Leipziger Institut für Energie

ENDBERICHT

Mittelfristprognose zur EEG-Stromeinspeisung bis 2019

FASSUNG ZUR INTERNET-VERÖFFENTLICHUNG

Auftraggeber:

TenneT TSO GmbH
50Hertz Transmission GmbH
Amprion GmbH
TransnetBW GmbH

Leipzig, 28.10.2014

Impressum

Auftraggeber

TenneT TSO GmbH

Bernecker Straße 70

95448 Bayreuth

50Hertz Transmission GmbH

Amprion GmbH

TransnetBW GmbH

Auftragnehmer

Leipziger Institut für Energie GmbH

Lessingstraße 2

04109 Leipzig

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

Sina Bernotat

Marcel Ebert

Doris Falkenberg

Stephanie Hartleb

Christian Lorenz

Kyriakos Louca

Anne Scheuermann

Alexander Schiffler

Gerd Schröder

Datum

Leipzig, 28.10.2014

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung 1

1. Methodik 5

1.1 Vorgehensweise 5
1.2 Definition der Szenarien 7
1.3 Leistungsentwicklung, Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung 8
1.4 Veräußerungsformen und Zahlungen 9

2. Jahresprognose 2015 für EEG-geförderte Anlagen 12

2.1 Wasserkraft 12
2.2 Deponiegas, Klärgas und Grubengas 25
2.3 Biomasse 40
2.4 Geothermie 55
2.5 Windenergie an Land 67
2.6 Windenergie auf See 82
2.7 Photovoltaik 94

3. Mittelfristprognose für EEG-geförderte Anlagen 111

3.1 Wasserkraft 111
3.2 Deponiegas, Klärgas und Grubengas 118
3.3 Biomasse 126
3.4 Geothermie 133
3.5 Windenergie an Land 140
3.6 Windenergie auf See 148
3.7 Photovoltaik 154

Verzeichnisse 162

Abkürzungsverzeichnis 163

Abbildungsverzeichnis 164

Tabellenverzeichnis 165

Quellenverzeichnis 172

Zusammenfassung

Die Mittelfristprognose zur EEG-Stromeinspeisung für die Jahre 2015 bis 2019 basiert auf den bis Mitte 2014 vorliegenden Daten. Sie enthält als Jahresprognose 2015 die Entwicklung bis Ende 2015 monatsweise in drei Szenarien (Kap. 2) sowie als Mittelfristprognose für die Jahre 2016 bis 2019 drei Szenarien mit Jahreswerten (Kap. 3). Prognostiziert werden die Entwicklungen von installierter Leistung und Stromerzeugung. Anschließend wird der erzeugte Strom den möglichen Veräußerungsformen zugeordnet (feste Einspeisevergütung, Direktvermarktung mit und ohne Marktprämie). Für die Veräußerungsformen „feste Einspeisevergütung" sowie „geförderte Direktvermarktung mit Marktprämie" werden zudem die Auszahlungen prognostiziert.

Grundlagen

Für die Prognose wurde generell zwischen Anlagen differenziert, die nach den bisherigen Regeln des EEG in Betrieb gingen und gehen sowie nach Anlagen, auf die das EEG 2014 anwendbar ist.

Alle Prognosen wurden vom IE Leipzig unabhängig auf der Grundlage von

- Daten der Übertragungsnetzbetreiber,
- Erfahrungswerten der Vorjahre,
- aktuellen Veröffentlichungen sowie
- Expertenbefragungen

entwickelt. Sie bilden die aktuelle Marktsituation so gut wie möglich ab und entsprechen daher nicht automatisch den Ausbaupfaden der Bundesregierung.

Szenarien

Die Prognose, welche aus Sicht der Gutachter mit der höchsten Wahrscheinlichkeit eintritt, wird als Trend-Szenario bezeichnet. Die Festsetzung der EEG-Umlage für 2015 basiert auf dem Trend-Szenario für alle Energieträger.

Daneben wurden weitere Szenarien entwickelt:

- Für die Jahresprognose 2015, die in Kapitel 2 dargestellt wird, gibt es ein oberes sowie ein unteres Szenario, welche – ausgehend von den bekannten Daten des Jahres 2013 – bis 2015 unterschiedliche Entwicklungen der installierten Leistung sowie der Vollbenutzungsstunden unterstellen.
- Für die Mittelfristprognose der Jahre 2016 bis 2019, die in Kapitel 3 dargestellt wird, gibt es ebenfalls ein oberes und ein unteres Szenario, die aber bis zum Jahr 2015 vom Trend-Szenario ausgehen und erst ab dem Jahr 2016 unterschiedliche Entwicklungen beinhalten.

Einen Überblick über die insgesamt fünf unterschiedlichen Szenarien ist in Abbildung 1 dargestellt.

