 2011** May, Hanne: KfW-Programm für Offshore endlich da. In: neue energie Juli 2011, S. 69, Berlin, 2011.
- Meyenborg 2011** Meyenborg, J., BNetzA: Persönliche Auskunft, Bonn, August 2011.
- Obersiebrasse 2011** Obersiebrasse, N., Wasserkraftanlagen: Persönliche Auskunft, Warburg, 11.08.2011
- Orschler 2011** Orschler, C., E.ON Wasserkraft GmbH: Persönliche Auskunft, Landshut, 05.08.2011.

- Pilgram 2011** Pilgram, T., Clean Energy Sourcing GmbH: Persönliche Auskunft, Leipzig, 14.07.2011.
- Reichmuth et al. 2011** Reichmuth, M. et al. (IE Leipzig), Kelm, T. et al. (ZSW), Braun, M. et al. (Fraunhofer IWES), Günnewig, D. et al. (Bosch & Partner), Puhe, H. (SOKO): Vorbereitung und Begleitung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG im Auftrag des BMU; Vorhaben II c Solare Strahlungsenergie. Endbericht, 397 S., Leipzig, Juni 2011.
- Rensberg 2011** Rensberg, N., Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH: Persönliche Auskunft, Leipzig, 03.08.2011.
- Richter 2011** Richter, S., Ingenieurgesellschaft für Wasserkraftanlagen Richter mbH: Persönliche Auskunft, Wohlsborn, 08.08.2011.
- Riecke 2011** Riecke, W. (Deutscher Wetterdienst): Sonneneinstrahlung 2010 in Deutschland: Im achten Jahr hintereinander mit positiver Abweichung vom langjährigen Mittel. In: Photon, März 2011, S. 168. Aachen, März 2011.
- Schöningh 2011** Schöningh, J., Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke und Arbeitsgemeinschaft der Wasserkraftwerke Niedersachsen und Schleswig-Holstein: Persönliche Auskunft, Bielefeld, 16.08.2011.
- Sensfuß 2011a** Sensfuß, F., Fraunhofer ISI: Direktvermarktung: Gleitende Marktprämie. Vortrag auf der Konferenz: Eineinhalb Jahre EEG-Strom an der Börse, Berlin, 12.07.2011.
- Sensfuß 2011b** Sensfuß, F., Fraunhofer ISI: Persönliche Auskunft, Berlin, 01.08.2011.
- Sensfuß/Ragwitz 2011** Sensfuß, F., Ragwitz, M., Fraunhofer ISI: Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung. Beitrag zur IEWT 2011 (7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien), Wien, Februar 2011.
- Siemer 2011a** Siemer, J.: Die Ein-Euro-Grenze fällt. In: Photon Profi, 07/2011, S.66-69. Aachen, Juli 2011.
- Siemer 2011b** Siemer J., Photon Europe GmbH: Persönliche Auskunft, Aachen, 08.08.2011.
- SFV 2011** Solar-Förderverein Deutschland (Hrsg.): bundesweite Ertragsdatenbanken auf Grundlage freiwilliger Meldungen. Übersichten zu PV-Anlagen mit selbst zusammengestellten Eigenschaften. Im Internet unter: www.pv-ertraege.de, letzter Zugriff am 21.09.2011.
- Sobek/Santjer 2001** Sobek, L.-H., Santjer, F.: Lastflussanalyse für Offshore-Windparks mit HGÜ-Netzanbindung, DEWI Magazin Nr. 18, S. 6-14. Wilhelmshaven, Februar 2001.

- Tepper 2011** Tepper, M., Bundesverband Solarwirtschaft: Persönliche Auskunft, Berlin, 15.08.2011.
- TUHH 2011** Sebastian Janczik, Martin Kaltschmitt, Technische Universität Hamburg-Harburg, Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft, Statusreport 2011: Nutzung der Tiefen Geothermie, Hamburg, 06/07.2011.
