



Endbericht

Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken bis 2016

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





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

28.10.2011

INHALTSVERZEICHNIS

1	EINLEITUNG UND METHODIK.....	1
1.1	<i>Ziel des Berichts</i>	1
1.2	<i>Jährliche 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.....	5
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 bis 2016</i>	12
2.2.1	Prognose der Leistungsentwicklung in drei Szenarien	12
2.2.2	Prognose der Vollbenutzungsstunden in drei Szenarien	15
2.2.3	Prognose der Stromerzeugung in drei Szenarien.....	16
2.3	<i>Vermarktungsformen</i>	17
2.3.1	Direktvermarktung über § 39 EEG.....	18
2.3.2	Nutzung der Marktprämie.....	19
2.3.3	Zusammenfassung.....	19
2.4	<i>Vergütungszahlungen bis 2016</i>	20
2.4.1	Vergütung nach festen Einspeisetarifen	20
2.4.2	Marktprämienzahlungen in drei Szenarien.....	21
2.4.3	Zusammenfassung nach Szenarien	22
3	DEPONIE-, KLÄR- UND GRUBENGAS (§§ 24 BIS 26 EEG).....	24
3.1	<i>Entwicklung bis 2010</i>	24
3.2	<i>Mengenprognose bis 2016</i>	25
3.2.1	Prognose der Leistungsentwicklung in drei Szenarien	25
3.2.2	Prognose der Vollbenutzungsstunden in drei Szenarien	29
3.2.3	Prognose der Stromerzeugung in drei Szenarien.....	29
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 bis 2016</i>	33
3.4.1	Vergütung nach festen Einspeisetarifen	33
3.4.2	Marktprämienzahlungen in drei Szenarien.....	34
3.4.3	Zusammenfassung nach Szenarien	34
4	BIOMASSE (§ 27 EEG).....	36
4.1	<i>Entwicklung bis 2010</i>	36
4.2	<i>Mengenprognose bis 2016</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 bis 2016</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	GEOTHERMIE (§ 28 EEG).....	48
5.1	<i>Entwicklung bis 2010</i>	48
5.2	<i>Mengenprognose bis 2016</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>	52
5.3.1	Direktvermarktung über § 39 EEG.....	52
5.3.2	Nutzung der Marktprämie.....	52
5.3.3	Zusammenfassung.....	53
5.4	<i>Vergütungszahlungen bis 2016</i>	53
5.4.1	Vergütung nach festen Einspeisetarifen	53
5.4.2	Marktprämienzahlungen in drei Szenarien.....	54
5.4.3	Zusammenfassung nach Szenarien	55
6	WINDENERGIE AN LAND (§ 29 UND § 30 EEG).....	57
6.1	<i>Entwicklung bis 2010</i>	57
6.2	<i>Mengenprognose bis 2016</i>	57
6.2.1	Prognose der Leistungsentwicklung in drei Szenarien	57
6.2.2	Prognose der Vollbenutzungsstunden in drei Szenarien	62
6.2.3	Prognose der Stromerzeugung in drei Szenarien.....	63
6.3	<i>Vermarktungsformen bis 2016</i>	65
6.3.1	Direktvermarktung über § 39 EEG.....	65
6.3.2	Nutzung der Marktprämie.....	66
6.3.3	Zusammenfassung.....	67
6.4	<i>Vergütungszahlungen bis 2016</i>	67
6.4.1	Vergütung nach festen Einspeisetarifen	67
6.4.2	Marktprämienzahlungen in drei Szenarien.....	68
6.4.3	Zusammenfassung nach Szenarien	69
7	OFFSHORE-WINDENERGIE (§ 31 EEG).....	70
7.1	<i>Entwicklung bis 2010</i>	70
7.2	<i>Mengenprognose bis 2016</i>	70
7.2.1	Prognose der Leistungsentwicklung in drei Szenarien	70
7.2.2	Prognose der Vollbenutzungsstunden in drei Szenarien	73
7.2.3	Prognose der Stromerzeugung in drei Szenarien.....	74
7.3	<i>Vermarktungsformen bis 2016</i>	76

7.3.1	Direktvermarktung über § 39 EEG.....	76
7.3.2	Nutzung der Marktprämie.....	76
7.3.3	Zusammenfassung.....	77
7.4	<i>Vergütungszahlungen bis 2016</i>	77
7.4.1	Vergütung nach festen Einspeisetarifen	77
7.4.2	Marktprämienzahlungen in drei Szenarien.....	78
7.4.3	Zusammenfassung nach Szenarien	78
8	PHOTOVOLTAIK (§ 32 UND § 33 EEG).....	80
8.1	<i>Entwicklung bis 2010</i>	80
8.2	<i>Mengenprognose bis 2016</i>	81
8.2.1	Prognose der Leistungsentwicklung in drei Szenarien	81
8.2.2	Differenzierung der Leistungsentwicklung nach Marktsegmenten	84
8.2.3	Prognose der Vollbenutzungsstunden in drei Szenarien	85
8.2.4	Differenzierung der Vollbenutzungsstunden nach Marktsegmenten	85
8.2.5	Prognose der Stromerzeugung in drei Szenarien.....	86
8.3	<i>Vermarktungsformen</i>	88
8.3.1	Direktvermarktung über § 39 EEG.....	88
8.3.2	Nutzung der Marktprämie.....	88
8.3.3	Eigenverbrauch von Solarstrom	89
8.3.4	Zusammenfassung.....	91
8.4	<i>Vergütungszahlungen bis 2016</i>	92
8.4.1	Vergütungssätze nach Marktsegmenten.....	92
8.4.2	Vergütung nach festen Einspeisetarifen	93
8.4.3	Marktprämienzahlungen in drei Szenarien.....	93
8.4.4	Eigenverbrauchsvergütungen.....	94
8.4.5	Zusammenfassung nach Szenarien	95
9	ZUSAMMENFASSENDE GESAMTBETRACHTUNG.....	96
9.1	<i>Leistungsentwicklung aller EEG-Anlagen bis 2016</i>	96
9.2	<i>Stromerzeugung aller EEG-Energieträger bis 2016</i>	98
9.3	<i>Vergütungs- und Prämienzahlungen bis 2016</i>	100
	LITERATUR- UND REFERENZVERZEICHNIS	103
	ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS.....	110
	ABBILDUNGSVERZEICHNIS	111
	TABELLENVERZEICHNIS	112

1 EINLEITUNG UND METHODIK

1.1 Ziel des Berichts

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) veröffentlichen eine jährliche Prognose zur Strom-einspeisung aus erneuerbaren Energien, aus denen jährlich die EEG-Umlage abgeleitet wird, sowie jährlich eine Mittelfristprognose. Die bisherigen Prognosen sind im Internet dokumentiert, die letzte Jahresprognose wurde am 14.10.2011 veröffentlicht und enthält für 2010 und 2011 bereits Teilergebnisse der hiermit vorgelegten Untersuchung [IE 2011].

§ 3 AusglMechAV verpflichtet die ÜNB zudem, die realistische Bandbreite der EEG-Umlage des übernächsten Jahres – in diesem Fall des Jahres 2013 – zu prognostizieren, sowie eine Prognose für die folgenden fünf Kalenderjahre – in diesem Fall bis zum Jahr 2016 – zu erstellen. Zur Umsetzung dieser Verpflichtung haben die deutschen Übertragungsnetzbetreiber die Durchführung der Prognose ausgeschrieben und an das Leipziger Institut für Energie sowie die Prognos AG (bzgl. der Verbrauchsprognose) vergeben. Gegenstand sind die Prognosen zur installierten Leistung und zur Stromeinspeisung je Energieträger sowie die Berechnung der damit verbundenen Zahlungen (Festvergütungen, PV-Eigenverbrauchszahlungen sowie Marktprämien) und die quantitative Abschätzung der Strommengen, die aufgrund der Direktvermarktung unter Nutzung des § 39 [EEG 2012] nicht über das EEG vergütet werden. Allen Prognosen liegt das im Sommer 2011 verabschiedete novellierte und ab 01.01.2012 anzuwendende neue EEG zu Grunde.

Die nachfolgenden sieben Kapitel beziehen sich auf jeweils einen Energieträger bzw. eine Gruppe von Energieträgern (Deponiegas, Klärgas und Grubengas). Diese Struktur entspricht auch derjenigen aus der Jahresprognose 2012 [IE 2011].

1.2 Jährliche 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 zunächst 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. Aufgrund der mit zunehmender zeitlicher Entfernung wachsenden Unsicherheit der Prognose werden – anders als in der Jahresprognose – im Rahmen der Mittelfristprognose keine Monatswerte, sondern nur Jahresergebnisse dargestellt.

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 die prognostizierten Jahre bis 2016.

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. Die Einschätzungen stellen dabei den Erkenntnisstand von Anfang September 2011 dar. Für das Jahr 2012 decken sie sich mit den Werten der Jahresprognose vom 26.09.2011 [IE 2011].

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. Im Fall der Photovoltaik führen diese Entwicklungen auch zu unterschiedlichen Vergütungssätzen zukünftiger Inbetriebnahmejahrgänge („atmender Deckel“ nach § 20 a [EEG 2012]), die hier ebenfalls in allen Szenarien berücksichtigt werden.

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 Stomhändler 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 bisher 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 voraussichtlich 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, unter Umständen auch mittels davon abgetrennter Teil- oder Tochterunternehmen [Hummel 2011]. Bei niedrig vergüteten Anlagen kommt auch ein unmittelbarer Vertrieb über die Börse in Betracht, wenn die Strom-Großhandelspreise hoch genug sind. Dieser wird jedoch eine Randerscheinung bleiben und daher hier nicht gesondert quantifiziert.

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.

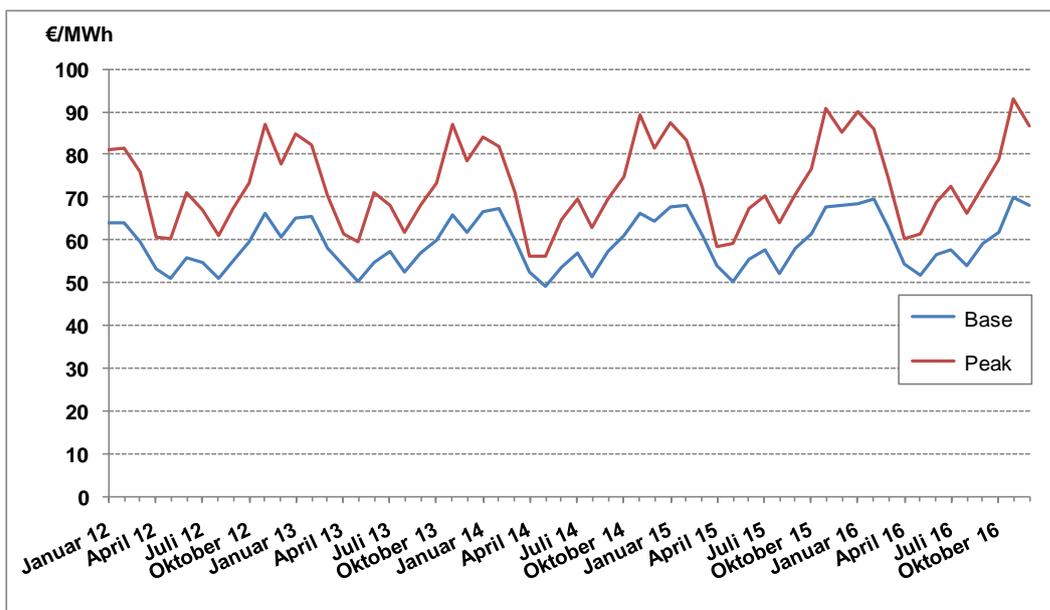


Abbildung 1 EEX-Preise für Grundlast- und Spitzenlaststrom bis 2016 nach Monaten [ÜNB 2011c]

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 („base“) dienen. Saisonbereinigt zeigt der Preistrend eine leichte Aufwärtsbewegung bis zum Jahresende 2016. Die unterjährigen Schwankungen mit einem Maximum im Herbst und Winter sowie zwei Minima im Frühjahr und im August beeinflussen die Preiskurve jedoch deutlich stärker.

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 (vgl. Ausführungen in Teilkapitel 1.3.2). 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 über das EEG mit maximal 6,25 ct/kWh (Mai 2014) bis 7,71 ct/kWh (November 2016) vergütet worden wäre (vgl. Tabelle 1). im Jahresmittel liegen die Rentabilitätsschwellen zwischen 6,86 ct/kWh (2012) und 7,09 ct/kWh (2016). In Abhängigkeit vom Grundlaststrompreis der Börse verändert sich diese Schwelle monatlich sowie von Jahr zu Jahr. Sofern die EEG-Umlage bis 2016 höher als 2 ct/kWh bleibt, beeinflusst diese den Schwellenwert dagegen – anders als bis 2011 – nicht mehr.

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
2013	7,36	7,38	6,87	6,58	6,31	6,64	6,81	6,47	6,80	6,98	7,40	7,12
2014	7,46	7,51	6,99	6,48	6,25	6,55	6,78	6,40	6,82	7,06	7,44	7,30
2015	7,54	7,56	7,07	6,57	6,33	6,68	6,83	6,44	6,87	7,10	7,53	7,56
2016	7,58	7,67	7,21	6,62	6,43	6,75	6,83	6,58	6,95	7,13	7,71	7,58

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 Prognosezeitraumes verglichen. Daraus ergaben sich Potenziale für diese Form der Vermarktung bei Wasserkraft (monatsweise schwankend), bei Klär-, Deponie- und Grubengasen (monatsweise schwankend), bei Biomasse (gleichbleibend, aber nur für einen sehr kleinen Teil der betriebenen Anlagen) sowie bei Onshore-Windenergie (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 bis Ende 2016 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 erkennbar größer als z. B. 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.
- Die Marktdurchdringung steigt in allen Segmenten in den kommenden Jahren noch an, weil bis dahin erste Erfahrungen gesammelt sein werden und die Stromhändler bestrebt sind, niedrigere Managementprämien über größere Portfolios auszugleichen.

Im Ergebnis wurden die in Tabelle 2 dokumentierten Annahmen getroffen. Die kursiv gesetzte Prozentzahl in jeder Jahrgangsspalte stellt die Annahme des IE dar, die sich auf die nach Abzug der über § 39 verbleibenden Reststrommenge bezieht, links daneben steht zum Vergleich jeweils die Einschätzung aus [Sensfuß/Ragwitz 2011], die auf die gesamte Stromerzeugung bezogen ist.

Tabelle 2 Ausnutzung der Marktprämie in unterschiedlichen EEG-Kategorien

Energieträger	Maximalanteil an der gesamten Erzeugung nach [Sensfuß/Ragwitz 2011] („S.R.“) sowie (kursiv) IE-Annahme zum Anteil an der nicht über § 39 vermarkteten Erzeugung („IE“)									
	2012		2013		2014		2015		2016	
Quelle	S.R.	IE	S.R.	IE	S.R.	IE	S.R.	IE	S.R.	IE
Wasserkraft	90%	45%	95%	47,5%	100%	50%	100%	50%	100%	50%
Deponiegas	90%	30%	95%	35%	100%	40%	100%	45%	100%	50%
Klärgas	90%	30%	95%	35%	100%	40%	100%	45%	100%	50%
Grubengas	90%	45%	95%	47,5%	100%	50%	100%	50%	100%	50%
Biomasse	90%	20%	95%	25%	100%	30%	100%	35%	100%	35%
Geothermie	90%	15%	95%	20%	100%	25%	100%	30%	100%	35%
Wind onshore ohne Repowering	40%	15%	60%	25%	80%	35%	100%	45%	100%	50%
Wind onshore Repowering	40%	20%	60%	30%	80%	40%	100%	50%	100%	50%
Windenergie Offshore	100%	30%	100%	35%	100%	40%	100%	45%	100%	50%
PV-Freiflächenanlagen	10%	5%	15%	7,5%	20%	10%	25%	12,5%	25%	15%
PV-Gebäude-Anlagen bis 1 MW	10%	2%	15%	3%	20%	4%	25%	5%	25%	5%
PV-Gebäude-Anlagen ab 1 MW	10%	5%	15%	7,5%	20%	10%	25%	12,5%	25%	15%

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 werden in den folgenden Kapiteln je Energieträger und Szenario dargestellt.

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 bis 2016

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 der Jahre 2012 bis 2016 wurde daher eine Grundeinschätzung für die weitere Entwicklung der Wasserkraft von Anlagen mit maximal 2 MW vorgenommen. Sechs größere Einzelprojekte von mehr als 2 MW Leistung, deren Inbetriebnahme zwischen Ende 2011 und 2016 absehbar ist, 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 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.

Während auf diese Weise das Grundniveau des jährlichen Zubaus (ohne größere Einzelprojekte) im Trend-Szenario 2012 von 50 MW auf 57 MW ansteigt, sinkt es 2013 wieder auf 51 MW ab. Bis 2016 steigt es wieder langsam bis auf 53 MW an.

Im Rahmen der Grundeinschätzung wurde auch 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 bis 2016 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 Faktoren 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 verschiedenen Landesbehörden 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 geringeren Zubau aus, der von jährlich 20 MW (2012) auf 31 MW (2016) nur langsam gesteigert wird. Dagegen prognostiziert der Bundesverband Erneuerbare Energien für alle Jahre bis 2016 einen Kapazitätsausbau um 150 MW pro Jahr [BEE 2009].

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

Dabei wird allein im unteren Szenario eine ab 2012 jährlich nachlassende Zubauentwicklung prognostiziert, die eintritt, wenn in den Bundesländern zusätzliche wasser- und naturschutzrechtliche Hürden den Ausbau der Wasserkraft bremsen. Das obere Szenario weicht vom Trend-Szenario weniger stark ab, da eine Beschleunigung der planmäßig erwarteten Entwicklung weniger stark ausfallen kann als eine Verzögerung.

Für die Einzelprojekte ab 2 MW wurden jeweils pro Szenario unterschiedliche Inbetriebnahmemonate angenommen, dabei wurde im oberen Szenario jeweils ein rascher, im Trendszenario ein planmäßiger und im unteren Szenario ein verzögerter Fortschritt bei der Umsetzung berücksichtigt.

Tabelle 4 Leistungsentwicklung der EEG-Wasserkraft in Deutschland bis 2016 nach Szenarien in MW

Szenario	Bezugsjahr	2010 (Ist)	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Trend- Szenario	neu installierte Leistung [MW]	99,6	60	76	57	54	56	55
	darunter durch größere Einzelprojekte [MW]	50	10	19	6	3	4	2
	Leistung zum Jahresende [MW]	1.344	1.404	1.480	1.537	1.591	1.647	1.702
Oberes Szenario	neu installierte Leistung [MW]	99,6	70	90	65	65	67	68
	darunter durch größere Einzelprojekte [MW]	50	10	19	9	4	2	0
	Leistung zum Jahresende [MW]	1.344	1.414	1.504	1.569	1.634	1.701	1.769
Unteres Szenario	neu installierte Leistung [MW]	99,6	40	55	52	35	34	33
	darunter durch größere Einzelprojekte [MW]	50	0	10	19	6	3	4
	Leistung zum Jahresende [MW]	1.344	1.384	1.439	1.491	1.526	1.560	1.593

Neben der unterschiedlichen Grundeinschätzung zur Zubaugeschwindigkeit bei der kleinen Wasserkraft mit Projekten unter 2 MW Größe ergibt sich für die bekannten größeren Projekte (ab 2 MW) in den Szenarien folgendes Bild: Im oberen Szenario sind alle Projekte bis Ende 2015 abgeschlossen, im Trend-Szenario bis Ende 2016 und im unteren Szenario verzögert sich das letzte der bekannten Projekte über 2016 hinaus.

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 alle Jahre von 2011 bis 2016 damit in Deutschland 4.102 Vollbenutzungsstunden für ganzjährig betriebene Wasserkraftanlagen erwartet.

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 sind die jährlichen Eckwerte für jedes Szenario dargestellt. Graphisch wird die Entwicklung der Stromerzeugung in allen drei Szenarien in Abbildung 2 gegenübergestellt.

Tabelle 5 Prognose der Stromerzeugung aus EEG-Wasserkraft in Deutschland bis 2016 nach Szenarien

Szenario	Jahr	Leistung zum Jahresende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Trend-Szenario	2012	1.480	4.102	5.830
	2013	1.537	4.102	6.138
	2014	1.591	4.102	6.374
	2015	1.647	4.102	6.589
	2016	1.702	4.102	6.821
Oberes Szenario	2012	1.504	4.715	6.775
	2013	1.569	4.715	7.184
	2014	1.634	4.715	7.482
	2015	1.701	4.715	7.795
	2016	1.769	4.715	8.113
Unteres Szenario	2012	1.439	3.507	4.930
	2013	1.491	3.507	5.138
	2014	1.526	3.507	5.272
	2015	1.560	3.507	5.392
	2016	1.593	3.507	5.502

Insgesamt zeigt sich somit in allen Szenarien eine steigende Tendenz über die Jahre, wobei der Einfluss der klimatisch bedingten Jahresabflussmengen auf die tatsächliche Stromeinspeisung höher ist als derjenige des Zubaus. So sinkt die Stromerzeugung 2011 und 2012 in Abbildung 2 zunächst noch unter das Niveau des Jahres 2010, weil jeweils von abflussschwachen Jahren ausgegangen wird, ein Rückbau findet in keinem Szenario statt.