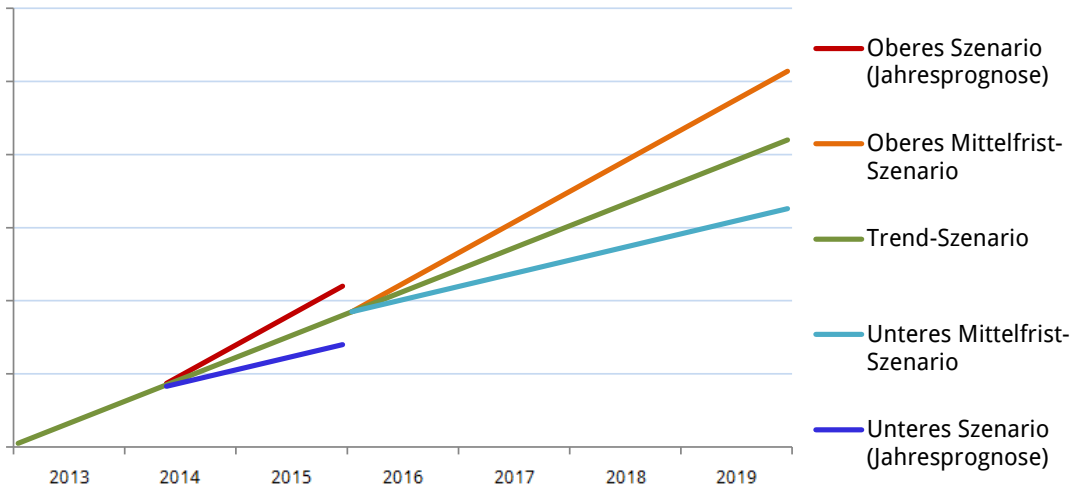

Abbildung 1: Szenarien der Jahresprognose und Szenarien der Mittelfristprognose

Leistungsentwicklung

Beim Zubau neuer Leistung erreicht die Windenergie an Land 2014 und 2015 neue Rekordwerte, bevor sie auf den Ausbaupfad der Bundesregierung einschwenkt. Bei der Windenergie auf See wird ab 2015 ein starker Zubau erwartet, so dass das Ziel der Bundesregierung von 6.500 MW Leistung bis 2020 realistisch erscheint. Dagegen verläuft die Entwicklung bei Bioenergie und Solarenergie stark gebremst, anders als bei der Windenergie wird hier der Ausbaupfad des EEG nicht erreicht. Die Wasserkraft und die Geothermie entwickeln sich auf niedrigem Niveau nur wenig weiter. Für die Gase (Deponiegas, Klärgas und Grubengas) ist ein Rückgang wahrscheinlich. Die Entwicklung im Trend-Szenario kann Abbildung 2 entnommen werden. Die Solarenergie wies 2013 die höchste Leistung auf, wird aber nach 2014 wieder von der Windenergie an Land überholt.

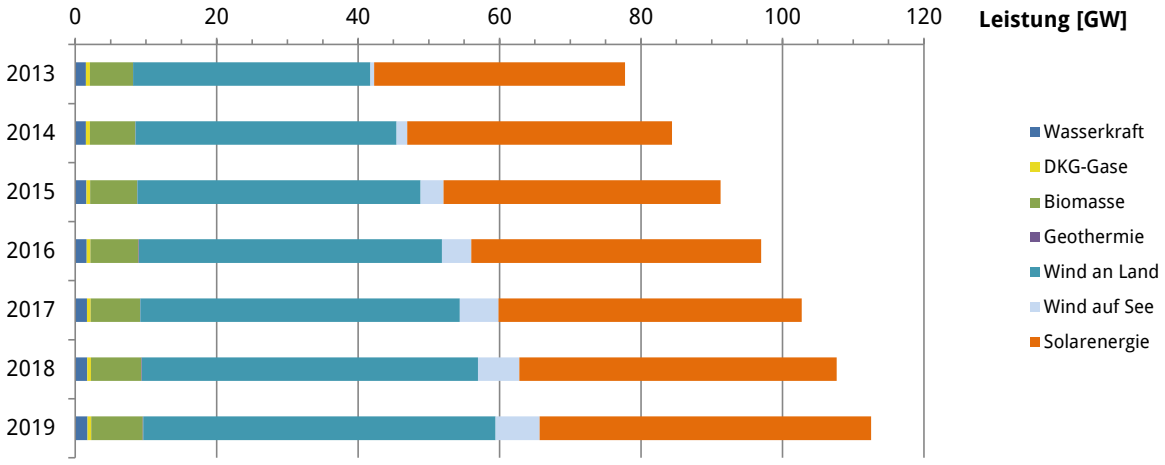

Abbildung 2: Prognose der Leistungsentwicklung im Trend-Szenario

Stromerzeugung und -einspeisung

Die Stromerzeugung hängt neben der Leistungsentwicklung von den typischen Vollbenutzungsstunden ab. Bei Wasserkraft, Windenergie an Land und auf See sowie Solarenergie unterscheiden sich die Szenarien dabei stärker, um mögliche Fluktuationen der Jahreserträge abzubilden, während die Spannbreite der übrigen Energieträger geringer ist. Die Entwicklung im Trend-Szenario ist in Abbildung 3 dargestellt. Für 2013 und die ersten vier Monate des Jahre 2014 sind vorläufige Istwerte berücksichtigt, danach monatstypische Vollbenutzungsstunden. In der Grafik nicht enthalten ist der Eigenverbrauch bei Solarenergie, auf den 2019 über 7 % des erzeugten PV-Stroms entfallen. Unabhängig davon bleibt Windenergie an Land der wichtigste Energieträger in Bezug auf die Stromerzeugung, gefolgt von Biomasse und Solarenergie. Die steilste Aufwärtsentwicklung zeichnet sich für die Windenergie auf See ab, deren Anteil an der Stromeinspeisung aus EEG-Strom von unter 1 % (2013) auf über 12 % (2019) ansteigt.