- ÜNB 2009a** EnBW Transportnetze AG, RWE Transportnetz Strom GmbH, transpower stromübertragungs gmbh, Vattenfall Europe Transmission GmbH (ÜNB): EEG-Mittelfristprognose: Entwicklungen 2000 bis 2015. Berlin, Mai 2009.
- ÜNB 2009b** Übertragungsnetzbetreiber: Datenlieferungen der vier Übertragungsnetzbetreiber vom August 2009 zur installierten Leistung und zur Stromerzeugung von EEG-Anlagen zum Datenstand 31.12.2008. Bayreuth, Dortmund, Berlin, Stuttgart, August 2009.
- ÜNB 2010** 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 2011a** Übertragungsnetzbetreiber: Datenlieferungen der vier Übertragungsnetzbetreiber vom Juli 2011 zur installierten Leistung und zur Stromerzeugung sowie deren Vergütung von EEG-Anlagen zum Datenstand 31.12.2010. Dortmund, Bayreuth, Berlin, Stuttgart, Juli 2011.
- ÜNB 2011b** 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, EnBW Transportnetze AG, TenneT TSO GmbH (Hrsg.): Informationen zur Direktvermarktung nach § 17 EEG, letzte Aktualisierung 24.08.2011. Im Internet unter: http://www.eeg-kwk.net/de/file/Direktvermarktung2011_Stand20110824.pdf, letzter Zugriff am 31.08.2011.
- ÜNB 2011c** Übertragungsnetzbetreiber: Mitteilung über die stündlichen und monatlichen EEX-Preise für den Zeitraum Januar 2012 bis Dezember 2016 mit Stand vom 01.08.2011. Persönliche Mitteilung, Dortmund, 02.08.2011.
- Uphoff 2011** Uphoff, H., Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke: Persönliche Auskunft, Berlin, 10.08.2011.
- Vogel 2011** Vogel, T., Solarworld AG: Persönliche Auskunft, Bonn, 05.08.2011.
- Warren/Podewils 2011** Warren, C.; Podewils, C.: Im Sturzflug. In: Photon Profi, 07/2011, S.34-35. Aachen, Juli 2011.



- Werum 2011** Werum, J., in.power GmbH: Persönliche Auskunft, Mainz, 15.07.2011.
- WFG 2011** Thorsten Weinmann, Wirtschaftsforum Geothermie: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG, Vorhaben IIb (Geothermie), Augsburg, 06.2011.
- Willig 2011** Willig, F.: Wipfelstürmer, In: Erneuerbare Energien S. 30, Hannover 2011.
- Witt 2011** Witt, J., Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH: Persönliche Auskunft, Leipzig, 26.07.2011.
- Zimmermann 2011a** Zimmermann, J.-R.: Keine Chance für kleine Fische. In: Neue Energie, 06/2011, S. 36-41. Berlin, Juni 2011.
- Zimmermann 2011b** Zimmermann, J.-R.: Hürdenläufer, Neue Energie, 07/2011. S. 46 ff. Berlin Juli 2011.