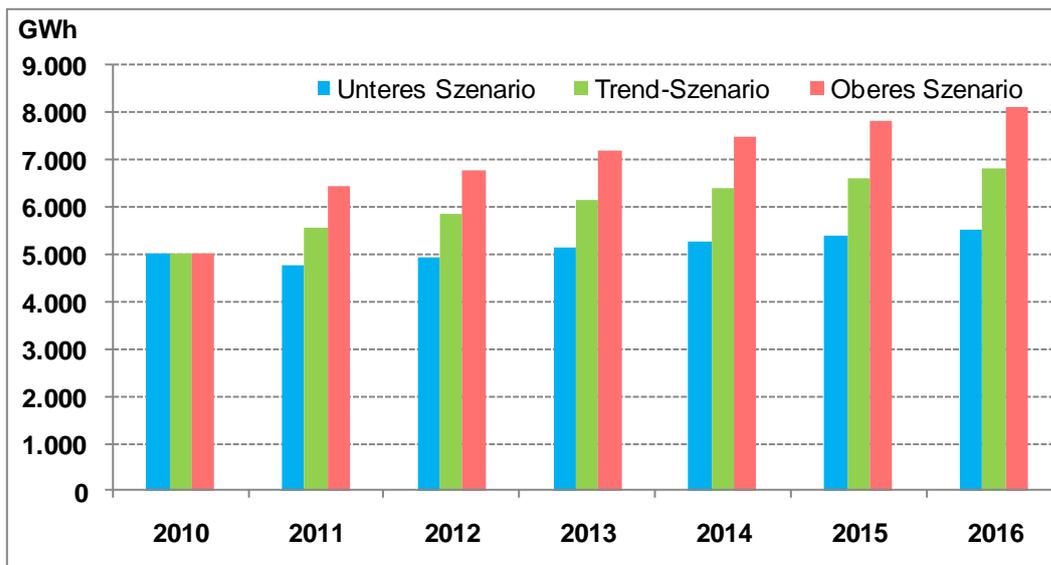


Abbildung 2 Stromerzeugung aus EEG-Wasserkraft in Deutschland nach Szenarien

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 und September 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 den meisten Kalendermonaten aller betrachteten Jahre so hoch, dass diese Direktvermarktung lukrativer ist als die Inanspruchnahme einer festen Einspeisevergütung. Lediglich im Frühjahr und im Sommer werden in jedem Kalenderjahr für zwei bis vier Monate 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, für 2013 für 30 % und in den Folgejahren für je einen Prozentpunkt mehr pro Jahr, d. h. bis 2016 werden 33 % Ausschöpfung erreicht. Bei dieser Schätzung der Ausschöpfungsquote wurden sowohl die Entwicklungen der übrigen Energieträger und Gesamtmengen im System des § 39 EEG als auch die allgemeine Marktdurchdringung (zunehmend mehr Erfahrungen mit dem neuen System) so gut wie möglich berücksichtigt.

Die Ergebnisse sind für alle Szenarien in Tabelle 6 dargestellt.

Damit zeigt sich für alle Szenarien ein leicht ansteigender Trend, der jedoch in allen Jahren durch Ertragsschwankungen und Schwankungen der Strompreise im Jahreslauf überlagert wird.

Tabelle 6 *Direktvermarktung von Strommengen aus EEG-Wasserkraft gemäß § 39 EEG nach Szenarien in Deutschland bis 2016*

Szenario	2012	2013	2014	2015	2016
Trend-Szenario [GWh]	1.006	1.226	1.282	1.346	1.548
Oberes Szenario [GWh]	1.163	1.463	1.484	1.552	1.780
Unteres Szenario [GWh]	859	1.081	1.099	1.150	1.320

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 % (2012) bis 50 % (ab 2014) 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 die Betreiber eines Anteils von über 40 % der installierten Leistung bereits im Jahr 2011 ihren Strom zeitweise über eine andere Form der Direktvermarktung auf den Markt brachten. Andererseits wird es im Bereich der Kleinwasserkraft mit zahlreichen 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 7 für alle Szenarien dargestellt.

Tabelle 7 *Vermarktung von Strommengen aus EEG-Wasserkraft über die Marktprämie in Deutschland bis 2016 nach Szenarien*

Szenario	2012	2013	2014	2015	2016
Trend-Szenario [GWh]	2.182	2.342	2.555	2.630	2.645
Oberes Szenario [GWh]	2.540	2.729	3.011	3.133	3.179
Unteres Szenario [GWh]	1.839	1.934	2.092	2.126	2.096

2.3.3 Zusammenfassung

Die Entwicklung der prozentualen Aufteilung zwischen den Vermarktungsformen „feste Einspeisevergütung“, Direktvermarktung nach § 39 und Marktprämie bis 2016 wird in Abbildung 3 dargestellt.

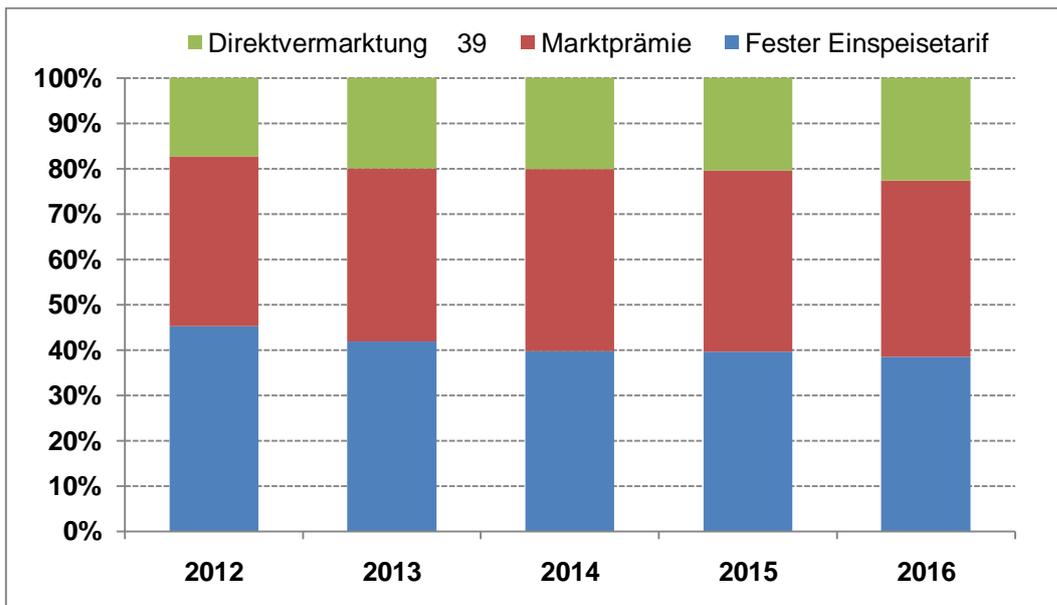


Abbildung 3 Vermarktungsformen des erzeugten Stroms aus EEG-Wasserkraft in Deutschland bis 2016 (Anteile bezogen auf die Strommenge)

2.4 Vergütungszahlungen bis 2016

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.

Für die Jahre 2013 bis 2016 wurde die spezifische Vergütung für neu in Betrieb gehende Anlagen jeweils um 1 % gegenüber dem Vorjahressatz angesetzt, um die Degression gemäß § 20 Abs. 2 [EEG 2012] zu berücksichtigen. Die mittlere Vergütung für Neuanlagen sinkt bis 2016 dadurch auf 10,89 ct/kWh.

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 den in Tabelle 2 genannten Prozentsätzen (45 % bis 50 %) über die Marktprämie und ansonsten über die feste Einspeisevergütung 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 bis 2016 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 Jahre bis 2016, 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 für jedes Jahr bis 2016 ermittelt. Von dieser 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 ist für die Jahre bis 2016 in Tabelle 8 wiedergegeben. Anschließend wurde die Management-Prämie addiert, die nach Anlage 4 zum [EEG 2012] für Strom aus Wasserkraft zu zahlen ist (ebenfalls in Tabelle 8 aufgeführt). Damit ergab sich für jeden Monat eine feste spezifische Marktprämie, die anschließend mit den in Tabelle 7 ausgewiesenen Strommengen multipliziert wurde.

Die Ergebnisse für alle Jahre bis 2016 sind im folgenden Teilkapitel in Tabelle 9 aufgeführt. 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.

Tabelle 8 *Marktwertfaktoren und Managementprämie zur Berechnung der Marktprämie für Strom aus Wasserkraft in Deutschland bis 2016*

	2012	2013	2014	2015	2016
Marktwertfaktor	0,997	0,996	0,997	0,997	0,998
Management-Prämie [€/MWh]	3,00	2,75	2,50	2,25	2,25

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 9 Vergütungs- und Prämienzahlungen für EEG-Wasserkraft bis 2016 in Deutschland nach Szenarien

Szenario	Jahr	Strom mit EEG-Festvergütung [GWh]	Festvergütung nach EEG [Mio. Euro]	vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]	Netto-EEG-Festvergütung [Mio. Euro]	Zu zahlende Marktprämien [Mio. Euro]
Trend-Szenario	2012	2.642	224,2	15,2	209,0	67,8
	2013	2.570	223,6	14,8	208,8	75,2
	2014	2.537	223,9	14,7	209,3	83,2
	2015	2.613	233,0	15,1	217,9	84,2
	2016	2.628	237,5	15,2	222,3	84,7
Oberes Szenario	2012	3.072	261,8	17,7	244,1	79,9
	2013	2.992	262,2	17,3	245,0	89,4
	2014	2.987	265,3	17,3	248,0	100,2
	2015	3.109	279,8	18,0	261,9	102,9
	2016	3.154	287,8	18,2	269,6	104,8
Unteres Szenario	2012	2.232	189,3	12,9	176,4	55,6
	2013	2.122	183,7	12,3	171,5	60,2
	2014	2.082	181,7	12,0	169,7	65,8
	2015	2.116	186,2	12,2	174,0	65,0
	2016	2.087	185,1	12,1	173,1	63,6

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 10). 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).

Um den Effekt der nicht über das EEG vermarkteten Mengen zu bereinigen, der noch in der Jahresprognose 2012 [IE 2011] an der entsprechenden Stelle sichtbar wurde, wird für die Stromeinspeisung der Jahre 2009 und 2010 in Tabelle 10 auf die Berechnungen des Vorjahres zur Stromeinspeisung zurückgegriffen, bei denen die Erzeugung unabhängig von der Vermarktungsform berechnet wurde.

Tabelle 10 *Bisherige Entwicklung der Stromerzeugung aus Deponie-, Klär- und Grubengas 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	2.105	2.050

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

3.2 Mengenprognose bis 2016

3.2.1 Prognose der Leistungsentwicklung in drei Szenarien

Für die Mengenprognose für die Jahre 2011 bis 2016 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 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 Mittelfristprognose bis 2016 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 bis 2016 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 (Zu- und Rückbau heben sich auf).

Für **Grubengas** wird für die Trendprognose bis 2016 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 11 dargestellten Einschätzungen zur Leistungsentwicklung. In Tabelle 12 bis Tabelle 14 sind die Entwicklungen differenziert nach den einzelnen Gasarten aufgeführt.

Tabelle 11 Leistungsentwicklung der Deponie-, Klär- und Grubengasanlagen in Deutschland bis 2016 nach Szenarien

Szenario	Bezugsjahr	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Trend-Szenario	neu installierte Leistung [MW]	-55	-7	-7	-7	-7	-7	-7
	Leistung zum Jahresende [MW]	604	597	590	583	576	569	562
Oberes Szenario	neu installierte Leistung [MW]	-55	7	7	7	7	7	7
	Leistung zum Jahresende [MW]	604	611	618	625	632	639	646
Unteres Szenario	neu installierte Leistung [MW]	-55	-20	-20	-20	-20	-20	-20
	Leistung zum Jahresende [MW]	604	584	564	544	524	504	484

Tabelle 12 Leistungsentwicklung der Deponiegasanlagen in Deutschland bis 2016 nach Szenarien

Szenario	Bezugsjahr	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Trend-Szenario	neu installierte Leistung [MW]	40	-10	-10	-10	-10	-10	-10
	Leistung zum Jahresende [MW]	228	218	208	198	188	178	168
Oberes Szenario	neu installierte Leistung [MW]	40	-5	-5	-5	-5	-5	-5
	Leistung zum Jahresende [MW]	228	223	218	213	208	203	198
Unteres Szenario	neu installierte Leistung [MW]	40	-15	-15	-15	-15	-15	-15
	Leistung zum Jahresende [MW]	228	213	198	183	168	153	138

Tabelle 13 Leistungsentwicklung der Klärgasanlagen in Deutschland bis 2016 nach Szenarien

Szenario	Bezugsjahr	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Trend-Szenario	neu installierte Leistung [MW]	12	3	3	3	3	3	3
	Leistung zum Jahresende [MW]	117	120	123	126	129	132	135
Oberes Szenario	neu installierte Leistung [MW]	12	7	7	7	7	7	7
	Leistung zum Jahresende [MW]	117	124	131	138	145	152	159
Unteres Szenario	neu installierte Leistung [MW]	12	0	0	0	0	0	0
	Leistung zum Jahresende [MW]	117						

Tabelle 14 Leistungsentwicklung der Grubengasanlagen in Deutschland bis 2016 nach Szenarien

Szenario	Bezugsjahr	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Trend-Szenario	neu installierte Leistung [MW]	0	0	0	0	0	0	0
	Leistung zum Jahresende [MW]	259						
Oberes Szenario	neu installierte Leistung [MW]	0	5	5	5	5	5	5
	Leistung zum Jahresende [MW]	259	264	269	274	279	284	289
Unteres Szenario	neu installierte Leistung [MW]	0	-5	-5	-5	-5	-5	-5
	Leistung zum Jahresende [MW]	259	254	249	244	239	234	229

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 Kalendereffekt, 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 Mittelfristprognosen 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 Mittelfristprognose 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 wird im oberen Szenario auf 3 % pro Jahr erhöht. Im unteren Szenario verbleiben die Vollbenutzungsstunden auf dem gleichen Niveau wie im Jahr 2010.

Die Datenanalyse für **Grubengas** ergibt einen Wert von ca. 2.600 Vollbenutzungsstunden. 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 Mittelfristprognose 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 bis 2014 um 50 pro Jahr, im unteren Szenario sinken diese bis 2014 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 zum Ende eines Kalendermonats prognostizierte Anlagenleistung mit dem prognostizierten spezifischen Ertrag des Folgemonats multipliziert. In Tabelle 15 sind die jährlichen Eckwerte für jedes Szenario dargestellt. Graphisch wird die Entwicklung der Stromerzeugung in allen drei Szenarien in Abbildung 4 gegenübergestellt.

Tabelle 15 *Prognose der Stromerzeugung aus Deponie-, Klär und Grubengas in Deutschland bis 2016 nach Szenarien*

Szenario	Jahr	Leistung zum Jahresende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Trend-Szenario	2012	590	2.806	1.667
	2013	583	2.781	1.633
	2014	576	2.762	1.602
	2015	569	2.750	1.576
	2016	562	2.744	1.553
Oberes Szenario	2012	618	2.884	1.773
	2013	625	2.892	1.798
	2014	632	2.904	1.825
	2015	639	2.898	1.842
	2016	646	2.895	1.860
Unteres Szenario	2012	564	2.764	1.589
	2013	544	2.719	1.509
	2014	524	2.681	1.434
	2015	504	2.673	1.377
	2016	484	2.673	1.323

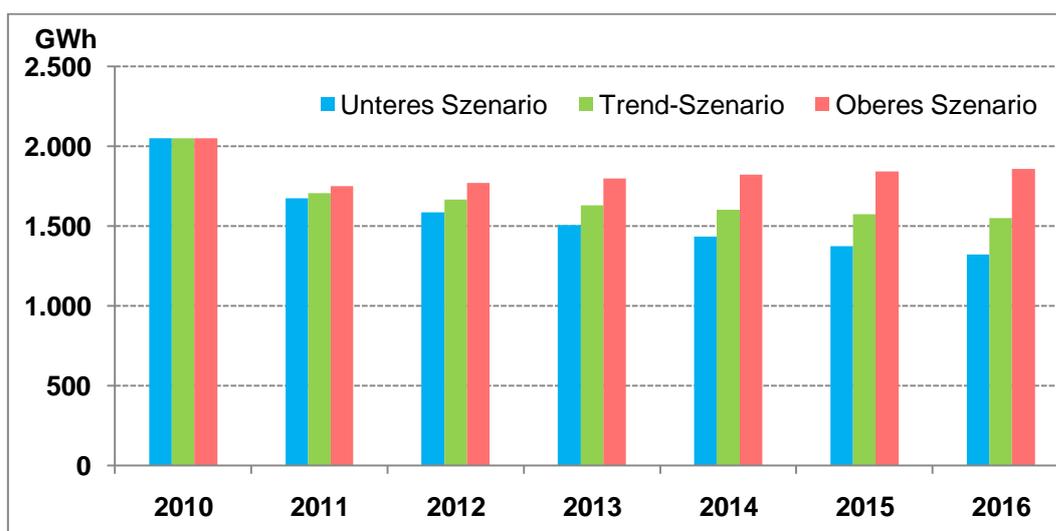


Abbildung 4 *Stromeinspeisung aus Klär-, Deponie- und Grubengas in Deutschland bis 2016 nach Szenarien*

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 Gastechologie stellt das **Grubengas** dar. Die Einspeisevergütung nach EEG liegt für diese Gasart generell unterhalb des anzusetzenden Schwellenwertes. Für alle Szenarien der Mittelfristprognose wurde unterstellt, dass im Jahr 2012 90 %, im Jahr 2013 93 % und ab 2014 95 % 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 ermittelt. Für die Szenarien wird angenommen, dass im Jahr 2012 85 %, im Jahr 2013 87 % und ab 2014 90 % dieser infrage kommenden Deponie- und Klärgasanlagen die Direktvermarktung auch in Anspruch nehmen.

Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Tabelle 16 zusammengefasst.

Tabelle 16 *Direktvermarktung von Strommengen aus Deponie-, Klär – und Grubengas gemäß § 39 EEG in Deutschland bis 2016 nach Szenarien*

Szenario	2012	2013	2014	2015	2016
Trend-Szenario [GWh]	943	962	1.020	1.070	1.068
Oberes Szenario [GWh]	1.002	1.058	1.160	1.247	1.275
Unteres Szenario [GWh]	897	887	911	933	909

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 mittelfristig für die gesamte installierte 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 im Jahr 2012 45 % der nicht über § 39 direkt vermarkteten Mengen über die Marktprämie an die Börse gebracht werden. Dieser Wert steigt bis zum Jahr 2016 auf 50 % und 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 für das Jahr 2012 etwas geringer bei jeweils 30 % angenommen, da hier die Betreiberstrukturen wesentlich kleinteiliger sind. Zum Ende des Betrachtungszeitraumes steigt dieser Wert für beide Gasarten auf 50 %.

Die Strommenge, die auf diesem Wege für eine Vermarktung über die Marktprämie prognostiziert wird, ist in Tabelle 7 für alle Szenarien dargestellt.

Tabelle 17 *Vermarktung von Strommengen aus Deponie-, Klär – und Grubengas über die Marktprämie in Deutschland bis 2016 nach Szenarien*

Szenario	2012	2013	2014	2015	2016
Trend-Szenario [GWh]	290	293	273	245	242
Oberes Szenario [GWh]	299	311	300	277	282
Unteres Szenario [GWh]	276	270	244	213	206

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 % im Jahr 2012) des aus DKG-Gasen erzeugten Stroms nach §39 direkt vermarktet wird, wobei die Direktvermarktung aus Grubengas hierbei maßgeblich ist. Dieser Trend zur Direktvermarktung wird bis zum Ende des Betrachtungszeitraums weiter zunehmen und im Jahr 2016 ca. zwei Drittel der gesamten erzeugten Strommengen ausmachen. Etwa ein Viertel (2012) bis ein Sechstel (2016) der aus DKG-Gasen erzeugten Strommengen werden über das EEG vermarktet und vergütet. Die restlichen DKG-Anlagen nehmen am Marktprämienmodell teil.