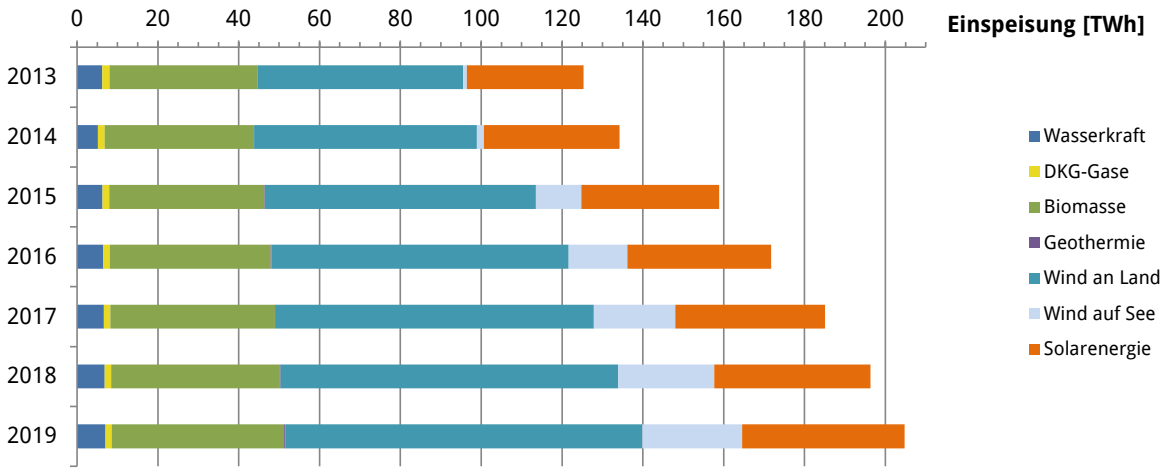

Abbildung 3: Prognose der Stromeinspeisung im Trend-Szenario

Vergütungen

Die Pflicht zur geförderten Direktvermarktung (mit Marktprämie), die durch das EEG 2014 eingeführt wird, betrifft nur die Neuanlagen, auf die außer bei Geothermie und Windenergie auf See bis 2019 die Minderheit der Anlagenleistung entfallen wird. Von dieser Pflicht sind zudem bis Ende 2015 kleinere Anlagen mit bis zu 500 kW Leistung ausgenommen, danach noch Anlagen mit bis zu 100 kW Leistung. Trotzdem spielt die Direktvermarktung mit Marktprämie auch bei Bestandsanlagen eine wachsende Rolle. Bei Biogasanlagen kommt hinzu, dass Betreiber von Bestandsanlagen vermehrt die Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen – dieser Anspruch setzt aber zugleich eine Nutzung der Marktprämie voraus, so dass die Direktvermarktung mit Marktprämie unter den Biomasse-Bestandsanlagen im Vergleich zu anderen Energieträgern noch etwas stärker zunimmt.

Für kleinere Bestandsanlagen bleibt die feste Einspeisevergütung die häufigste Veräußerungsform.

Die sonstige Direktvermarktung bleibt vergleichsweise unbedeutend.

Der in Abbildung 4 dargestellte Gesamtauszahlungsbetrag enthält feste Vergütungszahlungen, Marktprämien, Flexibilitätsprämien für Biogasanlagen und Vergütungen für PV-Eigenverbrauch. Die vermiedenen Netznutzungsentgelte sind bereits abgezogen.

Zu beachten ist, dass diese Auszahlungen nicht den Einnahmen der Anlagenbetreiber entsprechen: Anlagenbetreiber in der geförderten Direktvermarktung (mit Marktprämie) erzielen – zusätzlich zu den dargestellten Summen – Erlöse durch den Verkauf ihrer Strommengen über die Börse (EEX), diese bewegen sich außerhalb des EEG-Wälzungsmechanismus. Auch die Erlöse für sonstige Direktvermarktung oder (bis Juli 2014) für das Grünstromprivileg sind hier nicht enthalten, da diese Zahlungen in die Berechnung der EEG-Umlage nicht eingehen.

Bei den dargestellten Auszahlungen liegt die Solarenergie wegen des großen Bestands älterer Anlagen mit hohen Vergütungsansprüchen sowie wegen des geringeren Anteils der Direktvermarktung auch 2019 noch mit über 10 Mrd. € weiter auf dem ersten Platz, gefolgt von Biomasse (6,6 Mrd. €) und Windenergie an Land (5,8 Mrd. €). Windenergie auf See erreicht 2019 mit 3,9 Mrd. € den vierten Platz.