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 AG, Energie-Börse in Leipzig
EnBW TNG	Energie Baden-Württemberg Transportnetzgesellschaft mbH
EVU	Energieversorgungsunternehmen
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)
PV	Photovoltaik
SDL-Bonus	Systemdienstleistungs-Bonus
TWh	Terawattstunden (1000 GWh)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber (50HzT, Amprion, EnBW TNG, TenneT)
WEA	Windenergieanlage(n)

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1	EEX-Preise für Grundlast- und Spitzenlaststrom 2012 nach Monaten [ÜNB 2011c]	5
Abbildung 2	Stromerzeugung aus EEG-Wasserkraft 2012 in Deutschland nach Szenarien.....	16
Abbildung 3	Vermarktungsformen des erzeugten Stroms aus EEG-Wasserkraft 2012 in Deutschland (Anteile bezogen auf die Strommenge)	19
Abbildung 4	Stromeinspeisung aus Klär-, Deponie- und Grubengas 2012 in Deutschland nach Szenarien.....	30
Abbildung 5	Vermarktungsformen des erzeugten Stroms aus Deponie-, Klär- und Grubengas 2012 in Deutschland (Anteile bezogen auf die Strommenge)	32
Abbildung 6	Anteile der biogenen Energieträger an der installierten Leistung.....	37
Abbildung 7	Stromerzeugung aus Biomasse 2012 in Deutschland nach Szenarien.....	42
Abbildung 8	Vermarktungsformen des erzeugten Stroms aus Biomasse 2012 in Deutschland (Anteile bezogen auf die Strommenge)	44
Abbildung 9	Strommengen aus Geothermie 2012 in Deutschland nach Szenarien.....	52
Abbildung 10	Vermarktungsformen des erzeugten Stroms aus Geothermie 2012 in Deutschland (Anteile bezogen auf die Strommengen)	54
Abbildung 11	Strommengen aus Windenergie an Land 2012 in Deutschland nach Szenarien.....	65
Abbildung 12	Vermarktungsformen des erzeugten Stroms aus Windenergie an Land 2012	68
Abbildung 13	Darstellung der monatlichen Zubauverteilung für den Zubau von Offshore-Windenergie in Deutschland.....	75
Abbildung 14	Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie 2012 in Deutschland nach Szenarien.....	79
Abbildung 15	Strommengenanteile aus Offshore-Windenergie nach Vermarktungsformen im Trend-Szenario 2012	80
Abbildung 16	Stromerzeugung aus Photovoltaik 2012 in Deutschland nach Szenarien.....	91
Abbildung 17	Vermarktungsformen des erzeugten Stroms aus Photovoltaik 2012	94
Abbildung 18	Entwicklung der Leistung der EEG-Anlagen nach Energieträgern bis 2012 im Trend-Szenario (T = Trend-Szenario).....	100
Abbildung 19	Entwicklung der Stromerzeugung der EEG-Anlagen nach Energieträgern bis 2012 im Trend-Szenario (einschl. Direktvermarktung, T = Trend-Szenario).....	102
Abbildung 20	Vergütungszahlungen für feste Einspeisetarife nach Abzug vermiedener Netznutzungsentgelte im Trend-Szenario 2012	104
Abbildung 21	Umlagewirksame Zahlungen in verschiedenen Vermarktungsformen nach Abzug möglicher Börsenerlöse im Trend-Szenario 2012	105

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1	Schwellenwerte für die Rentabilität der Direktvermarktung nach § 39 EEG	6
Tabelle 2	Ausnutzung der Marktprämie in unterschiedlichen EEG-Kategorien 2012	10
Tabelle 3	Bisherige Entwicklung der EEG-Wasserkraft in Deutschland	11
Tabelle 4	Leistungsentwicklung der EEG-Wasserkraft in Deutschland nach Szenarien	13
Tabelle 5	Trend-Szenario der Stromerzeugung aus EEG-Wasserkraft 2012 in Deutschland	15
Tabelle 6	Oberes Szenario der Stromerzeugung aus EEG-Wasserkraft 2012 in Deutschland	15
Tabelle 7	Unteres Szenario der Stromerzeugung aus EEG-Wasserkraft 2012 in Deutschland	16
Tabelle 8	Direktvermarktung von Strommengen aus EEG-Wasserkraft gemäß § 39 EEG nach Szenarien im Jahr 2012 in Deutschland	18