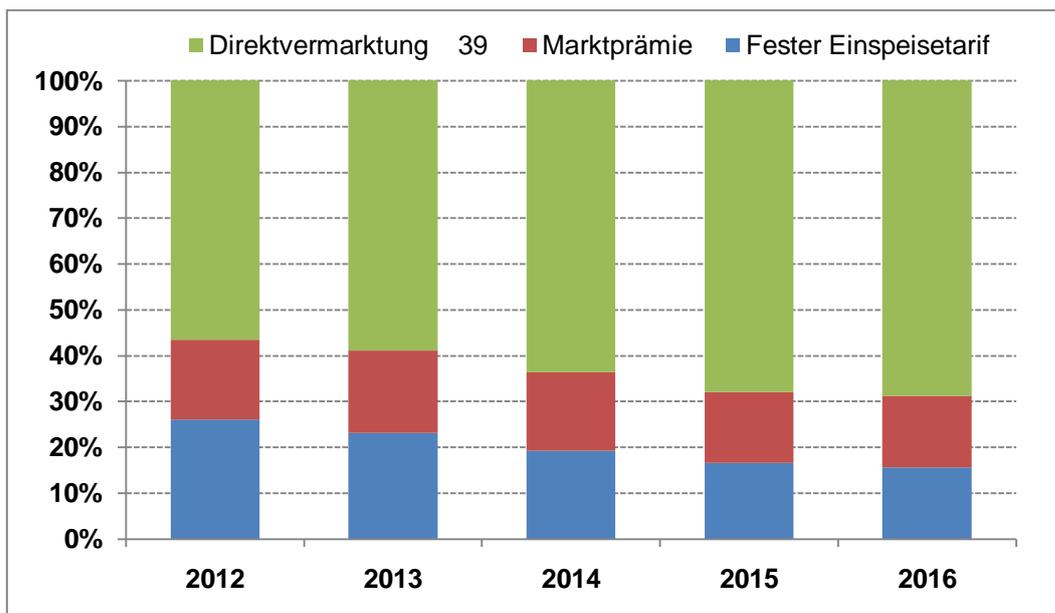


Abbildung 5 Vermarktungsformen des erzeugten Stroms aus Deponie-, Klär- und Grubengas in Deutschland bis 2016 (Anteile bezogen auf die Strommenge)

3.4 Vergütungszahlungen bis 2016

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 Kalenderjahre bis 2016, 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 für die einzelnen Prognosejahre ermittelt, die sich als bestandsgewichteter Mittelwert der Vergütungen von Bestandsanlagen ergibt. Von dieser 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 ist in Tabelle 18 aufgeführt. Anschließend wurde die Management-Prämie 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 7 ausgewiesenen Strommengen multipliziert wurde. Die Ergebnisse für die Jahre 2012 bis 2016 sind im folgenden Teilkapitel in Tabelle 19 aufgeführt. 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.

Tabelle 18 *Marktwertfaktoren und Managementprämie zur Berechnung der Marktprämie für Strom aus Deponie-, Klär- und Grubengas in Deutschland bis 2016*

	2012	2013	2014	2015	2016
Marktwertfaktor	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Management-Prämie [€/MWh]	3,00	2,75	2,50	2,25	2,25

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 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 19 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Deponie-, Klär- und Grubengas in Deutschland bis 2016 nach Szenarien

Szenario	Jahr	Strom mit EEG-Festvergütung [GWh]	Festvergütung nach EEG [Mio. Euro]	vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]	Netto-EEG-Festvergütung [Mio. Euro]	Zu zahlende Marktprämien [Mio. Euro]
Trend-Szenario	2012	434	31,1	2,4	28,7	5,3
	2013	378	27,1	2,1	25,1	5,2
	2014	310	22,2	1,7	20,5	4,9
	2015	261	18,7	1,4	17,3	4,3
	2016	243	17,4	1,3	16,1	4,0
Oberes Szenario	2012	472	33,8	2,6	31,2	5,4
	2013	427	30,7	2,3	28,4	5,5
	2014	366	26,2	2,0	24,2	5,5
	2015	318	22,8	1,7	21,1	4,9
	2016	303	21,7	1,6	20,1	4,8
Unteres Szenario	2012	416	29,8	2,3	27,5	5,0
	2013	352	25,2	1,9	23,3	4,8
	2014	280	20,1	1,5	18,5	4,4
	2015	230	16,5	1,2	15,3	3,7
	2016	209	14,9	1,1	13,9	3,4

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 20 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 20 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 Anlagenzubaus 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].

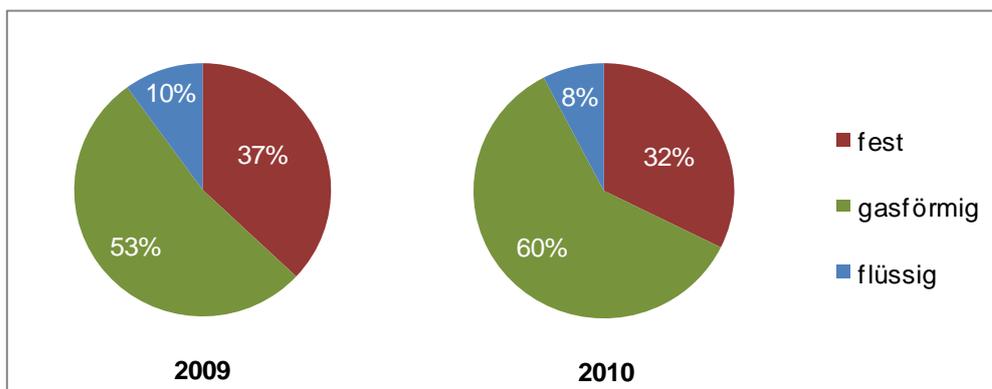


Abbildung 6 Anteile der biogenen Energieträger an der installierten Leistung

4.2 Mengenprognose bis 2016

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 die Jahre 2012 bis 2016 nachfolgende Tendenzen erwartet, wobei die Bandbreite in der Prognose durch drei verschiedene Szenarien (Trend, oberes und unteres Szenario) wiedergegeben wird.

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 Zubau bei den **Biomasseheizkraftwerken** überwiegend im kleineren und mittleren Leistungsbereich (bis 7 MW_{el}) zu erwarten, wobei sich Holzvergasungsanlagen weiter etablieren können

[Witt 2011]. Nach Kenntnissen des DBFZ ist derzeit von rund 20 Anlagen mit einer voraussichtlichen elektrischen Leistung von etwa 40 MW_{el} auszugehen, die sich in verschiedenen Stadien der Planung, Genehmigung oder bereits im Bau befinden und damit bis Ende 2011 in Betrieb gehen können [Witt 2011]. Bis 2016 werden die jährlich neu installierten Leistungen auf einem ähnlichen Niveau liegen bzw. aufgrund der kleineren Anlagengrößen etwas niedriger sein (zwischen 25 und 40 MW_{el}). Die Leistung aller Biomasseheizkraftwerke wird demnach bis zum Jahresende 2016 mit etwa 1.998 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 deutlich geringeres Wachstum von jährlich zwischen 100 und 150 MW_{el} erwartet [Horbelt 2011]. Dabei wird in der Zubauprognose von einer Wellenbewegung beim Zubau ausgegangen, die nach dem Hochpunkt des Jahres 2011 im Jahr 2014 einen zweiten, wenn auch schwächeren Hochpunkt erreicht. Solche Wellenbewegungen waren auch in der Vergangenheit zu beobachten und beruhen teilweise auf Schwankungen der Weltmarktpreise für Agrarprodukte und damit verbundenen Anbauentscheidungen. Insgesamt könnten damit bei den Biogasanlagen bis Ende 2016 etwa 3.410 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 bis 2016 im Trend-Szenario ein weiterer Rückgang der installierten Leistung auf etwa 233 MW_{el} erwartet wird.

Auf Grundlage der genannten Einschätzungen wird für die Stromerzeugung aus Biomasse für die Jahre 2012 bis 2016 die in Tabelle 21 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 im Trend-Szenario bis Ende 2012 mit 5.021 MW_{el} und bis Ende 2016 mit 5.641 MW_{el} angegeben. Im oberen Szenario wird grundsätzlich von den gleichen Tendenzen v. a. bei den Biogasanlagen jedoch von einer noch höheren Zubaurate ausgegangen, so dass bis Ende 2016 etwa 5.986 MW_{el} erwartet werden. Im unteren Szenario wird insgesamt ein eher verhaltenes Wachstum angenommen, so dass für Ende 2016 eine Gesamtleistung von 5.271 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] und gilt für den gesamten Prognosezeitraum. Die Außerbetriebnahmen von Pflanzenöl-BHKW werden sich voraussichtlich auf die Sommermonate konzentrieren, da hier der Wärmebedarf am geringsten ist.

Tabelle 21 Leistungsentwicklung der Biomasse in Deutschland bis 2016 nach Szenarien

Szenario	Bezugsjahr	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Trend-Szenario	neu installierte Leistung [MW]	384	370	150	140	195	145	140
	davon							
	feste Biomasse		40	30	25	40	25	40
	Biogas		380	150	120	160	120	100
	Pflanzenöl		-50	-30	-5	-5	0	0
	Leistung zum Jahresende [MW]	4.501	4.871	5.021	5.161	5.356	5.501	5.641
Oberes Szenario	neu installierte Leistung [MW]	384	480	215	185	250	185	170
	davon							
	festes Biomasse		50	40	35	50	35	50
	Biogas		440	180	150	200	150	120
	Pflanzenöl		-10	-5	0	0	0	0
	Leistung zum Jahresende [MW]	4.501	4.981	5.196	5.381	5.631	5.816	5.986
Unteres Szenario	neu installierte Leistung [MW]	384	270	75	100	125	100	100
	davon							
	feste Biomasse		20	25	20	25	20	25
	Biogas		300	100	90	110	80	75
	Pflanzenöl		-50	-50	-10	-10	0	0
	Leistung zum Jahresende [MW]	4.501	4.771	4.846	4.946	5.071	5.171	5.271

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 sowohl bei Biomasseheizkraftwerken als auch Biogasanlagen gegenüber dem Vorjahr bis 2012 jährlich um 1 %, 2013 und 2014 jährlich um 0,5 % steigen. Ab 2015 und für Pflanzenöl-BHKW für den gesamten Zeitraum werden keine weiteren Änderungen angenommen, so dass sich für das Trend-Szenario bis 2016 die in Tabelle 22 dargestellten mittleren Vollbenutzungsstunden ergeben.

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 (etwa +/- 1 % gegenüber dem Trend-Szenario) sein wird.

Tabelle 22 *Mittlere Vollbenutzungsstunden für Biomasseanlagen im Trend-Szenario*

Trend-Szenario	Biomasseheizkraftwerke	Biogasanlagen	Pflanzenöl-BHKW	Biomasse gesamt
2012	5.590	6.865	2.700	6.168
2013	5.618	6.900	2.700	6.227
2014	5.646	6.934	2.700	6.275
2015	5.646	6.934	2.700	6.290
2016	5.646	6.934	2.700	6.300

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 (Tabelle 23). 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 2016 eine Stromerzeugung aus Biomasse von 34.962 GWh prognostiziert.

Tabelle 23 *Prognose der Stromerzeugung aus Biomasse in Deutschland bis 2016 nach Szenarien*

Szenario	Jahr	Leistung zum Jahresende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Trend-Szenario	2012	5.021	6.168	30.356
	2013	5.161	6.227	31.573
	2014	5.356	6.275	32.816
	2015	5.501	6.290	34.015
	2016	5.641	6.300	34.962
Oberes Szenario	2012	5.196	6.171	31.206
	2013	5.381	6.252	32.898
	2014	5.631	6.301	34.465
	2015	5.816	6.349	36.170
	2016	5.986	6.361	37.373
Unteres Szenario	2012	4.846	6.103	29.249
	2013	4.946	6.136	29.949
	2014	5.071	6.154	30.703
	2015	5.171	6.167	31.490
	2016	5.271	6.174	32.140

Im oberen und im unteren Szenario kombinieren sich die Effekte der unterschiedlichen Zubauprognosen und der Vollbenutzungsstunden. Abbildung 7 zeigt, dass die Abweichungen bei der prognostizierten Strommenge gegenüber dem Trend-Szenario jährlich zunehmen. Im oberen Szenario wird die Stromerzeugung aus Biomasse im Jahr 2016 um 6,9 % höher (37.373 GWh) und im unteren Szenario um 8,1 % niedriger (32.140 GWh) als im Trend-Szenario erwartet.

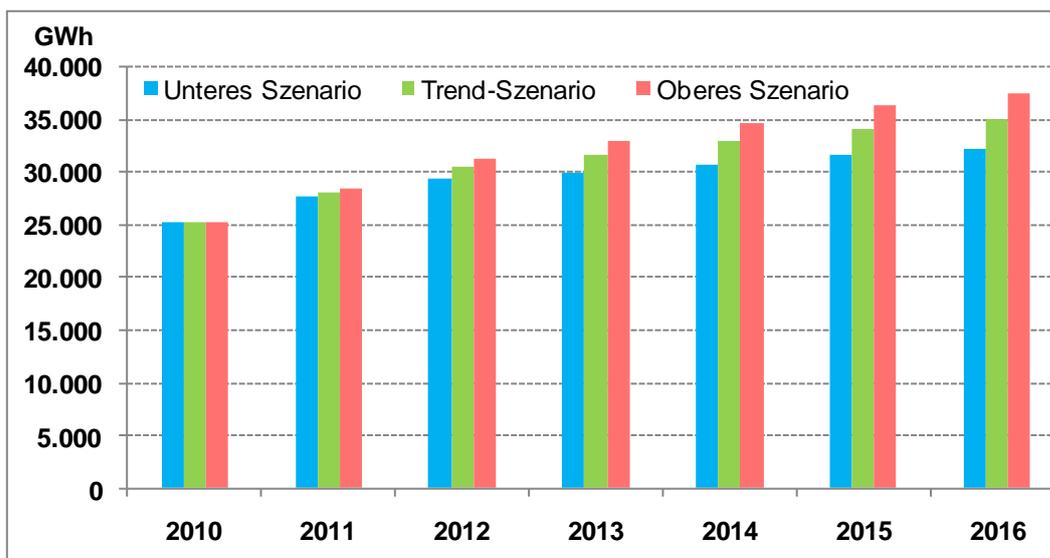


Abbildung 7 Stromerzeugung aus Biomasse in Deutschland bis 2016 nach Szenarien

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. Die grundlegende Methodik und die dabei getroffenen Annahmen zur Direktvermarktung sind in Kapitel 1.3, zur Direktvermarktung über die Nutzung des § 39 EEG in Kapitel 1.4 dargestellt. Danach lohnt es sich für solchen EEG-Strom direkt zu vermarkten, der im Jahresmittel unterhalb einer bestimmten Rentabilitätsschwelle (für die Jahre 2012 bis 2016 siehe Tabelle 1) vergütet worden wäre. 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 (2012 als niedrigster Wert 6,36 ct/kWh, 2016 als niedrigster Wert 6,43 ct/kWh) liegt und deshalb eine Vermarktung auf diesem Weg kaum attraktiv sein wird. Daher wird angenommen, dass in allen Szenarien über den gesamten Prognosezeitraum maximal 2,5 % der EEG berechtigten Strommenge aus Biomasse über § 39 [EEG 2012] direkt vermarktet werden. In Tabelle 24 sind die jeweiligen Strommengen ausgewiesen.

Tabelle 24 *Direktvermarktung von Strommengen aus Biomasse gemäß § 39 EEG in Deutschland bis 2016 nach Szenarien*

Szenario	2012	2013	2014	2015	2016
Trend-Szenario [GWh]	715	722	728	730	731
Oberes Szenario [GWh]	716	725	731	736	738
Unteres Szenario GWh]	708	712	714	715	716

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 % und aufgrund zunehmender Erfahrung mit dem Instrument im Jahr 2016 etwa 35 % 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 den Zeitraum 2012 bis 2016 davon ausgegangen, dass jährlich für maximal 2 % der installierten Leistung der Biogasanlagen, die Flexibilitätsprämie in Anspruch genommen wird.

Die Strommengen, die für eine Vermarktung über die Marktprämie prognostiziert werden, sind für alle Szenarien in Tabelle 25 dargestellt.

Tabelle 25 *Vermarktung von Strommengen aus Biomasse über die Marktprämie in Deutschland bis 2016 nach Szenarien*

Szenario	2012	2013	2014	2015	2016
Trend-Szenario [GWh]	5.943	7.731	9.657	11.677	12.007
Oberes Szenario [GWh]	6.120	8.067	10.160	12.436	12.854
Unteres Szenario GWh]	5.716	7.322	9.016	10.789	11.017

4.3.3 Zusammenfassung

Die Entwicklung der Verhältnisse zwischen den verschiedenen Vermarktungsformen des aus Biomasse erzeugten Stroms bis 2016 ist in Abbildung 8 dargestellt. Zum überwiegenden Teil wird der Strom über die festen Einspeisetarife des EEG vermarktet, wobei ein abnehmender Anteil (von 78 % im Jahr 2012 auf 64 % im Jahr 2016) prognostiziert wird. Da für die Strommengen, die über § 39 EEG 2012 direkt als Grünstrom vermarktet werden, ein jährlich etwa gleichbleibender Anteil (2 %) erwartet wird, nimmt entsprechend die Inanspruchnahme der Marktprämie zu (von knapp 20 % im Jahr 2012 auf 34 % im Jahr 2016).

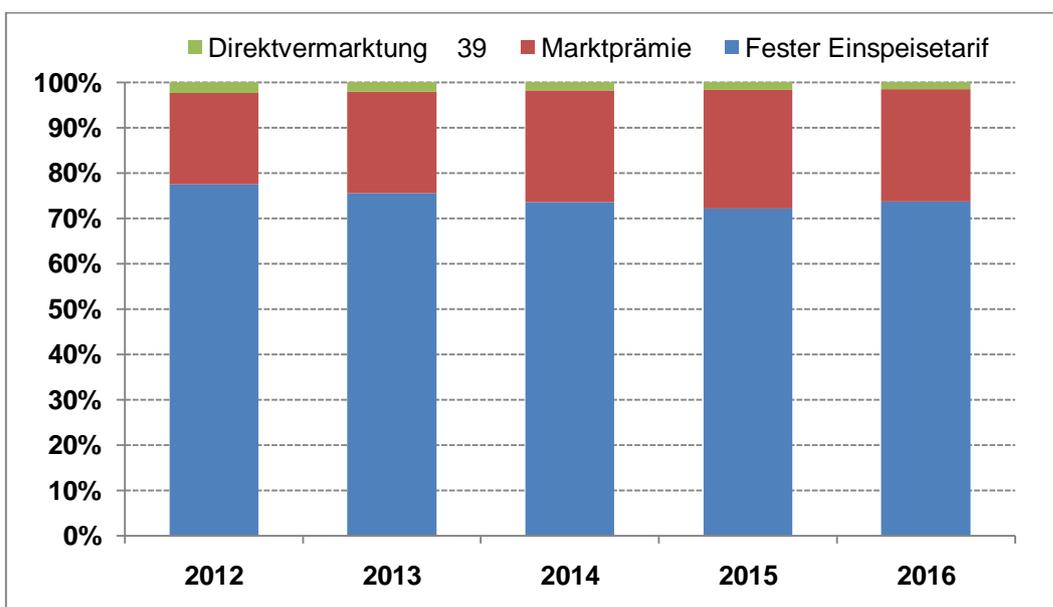


Abbildung 8 Vermarktungsformen des erzeugten Stroms aus Biomasse in Deutschland (Anteile bezogen auf die Strommenge) bis 2016

4.4 Vergütungszahlungen bis 2016

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 Grund-

lage 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 Biomassenanlagen um etwa 5 % auf 18,88 ct/kWh sinkt.

Für die Jahre 2013 bis 2016 wurde, um die Degression gemäß § 20 Abs. 2 [EEG 2012] zu berücksichtigen, die spezifische Vergütung für neu in Betrieb gehende Anlagen jeweils um 1,5 % (Abschätzung, da rohstoffbezogene Vergütung nicht der Degression unterliegt) geringer als im Vorjahr angesetzt. Die mittlere Vergütung für Neuanlagen sinkt bis 2016 dadurch auf etwa 17,44 ct/kWh.

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 Biomassenanlagen 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 und die Marktprämie 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, wie sie in Abschnitt 4.4.3 zusammenfassend für alle Szenarien jeweils für die Jahre 2012 bis 2016 dargestellt ist (Tabelle 27).

4.4.2 Marktprämienzahlungen in drei Szenarien

Zur Berechnung der zu zahlenden Marktprämien wurde zunächst die mittlere EEG-Vergütung für EEG-Biomassenanlagen für jedes Jahr bis 2016 ermittelt. Von dieser 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 gesamten Prognosezeitraum bei 1,000 (Tabelle 26). Anschließend wurde die Management-Prämie addiert, die nach Anlage 4 zum [EEG 2012] für Strom aus Biomasse zu zahlen ist (Tabelle 26). Damit ergab sich für jeden Monat eine feste spezifische Marktprämie, die anschließend mit den in Tabelle 25 ausgewiesenen Strommengen multipliziert wurde.

Die Ergebnisse für alle Szenarien bis 2016 sind im nachfolgenden Abschnitt in Tabelle 27 aufgeführt. Die zu zahlende Marktprämie beinhaltet auch die Flexibilitätsprämie, deren Höhe nach Anlage 5 [EEG 2012] berechnet wurde. Es 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.

Tabelle 26 *Marktwertfaktoren und Managementprämie zur Berechnung der Marktprämie für Strom aus Biomasse in Deutschland bis 2016*

	2012	2013	2014	2015	2016
Marktwertfaktor	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Management-Prämie [€/MWh]	3,00	2,75	2,50	2,25	2,25

4.4.3 Zusammenfassung nach Szenarien

Welche umlagererelevanten Zahlungen sich für Strom aus Biomasse für jedes der drei Szenarien bis 2016 in Deutschland ergeben, ist in Tabelle 27 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 27 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Biomasse bis 2016 in Deutschland nach Szenarien

Szenario	Jahr	Strom mit EEG-Festvergütung [GWh]	Festvergütung nach EEG [Mio. Euro]	vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]	Netto-EEG-Festvergütung [Mio. Euro]	Zu zahlende Marktprämien [Mio. Euro]
Trend-Szenario	2012	23.697	4.067	151	3.916	697
	2013	23.120	3.981	147	3.834	904
	2014	22.431	3.872	143	3.729	1.128
	2015	21.609	3.739	138	3.601	1.349
	2016	22.225	3.850	141	3.709	1.376
Oberes Szenario	2012	24.370	4.201	155	4.046	723
	2013	24.105	4.173	153	4.019	951
	2014	23.574	4.093	150	3.943	1.196
	2015	22.997	4.003	146	3.856	1.450
	2016	23.781	4.145	151	3.993	1.487
Unteres Szenario	2012	22.825	3.900	145	3.755	666
	2013	21.915	3.752	139	3.613	849
	2014	20.973	3.598	133	3.465	1.043
	2015	19.986	3.435	127	3.308	1.234
	2016	20.408	3.511	130	3.381	1.249

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 28 ist die Entwicklung bis 2010 abgebildet.