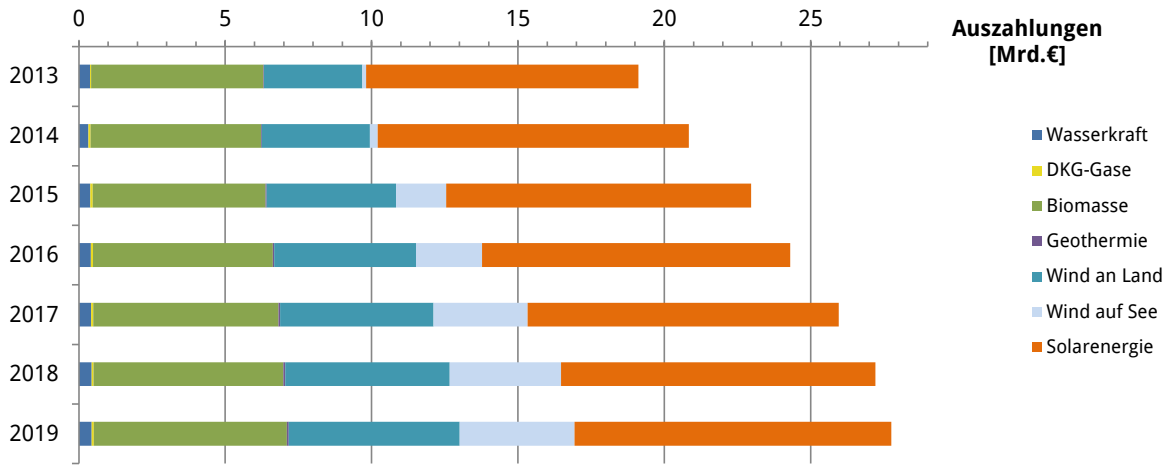

Abbildung 4: Prognose der gesamten Vergütungszahlungen im Trend-Szenario

1. Methodik

Die Jahresprognose zur Stromeinspeisung aus Anlagen mit Vergütungsanspruch nach dem EEG beruht auf einer Analyse der Daten bestehender Anlagen, sowie auf einer Einschätzung des IE Leipzig für jeden der betroffenen Energieträger. Die Einschätzung des IE Leipzig stützt sich auf aktuelle Veröffentlichungen, Experteninterviews und Erfahrungswerte. Auf der Grundlage der Einschätzungen des IE Leipzig wurde die gesamte EEG-Stromerzeugung und deren Vermarktung nach den parallel geltenden Regeln bisheriger Fassungen des EEG sowie den Regeln der seit 01.08.2014 geltenden EEG-Reform mit Hilfe eines Rechenmodells in drei Szenarien monatsscharf prognostiziert.

1.1 Vorgehensweise

Der erste Schritt umfasste die Auswertung der von den ÜNB im Juli 2014 bereit gestellten Daten zu allen EEG-Anlagen in Deutschland. Diese umfassen die testierten Jahresmeldungen aller Anlagen zum Betriebsjahr 2013 (insbesondere Stromerzeugung, Vermarktungsform und Vergütung innerhalb des EEG-Wälzungsmechanismus) sowie den letzten Stand der Stammdaten zu allen Anlagen (insbesondere Standort, installierte Leistung, Inbetriebnahmejahr, Energieträger) [ÜNB 2014b]. Die Datensätze wurden miteinander verknüpft, um beispielsweise aus der Kombination von Leistungsangabe (Stammdaten) und Stromerzeugung (Bewegungsdaten) die Vollbenutzungsstunden ableiten zu können.

Weiterhin berücksichtigt wurden die vorläufigen Daten zur Stromeinspeisung mit fester Vergütung bis einschließlich April 2014 [ÜNB 2014d].

Alle Daten wurden grundsätzlich für folgende Energieträger getrennt berechnet:

1.) Wasserkraft
2.) Deponie-, Klär- und Grubengas
3.) Biomasse
4.) Geothermie
5.) Windenergie an Land
6.) Windenergie auf See
7.) Photovoltaik

Die Prognosen für Deponiegas, Klärgas und Grubengas wurden zunächst getrennt entwickelt und anschließend addiert. In ähnlicher Weise wurde bei der Windenergie an Land zwischen den Repowering-Anlagen, die kleinere Altanlagen ersetzen, und den übrigen Anlagen differenziert.

Das Rechenmodell des IE Leipzig, das bereits in früheren Jahren entwickelt wurde und zuletzt auf die Regelungen des EEG 2012 zugeschnitten war, wurde für diesen Zweck so angepasst, dass eine getrennte Berechnung möglich wurde

a) für Anlagen, die nach den bis 31.07.2014 geltenden Regelungen aller bisherigen Fassungen des EEG in Betrieb gegangen sind bzw. wegen Übergangsbestimmungen auch bis Jahresende 2014 noch in Betrieb gehen;

b) für Anlagen, für die die seit 01.08.2014 in Kraft getretene EEG-Reform gilt.

Für die Anlagen beider Gruppen wurden

- der Anlagenbestand ermittelt bzw. prognostiziert,
- die typischen Vollbenutzungsstunden pro Monat und daraus die gesamte Stromerzeugung bzw. Stromeinspeisung bestimmt,
- die installierte Leistung nach Veräußerungsformen gegliedert (feste Vergütung, geförderte Vermarktung mit Marktprämie, sonstige Direktvermarktung) und
- die spezifischen Vergütungssätze bzw. Marktprämien für die jeweiligen Veräußerungsformen bestimmt (außer für sonstige Direktvermarktung).

Insbesondere für die Entwicklung des Anlagenbestandes bis 2019 sowie für die Einschätzung, welche Anlagen welche Veräußerungsformen bevorzugen, wurden vom IE Leipzig zahlreiche Experteninterviews geführt. Zusammen mit aktuellen Veröffentlichungen, Potenzialberechnungen und eigenen Erfahrungswerten bildeten diese die Basis für die unabhängigen Einschätzungen des IE Leipzig, die als Annahmen Eingang in das Rechenmodell fanden (Abbildung 5). Diese Einschätzungen des IE Leipzig bilden aktuelle Tendenzen in den jeweiligen Branchen ab und berücksichtigen sowohl die Rentabilität nach dem EEG als auch weitere Rahmenbedingungen (z. B. Flächenverfügbarkeit bei Windenergie, Naturschutzrecht bei der Wasserkraft) sowie das aktuelle Investitionsverhalten, das neben der Rentabilität auch von Faktoren wie der Planungssicherheit oder Verunsicherungen durch Änderung der Rechtslage abhängt. Sie entsprechen daher nicht zwangsläufig den von der Bundesregierung vorgesehenen Ausbaupfaden. Die Ausbaukorridore rings um diese Ausbaupfade sollen zwar über den „atmenden Deckel“ das Marktvolumen vorgeben, beeinflussen die tatsächlichen Markttendenzen jedoch immer nur mit einer deutlichen Zeitverzögerung.