Tabelle 9	Vermarktung von Strommengen aus EEG-Wasserkraft über die Marktprämie 2012 nach Szenarien in Deutschland	18
Tabelle 10	Vergütungs- und Prämienzahlungen für EEG-Wasserkraft 2012 in Deutschland im Trend-Szenario	21
Tabelle 11	Vergütungs- und Prämienzahlungen für EEG-Wasserkraft 2012 in Deutschland im oberen Szenario	22
Tabelle 12	Vergütungs- und Prämienzahlungen für EEG-Wasserkraft 2012 in Deutschland im unteren Szenario	22
Tabelle 13	Bisherige Entwicklung der Deponie-, Klär- und Grubengase in Deutschland	23
Tabelle 14	Leistungsentwicklung der Deponie-, Klär- und Grubengasanlagen in Deutschland nach Szenarien	26
Tabelle 15	Leistungsentwicklung der Deponiegasanlagen in Deutschland nach Szenarien	26
Tabelle 16	Leistungsentwicklung der Klärgasanlagen in Deutschland nach Szenarien	27
Tabelle 17	Leistungsentwicklung der Grubengasanlagen in Deutschland nach Szenarien	27
Tabelle 18	Trend-Szenario der Stromerzeugung aus Deponie-, Klär und Grubengas 2012 in Deutschland	29
Tabelle 19	Oberes-Szenario der Stromerzeugung aus Deponie-, Klär und Grubengas 2012 in Deutschland	29
Tabelle 20	Unteres Szenario der Stromerzeugung aus Deponie-, Klär und Grubengas 2012 in Deutschland	30
Tabelle 21	Direktvermarktung von Strommengen aus Deponie-, Klär- und Grubengas gemäß § 39 EEG im Jahr 2012 nach Szenarien in Deutschland	31
Tabelle 22	Vermarktung von Strommengen aus Deponie-, Klär – und Grubengas über die Marktprämie 2012 nach Szenarien in Deutschland	32
Tabelle 23	Vergütungs- und Prämienzahlungen für Deponie-, Klär und Grubengas 2012 in Deutschland im Trend-Szenario	34
Tabelle 24	Vergütungs- und Prämienzahlungen für Deponie-, Klär- und Grubengas 2012 in Deutschland im oberen Szenario	35

Tabelle 25	Vergütungs- und Prämienzahlungen für Deponie-, Klär- und Grubengas 2012 in Deutschland im unteren Szenario.....	35
Tabelle 26	Bisherige Entwicklung der Biomasse in Deutschland.....	36
Tabelle 27	Leistungsentwicklung der Biomasse in Deutschland nach Szenarien.....	39
Tabelle 28	Mittlere Vollbenutzungsstunden für Biomasseanlagen im Trend-Szenario.....	40
Tabelle 29	Trend-Szenario der Stromerzeugung aus Biomasse 2012 in Deutschland.....	40
Tabelle 30	Oberes Szenario der Stromerzeugung aus Biomasse 2012 in Deutschland.....	41
Tabelle 31	Unteres Szenario der Stromerzeugung aus Biomasse 2012 in Deutschland.....	41
Tabelle 32	Direktvermarktung von Strommengen aus Biomasse 2012 gemäß § 39 EEG nach Szenarien im Jahr 2012 in Deutschland.....	43
Tabelle 33	Vermarktung von Strommengen aus Biomasse über die Marktprämie 2012 nach Szenarien in Deutschland.....	44
Tabelle 34	Vergütungs- und Prämienzahlungen für Biomasse 2012 in Deutschland im Trend-Szenario.....	46
Tabelle 35	Vergütungs- und Prämienzahlungen für Biomasse 2012 in Deutschland im oberen Szenario.....	47
Tabelle 36	Vergütungs- und Prämienzahlungen für Biomasse 2012 in Deutschland im unteren Szenario.....	47
Tabelle 37	Bisherige Entwicklung der Geothermie in Deutschland.....	48
Tabelle 38	Leistungsentwicklung der Geothermie in Deutschland nach Szenarien.....	49
Tabelle 39	Trend-Szenario der Stromerzeugung aus Geothermie 2012 in Deutschland.....	51
Tabelle 40	Oberes-Szenario der Stromerzeugung aus Geothermie 2012 in Deutschland.....	51
Tabelle 41	Unteres Szenario der Stromerzeugung aus Geothermie 2012 in Deutschland.....	52
Tabelle 42	Prognose von Strommengen aus Geothermie 2012 durch Nutzung der Marktprämie nach Szenarien in Deutschland.....	53