Tabelle 28 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 bis 2016

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 bis 2016 führen, bleibt abzuwarten.

Grundlage für die Entwicklungsprognose bis 2016 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 29 wiedergegebene Leistungsentwicklung prognostiziert:

Tabelle 29 Leistungsentwicklung der Geothermie in Deutschland nach Szenarien

Szenario	Bezugsjahr	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Trend-Szenario	neu installierte Leistung [MW]	0	7,5	9,3	12	14	14	15
	Leistung zum Jahresende [MW]	7,5	15,0	24,3	36,3	50,3	64,3	79,3
Oberes Szenario	neu installierte Leistung [MW]	0	12	12,8	14	14,5	15,5	15,5
	Leistung zum Jahresende [MW]	7,5	19,5	32,3	46,3	60,8	76,3	91,8
Unteres Szenario	neu installierte Leistung [MW]	0	4	8,8	12	7,5	10	9,5
	Leistung zum Jahresende [MW]	7,5	11,5	20,3	32,3	39,8	49,8	59,3

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 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 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 im Zeitraum 2012 bis 2016 im Durchschnitt für bereits ganzjährig am Netz befindliche Projekte mit stromgeführter Betriebsweise weiterhin eine Vollbenutzungsstundenzahl von 7000 h/a angenommen.

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 und die Erzeugungsmengen für das jeweilige Jahr aufsummiert. Dabei wurden die spezifischen Erträge der Anlagen in Abhängigkeit von der strom- oder wärmegeführten Betriebsweise berücksichtigt. In Tabelle 30 sind die Eckwerte (installierte Leistung, Vollbenutzungsstunden und Jahresarbeit) für jedes Szenario dargestellt. Die Stromerzeugung der drei Szenarien wird in Abbildung 9 gegenüber gestellt.

Tabelle 30 Prognose der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland bis 2016 nach Szenarien

Szenario	Jahr	Leistung zum Jahresende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Trend-Szenario	2012	24,3	5.805	107,2
	2013	36,3	5.878	169,4
	2014	50,3	6.200	257,8
	2015	64,3	6.364	353,6
	2016	79,3	6.544	457,7
Oberes Szenario	2012	32,3	6.314	153,7
	2013	46,3	6.501	244,2
	2014	60,8	6.672	345,3
	2015	76,3	7.083	472,0
	2016	91,8	7.251	565,6
Unteres Szenario	2012	20,3	5.273	78,3
	2013	32,3	5.522	137,0
	2014	39,8	5.766	202,5
	2015	49,8	6.041	263,2
	2016	59,3	6.161	328,8

Insgesamt zeigt sich in allen Szenarien eine steigende Tendenz über die Jahre, wobei der Einfluss der - klimatisch bedingt - unterschiedlich nachgefragten Wärmemengen, und deren Einfluss auf die resultierende Stromerzeugung sich mit der Projektentwicklungsgeschwindigkeit überlagert. Da die Projektanzahl der tiefen Geothermie weiterhin noch relativ gering ist, wirkt sich naturgemäß eine erfolgreiche Projektumsetzung neuer Projekte stärker auf die Stromerzeugung aus, als mögliche Witterungseinflüsse.

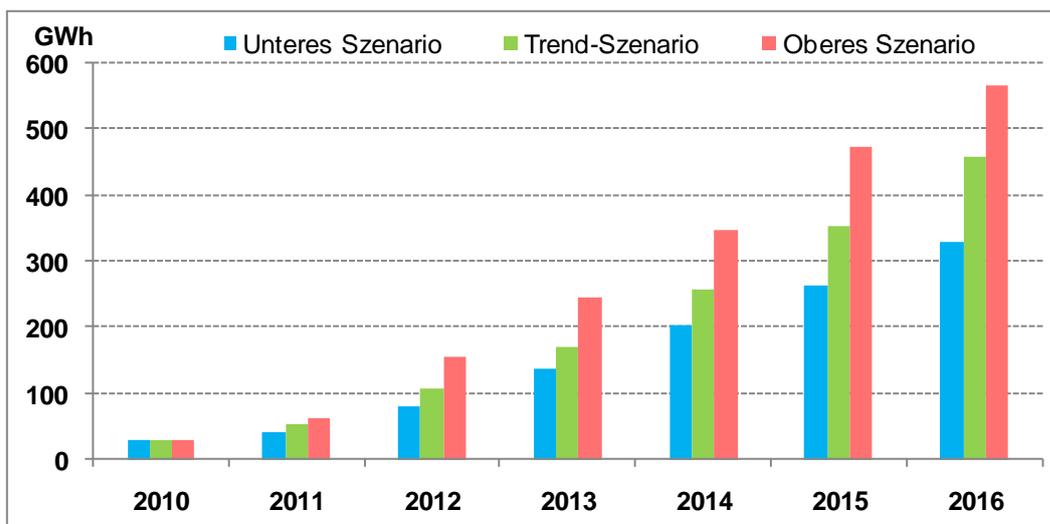


Abbildung 9 Stromerzeugung aus Geothermie in Deutschland bis 2016 nach Szenarien

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 gesamten 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 Strommengen, die auf diesem Wege für eine Vermarktung über die Marktprämie prognostiziert werden, sind in Tabelle 31 für alle Szenarien dargestellt.

Tabelle 31 Vermarktung von Strommengen aus Geothermie über die Marktprämie in Deutschland bis 2016 nach Szenarien

Szenario	2012	2013	2014	2015	2016
Trend-Szenario [GWh]	16,6	35,0	66,2	108,2	163,0
Oberes Szenario [GWh]	24,0	50,2	88,2	144,3	211,7
Unteres Szenario [GWh]	12,3	28,5	51,5	80,4	116,8

5.3.3 Zusammenfassung

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

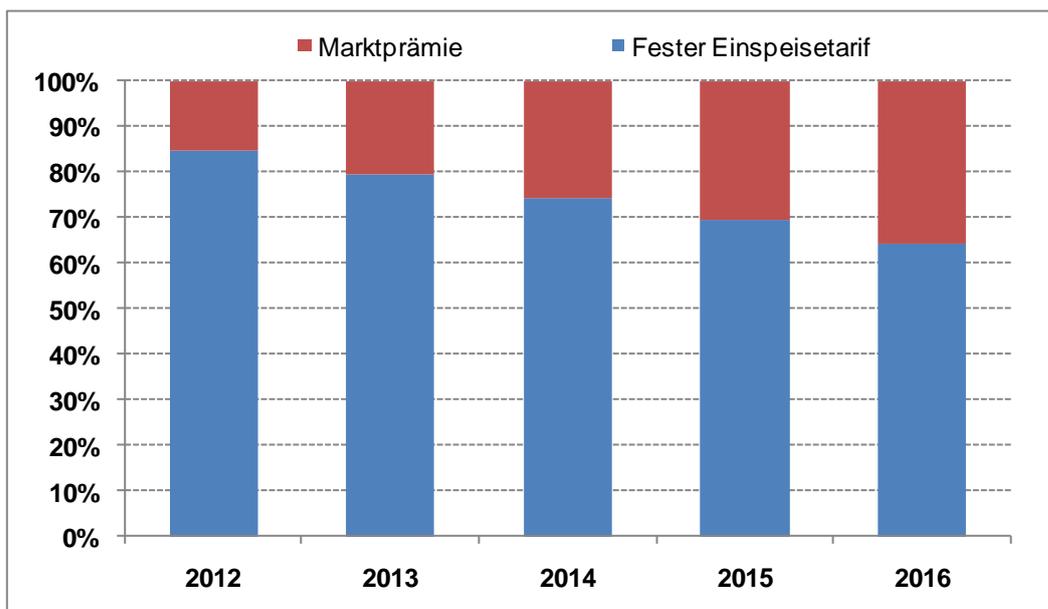


Abbildung 10 Vermarktungsformen des erzeugten Stroms aus Geothermie in Deutschland (Anteile bezogen auf die Strommengen) bis 2016

5.4 Vergütungszahlungen bis 2016

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 Geothermieranlagen keine Option darstellt, wurde z. B. für 2012 nur die Inanspruchnahme der Direktvermarktung anhand der Marktprämie zu 15 % berücksichtigt. Die restlichen 85 % werden über die Festvergütung auf den Markt gebracht. Im Prognosezeitraum bis 2016 wird von einer moderaten Zunahme der direkt vermarkteten Strommengen bei entsprechender Reduktion der Festvergütung ausgegangen (vgl. Abbildung 10).

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 ergeben sich die gesamten Netto-Vergütungssummen für Geothermiestrom als Differenz für die Jahre 2012 bis 2016, wie sie in Kapitel 5.4.3 zusammenfassend für alle Szenarien dargestellt sind.

5.4.2 Marktprämienzahlungen in drei Szenarien

Zur Berechnung der zu zahlenden Marktprämien wurde zunächst die mittlere EEG-Vergütung für Geothermieranlagen für jedes Jahr bis 2016 ermittelt. Von dieser typischen EEG-Vergütung wurde 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, liegt im Betrachtungszeitraum für Geothermiestrom bei 1,0. Anschließend wurde die Management-Prämie, welche auch in Tabelle 32 abgebildet ist, addiert, die nach Anlage 3 zum [EEG 2012] für Strom aus Geothermie zu zahlen ist. Damit ergab sich eine feste spezifische Marktprämie, die anschließend mit den in Tabelle 31 ausgewiesenen Strommengen multipliziert wurde.

Die Ergebnisse bis 2016 sind im folgenden Teilkapitel in Tabelle 33 aufgeführt. 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.

Tabelle 32 *Marktwertfaktoren und Managementprämie zur Berechnung der Marktprämie für Strom aus Geothermie in Deutschland bis 2016*

	2012	2013	2014	2015	2016
Marktwertfaktor	1	1	1	1	1
Management-Prämie [€/MWh]	3,00	2,75	2,50	2,25	2,25

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.

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 33 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Geothermie in Deutschland bis 2016 nach Szenarien

Szenario	Jahr	Strom mit EEG-Festvergütung [GWh]	Festvergütung nach EEG [Mio. Euro]	vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]	Netto-EEG-Festvergütung [Mio. Euro]	Zu zahlende Marktprämien [Mio. Euro]
Trend-Szenario	2012	90,6	20,0	0,3	19,7	2,8
	2013	134,4	31,1	0,4	30,7	6,2
	2014	191,5	45,6	0,6	45,0	12,1
	2015	245,4	59,2	0,8	58,4	19,9
	2016	294,7	71,8	0,9	70,8	30,2
Oberes Szenario	2012	129,7	29,1	0,5	28,6	4,1
	2013	193,9	45,4	0,7	44,7	9,0
	2014	257,0	61,3	0,9	60,5	16,2
	2015	327,7	79,3	1,1	78,2	26,6
	2016	383,9	93,5	1,3	92,3	39,2
Unteres Szenario	2012	66,0	14,7	0,2	14,5	2,1
	2013	108,5	25,5	0,4	25,1	5,1
	2014	151,0	36,2	0,5	35,6	9,5
	2015	182,7	44,2	0,6	43,6	14,9
	2016	212,0	51,7	0,7	51,0	21,6

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 34 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 34 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 bis 2016

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]. Der Zubau von Neuanlagen bis 2016 nimmt von Jahr zu Jahr weiter ab. Für 2016 wird mit einem Zubau von 724 MW und mit einer installierten Leistung zum Jahresende von 34.371 MW gerechnet.

Das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES) 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. Bis 2016 könnte der gesamte Zubau nach Einschätzung des Fraunhofer IWES 7.500 MW betragen [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 das 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. Mittelfristig und für die Jahre bis 2016 rechnet der Bundesverband Windenergie mit einem Zubau in gleicher Größenordnung von etwa 1.800 MW. Dieser Zubau setzt sich aus reinem Neubau von Anlagen, Repowering- und Offshore-Installationen zusammen [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 für die Prognose bis 2016 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 für 2012 der um einen Prozent gesenkten Anfangsvergütung aus den Festlegungen des EEG 2009 entsprechen. 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. Für die Jahre 2013 bis 2016 erhöht sich der Zubau im Gegensatz zu 2012 leicht, da sich der Effekt der neuen Ausweisung von Windeignungsgebieten in 2009 und 2010 positiv auswirkt.

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 vielen Regionen Deutschlands in der Fortschreibung bzw. Überarbeitung. Die Errichtung von WEA setzt eine Planungszeit von 1,5 bis 2,0 Jahren voraus, dementsprechend wird der Effekt von neuen Flächenausweisungen erst verzögert wirksam. Dadurch wird eine Erhöhung des Zubaus von neuen Anlagen erst ab den Prognosejahren 2013 und 2014 erwartet.
- 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 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. Somit wird sich eine Verstetigung des jährlichen Zubaus, statt einer kontinuierlichen Zunahme ab 2014 einstellen.

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. Für 2013 erhöht sich der Zubau auf das Niveau von 2011 und ab 2014 wird dieser jährlich 1.350 MW betragen.

Das Repowering spielt dabei eine untergeordnete Rolle – es wird davon ausgegangen, dass in allen Prognosejahren je 50 MW abgebaut werden. Für die abgebaute Leistung werden 2011 100 MW und für 2012 200 MW sowie ab 2013 250 MW jährlich 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. Ab 2013 werden jährlich 50 MW mehr installiert als für 2012 angenommen wurde. 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 mittelfristig 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. Durch die stetige Zunahme der Installation neuer Anlagen ab 2013 wird für 2016 ein Zubau in Höhe von 1.750 MW prognostiziert. Auf das Repowering sind dann 110 MW auf den Rückbau und 300 MW auf den Zubau zurückzuführen.

Unteres Szenario

Der Zubau für jedes Inbetriebnahmejahr 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. Ab 2015 verringert sich der Zubau weiter um jährlich 50 MW. Dafür sprechen zusätzlich folgende Annahmen:

- Nicht in allen Planungsregionen gibt es gültige Regionalpläne, die die Ausweitung 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 35 wiedergegebene Leistungsentwicklung der Szenarien bis 2016 prognostiziert.

Tabelle 35 Leistungsentwicklung der Windenergie an Land in Deutschland bis 2016 nach Szenarien

Szenario	Bezugsjahr	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Trend-Szenario	installierte Leistung im Jahreslauf [MW]	1.044	1.300	1.200	1.300	1.350	1.350	1.350
	abzüglich Rückbau durch Repowering [MW]	-	50	50	50	50	50	50
	zuzüglich Zubau durch Repowering [MW]	253	100	200	250	250	250	250
	Leistung zum Jahresende [MW]	26.643	27.993	29.343	30.843	32.393	33.943	35.493
Oberes Szenario	installierte Leistung im Jahreslauf [MW]	1.044	1.750	1.550	1.600	1.650	1.700	1.750
	abzüglich Rückbau durch Repowering [MW]	-	50	70	80	90	100	110
	zuzüglich Zubau durch Repowering [MW]	253	200	250	300	300	300	300
	Leistung zum Jahresende [MW]	26.643	28.543	30.273	32.093	33.953	35.853	37.793
Unteres Szenario	installierte Leistung im Jahreslauf [MW]	1.044	1.040	960	950	950	900	850
	abzüglich Rückbau durch Repowering [MW]	-	40	40	40	40	40	40
	zuzüglich Zubau durch Repowering [MW]	253	80	160	200	200	200	200
	Leistung zum Jahresende [MW]	26.643	27.723	28.803	29.913	31.023	32.083	33.093

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 36 ist die verwendete Zubauverteilung der Prognose bis 2016 dargestellt.

Tabelle 36 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 %

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.

In Tabelle 37 sind die Vollbenutzungsstunden nach Szenarien bis 2016 zusammenfassend dargestellt. Für die einzelnen Szenarien ergeben sich damit folgende Rechenwerte für die Vollbenutzungsstunden im Jahr 2012 bzw. 2016.

Trend-Szenario

Die Vollbenutzungsstunden steigen pro Jahr aufgrund des technischen Fortschritts von neuen WEA an. Für 2012 wird im Durchschnitt mit rund 1.761 und 2016 mit rund 1.817 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 und 2016 mit 1.992 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 und 2016 mit rund 1.642 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 und ergab dann in Summe die jährliche Stromeinspeisemenge. Zusammenfassende Ergebnisse zur installierten Leistung, zu angenommenen Vollbenutzungsstunden und zur Stromerzeugung nach Szenarien bis 2016 sind nachfolgend in Tabelle 37 dargestellt.

Im Trend-Szenario beträgt die installierte Anlagenleistung zum Jahresende 2016 35.493 MW. Diese Anlagen werden bei durchschnittlichen Windverhältnissen 62,7 TWh ins Stromnetz einspeisen.

Im oberen Szenario beträgt die installierte Anlagenleistung 37.793 MW zum Jahresende 2016. Mit dieser Leistung lassen sich bei überdurchschnittlichen Windverhältnissen 72,8 TWh und somit 16 % mehr Strom als im Trend-Szenario in das Stromnetz einspeisen.

Im unteren Szenario wird erwartet, dass die installierte Anlagenleistung auf 33.093 MW ansteigt und bei unterdurchschnittlichen Windverhältnissen eine Strommenge von 53,3 TWh erzeugt wird. Das entspricht 15 % weniger Strom als im Trend-Szenario.

In Abbildung 11 ist der Verlauf der erzeugten Strommengen je Szenario bis 2016 dargestellt. Ersichtlich ist hier, dass in allen drei Szenarien aufgrund der jährlichen Zunahme der installierten Leistung und der Erhöhung der Vollbenutzungsstunden aufgrund des technischen Fortschritts, sich die eingespeisten Strommengen erhöhen.

Tabelle 37 Prognose der Stromerzeugung aus Windenergie an Land in Deutschland bis 2016 nach Szenarien

Szenario	Jahr	Leistung zum Jahresende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Trend-Szenario	2012	29.343	1.761	50.125
	2013	30.843	1.775	53.028
	2014	32.393	1.788	56.108
	2015	33.943	1.802	59.373
	2016	35.493	1.817	62.680
Oberes Szenario	2012	30.273	1.922	56.041
	2013	32.093	1.940	59.969
	2014	33.953	1.956	64.051
	2015	35.853	1.974	68.352
	2016	37.793	1.992	72.801
Unteres Szenario	2012	28.803	1.603	45.052
	2013	29.913	1.613	47.094
	2014	31.023	1.622	49.161
	2015	32.083	1.632	51.252
	2016	33.093	1.642	53.273

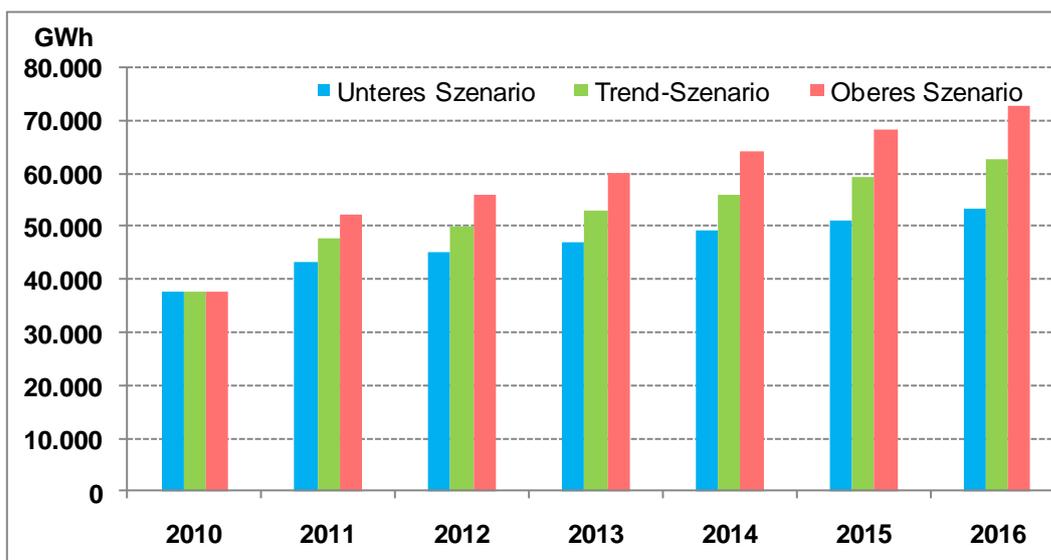


Abbildung 11 Stromerzeugung aus Windenergie an Land in Deutschland bis 2016 nach Szenarien

6.3 Vermarktungsformen bis 2016

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 bis 2016 beträgt 77,08 €/MWh (vgl. Tabelle 1 in Kapitel 1.4). Somit scheiden alle neu zu gebauten Anlagen aus der Direktvermarktung aus, da allein deren Anfangsvergütung 2012 mit 89,3 €/MWh und bis 2016 mit 84,0 €/MWh höher ist. Zur Anfangsvergütung hinzu kommt der SDL-Bonus von 4,8 €/MWh (bei Neuanlagen bis zum 31.12.2014 gewährt) und bei Repowering-Projekten der Repowering-Bonus von 5,0 €/MWh. Beide Boni bewirken eine zusätzliche Erhöhung der Anfangsvergütung und unterliegen ab 2013 der Degression und werden ab dann um 1,5 % jährlich gemindert. Somit wird davon ausgegangen, dass bis 2016 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 bis 2016 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 je Monat und Jahr bis 2016 wurden 90 % der Direktvermarktung über § 39 zugeordnet. In Tabelle 38 ist die Prognose der Strommenge für die Direktvermarktung bis 2016 nach Szenarien dargestellt.