Für den Energieträger Photovoltaik wurden zudem die für 2015 absehbaren Ausschreibungen von Freiflächenanlagen gemäß § 55 EEG 2014 sowie die Tendenz zum vermehrten Eigenverbrauch des erzeugten Stroms quantitativ eingeschätzt. Für die anderen Energieträger sind gemäß § 2 Abs. 5 Ausschreibungen ab 2017 vorgesehen. Da diese aber von den Erfahrungen mit den Ausschreibungen von PV-Freiflächenanlagen abhängig gemacht werden und hinsichtlich ihrer konkreten Ausgestaltung noch völlig unsicher sind (z. B. hinsichtlich der Gewährleistung der Akteursvielfalt bei den Investoren), wurden im Rahmen der Mittelfristprognose dazu keine eigenständigen Annahmen getroffen. Die Vergütungsansprüche sowie die Marktentwicklungen wurden daher ausgehend von der aktuellen Rechtslage prognostiziert.

Die Darstellung aller Ergebnisse erfolgt meist tabellarisch. Die Tabellen enthalten dabei immer gerundete Werte. Daher kann es bei der Summierung von einzelnen Zahlen (z. B. Addition der Monatswerte) immer zu rundungsbedingten Abweichungen (z. B. bei Jahressummen) kommen. Um Entwicklungen sichtbar zu machen, die nebeneinander in verschiedenen Größenordnungen auftreten, werden in einigen Tabellen auch Zahlen mit und ohne Nachkommastellen nebeneinander genutzt.

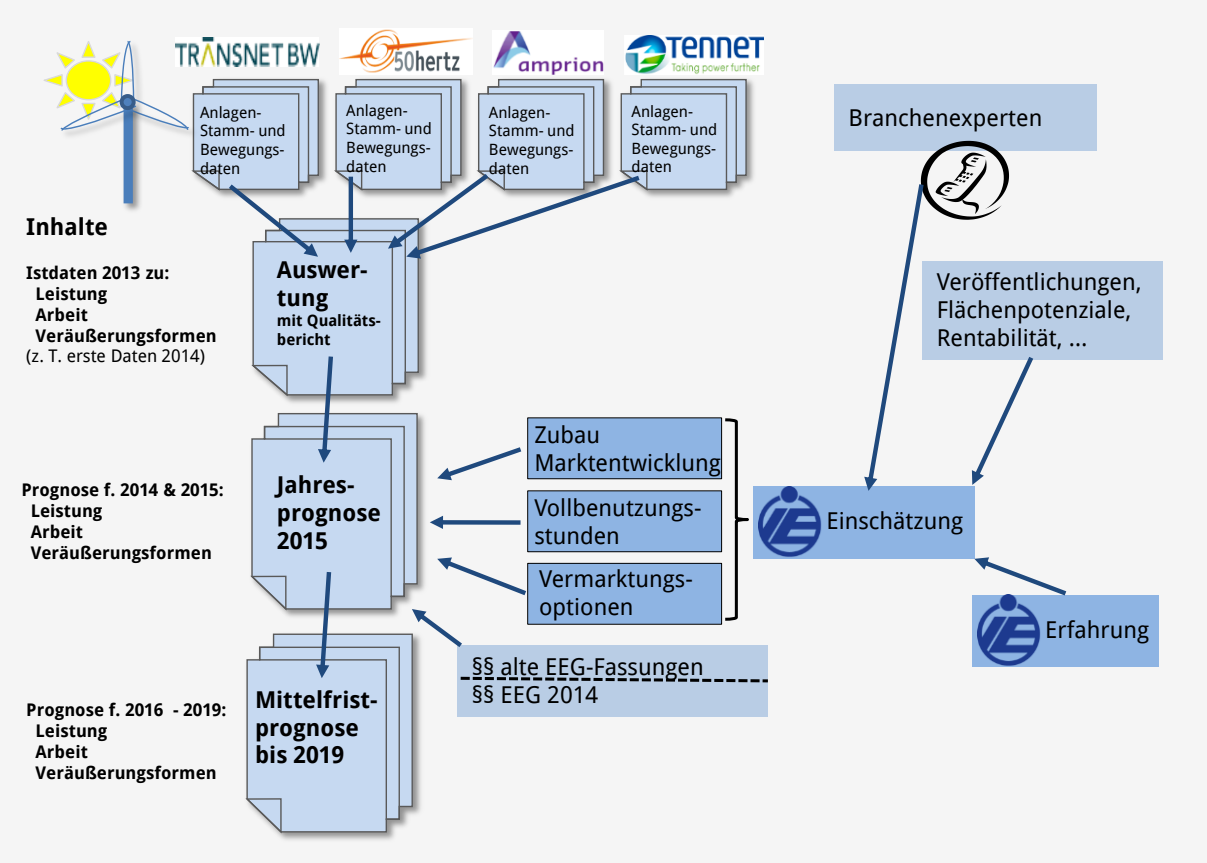

Abbildung 5: Vorgehensweise im Rahmen der Prognose

1.2 Definition der Szenarien

Zu Beginn der Arbeiten wurden zunächst drei Entwicklungsoptionen als Szenarien für die Jahresprognose 2015 festgelegt:

- Ein Trend-Szenario, das die aus Sicht des IE Leipzig wahrscheinlichsten Entwicklungen beim Anlagenbestand sowie bei den Vollbenutzungsstunden je Energieträger beschreibt,
- ein oberes Szenario, das im Rahmen einer realistischen Bandbreite den stärksten Zubau neuer Anlagen sowie zugleich die höchste Zahl an Vollbenutzungsstunden beinhaltet, die etwa bei günstigen Witterungsverhältnissen erwartet werden können, sowie
- ein unteres Szenario, das den schwächsten Zubau neuer Anlagen sowie die geringste Zahl an Vollbenutzungsstunden innerhalb der realistischen Bandbreite beinhaltet.