Tabelle 43	Vergütungs- und Prämienzahlungen für Geothermie 2012 in Deutschland im Trend-Szenario.....	56
Tabelle 44	Vergütungs- und Prämienzahlungen für Geothermie 2012 in Deutschland im oberen Szenario.....	56
Tabelle 45	Vergütungs- und Prämienzahlungen für Geothermie 2012 in Deutschland im unteren Szenario.....	57
Tabelle 46	Bisherige Entwicklung der Windenergie an Land in Deutschland.....	58
Tabelle 47	Leistungsentwicklung der Windenergie an Land in Deutschland nach Szenarien.....	61
Tabelle 48	Zubauverteilung für Windenergie an Land.....	62
Tabelle 49	Trend-Szenario der Stromerzeugung aus Windenergie an Land 2012 in Deutschland.....	64
Tabelle 50	Oberes Szenario der Stromerzeugung aus Windenergie an Land 2012 in Deutschland.....	64
Tabelle 51	Unteres Szenario der Stromerzeugung aus Windenergie an Land 2012 in Deutschland.....	65
Tabelle 52	Direktvermarktung von Strommengen aus Windenergie an Land gemäß § 39 EEG nach Szenarien 2012 in Deutschland.....	67

Tabelle 53	Vermarktung von Strommengen aus Windenergie an Land über die Marktprämie 2012 nach Szenarien in Deutschland.....	67
Tabelle 54	Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie an Land 2012 in Deutschland im Trend-Szenario	70
Tabelle 55	Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie an Land 2012 in Deutschland im oberen Szenario.....	70
Tabelle 56	Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie an Land 2012 in Deutschland im unteren Szenario.....	71
Tabelle 57	Bisherige Entwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland	72
Tabelle 58	Leistungsentwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland nach Szenarien.....	75
Tabelle 59	Trend-Szenario der Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie 2012 in Deutschland	77
Tabelle 60	Oberes-Szenario der Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie 2012 in Deutschland	78
Tabelle 61	Unteres Szenario der Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie 2012 in Deutschland	78
Tabelle 62	Vermarktung von Strommengen aus Offshore-Windenergie über die Marktprämie 2012 nach Szenarien in Deutschland.....	80
Tabelle 63	Vergütungs- und Prämienzahlungen für Offshore-Windenergie 2012 in Deutschland im Trend-Szenario	82
Tabelle 64	Vergütungs- und Prämienzahlungen für Offshore-Windenergie 2012 in Deutschland im oberen Szenario.....	83
Tabelle 65	Vergütungs- und Prämienzahlungen für Offshore-Windenergie 2012 in Deutschland im unteren Szenario.....	83
Tabelle 66	Bisherige Entwicklung der Photovoltaik in Deutschland.....	84
Tabelle 67	Leistungsentwicklung der Photovoltaik in Deutschland nach Szenarien.....	86
Tabelle 68	Vollbenutzungsstunden 2011 und 2012 der Photovoltaik nach Szenarien und Marktsegmenten.....	89
Tabelle 69	Trend-Szenario der Stromerzeugung aus Photovoltaik 2012 in Deutschland	89
Tabelle 70	Oberes Szenario der Stromerzeugung aus Photovoltaik 2012 in Deutschland	90
Tabelle 71	Unteres Szenario der Stromerzeugung aus Photovoltaik 2012 in Deutschland	90
Tabelle 72	Vermarktung von Strommengen aus Photovoltaik über die Marktprämie nach Szenarien 2012 in Deutschland.....	92
Tabelle 73	Annahmen für die Nutzung der Eigenverbrauchsoption nach Investorengruppen (Leistungsangaben im Trend-Szenario)	93
Tabelle 75	Vergütungs- und Prämienzahlungen für Photovoltaik 2012 in Deutschland im Trend-Szenario	97
Tabelle 76	Vergütungs- und Prämienzahlungen für Photovoltaik 2012 in Deutschland im oberen Szenario.....	98
Tabelle 77	Vergütungs- und Prämienzahlungen für Photovoltaik 2012 in Deutschland im unteren Szenario	98