Tabelle 38 *Direktvermarktung von Strommengen aus Windenergie an Land gemäß § 39 EEG in Deutschland bis 2016 nach Szenarien*

Szenario	2012	2013	2014	2015	2016
Trend-Szenario [GWh]	1.527	2.104	2.703	3.331	4.145
Oberes Szenario [GWh]	1.663	2.293	2.949	3.638	4.532
Unteres Szenario [GWh]	1.395	1.917	2.459	3.023	3.752

Im Trend-Szenario werden 2016 4,1 TWh über das Grünstromprivileg direkt vermarktet. Im Gegensatz dazu wird im oberen Szenario ca. 10 % (ca. 4,5 TWh) mehr Strom vermarktet. Im unteren Szenario werden dagegen um 7 % weniger Strommengen direkt vermarktet. Die Strommenge beträgt hier 3,8 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 2016 an der gesamten Erzeugung von Windenergie an Land, hier ohne Repowering, 100 % beträgt. Für die Prognose wird ein Anteil von 50 % der nicht über § 39 vermarkteten Erzeugung angenommen. Der Maximalanteil für Windenergie, die dem Repowering zu zuordnen ist, beträgt 2016 ebenfalls 100 % [Sensfuß/Ragwitz 2011]. Für die Prognose der Marktprämiennutzung wird von einem Anteil von 50 % ausgegangen.

In Tabelle 39 ist die Summe der Strommengen von Windenergie an Land einschließlich Repowering dargestellt.

Tabelle 39 *Vermarktung von Strommengen aus Windenergie an Land über die Marktprämie in Deutschland bis 2016 nach Szenarien*

Szenario	2012	2013	2014	2015	2016
Trend-Szenario [GWh]	7.387	12.872	18.880	25.453	29.362
Oberes Szenario [GWh]	8.292	14.619	21.655	29.462	34.303
Unteres Szenario [GWh]	6.606	11.356	16.429	21.783	24.717

6.3.3 Zusammenfassung

In Abbildung 12 sind die Anteile der erzeugten Strommengen und deren Vermarktungsformen für das Trend-Szenario dargestellt. Es wird erwartet, dass gut 50 % der Stromerzeugung aus Windenergie an Land bis 2016 außerhalb der festen Einspeisetarife vermarktet werden.

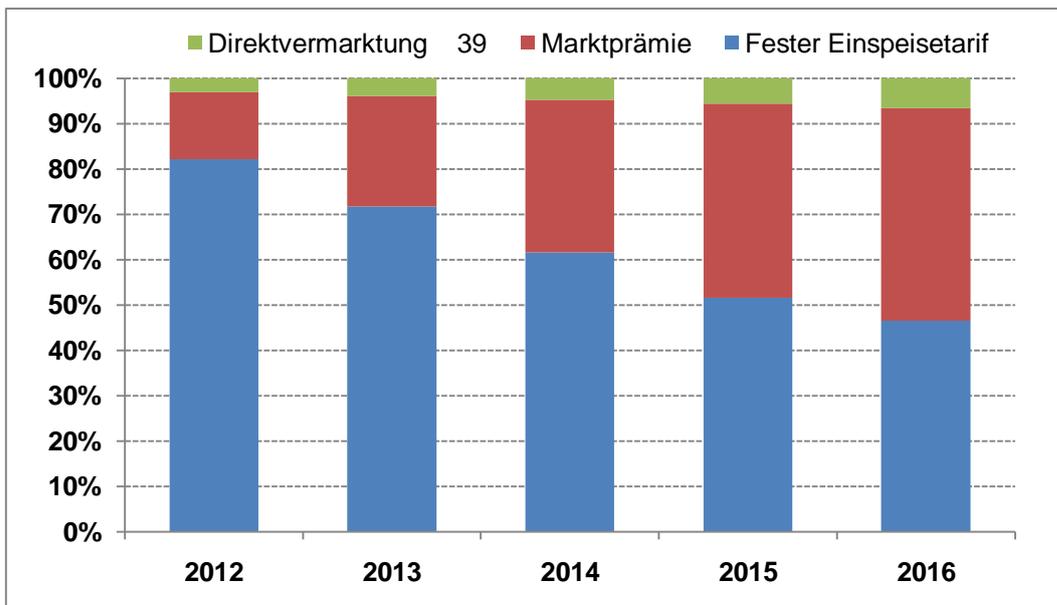


Abbildung 12 Vermarktungsformen des erzeugten Stroms aus Windenergie an Land bis 2016

6.4 Vergütungszahlungen bis 2016

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 Zeitraum der Prognose 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 bis einschließlich 2014 der SDL-Bonus zur Anfangsvergütung addiert. Bei Repowering wurden zur Anfangsvergütung der

Repowering-Bonus (ohne zeitliche Einschränkung) sowie der SDL-Bonus bis einschließlich 2014 addiert.

Zur Ermittlung der gesamten Vergütungszahlungen bis 2016 wurden die Strommengen 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 den Prognosezeitraum bis 2016, 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 für jedes Jahr bis 2016 ermittelt. Von dieser 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 auf Basis der Mengenprognosen im Projektverlauf aktuell bereit gestellt und ist für die Jahre bis 2016 in Tabelle 40 wiedergegeben. Anschließend wurde die Management-Prämie addiert, die nach Anlage 4 zum [EEG 2012] für Strom aus Wasserkraft zu zahlen ist (ebenfalls in Tabelle 40 aufgeführt). Damit ergab sich für jeden Monat eine feste spezifische Marktprämie, die anschließend mit den in Tabelle 39 ausgewiesenen Strommengen multipliziert wurde.

Die Ergebnisse für den Zeitraum der Prognose bis 2016 sind in Tabelle 41 dargestellt. 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.

Tabelle 40 *Marktwertfaktoren und Managementprämie zur Berechnung der Marktprämie für Strom aus Onshore-Windenergie in Deutschland bis 2016*

	2012	2013	2014	2015	2016
Marktwertfaktor	0,905	0,895	0,887	0,883	0,865
Management-Prämie [€/MWh]	12,-	10,-	8,50	7,-	7,-

6.4.3 Zusammenfassung nach Szenarien

Für jedes der drei Szenarien wird nachfolgend in Tabelle 41 dargestellt, welche umlagererelevanten 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 41 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie an Land in Deutschland bis 2016 nach Szenarien

Szenario	Jahr	Strom mit EEG-Festvergütung [GWh]	Festvergütung nach EEG [Mio. Euro]	vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]	Netto-EEG-Festvergütung [Mio. Euro]	Zu zahlende Marktprämien [Mio. Euro]
Trend-Szenario	2012	41.211	3.638,2	151,7	3.486,4	346,1
	2013	38.052	3.356,5	140,1	3.216,4	583,8
	2014	34.525	3.041,6	127,1	2.914,4	834,6
	2015	30.589	2.683,2	112,6	2.570,6	1.081,8
	2016	29.173	2.545,2	107,4	2.437,8	1.262,2
Oberes Szenario	2012	46.086	4.076,9	169,6	3.907,2	390,2
	2013	43.057	3.808,6	158,5	3.650,1	666,9
	2014	39.448	3.486,6	145,2	3.341,4	963,8
	2015	35.253	3.103,3	129,8	2.973,6	1.261,5
	2016	33.965	2.973,9	125,0	2.848,9	1.484,9
Unteres Szenario	2012	37.051	3.267,5	136,4	3.131,1	308,8
	2013	33.821	2.978,0	124,5	2.853,4	513,1
	2014	30.274	2.660,4	111,5	2.548,9	722,5
	2015	26.447	2.312,9	97,4	2.215,5	920,3
	2016	24.804	2.157,7	91,3	2.066,3	1.056,6

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 42 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 bis 2016

7.2.1 Prognose der Leistungsentwicklung in drei Szenarien

Mit der 2012 in Kraft tretenden EEG-Novelle [EEG 2012] verstärkt die Bundesregierung die Anreize, um den Ausbau der Offshore-Windenergie weiter voranzutreiben. Durch 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.
- Jährliche Degression der Anfangsvergütung ab dem Jahr 2018 von 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. Bis 2016 sollen insgesamt 4.100 MW errichtet werden, der Zubau beträgt 2016 dann 1.100 MW.

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 zusätzlich 1.500 MW pro Jahr 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 2016 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 43 dargestellte Zubau bis 2016 für die Szenarien angenommen.

Im Trend-Szenario wurde davon ausgegangen, dass der Zubau bis 2015 ansteigt und ab diesem Zeitpunkt 1.500 MW jährlich installiert werden können. Die installierte Leistung zum Jahresende 2016 für das Trend-Szenario beträgt somit 6.325 MW.

Für das obere Szenario wurde davon ausgegangen, dass ab 2014 jährlich 400 MW mehr als im Trend-Szenario zugebaut werden können. Ende 2016 beträgt die installierte Gesamtanlagenleistung 7.953 MW und damit 26 % mehr als im Trend-Szenario.

Für das untere Szenario wird 2016 erst ein Zubau von neuen Offshore-Windenergieanlagen von 900 MW und eine insgesamt installierte Leistung von 3.846 MW am Jahresende prognostiziert. Das entspricht ca. 60 % von derjenigen 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 kein wesentliches Problem 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 Zusammenwirken 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 Strom-einspeisung.
- 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. In Tabelle 43 sind die Annahmen zum Zubau und der installierten Anlagenleistungen bis 2016 nach Szenarien dargestellt.

Tabelle 43 *Leistungsentwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland bis 2016 nach Szenarien*

Szenario	Bezugsjahr	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Trend-Szenario	neu installierte Leistung [MW]	45	162	383	1.300	1.400	1.500	1.500
	Leistung zum Jahresende [MW]	80	242	625	1.925	3.325	4.825	6.325
Oberes Szenario	neu installierte Leistung [MW]	45	173	500	1.600	1.800	1.900	1.900
	Leistung zum Jahresende [MW]	80	253	753	2.353	4.153	6.053	7.953
Unteres Szenario	neu installierte Leistung [MW]	45	116	230	780	840	900	900
	Leistung zum Jahresende [MW]	80	196	426	1.206	2.046	2.946	3.846

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 2016 für das Trend-Szenario mit 92 %, für das obere Szenario mit 98 % und das untere Szenario mit 87 % 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 2016 folgende Vollbenutzungsstunden im Mittel aller – bestehenden und neu errichteten – Offshore-Windparks:



- Trend-Szenario: 3.887 h
- Oberes Szenario: 4.611 h
- Unteres Szenario: 3.210 h

Eine zusammenfassende Darstellung der zu erwartenden Vollbenutzungsstunden aller Prognosejahre bis 2016 ist in Tabelle 44 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 Vormonats multipliziert. Die Monatswerte wurden anschließend zu Jahressummen zusammengefasst. Die Berechnungsgrundlagen und Ergebnisse bis 2016 sind in Tabelle 44 dargestellt.

Im Trend-Szenario werden 2016 insgesamt rund 21,5 TWh Strom aus Offshore-Windkraft in das Stromnetz eingespeist. Im oberen Szenario wird 49 % mehr Strom erzeugt als im Trend-Szenario. Im unteren Szenario wird im Vergleich zum Trend-Szenario ca. 50 % weniger Strom eingespeist.

In Abbildung 13 ist der Verlauf der Stromeinspeisung nach Szenarien dargestellt. Ersichtlich ist hier, dass in allen drei Szenarien aufgrund der jährlichen Zunahme der installierten Leistung und der Erhöhung der Vollbenutzungsstunden, sich die eingespeisten Strommengen erhöhen.

Tabelle 44 Prognose der Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie in Deutschland bis 2016

Szenario	Jahr	Leistung zum Jahresende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Trend-Szenario	2012	625	3.686	1.361
	2013	1.925	3.749	4.090
	2014	3.325	3.807	9.447
	2015	4.825	3.849	15.252
	2016	6.325	3.887	21.491
Oberes Szenario	2012	753	4.512	1.902
	2013	2.353	4.541	6.011
	2014	4.153	4.560	13.987
	2015	6.053	4.586	22.740
	2016	7.953	4.611	32.014
Unteres Szenario	2012	426	2.872	785
	2013	1.206	2.981	2.111
	2014	2.046	3.080	4.748
	2015	2.946	3.149	7.652
	2016	3.846	3.210	10.818

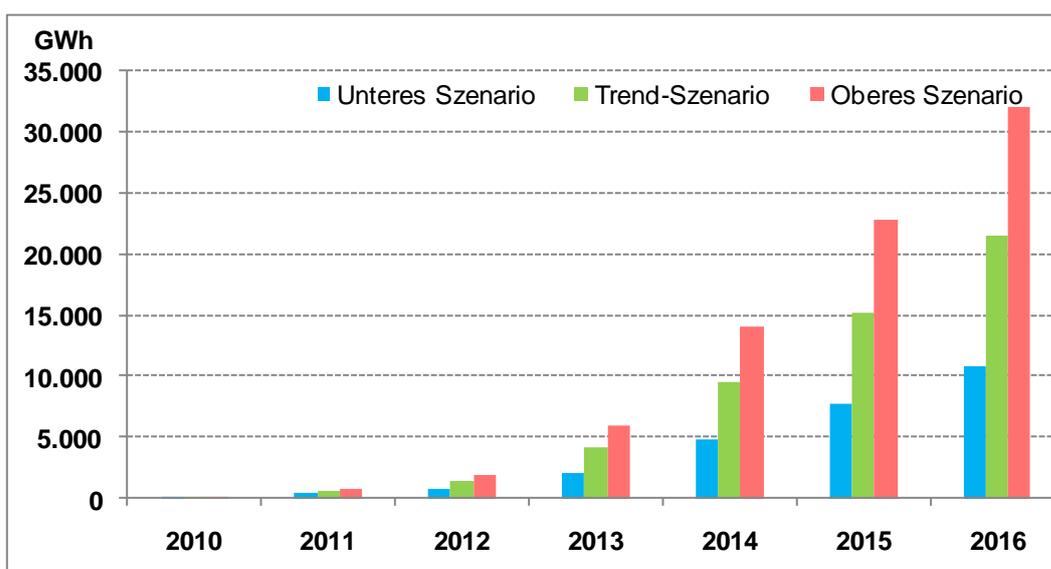


Abbildung 13 Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie in Deutschland bis 2016 nach Szenarien

7.3 Vermarktungsformen bis 2016

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 bis 2016 ist im November 2016 und beträgt 77,08 €/MWh. Dieser liegt somit unter der bis 2016 zu erwartenden 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 2016 50 % (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 45 für alle Szenarien dargestellt.

Tabelle 45 Vermarktung von Strommengen aus Offshore-Windenergie über die Marktprämie in Deutschland bis 2016 nach Szenarien

Szenario	2012	2013	2014	2015	2016
Trend-Szenario [GWh]	443	1.568	3.946	7.064	10.966
Oberes Szenario [GWh]	625	2.307	5.852	10.535	16.338
Unteres Szenario [GWh]	252	804	1.980	3.542	5.518

Im Trend-Szenario wird 2016 eine Strommenge von rund 11 TWh durch Nutzung der Marktprämie direkt vermarktet. Im oberen Szenario würde 48 % mehr Strom durch Nutzung der Marktprämie vermarktet, im unteren Szenario 50 % weniger.

7.3.3 Zusammenfassung

In Abbildung 14 ist dargestellt, dass im Trend-Szenario die Nutzung der Marktprämie bis 2016 stetig zunimmt und dann die Hälfte der erzeugten Strommenge erreicht.

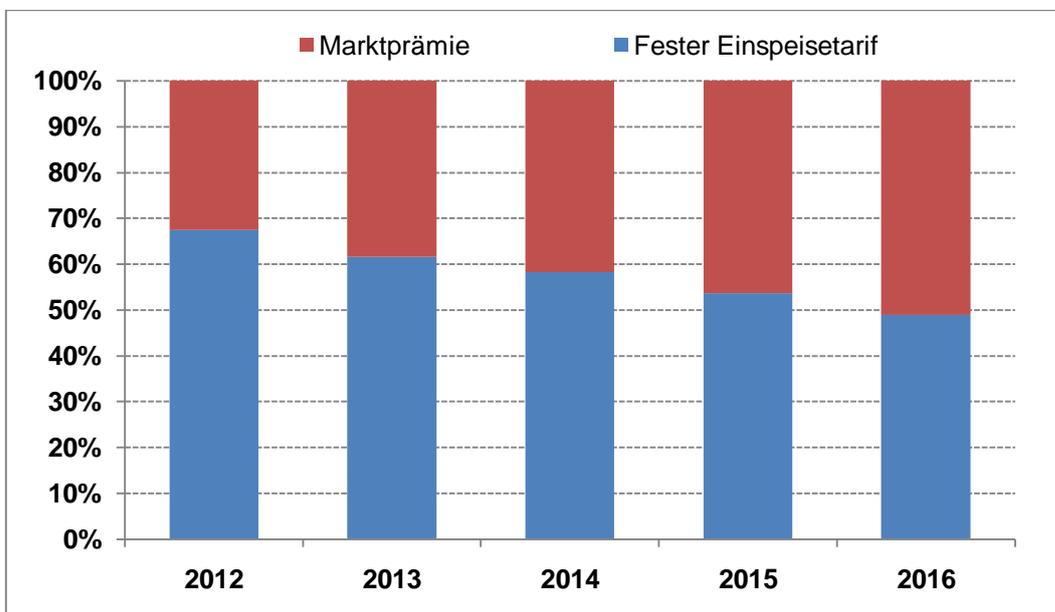


Abbildung 14 Vermarktungsformen der Offshore-Windenergie im Trend-Szenario bis 2016

7.4 Vergütungszahlungen bis 2016

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 2016 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 den Prognosezeitraum bis 2016, ist in Teilkapitel 7.4.3 und in Tabelle 47 zusammenfassend dargestellt.

7.4.2 Marktprämienzahlungen in drei Szenarien

Zur Berechnung der zu zahlenden Marktprämien wurde zunächst die mittlere EEG-Vergütung für Offshore Windenergie pro Jahrgang ermittelt. Von dieser typischen EEG-Vergütung wurde zunächst monatsweise der prognostizierte Grundlast-Strompreis – multipliziert mit dem Marktwertfaktor für Strom aus Offshore Windenergie – abgezogen. Der Marktwertfaktor wurde von den ÜNB bereit gestellt und entwickelte für Offshore-Windstrom wie in Tabelle 46 aufgeführt. Anschließend wurde die Management-Prämie addiert, die nach Anlage 3 zum [EEG 2012] für Strom aus Offshore-Wind zu zahlen ist (auch in Tabelle 46 dargestellt). Damit ergab sich für jeden Monat eine feste spezifische Marktprämie, die anschließend mit den in Tabelle 45 ausgewiesenen Strommengen multipliziert wurde. Die Ergebnisse für den Zeitraum der Prognose bis 2016 sind im folgenden Teilkapitel 7.4.3 bzw. in Tabelle 47 dargestellt. 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.

Tabelle 46 *Marktwertfaktoren und Managementprämie zur Berechnung der Marktprämie für Strom aus Offshore-Windenergie in Deutschland bis 2016*

	2012	2013	2014	2015	2016
Marktwertfaktor	1,020	0,995	0,975	0,968	0,944
Management-Prämie [€/MWh]	12,00	10,00	8,50	7,00	7,00

7.4.3 Zusammenfassung nach Szenarien

Für jedes der drei Szenarien wird nachfolgend in Tabelle 47 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 47 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Offshore-Windenergie in Deutschland bis 2016 nach Szenarien

Szenario	Jahr	Strom mit EEG-Festvergütung [GWh]	Festvergütung nach EEG [Mio. Euro]	vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]	Netto-EEG-Festvergütung [Mio. Euro]	Zu zahlende Marktprämien [Mio. Euro]
Trend-Szenario	2012	919	143,4	1,9	141,4	48,9
	2013	2.522	416,5	2,0	414,6	184,3
	2014	5.501	924,0	2,0	922,0	471,4
	2015	8.188	1.381,7	2,0	1.379,7	841,4
	2016	10.525	1.779,9	2,0	1.777,9	1.325,7
Oberes Szenario	2012	1.277	200,6	2,4	198,2	69,8
	2013	3.704	614,2	2,4	611,8	272,3
	2014	8.135	1.368,9	2,4	1.366,5	700,8
	2015	12.204	2.061,9	2,4	2.059,5	1.257,0
	2016	15.676	2.653,3	2,4	2.650,9	1.977,6
Unteres Szenario	2012	534	82,6	1,5	81,1	27,5
	2013	1.307	214,4	1,6	212,8	93,7
	2014	2.767	463,2	1,6	461,5	235,5
	2015	4.110	691,9	1,7	690,3	420,5
	2016	5.300	894,8	1,7	893,1	665,6

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 48 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 Inselsysteme, deren Strom nicht in das Netz eingespeist werden kann.