Bei der Bandbreite der Szenarien wird auch berücksichtigt, dass derzeit noch eine hohe Unsicherheit über die konkreten Auswirkungen der für die geplanten Ausschreibungen auf den tatsächlich eintretenden Leistungszubau herrscht (vgl. Kap. 1.1).

Die drei Szenarien unterscheiden sich allerdings nicht hinsichtlich der Veräußerungsformen, d. h. die Wahrscheinlichkeit, dass Anlagenbetreiber – bei Wahlfreiheit – ihren Strom mit fester Einspeisevergütung vergütet bekommen oder sich für eine andere Veräußerungsform entscheiden, wurde nicht nach Szenarien unterschieden.
Die Festsetzung der EEG-Umlage für 2015 basiert auf dem Trend-Szenario für alle Energieträger.

Von diesen genannten Szenarien für die Jahresprognose wurden für die Mittelfristprognose

- das Trend-Szenario aus der Jahresprognose bis 2019 verlängert,
- ein neues oberes Szenario definiert, das bis 2015 vom Trend-Szenario ausgeht und ab dem Jahr 2016 unterschiedliche Entwicklungen hinsichtlich Leistungszubau und Vollbenutzungsstunden beinhaltet, sowie
- ein neues unteres Szenario analog zum oberen Szenario definiert, das ebenfalls bis zum Jahr 2015 vom Trend-Szenario ausgeht (vgl. Abbildung 1).

Zeitreihen über den gesamten Prognosezeitraum sind daher nur für das Trend-Szenario möglich, nicht aber für die anderen Szenarien, da das obere bzw. untere Szenario der Mittelfristprognose nicht auf dem gleichnamigen Szenario der Jahresprognose aufbaut. Die Darstellung erfolgt daher für 2015 in Kapitel 2 und für die Jahre 2016 bis 2019 in Kapitel 3.

Welche genauen Annahmen in den Szenarien jeweils getroffen werden, wird bei den einzelnen Energieträgern dargestellt.

1.3 Leistungsentwicklung, Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Die Entwicklung der Leistung neuer Anlagen wurde in dieser Prognose nicht nur durch den Zubau neuer Anlagen nach dem EEG 2012 und EEG 2014 bestimmt, sondern auch ein möglicher Rückbau wurde im Modell systematisch berücksichtigt. Der Rückbau wurde dabei generell dem zum 31.12.2013 vorhandenen Anlagenbestand zugeordnet, während der Zubau – jeweils unter Berücksichtigung der zum Zubauzeitpunkt geltenden Rechtslage – entweder dem EEG 2012 oder dem EEG 2014 zugeordnet wurde. Für das Jahr 2015 gilt dabei grundsätzlich das EEG 2014, während es im Jahr 2014 je nach Energieträger unterschiedliche Übergangsfristen gab: So fand der Wechsel zum EEG 2014 in den meisten Fällen pünktlich zum 01.08.2014 statt, während Anlagen, die nach Bundesrecht zulassungs- oder genehmigungsbedürftig waren und diese Genehmigung bzw. Zulassung bereits bis 23.01.2014 erteilt bekommen hatten, gemäß § 100 Abs. 3 EEG noch bis Ende 2014 nach den Regeln des EEG 2012 in Betrieb genommen werden dürfen. Diese Regelung greift für Windenergieanlagen (an Land und auf See) sowie für Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse (die dem BImSchG unterliegen), während dort, wo Genehmigungen nach Landesrecht erteilt werden (z. B. Wasserkraft oder Geothermie), keine entsprechenden Übergangsfristen gelten. Aufgrund der Länge der Bau- und Planungszeiten wurde vereinfachend angenommen, dass 2014 keine Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse und Windenergie mehr in Betrieb gehen, die erst nach dem 23.01.2014 genehmigt wurden.

Für die ersten Monate des Jahres 2014 konnte dort, wo es die Datenlage ermöglichte, bereits die aktuelle Entwicklung berücksichtigt werden. Zumindest für

die zweite Jahreshälfte wurden die Annahmen jedoch bereits nach den Szenarien differenziert. Insofern stellt die Jahresprognose 2015 eine kombinierte Prognose der Jahre 2014 und 2015 dar.

Die Szenarien für das Jahr 2015 bauen auf den Szenarien für das Jahr 2014 auf und gehen daher in Bezug auf die installierte Leistung nicht von demselben Ausgangspunkt am 01.01.2015 aus.

Ab 2016 gehen die Szenarien der Mittelfristprognose von den im Trend-Szenario der Jahresprognose zum 31.12.2015 erreichten Werten aus (siehe dazu Kapitel 1.2).

Die Berechnung der Stromerzeugung geht generell von der Annahme aus, dass Anlagen, die zum Ende eines Monats installiert sind, im Folgemonat erstmals mit den typischen Vollbenutzungsstunden Strom liefern (monatliche Granularität). Dabei wird davon ausgegangen, dass die Strommengen, die bereits während des Inbetriebnahmemonats anfallen, etwa gleich groß sind wie die Differenz zu den typischen Stromerträgen, die im Folgemonat aufgrund von Anlaufproblemen oder anfänglich nicht optimaler technischer Einstellung noch nicht erreicht werden.

Nicht gesondert prognostiziert wurden die Mengen, die im Rahmen des Einspeisemanagements aufgrund eingeschränkter Netzkapazitäten nicht eingespeist werden konnten: Erfahrungsgemäß ist deren Auswirkung auf den Jahresstromertrag minimal, in den ausgewerteten Daten des Jahres 2013 ist der Effekt über minimal niedrigere Vollbenutzungsstunden bei den betreffenden Energieträgern bereits abgebildet.

1.4 Veräußerungsformen und Zahlungen

Die Betreiber aller Anlagen, die nach den bis zum 31.07.2014 geltenden Fassungen des EEG (nachfolgend zusammengefasst als „altes EEG“) in Betrieb genommen wurden, haben grundsätzlich einen festen Vergütungsanspruch gegenüber ihrem Netzbetreiber und behalten diesen Anspruch auch aufgrund der Übergangsregelungen des § 100 EEG 2014. Während der Geltungszeit des EEG 2012 hatten sie zudem die Auswahl zwischen den drei Vermarktungsformen über das „Grünstromprivileg“ (§ 39 EEG 2012), zum Zweck der Inanspruchnahme der Marktprämie (§ 33g EEG 2012) oder als sonstige Direktvermarktung. Die Option des Grünstromprivilegs wurde mit Wirkung vom 31.07.2014 ersatzlos gestrichen. Die beiden anderen Optionen bleiben im Rahmen des § 100 EEG 2014 erhalten, wobei die Höhe der Managementprämie als Teil der Marktprämie neu festgesetzt wurde. Im Modell wird daher für alle Anlagen, die nach dem alten EEG in Betrieb genommen wurden, eingeschätzt, für welchen Anteil die sonstige Direktvermarktung gewählt wird. Von den verbleibenden Anlagen wird ein Anteil abgeschätzt, deren Betreiber die Marktprämie wählen. Für alle übrigen Anlagen gilt wie bisher die feste Einspeisevergütung.

Für alle Anlagen, die nach den Regeln des neuen EEG in Betrieb gehen, stellt dagegen die Marktprämie den Regelfall dar („geförderte Direktvermarktung“); die feste Einspeisevergütung ist nur noch unter bestimmten Voraussetzungen ausnahmsweise zugelassen. Im Modell wird daher für diese Anlagen zunächst eingeschätzt, für welchen Anteil die sonstige Direktvermarktung genutzt wird. Anschließend wird ermittelt, welcher Anteil der Anlagenleistung auf kleinere Anlagen entfällt, für die es einen Anspruch auf feste Ein-

speisevergütung gibt und für welchen Anteil davon dieser Anspruch auch genutzt wird. Die Anlagen in der geförderten Direktvermarktung bleiben als Restgröße; für diese werden im Modell die Strommenge sowie die Höhe der Marktprämie berechnet.

Die Berechnung der Marktprämien hängt von den im Monatsmittel erzielbaren Einspeiseerlösen (EEX-Baseload-Preise in Kombination mit Marktwertfaktoren) und den anzulegenden Werten (für Anlagen, die nach altem EEG in Betrieb gingen: Vergütungsanspruch plus Managementprämien nach EEG 2012 bzw. § 100 EEG 2014). Die EEX-Baseload-Preise wurden von den ÜNB auf der Basis aktueller Marktpreise bereitgestellt. Die Marktwertfaktoren wurden von den ÜNB für alle drei Szenarien als Ergebnis einer getrennt beauftragten Studie bereitgestellt.

Für die freiwilligen Nutzer der Marktprämie zeichnet sich nach den ausgewerteten Daten des Jahres 2013 bei den meisten Energieträgern[1] ein signifikanter Unterschied zu den Anlagen ab, die eine feste Vergütung erhalten: Die Marktprämie wird vorwiegend von Betreibern größerer und modernerer Anlagen genutzt; die mittleren Vollbenutzungsstunden sind höher und der spezifische EEG-Vergütungsanspruch dieser Anlagen ist (außer bei der Windenergie) aufgrund der unterschiedlichen Größen etwas niedriger. Eine Ursache dafür ist, dass es die Direktvermarkter (d. h. Stromhandelsgesellschaften) sind, die Anlagen für ihr Portfolio akquirieren und dabei bevorzugt Großanlagen oder ganze Windparks unter Vertrag nehmen, statt zahlreiche Verträge mit vielen Betreibern kleiner und älterer Anlagen zu schließen. Von den Anlagenbetreibern geht dieser Impuls seltener aus (vgl. auch [IE et al. 2013]).

Anhand der 2013 gezahlten Marktprämien und der 2013 erzeugten Strommengen aus Anlagen, für welche Marktprämien genutzt werden, wurden die spezifischen Vollbenutzungsstunden sowie die spezifischen Vergütungsansprüche für die freiwilligen Nutzer der Marktprämie anders als für den restlichen Bestand der Anlagen angesetzt. Diese Annahmen gelten bis 2019 grundsätzlich weiter, da sich dieser Anlagenbestand (abgesehen von einzelnen Rückbauten) dann kaum noch ändert – sie werden jedoch dadurch beeinflusst, dass Betreiber bestehender Anlagen von der festen Vergütung zur Marktprämie wechseln.

Auch für Anlagen, die nach dem EEG 2014 bis 2019 neu errichtet werden, wurde eine solche Differenzierung dort vorgenommen, wo mit einem Zubau einer relevanten Anzahl entsprechend kleiner Anlagen zu rechnen ist, deren Betreiber auch nach dem EEG 2014 zwischen der Marktprämie und der festen Einspeisevergütung wählen dürfen – dies betrifft die Wasserkraft, die Biomasse und die Photovoltaik.

Bei Klärgas und Deponiegas war eine Differenzierung aufgrund der geringen Anzahl neu zu erwartender Anlagen nicht sinnvoll. Bei Grubengas, Geothermie sowie Windenergie an Land und auf See werden nur solche Anlagen erwartet, für die aufgrund ihrer Größe ohnehin die Nutzung der Marktprämie vorgeschrieben ist.