Tabelle 48 *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 bis 2016

8.2.1 Prognose der Leistungsentwicklung in drei Szenarien

Als Zwischenschritt für die Prognose der Jahre 2012 bis 2016 wurde zunächst die Entwicklung des Jahres 2011 eingeschätzt. Hierzu hat die BNetzA für die Monate Januar bis Mai bereits die eingegangenen Datenmeldungen veröffentlicht, für Juni wurde ein vorläufiger Summenwert von 664 MWp veröffentlicht, der damit deutlich höher liegt als in den Vormonaten [BNetzA 2011]. 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. Insgesamt blieb damit der Zubau des ersten Halbjahres 2011 deutlich niedriger als derjenige des ersten Halbjahres 2010. 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 [Meyenborg 2011]. 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, den USA oder China 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 voraussichtlich 15 % zu erwarten ist.

Für eine Prognose, die über das laufende Jahr hinaus auch die Zeit bis 2016 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.

Aufgrund der bis Anfang 2013 eintretenden drei Degressionsschritte ergeben sich – in Abhängigkeit vom konkreten Zubauvolumen gemäß § 20a [EEG 2012] – ab Januar 2013 Einspeisetarife für die Stromeinspeisung aus PV-Anlagen, die um 25,2 % (unteres Szenario) bis 35,4 % (oberes Szenario) niedriger liegen als im Jahr 2011. Für das Trend-Szenario ergeben die Berechnungen, die in Kapitel 8.4 näher dargestellt werden, 2012 zwei Degressionsschritte zu 15 % sowie einen weiteren Degressionsschritt zum Jahresanfang 2013 von 7,1 % gegenüber dem zweiten Halbjahr 2012. Der Vergleich von Anfang 2013 zu 2011 ergibt damit eine Gesamtdegression von 32,8 %. Selbst bei aktuell stark sinkenden Preisen auf dem PV-Markt kann nicht damit gerechnet werden, dass die Preise 2012 und 2013 in der gleichen Geschwindigkeit nachgeben. Die befragten Experten rechnen eher damit, dass sich die Kurve des Preisrückgangs 2012 abflacht, so dass die Attraktivität der Investition in neue PV-Anlagen und daher auch das erwartete Volumen der neu installierten Leistung nach übereinstimmender Einschätzung der befragten Experten 2013 ihren Tiefpunkt erreichen wird. Die Einschätzungen der Experten liegen hier zwischen 3 und 6 GW, aber jeweils niedriger als 2012. Für das untere Szenario wird zudem angenommen, dass 2013 die Vergütung in einigen Teilmärkten der Welt deutlich attraktiver als in Deutschland ist, so dass die meisten Investoren bevorzugt dort investieren und damit das Marktvolumen in Deutschland noch kleiner ausfällt.

Für die Jahre 2014 bis 2016 sehen die befragten Experten dagegen teilweise eine stabile Entwicklung und teilweise eine leichte Markterholung. Dies wird darauf zurückgeführt, dass die bis dahin weiter gesunkenen Preise es ermöglichen, Photovoltaikanlagen auch ohne gesonderte Vergütung für den Eigenverbrauch teilweise selbst zu nutzen und teilweise in das Netz einzuspeisen (mit EEG-Tarif), wobei die eigene Nutzung dabei die attraktivere Form ist, da der eingesparte spezifische Strompreis dann deutlich höher liegt als die für den übrigen Strom gezahlte EEG-Vergütung. Zusammen mit der Weiterentwicklung von Speichersystemen wird es für möglich gehalten, dass die Inbetriebnahme einer PV-Anlage in Zusammenhang mit Speichersystemen einen Trend zu einer überwiegend autarken Stromversorgung für Privathaushalte und Gewerbe unterstützt. Vor diesem Hintergrund wird in den Jahren 2014 bis 2016 in allen Szenarien wieder ein – wenn auch langsamer – Anstieg der neu installierten Leistungen erwartet. Selbst wenn die vorhandenen Überkapazitäten im Zuge des Wettbewerbsdrucks teilweise durch Firmenschließungen bis 2016 abgebaut werden sollten, würde sich für diese Perspektive einer allmählichen Steigerung nach 2013 kein Engpass bei der Versorgung mit Modulen und anderen Komponenten abzeichnen.

Auch im oberen Szenario wird bei der dargestellten Entwicklung das Potenzial verfügbarer Dachflächen nicht ausgeschöpft. Dieses Potenzial wurde von verschiedenen Quellen unterschiedlich berechnet, die aktuellste Veröffentlichung der Bundesregierung hierzu nennt 165 GW für „geneigte Dach-, Fassaden- und Siedlungsflächen“ [BMU 2011c], andere Quellen nennen höhere Zahlen [Everding 2007]. Allerdings setzt der im oberen Szenario für 2016 errechnete Wert von über 60 GW PV-Leistung in Deutschland erhebliche Anpassungen des übrigen Energiesystems voraus, da ohne neue Kapazitäten bei Speicherung und Transport von Energie die dann aus PV erzeugten Strommengen schwerlich in allen Jahreszeiten tatsächlich auch genutzt werden könnten. Sofern die erneuerbaren Energien in Deutschland mehr Strom liefern als verbraucht wird, läuft auch der Einspeisevorrang des EEG ins Leere. In solchen Fällen müssen die Anlagenbetreiber aufgrund des Energiewirtschaftsgesetzes auch mit Abschaltungen ohne Entschädigung für entgangene Einnahmen rechnen [Kurth 2011].

Die Eckwerte der aktuellen IE-Prognose für die drei Szenarien enthält Tabelle 49.

Tabelle 49 Leistungsentwicklung der Photovoltaik in Deutschland nach Szenarien

Szenario	Bezugsjahr	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Trend-Szenario	neu installierte Leistung [MW]	6.801	6.500	4.500	3.600	3.800	4.000	4.400
	Leistung zum Jahresende [MW]	17.348	23.848	28.348	31.948	35.748	39.748	44.148
Oberes Szenario	neu installierte Leistung [MW]	6.801	8.000	6.500	6.000	7.000	7.500	8.000
	Leistung zum Jahresende [MW]	17.348	25.348	31.848	37.848	44.848	52.348	60.348
Unteres Szenario	neu installierte Leistung [MW]	6.801	5.000	3.000	2.200	2.400	2.600	2.800
	Leistung zum Jahresende [MW]	17.348	22.348	25.348	27.548	29.948	32.448	35.048

Die Rekord-Zubauwerte der Jahre 2010 und (im oberen Szenario) 2011 werden damit bis 2016 lediglich im oberen Szenario 2015 und 2016 noch einmal erreicht, aber nicht überschritten. Im Vergleich mit dem nationalen Aktionsplan der Bundesregierung [BRD 2010], der 2012 bis 2016 einen jährlich gleich bleibenden Zubau von 3,5 GW vorsieht, liegt das Trend-Szenario leicht höher und das untere Szenario etwas niedriger.

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 ab 2011 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. Die Einschätzungen zu den Marktanteilen der jeweiligen Segmente sind in Tabelle 50 zusammengefasst.

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 hierfür insbesondere in der Industrie (Lagerhallen, Produktionshallen) noch große ungenutzte Potenziale existieren, kann von einem aktuell wachsenden Marktsegment ausgegangen werden. In Tabelle 50 ist aufgeführt, von welchen Marktanteilen in welchen Kalenderjahren bei der Prognose ausgegangen wurde.

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.

Die getroffenen Einschätzungen wurden in allen Szenarien gleichermaßen angewandt.

Tabelle 50 *Einschätzungen zum Marktanteil unterschiedlicher Marktsegmente beim Zubau neuer PV-Anlagen in Deutschland bis 2016 (alle Szenarien)*

Marktsegment	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Marktanteil der Anlagen bis 1 MW an, auf und in Gebäuden	81%	83%	84%	84%	84%	84%
Marktanteil der Anlagen ab 1 MW an, auf und in Gebäuden	10%	10%	10%	10%	10%	11%
Marktanteil der Freiflächen-Anlagen	9%	7%	7%	6%	6%	5%

Die in Tabelle 50 aufgeführten Prozentwerte ergeben sich als gewichtete Mittel der vier Regelzonen, rundungsbedingt summieren sich daher die Teilwerte nicht immer zu 100 %.

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 Solarfördervereins [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. Für 2013 wird von einem mittleren Ertrag aller Anlagen ausgegangen, der um 0,5 % über demjenigen des Vorjahres liegt, 2014 steigt der Ertrag dann um 0,4 % an, 2015 um 0,3 % und 2016 um 0,2%. Mit diesem Verlauf wird berücksichtigt, dass der prozentuale Anteil der Neuanlagen des jeweiligen Inbetriebnahmejahrgangs, bei denen sich der o. g. technische Fortschritt auswirkt, angesichts des jährlich wachsenden Anlagen-Altbestandes einen immer geringeren Anteil des Gesamtbestands ausmacht.

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.

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 2012 wurde daher bei Gebäudeanlagen bis 1 MW mit 929 Stunden und bei Gebäudeanlagen ab 1 MW bzw. Freiflächenanlagen mit 980 Stunden gerechnet. Für 2013 bis 2016 gelten die Steigerungen des mittleren Ertrags gemäß Teilkapitel 8.2.3.

Die entsprechenden Werte für alle Szenarien sind aus Tabelle 51 ersichtlich.

Tabelle 51 *Vollbenutzungsstunden der Photovoltaik nach Szenarien und Marktsegmenten bis 2016*

Szenario	Jahr	Gebäude- anlagen bis 1 MW [h/a]	Gebäude- anlagen ab 1 MW [h/a]	Freiflächen- anlagen [h/a]	Gewichtetes Mittel in Deutschland [h/a]
Trend- Szenario	2012	929	980	980	939
	2013	934	985	985	942
	2014	938	989	989	945
	2015	940	992	992	947
	2016	942	994	994	949
Oberes Szenario	2012	1.028	1.083	1.083	1.038
	2013	1.033	1.089	1.089	1.042
	2014	1.037	1.093	1.093	1.045
	2015	1.040	1.096	1.096	1.048
	2016	1.042	1.099	1.099	1.049
Unteres Szenario	2012	795	838	838	803
	2013	799	842	842	806
	2014	802	845	845	808
	2015	804	848	848	810
	2016	806	850	850	812

Da die Angaben zum gewichteten Mittelwert in Deutschland auch die Verschiebung zwischen den Gewichten der Marktsegmente berücksichtigen, ist es möglich, dass – wie im oberen Szenario für 2016 auffällig – der Ertrag im gewichteten Mittel in Deutschland langsamer anwächst als bezogen auf jedes einzelne Segment. Dies geht in diesem Fall auf die wachsende Rolle der Gebäudeanlagen bis 1 MW am Gesamtbestand zurück.

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 Summen dieser Berechnung für die betrachteten Jahre für die Photovoltaik insgesamt sind für alle Szenarien in Tabelle 52 dargestellt. Ein graphischer Vergleich der drei Szenarien befindet sich anschließend in Abbildung 15.



Tabelle 52 Prognose der Stromerzeugung aus Photovoltaik in Deutschland bis 2016 nach Szenarien

Szenario	Jahr	Leistung zum Jahresende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Trend-Szenario	2012	28.348	939	24.072
	2013	31.948	942	27.929
	2014	35.748	945	31.517
	2015	39.748	947	35.259
	2016	44.148	949	39.248
Oberes Szenario	2012	31.848	1.038	29.002
	2013	37.848	1.042	35.422
	2014	44.848	1.045	42.239
	2015	52.348	1.048	49.860
	2016	60.348	1.049	57.996
Unteres Szenario	2012	25.348	803	18.902
	2013	27.548	806	21.064
	2014	29.948	808	22.983
	2015	32.448	810	25.011
	2016	35.048	812	27.108

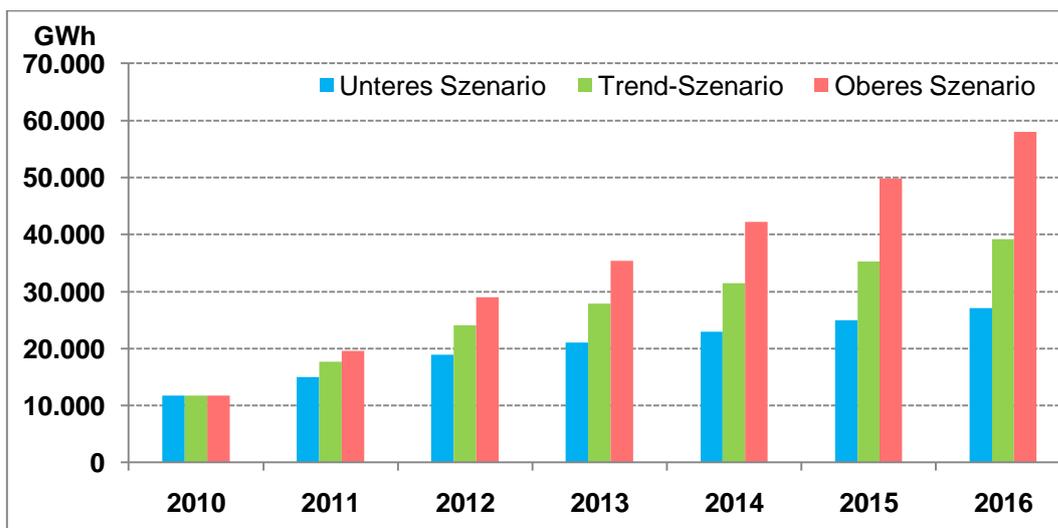


Abbildung 15 Stromerzeugung aus Photovoltaik in Deutschland bis 2016 nach Szenarien

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 den Zeitraum bis 2016 wird prognostiziert, dass keine Direktvermarktung von PV-Strom über § 39 [EEG 2012] stattfindet, da der Rentabilitäts-Schwellenwert sein Maximum im November 2016 mit 77,08 €/MWh erreicht, während die Vergütungssätze im **Trend-Szenario** in allen Anlagenkategorien bis 2016 mindestens 93,60 €/MWh betragen. Im **unteren Szenario** sind die Vergütungssätze noch höher.

Im **oberen Szenario** erreichen die Vergütungssätze für neu errichtete Dachanlagen ab 1 MW sowie für neu errichtete Freiflächenanlagen im Jahr 2016 erstmals Werte zwischen 61,40 €/MWh (Freiflächenanlagen mit Inbetriebnahmedatum im 2. Halbjahr 2016) und 73,- €/MWh (Freiflächenanlagen auf Konversionsflächen im 1. Halbjahr 2016) und liegen damit erstmals in bestimmten Monaten unterhalb der Rentabilitätsschwelle, die 2016 zwischen 64,33 €/MWh im Mai und 77,08 €/MWh liegt. Für eine Direktvermarktung in bestimmten Monaten kämen aus dem Inbetriebnahmejahrgang 2016 theoretisch 415 MW Freiflächenanlagen sowie 864 MW Dachanlagen ab 1 MW in Betracht, deren Leistungsanteile oberhalb von 1 MW im oberen Szenario dann entsprechend niedrige Vergütungen erhalten. Es wird damit gerechnet, dass in diesem Fall einige der Anlagen von Stromhändlern versuchsweise in ihr Portfolio aufgenommen werden, um Erfahrungen mit der Direktvermarktung dieses Energieträgers unter den dann geltenden Rahmenbedingungen zu sammeln. Das Erreichen von Einspeisevergütungen in einer Höhe von weniger als 75,- €/MWh wäre jedoch nur realistisch, wenn in allen Jahren der Zubau dem Pfad des oberen Szenarios folgt und zugleich die Preisentwicklung es bis 2016 ermöglicht, Anlagen zu etwa einem Drittel der heutigen Preise herzustellen. Diese Perspektive erscheint eher theoretischer Natur (vgl. die Diskussion unten in Teilkapitel 8.4.1 und die Eckwerte in Tabelle 56). Die Direktvermarktung von Solarstrom über den § 39 [EEG 2012] im Jahr 2016 wurde daher im Rahmen dieser Prognose vernachlässigt.

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 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 zwischen 5 % (2012) und 15 % (2016) angenommen, der das Instrument der Marktprämie nutzt, während bei den übrigen Gebäudeanlagen lediglich zwischen 2 % (2012) und 5 % (ab 2015) 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 durch die zu Grunde liegende Leistungsentwicklung und die jeweilige Einstrahlung. Insgesamt ergibt sich die in Tabelle 53 dargestellte Einschätzung.

Tabelle 53 *Vermarktung von Strommengen aus Photovoltaik über die Marktprämie nach Szenarien in Deutschland bis 2016*

Szenario	2012	2013	2014	2015	2016
Trend-Szenario [GWh]	635	1.096	1.641	2.284	2.535
Oberes Szenario [GWh]	702	1.211	1.814	2.526	2.803
Unteres Szenario [GWh]	543	937	1.403	1.954	2.168

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 bis 2013 für die Nutzung der Eigenverbrauchs-Option in Betrieb genommen wurden und werden. 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 54 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).

Tabelle 54 Annahmen für die Nutzung der Eigenverbrauchsoption nach Investorengruppen

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 %

Im Ergebnis werden die PV-Anlagen mit Nutzung der Eigenverbrauchsoption im Trend-Szenario bis Ende 2013 auf eine Leistung von 4.393 MW anwachsen. Im oberen Szenario ergibt sich für Ende 2013 eine Leistung der Eigenverbrauchsanlagen von 6.006 MW und im unteren Szenario von 3.194 MW (vgl. Tabelle 55).

Tabelle 55 Neuinbetriebnahmen von Anlagen mit Eigenverbrauchsoption nach Szenarien

Inbetriebnahmejahr	In Betrieb gehende Gebäudeanlagen bis 500 kW			darunter Anlagen mit Option „Eigenverbrauch“		
	Trend	Oberes Szenario	Unteres Szenario	Trend	Oberes Szenario	Unteres Szenario
2011	4.879	6.004	3.753	1.743	2.146	1.341
2012	3.444	4.974	2.296	1.231	1.778	820
2013	2.784	4.641	1.702	995	1.659	608

Für die Stromerzeugung, die auf den Eigenverbrauch entfällt, ergeben sich im Trend-Szenario damit 572 GWh für 2012 und 798 GWh für 2013. Im oberen Szenario werden 2013 1.168 GWh erreicht, im unteren 508 GWh. 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 bis 2013 maßgeblich auf die Szenarien auswirken. Hinzu kommen die bereits dargestellten Unterschiede bei der jährlichen Einstrahlung.

Ab 2014 wird davon ausgegangen, dass die bis Ende 2013 in Betrieb gegangenen Anlagen den gleichen Anteil ihres Stroms wie bei der Inbetriebnahme weiter selbst verbrauchen. Mit diesen Annahmen bleiben von 2014 bis 2016 sowohl die eingespeisten als auch die selbst verbrauchten Strommengen aus diesen Anlagen konstant. Da die 2013 in Betrieb gegangenen Anlagen 2014 erstmals ganzjährig Strom produzieren, liegt die Strommenge 2014 (und ebenso bis 2016) dennoch höher als 2013. Sie erreicht im Trend-Szenario 914 GWh, im oberen Szenario 1.382 GWh und im unteren Szenario 568 GWh.

8.3.4 Zusammenfassung

In Abbildung 16 wird deutlich, dass der erzeugte Strom bei der Photovoltaik weiterhin zu mehr als 90 % mit festen Einspeisetarifen vergütet wird. Durch das weitere Marktwachstum ab 2014 geht der Anteil des Stroms mit Eigenverbrauchsvergütung wieder leicht zurück, während die Nutzung der Marktprämie auf niedrigem Niveau ansteigt. Nicht berücksichtigt sind Anlagen, die ab 2014 die Option zur Eigenverbrauchsnutzung technisch ausnutzen, ohne dafür eine Vergütung zu erhalten. Je nach der Entwicklung der Haushaltsstrompreise könnte sich hier ab 2014 ein zusätzliches Segment ergeben, das dann die Menge des zu festen Tarifen vergüteten Stroms etwas vermindern würde.

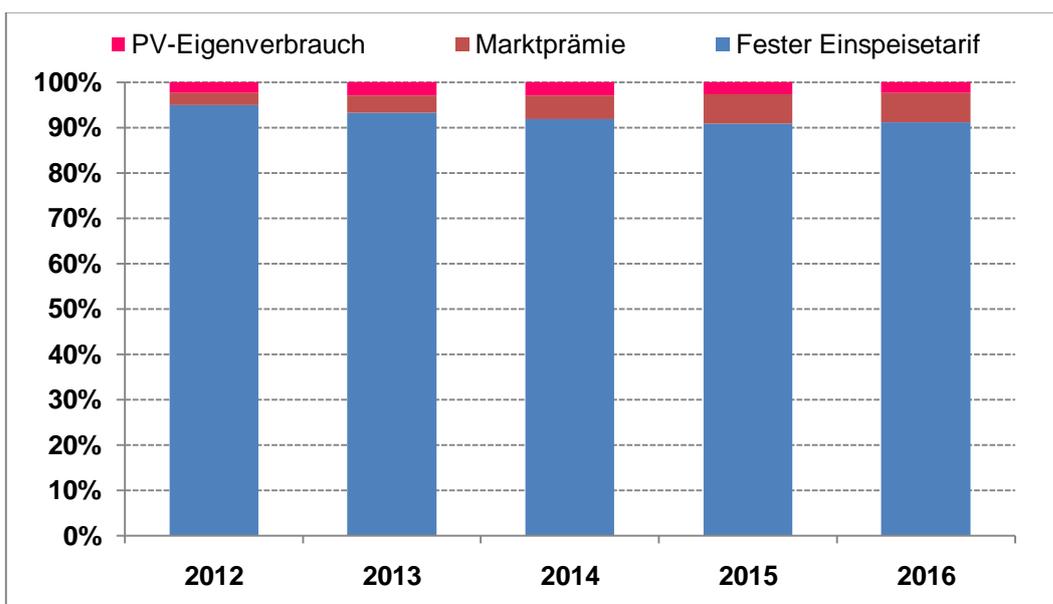


Abbildung 16 Vermarktungsformen des erzeugten Stroms aus Photovoltaik bis 2016 im Trend-Szenario

8.4 Vergütungszahlungen bis 2016

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. Für die Jahre 2012 bis 2016 wurde in den drei Szenarien die mittlere Vergütung auf der Grundlage der in Kapitel 8.1 dargestellten Leistungsentwicklung ermittelt, indem die zubaubedingt jeweils anstehenden Degressionschritte berücksichtigt wurden. Dies führt in den drei Szenarien zu den in Tabelle 56 dargestellten mittleren Vergütungssätzen für die Jahre 2011 bis 2016 – als Mittelwert über jeweils unterschiedliche Einzelvergütungen innerhalb der drei Marktsegmente.

Tabelle 56 Durchschnittliche Vergütung für Solarstrom in Deutschland nach Marktsegmenten und Szenarien

Vergütung anzuwenden auf Anlagen mit Neuinbetriebnahme...	Vergütung für Freiflächenanlagen			Vergütung für Gebäudeanlagen bis 1 MW			Vergütung für Gebäudeanlagen ab 1 MW		
	[ct/kWh]			[ct/kWh]			[ct/kWh]		
Szenario	Trend	oben	unten	Trend	oben	unten	Trend	oben	unten
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	15,60	15,60	17,25	20,53	20,53	22,69	16,24	16,24	17,95
2013, 1. Halbjahr	14,50	13,95	16,51	19,07	18,35	21,25	15,06	14,49	16,78
2013, 2. Halbjahr	14,07	12,70	16,51	18,51	16,71	21,25	14,61	13,19	16,78
2014, 1. Halbjahr	12,76	11,44	15,10	16,78	15,05	19,87	13,24	11,87	15,68
2014, 2. Halbjahr	12,37	10,41	15,10	16,28	13,69	19,87	12,85	10,81	15,68
2015, 1. Halbjahr	11,23	9,04	14,13	14,78	11,89	18,58	11,68	9,40	14,70
2015, 2. Halbjahr	10,90	7,95	14,13	14,34	10,46	18,58	11,34	8,27	14,70
2016, 1. Halbjahr	9,88	7,14	13,21	13,00	9,40	17,37	10,30	7,44	13,77
2016, 2. Halbjahr	9,59	6,28	13,21	12,61	8,26	17,37	9,99	6,55	13,77

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. Bei Freiflächenanlagen wurde ein Mischwert für Konversions- und Nicht-Konversions-Flächen fortgeschrieben, bei Gebäudeanlagen bis 1 MW ist es ein Mischwert unterschiedlicher Größenklassen.

In Tabelle 56 fällt auf, dass das Prinzip des „atmenden Deckels“ in Kombination mit den Zubauerschätzungen aus Teilkapitel 8.2.1 bis 2016 dafür sorgt, dass die Höhe der Vergütungen so weit auseinander gehen, dass die mittleren Vergütungen bei allen Marktsegmenten im zweiten Halbjahr 2016 im unteren Szenario (mit geringerem Zubau) mehr als doppelt so hoch liegen wie im oberen Szenario (mit fortwährend hohem Zubau). Insbesondere im unteren Szenario findet zur Jahresmitte in vier Fällen gar keine Degression statt, da in den jeweils vorangehenden sieben Monaten Oktober bis April weniger als 2.042 MW neu hinzu kommen. Damit wird deutlich, dass die Szenarien mit fortschreitender Entfernung von der Gegenwart allmählich unwahrscheinlicher werden, da eine verstärkte Degression in der Regel zu einem Rückgang des Marktvolumens führt (so wie für 2013 bereits prognostiziert). Wäre dieser Effekt jedoch konsequent in den Zubauprognozen berücksichtigt worden, wäre der Zubau im oberen Szenario nicht immer höher als im unteren gewesen, vielmehr hätten sich Szenarien mit zeitlich versetzten Wellenbewegungen des Zubaus ergeben. Dies war jedoch nicht Ziel der Szenarienbildung.

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 bis 2016 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) und monatsweise, anschließend wurden Jahressummen gebildet.

Nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich jeweils die gesamte Netto-Vergütungssumme für die Solarenergie-Marktsegmente als Differenz für Jahre bis 2016, 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 alle PV-Anlagen für die Jahre 2012 bis 2016 ermittelt.

Von pro Jahrgang 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 ist in Tabelle 57 wiedergegeben. 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 monatlich errechneten Strommengen multipliziert wurde. Die Ergebnisse für alle Jahre bis 2016 sind in Teilkapitel 8.4.5 für alle Szenarien in Tabelle 58 aufgeführt. 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.

Tabelle 57 *Marktwertfaktoren und Managementprämie zur Berechnung der Marktprämie für Strom aus Photovoltaik in Deutschland bis 2016*

	2012	2013	2014	2015	2016
Marktwertfaktor	1,046	1,051	1,038	1,014	0,985
Management-Prämie [€/MWh]	12,00	10,00	8,50	7,00	7,00

Die Entwicklung des Marktwertfaktors zeigt, dass durch die zunehmende Marktdurchdringung der Solarenergie der Mehrwert des Stroms in den Mittagsstunden so stark abgebaut wird, dass 2016 das Stromangebot in den sonnenreichen Stunden im Mittel aller Tage des Jahres sogar höher liegt als die Nachfrage, so dass Solarstrom ab diesem Zeitpunkt nicht mehr teurer verkauft werden kann als der durchschnittliche an der Börse gehandelte Strom, der sich wiederum aus unterschiedlich großen Mengen aus fossiler, nuklearer und regenerativer Erzeugung zusammensetzt.

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 einzelner Jahre zu erhalten, muss 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 von 2012 bis 2016 in Deutschland sind in Tabelle 58 jahrgangswise zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 58 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Photovoltaik in Deutschland bis 2016 nach Szenarien

Szenario	Jahr	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]
Trend-Szenario	2012	22.865	114,2	8.376,0	195,2	68,3
	2013	26.035	129,9	8.937,2	310,4	84,8
	2014	28.962	144,3	9.356,0	434,4	89,1
	2015	32.061	159,6	9.761,5	563,0	89,1
	2016	35.799	178,0	10.262,9	576,6	89,1
Oberes Szenario	2012	27.514	137,4	9.780,6	209,9	88,0
	2013	33.043	164,6	10.749,5	326,0	113,4
	2014	39.043	194,2	11.567,7	441,8	118,1
	2015	45.952	228,3	12.371,3	551,1	118,1
	2016	53.811	267,1	13.150,2	545,9	118,1
Unteres Szenario	2012	17.976	89,9	6.802,7	172,2	49,2
	2013	19.620	98,0	7.100,4	279,6	60,9
	2014	21.012	104,8	7.317,2	400,2	64,6
	2015	22.489	112,1	7.538,7	530,6	64,6
	2016	24.372	121,3	7.868,8	555,3	64,6

9 ZUSAMMENFASSENDE GESAMTBETRACHTUNG

9.1 Leistungsentwicklung aller EEG-Anlagen bis 2016

Die Entwicklung der installierten Leistung aller Anlagen, deren Strom Anspruch auf Vergütung nach dem EEG hat, ist für den Zeitraum seit 2002 in Abbildung 17 dargestellt und um die Prognosen für das Trend-Szenario der Jahre 2011 bis 2016 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 von 2011 bis 2016 bei fast allen Energieträgern ein weiterer Anstieg erwartet, insbesondere bei Photovoltaik und Windenergie, am stärksten sind die relativen Zuwächse bei der Offshore-Windenergie erkennbar. Lediglich der Bereich der Deponie-, Klär- und Grubengase entwickelt sich im Trend-Szenario leicht rückläufig. Grundlage der Prognose waren Recherchen und Branchenbefragungen, die v. a. in den Monaten August und September 2011 stattgefunden haben.

Im Vergleich mit dem **nationalen Aktionsplan der Bundesregierung** [BRD 2010] zeigt sich, dass

- die Entwicklung der **Wasserkraft** mit einem Gesamtzubau von 300 MW von Ende 2011 bis Ende 2016 zwar langsam verläuft, aber stärker eingeschätzt wird als im Aktionsplan, wo nur 128 MW Zubau für den gleichen Zeitraum erwartet werden,
- bei der **Biomasse** im nationalen Aktionsplan eine andere Abgrenzung zu Grunde gelegt wurde als im EEG, der prozentuale Leistungszuwachs von 2011 bis 2016 jedoch mit ca. 16 % etwas verhaltener gesehen wird als im Aktionsplan mit 20 %,
- die Entwicklung bei der **Geothermie** im nationalen Aktionsplan ähnlich eingeschätzt wird, wobei die in dieser Prognose für 2016 prognostizierte installierte Leistung von 79 MW im Aktionsplan bereits 2015 erreicht wird.
- bei der **Windenergie an Land** die Prognose auf Grund der zusätzlichen Flächenausweisungen der Bundesländer ab 2013 wieder einen etwas höheren Zubau als 2010 bis 2012 erwartet, während der Aktionsplan mit einer stetigen Abschwächung des Zubaus rechnet,
- dass der Aktionsplan von 2010 einen rascheren Ausbau der **Offshore-Windkraft** bis 2012 erwartete, ab 2013 den Ausbau jedoch nicht so schnell einschätzt wie diese Prognose.
- für die Entwicklung der **Photovoltaik** in den meisten Jahren ein erkennbar schnellerer Zubau prognostiziert wird als es der Zielkorridor im Aktionsplan mit einem jährlichen Zubau von 3.500 MW vorsieht, auch wenn die 2010 und 2011 erreichten Spitzenwerte beim Zubau auch im Trend-Szenario dieser Prognose in keinem Jahr wieder erreicht werden.

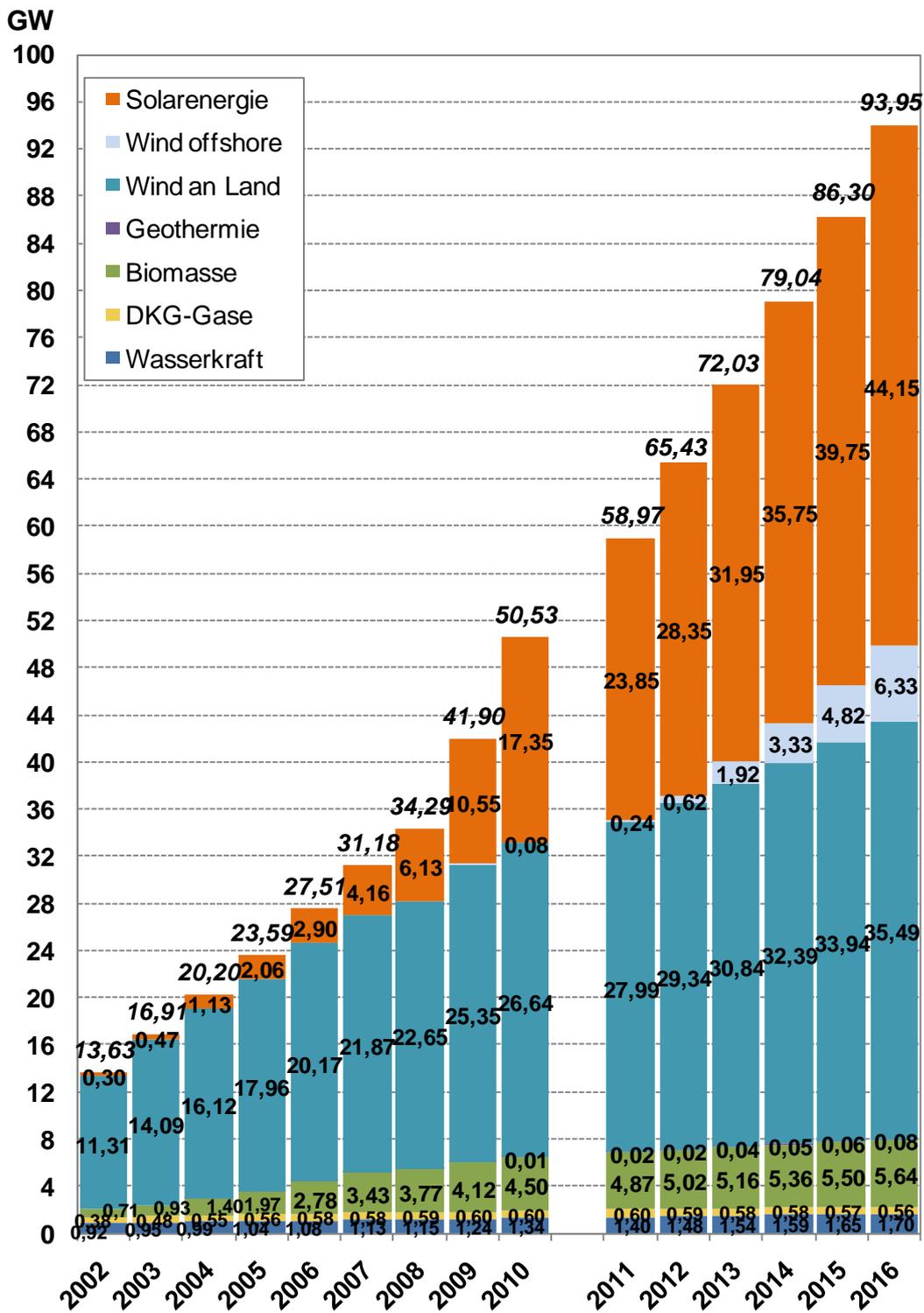


Abbildung 17 Entwicklung der Leistung der EEG-Anlagen nach Energieträgern bis 2016 im Trend-Szenario

9.2 Stromerzeugung aller EEG-Energieträger bis 2016

Die nachfolgende zusammenfassende Darstellung der Stromerzeugung berücksichtigt alle erneuerbaren Energieträger, deren Stromertrag einen Vergütungsanspruch nach dem EEG hat, sowie Grubengas als nicht-erneuerbaren Energieträger mit Anspruch auf EEG-Vergütung als Teil der Gruppe „DKG-Gase“. 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 18 dargestellte Entwicklung für die Jahre von 2003 bis 2016.

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.

Bis 2016 wird mit einer Verdopplung der Stromerzeugung aus Energien mit EEG-Vergütungsanspruch gerechnet. Verglichen mit dem Nettostrombedarf, der für das Jahr 2012 prognostiziert wird [Prognos 2011] und der noch einen langsam sinkenden Trend aufweist, bedeutet dies, dass die EEG-Energieträger bis 2016 bereits über 31 % dieses Nettostrombedarfs decken können. Diese umfassen in geringem Maße zwar auch Grubengas, nicht hingegen den größten Teil der Wasserkraft. Insgesamt wird der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung im Trend-Szenario 2016 daher deutlich über 30 % liegen.

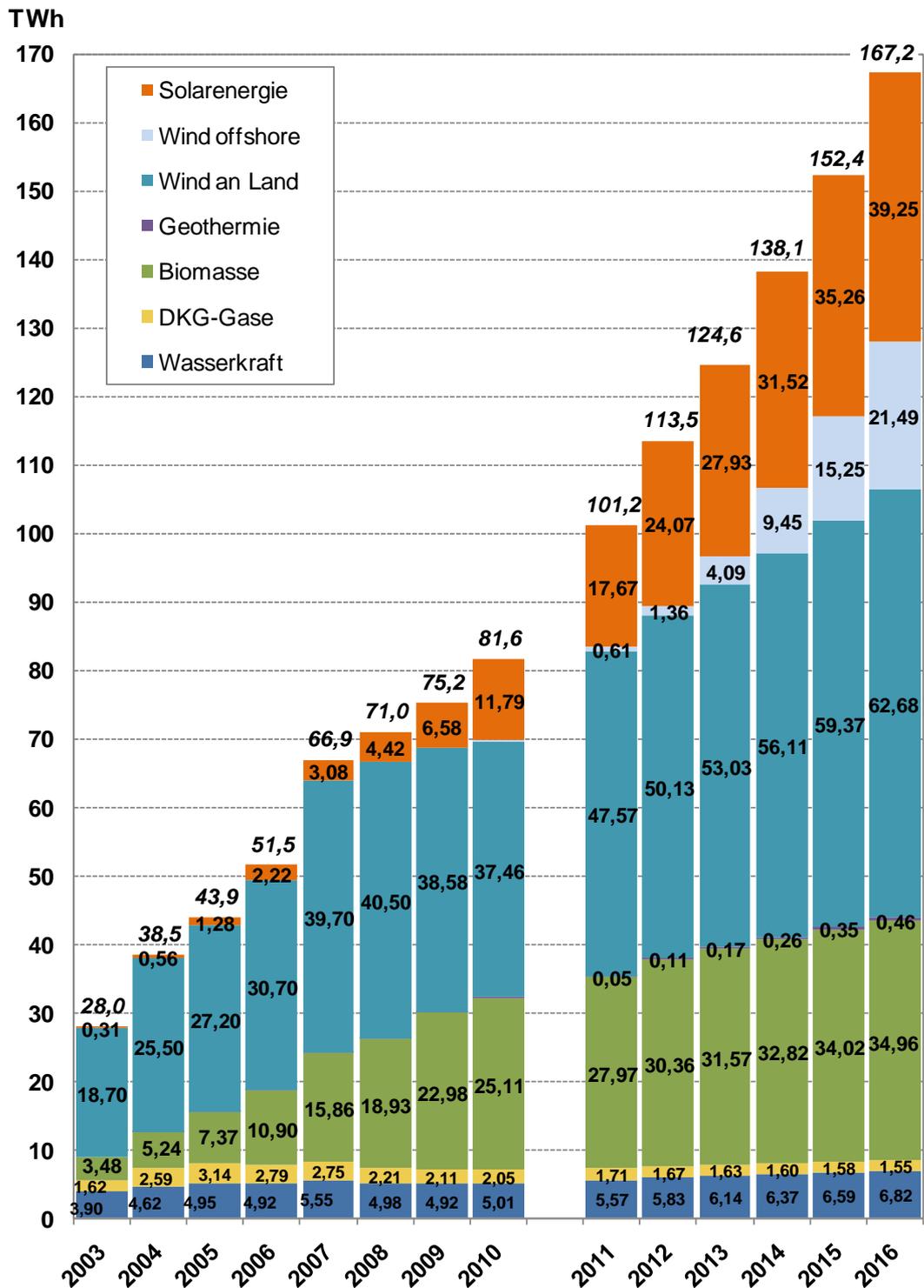


Abbildung 18 Entwicklung der Stromerzeugung der EEG-Anlagen nach Energieträgern bis 2016 im Trend-Szenario (einschl. Direktvermarktung)

9.3 Vergütungs- und Prämienzahlungen bis 2016

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

Welche Bedeutung den vier hier prognostizierten Formen in Bezug auf die erzeugten Strommengen zukommt, wird zunächst anhand der Abbildung 20 erkennbar.

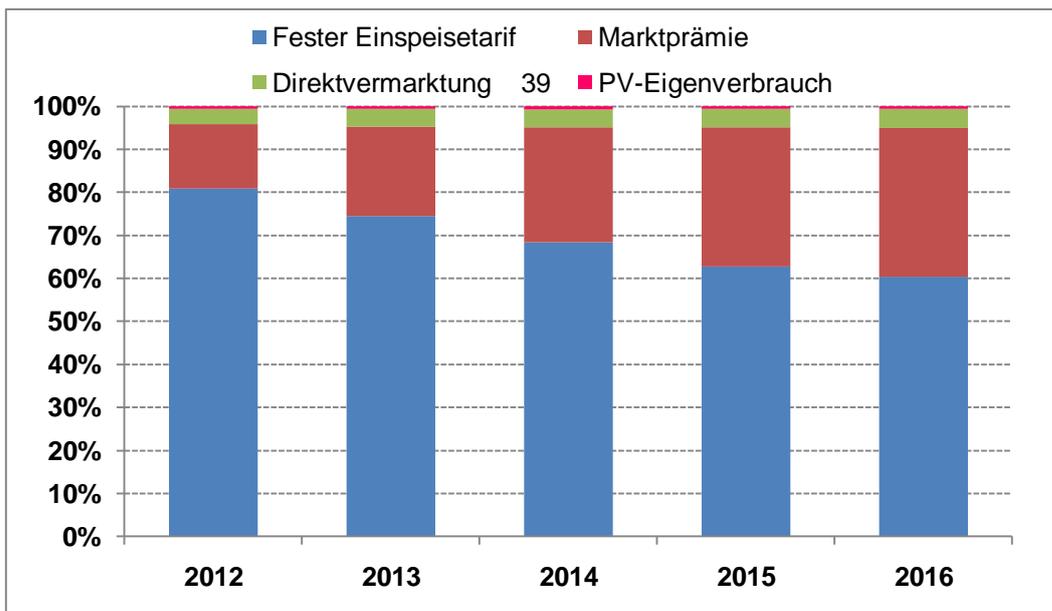


Abbildung 19 Vermarktungsformen des erzeugten Stroms aller EEG-Energieträger bis 2016 im Trend-Szenario

Die Direktvermarktung nach dem Grünstromprivileg gemäß § 39 [EEG 2012] geht nicht in die Wälzungssumme ein, da hier die Kosten direkt von den Kunden getragen werden. Die Kunden werden lediglich von der EEG-Umlage teilbefreit.

Von den übrigen Formen der Vergütung bleibt die Form des festen Einspeisetarifes nach dieser Prognose auch bis 2016 dominierend. Die Entwicklung der entsprechenden Zahlungen wird in Abbildung 20 nach Energieträgern gegliedert dargestellt.

Ebenfalls für das EEG relevant sind die zu zahlenden Marktprämien. Diese entwickeln sich zum zweitwichtigsten Vermarktungsmechanismus und werden – nach Energieträgern gegliedert – in Abbildung 21 dargestellt.

Die Vergütungen für den PV-Eigenverbrauch wurden bereits in den Teilkapiteln 8.4.4 und 8.4.5 dargestellt.

Beim Vergleich der Zahlungen ist zu berücksichtigen, dass die über den festen Einspeisetarif vergüteten Strommengen über die ÜNB vermarktet werden, so dass diesen Vergütungszahlungen auch Erlöse gegenüberstehen, bei Vergütungen für PV-Eigenverbrauch und bei Marktprämienzahlungen ist dies nicht der Fall.

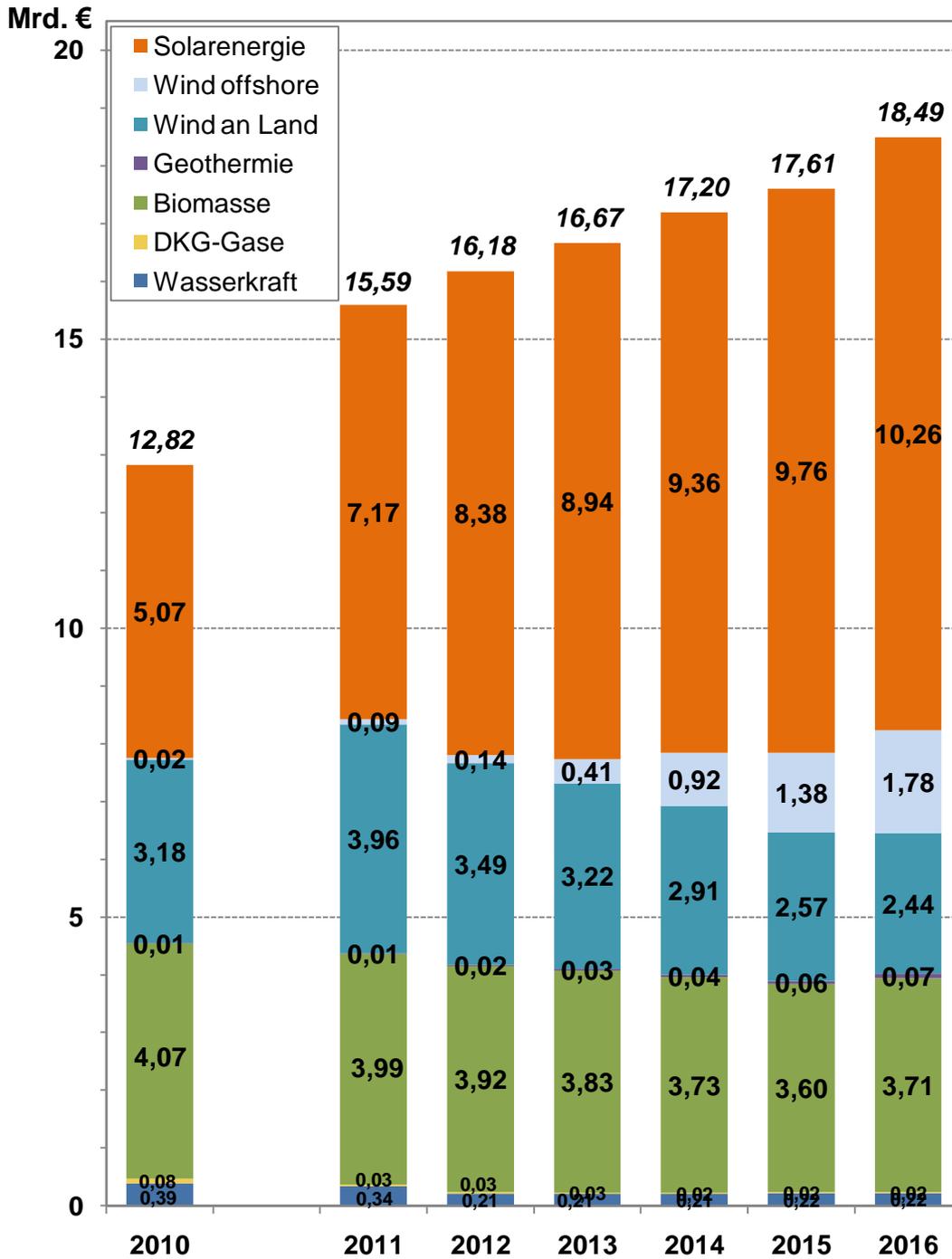


Abbildung 20 Vergütungszahlungen für feste Einspeisetarife nach Abzug vermiedener Netznutzungsentgelte im Trend-Szenario bis 2016

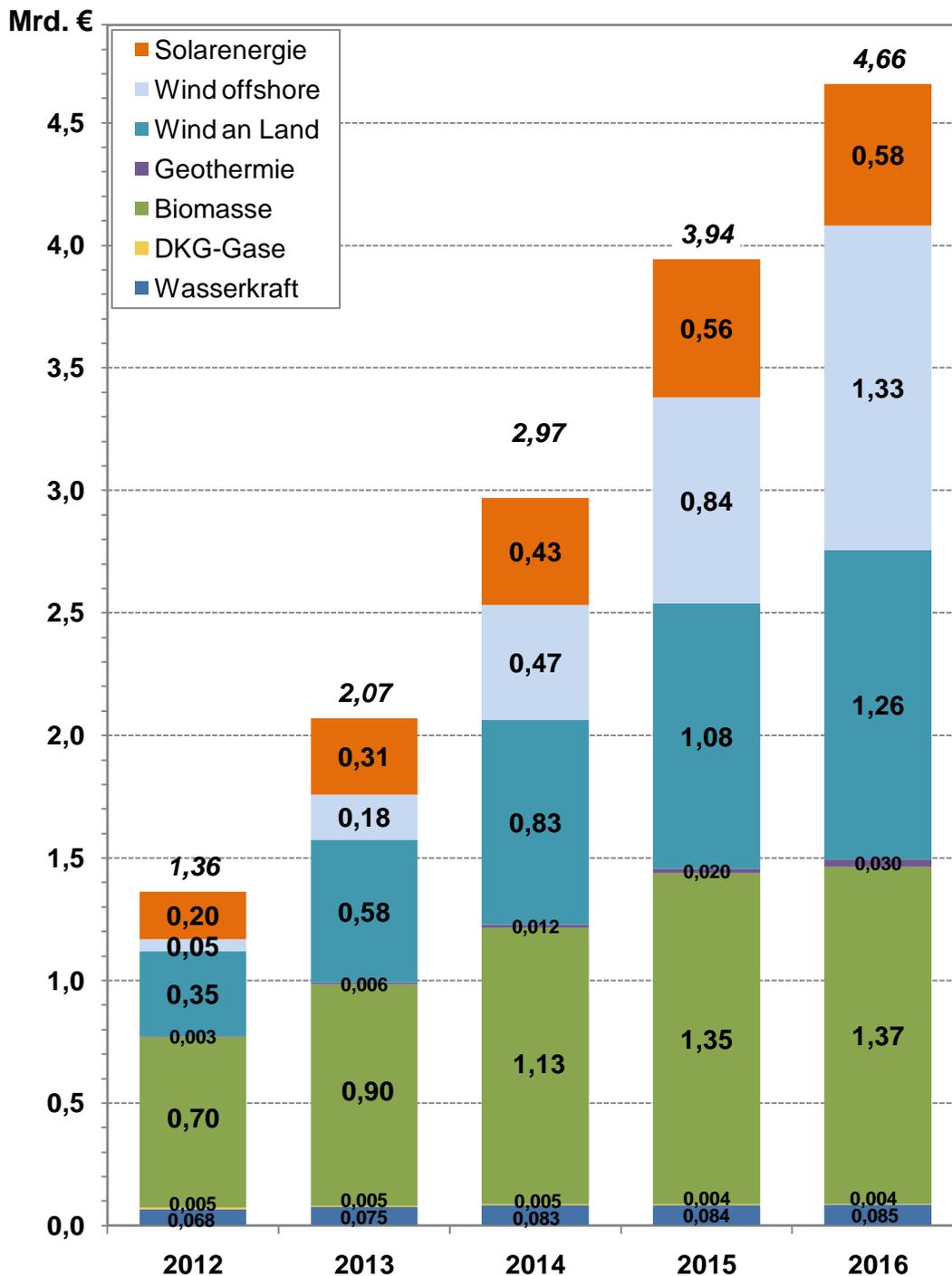


Abbildung 21 Marktprämienzahlungen im Trend-Szenario bis 2016

Der Vergleich zwischen Abbildung 20 und Abbildung 21 zeigt deutlich, dass bei den festen Einspeisevergütungen die Zahlungen für die Photovoltaik dominierend bleiben, während die Marktprämie bis 2016 insbesondere für die Windenergie (onshore und offshore) sowie für die Biomasse zu einem bedeutenden Vermarktungsinstrument wird.

LITERATUR- UND REFERENZVERZEICHNIS

Kürzel	Referenz
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-Entwurfassung, 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.
BMU 2011c	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung. Broschüre, 116 Seiten. Berlin, Juli 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/cIn_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.
- 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.
- Everding 2007** Everding, Dagmar (Hrsg.): Solarer Städtebau. Vom Pilotprojekt zum planerischen Leitbild. Kohlhammer, Stuttgart, 2007, 253 S.
- FAZ 2011** Frankfurter Allgemeine Zeitung: 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. Endbericht 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. Endbericht 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. Endbericht 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. Endbericht, Erläuterungstexte zu allen Datenlieferungen. Auftrag der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Leipzig, 09.11.2010.
- IE 2011** Leipziger Institut für Energie GmbH (IE Leipzig): Jahresprognose 2012 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken. Prognose der Stromeinspeisung und der Vergütung im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für 2012. Auftrag der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Leipzig, 26.09.2011.
- 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.
- ISET 2009** Institut für Solare Energieversorgungstechnik e. V. (ISET): Datenlieferung Regelzonenscharfe monatliche Kapazitätsfaktoren Wind, Kassel, Juli 2009
- IWES 2011** Rohrig, Dr. Kurt.; Fraunhofer IWES: Persönliche Auskunft, Kassel, 01.08.2011.
- 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, 01.06.2011.
- KPMG 2011** KPMG AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (Hrsg.): Offshore-Wind-Potenziale für die deutsche Schiffbauindustrie, o.O, 2011.
- Kurth 2011** Kurth, M.: Rede des Präsidenten der Bundesnetzagentur Matthias Kurth bei der Veranstaltung „Eineinhalb Jahre EEG-Strom an der Börse“. Berlin, 12.07.2011
- 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.
- Prognos 2011** Letztverbrauch 2012 – Planungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage. Prognos AG, Berlin, 12.10.2011.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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 bis 2016 nach Monaten [ÜNB 2011c]	5
Abbildung 2	Stromerzeugung aus EEG-Wasserkraft in Deutschland nach Szenarien.....	17
Abbildung 3	Vermarktungsformen des erzeugten Stroms aus EEG-Wasserkraft in Deutschland bis 2016 (Anteile bezogen auf die Strommenge).....	20
Abbildung 4	Stromeinspeisung aus Klär-, Deponie- und Grubengas in Deutschland bis 2016 nach Szenarien.....	30
Abbildung 5	Vermarktungsformen des erzeugten Stroms aus Deponie-, Klär- und Grubengas in Deutschland bis 2016 (Anteile bezogen auf die Strommenge)	33
Abbildung 6	Anteile der biogenen Energieträger an der installierten Leistung	37
Abbildung 7	Stromerzeugung aus Biomasse in Deutschland bis 2016 nach Szenarien.....	42
Abbildung 8	Vermarktungsformen des erzeugten Stroms aus Biomasse in Deutschland (Anteile bezogen auf die Strommenge) bis 2016.....	44
Abbildung 9	Stromerzeugung aus Geothermie in Deutschland bis 2016 nach Szenarien.....	52
Abbildung 10	Vermarktungsformen des erzeugten Stroms aus Geothermie in Deutschland (Anteile bezogen auf die Strommengen) bis 2016.....	53
Abbildung 11	Stromerzeugung aus Windenergie an Land in Deutschland bis 2016 nach Szenarien.....	64
Abbildung 12	Vermarktungsformen des erzeugten Stroms aus Windenergie an Land bis 2016.....	67
Abbildung 13	Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie in Deutschland bis 2016 nach Szenarien.....	75
Abbildung 14	Vermarktungsformen der Offshore-Windenergie im Trend-Szenario bis 2016	77
Abbildung 15	Stromerzeugung aus Photovoltaik in Deutschland bis 2016 nach Szenarien.....	87
Abbildung 16	Vermarktungsformen des erzeugten Stroms aus Photovoltaik bis 2016 im Trend-Szenario	91
Abbildung 17	Entwicklung der Leistung der EEG-Anlagen nach Energieträgern bis 2016 im Trend-Szenario.....	97
Abbildung 18	Entwicklung der Stromerzeugung der EEG-Anlagen nach Energieträgern bis 2016 im Trend-Szenario (einschl. Direktvermarktung).....	99
Abbildung 19	Vermarktungsformen des erzeugten Stroms aller EEG-Energieträger bis 2016 im Trend-Szenario.....	100
Abbildung 20	Vergütungszahlungen für feste Einspeisetarife nach Abzug vermiedener Netznutzungsentgelte im Trend-Szenario bis 2016.....	101
Abbildung 21	Marktprämienzahlungen im Trend-Szenario bis 2016.....	102

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1	Schwellenwerte für die Rentabilität der Direktvermarktung nach § 39 EEG	6
Tabelle 2	Ausnutzung der Marktprämie in unterschiedlichen EEG-Kategorien	10
Tabelle 3	Bisherige Entwicklung der EEG-Wasserkraft in Deutschland.....	11
Tabelle 4	Leistungsentwicklung der EEG-Wasserkraft in Deutschland bis 2016 nach Szenarien in MW	14
Tabelle 5	Prognose der Stromerzeugung aus EEG-Wasserkraft in Deutschland bis 2016 nach Szenarien	16
Tabelle 6	Direktvermarktung von Strommengen aus EEG-Wasserkraft gemäß § 39 EEG nach Szenarien in Deutschland bis 2016	18
Tabelle 7	Vermarktung von Strommengen aus EEG-Wasserkraft über die Marktprämie in Deutschland bis 2016 nach Szenarien	19
Tabelle 8	Marktwertfaktoren und Managementprämie zur Berechnung der Marktprämie für Strom aus Wasserkraft in Deutschland bis 2016.....	22
Tabelle 9	Vergütungs- und Prämienzahlungen für EEG-Wasserkraft bis 2016 in Deutschland nach Szenarien	23
Tabelle 10	Bisherige Entwicklung der Stromerzeugung aus Deponie-, Klär- und Grubengas in Deutschland.....	24
Tabelle 11	Leistungsentwicklung der Deponie-, Klär- und Grubengasanlagen in Deutschland bis 2016 nach Szenarien	27
Tabelle 12	Leistungsentwicklung der Deponiegasanlagen in Deutschland bis 2016 nach Szenarien.....	27
Tabelle 13	Leistungsentwicklung der Klärgasanlagen in Deutschland bis 2016 nach Szenarien	28
Tabelle 14	Leistungsentwicklung der Grubengasanlagen in Deutschland bis 2016 nach Szenarien.....	28
Tabelle 15	Prognose der Stromerzeugung aus Deponie-, Klär und Grubengas in Deutschland bis 2016 nach Szenarien	30
Tabelle 16	Direktvermarktung von Strommengen aus Deponie-, Klär – und Grubengas gemäß § 39 EEG in Deutschland bis 2016 nach Szenarien.....	31
Tabelle 17	Vermarktung von Strommengen aus Deponie-, Klär – und Grubengas über die Marktprämie in Deutschland bis 2016 nach Szenarien.....	32
Tabelle 18	Marktwertfaktoren und Managementprämie zur Berechnung der Marktprämie für Strom aus Deponie-, Klär- und Grubengas in Deutschland bis 2016	34
Tabelle 19	Vergütungs- und Prämienzahlungen für Deponie-, Klär und Grubengas in Deutschland bis 2016 nach Szenarien	35
Tabelle 20	Bisherige Entwicklung der Biomasse in Deutschland	36
Tabelle 21	Leistungsentwicklung der Biomasse in Deutschland bis 2016 nach Szenarien.....	39
Tabelle 22	Mittlere Vollbenutzungsstunden für Biomasseanlagen im Trend-Szenario.....	40
Tabelle 23	Prognose der Stromerzeugung aus Biomasse in Deutschland bis 2016 nach Szenarien.....	41
Tabelle 24	Direktvermarktung von Strommengen aus Biomasse gemäß § 39 EEG in Deutschland bis 2016 nach Szenarien	43

Tabelle 25	Vermarktung von Strommengen aus Biomasse über die Marktprämie in Deutschland bis 2016 nach Szenarien	43
Tabelle 26	Marktwertfaktoren und Managementprämie zur Berechnung der Marktprämie für Strom aus Biomasse in Deutschland bis 2016	46
Tabelle 27	Vergütungs- und Prämienzahlungen für Biomasse bis 2016 in Deutschland nach Szenarien	47
Tabelle 28	Bisherige Entwicklung der Geothermie in Deutschland	48
Tabelle 29	Leistungsentwicklung der Geothermie in Deutschland nach Szenarien.....	49
Tabelle 30	Prognose der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland bis 2016 nach Szenarien.....	51
Tabelle 31	Vermarktung von Strommengen aus Geothermie über die Marktprämie in Deutschland bis 2016 nach Szenarien	53
Tabelle 32	Marktwertfaktoren und Managementprämie zur Berechnung der Marktprämie für Strom aus Geothermie in Deutschland bis 2016	55
Tabelle 33	Vergütungs- und Prämienzahlungen für Geothermie in Deutschland bis 2016 nach Szenarien	56
Tabelle 34	Bisherige Entwicklung der Windenergie an Land in Deutschland.....	57
Tabelle 35	Leistungsentwicklung der Windenergie an Land in Deutschland bis 2016 nach Szenarien.....	61
Tabelle 36	Zubauverteilung für Windenergie an Land	62
Tabelle 37	Prognose der Stromerzeugung aus Windenergie an Land in Deutschland bis 2016 nach Szenarien	64
Tabelle 38	Direktvermarktung von Strommengen aus Windenergie an Land gemäß § 39 EEG in Deutschland bis 2016 nach Szenarien	66
Tabelle 39	Vermarktung von Strommengen aus Windenergie an Land über die Marktprämie in Deutschland bis 2016 nach Szenarien	66
Tabelle 40	Marktwertfaktoren und Managementprämie zur Berechnung der Marktprämie für Strom aus Onshore-Windenergie in Deutschland bis 2016	68
Tabelle 41	Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie an Land in Deutschland bis 2016 nach Szenarien.....	69
Tabelle 42	Bisherige Entwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland.....	70
Tabelle 43	Leistungsentwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland bis 2016 nach Szenarien.....	73
Tabelle 44	Prognose der Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie in Deutschland bis 2016	75
Tabelle 45	Vermarktung von Strommengen aus Offshore-Windenergie über die Marktprämie in Deutschland bis 2016 nach Szenarien	76
Tabelle 46	Marktwertfaktoren und Managementprämie zur Berechnung der Marktprämie für Strom aus Offshore-Windenergie in Deutschland bis 2016	78
Tabelle 47	Vergütungs- und Prämienzahlungen für Offshore-Windenergie in Deutschland bis 2016 nach Szenarien.....	79
Tabelle 48	Bisherige Entwicklung der Photovoltaik in Deutschland.....	80
Tabelle 49	Leistungsentwicklung der Photovoltaik in Deutschland nach Szenarien.....	83
Tabelle 50	Einschätzungen zum Marktanteil unterschiedlicher Marktsegmente beim Zubau neuer PV-Anlagen in Deutschland bis 2016 (alle Szenarien).....	84
Tabelle 51	Vollbenutzungsstunden der Photovoltaik nach Szenarien und Marktsegmenten bis 2016	86



Tabelle 52	Prognose der Stromerzeugung aus Photovoltaik in Deutschland bis 2016 nach Szenarien.....	87
Tabelle 53	Vermarktung von Strommengen aus Photovoltaik über die Marktprämie nach Szenarien in Deutschland bis 2016	89
Tabelle 54	Annahmen für die Nutzung der Eigenverbrauchsoption nach Investorengruppen	90
Tabelle 55	Neuinbetriebnahmen von Anlagen mit Eigenverbrauchsoption nach Szenarien.....	90
Tabelle 56	Durchschnittliche Vergütung für Solarstrom in Deutschland nach Marktsegmenten und Szenarien	92
Tabelle 57	Marktwertfaktoren und Managementprämie zur Berechnung der Marktprämie für Strom aus Photovoltaik in Deutschland bis 2016	94
Tabelle 58	Vergütungs- und Prämienzahlungen für Photovoltaik in Deutschland bis 2016 nach Szenarien.....	95