Die sonstige Direktvermarktung bleibt in beiden Systemen eine Ausnahmeerscheinung, da sie für keinen Energieträger generell lukrativer ist als die Nutzung der Marktprämie oder einer festen Einspeisevergütung.

[1] *Für Windenergie auf See war eine solche Auswertung nicht möglich, da alle Anlagen die Marktprämie nutzen. Für Geothermie und die Gruppe der Klär-, Deponie- und Grubengase war die Differenzierung aufgrund kleiner Strommengen und der Datenlage nicht sinnvoll.*

Vermiedene Netznutzungsentgelte fallen für alle Strommengen an, die über die feste Einspeisevergütung sowie die Marktprämie veräußert werden. Ausgehend von den pro Energieträger 2013 angefallenen spezifischen vermiedenen Netznutzungsentgelten [ÜNB 2014b] wurden die spezifischen Netznutzungsentgelte der Zukunft aus den zukünftigen Strommengen abgeleitet.

Nicht gesondert prognostiziert wurden die Einspeisevergütungen in Ausnahmefällen gemäß § 38 EEG 2014: Hier wird davon ausgegangen, dass diese wenig lukrative Variante tatsächlich nur in zeitlich eng befristeten Ausnahmefällen in Anspruch genommen wird (etwa bei Insolvenz eines Direktvermarkters). Für Bestandsanlagen, die monatlich zurück zur festen Vergütung wechseln können, ist die Inanspruchnahme besonders unwahrscheinlich. Auf Neuanlagen, die nach dem EEG 2014 in Betrieb gehen, wird bei allen Energieträgern außer Offshore-Windenergie und Geothermie auch mittelfristig weniger Leistung entfallen als auf die zuvor errichteten Anlagen.

Welche konkreten Annahmen bei den einzelnen Energieträgern getroffen wurden, wird in den einzelnen Kapiteln näher beschrieben.

2. Jahresprognose 2015 für EEG-geförderte Anlagen

In diesem Kapitel wird für jeden EEG-Energieträger beschrieben, welche Annahmen für die drei Szenarien wesentlich waren und zu welchen Ergebnissen sie in den Monaten des Jahres 2015 hinsichtlich Leistung, Stromerzeugung und Zahlungen führen.

2.1 Wasserkraft

Die Prognose zur Wasserkraft beschränkt sich auftragsgemäß auf die Wasserkraftanlagen mit Vergütungsansprüchen nach dem EEG. Mehr als 70 % des Wasserkraftstroms in Deutschland wird unabhängig davon weiterhin in älteren großen Wasserkraftanlagen erzeugt.

Leistungsentwicklung bis 2013 und Prognose bis 2015

Bis zum Ende des Jahres 2013 war die Leistung der Wasserkraftanlagen in Deutschland, die ein Recht auf EEG-Vergütung hatten, auf knapp 1.500 MW angestiegen (Tabelle 1). Die Entwicklung setzte sich aus einem stetigen Zubau kleinerer Anlagen (bzw. deren Modernisierung) sowie einigen größeren Einzelprojekten (z. B. am Rhein) zusammen .

Tabelle 1 Bisherige Entwicklung der Wasserkraft im EEG

Bezugsjahr	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Brutto-Leistungs-zubau [MW]	48	37	34	43	12	123	99	72	37	62
Leistung zum Jahresende ohne Rückbau* [MW]	973	1.010	1.044	1.087	1.100	1.223	1.322	1.395	1.432	1.493
Stromeinspeisung im Jahr [GWh]	4.616	4.953	4.924	5.547	4.982	4.877	5.665	4.843	5.417	6.262

* Da über den Rückbau in der Vergangenheit keine durchgängigen Daten vorliegen, ist hier nur die Leistung der Ende 2013 noch bestehenden Anlagen dargestellt (Gliederung der 2013 installierten Leistung nach Inbetriebnahmejahr). Bei Berücksichtigung des Rückbaus lägen die Leistungen in den ersten Jahren höher.

Quelle: [ÜNB 2014b], [ÜNB 2005-2014], Darstellung: IE Leipzig 2014

Nach Fertigstellung der bekannten größeren Projekte konzentriert sich die weitere Entwicklung auf Anlagen im Bereich von maximal 2 MW. Die meisten Leistungszuwächse resultieren aus Umbaumaßnahmen an vorhandenen Anlagen, die aufgrund der Regelungen des Wasserhaushaltsgesetzes verpflichtend sind. Dabei kann es vorkommen, dass die Umbauten für sehr kleine Anlagen zu aufwändig ausfallen, so dass deren Weiterbetrieb nicht mehr rentabel wäre. Daher ist im Bereich der Kleinstanlagen mit maximal 20 kW auch mit Rückbauten zu rechnen. Dieser fällt aber deutlich geringer aus als die Leistungssteigerung vorhandener Anlagen durch Umbau.

Insgesamt ist zu beobachten, dass die umfangreichen naturschutzrechtlichen Vorgaben im Rahmen des Wasserhaushaltsgesetzes sowie deren Umsetzung durch die Wasserbehörden der Länder derzeit den Ausbau der Wasserkraft bremsen. Der Zubau der Jahre 2012 und 2013 dient als erste Orientierung für die Abschätzung einer Größenordnung des aktuellen Zubaus, allerdings ohne die Großturbine mit 38,5 MW, die Anfang 2013 in Iffezheim am Rhein zugebaut wurde. 2015 werden dann neue Impulse wirksam, insbesondere in Süddeutschland, wo ein Förderprogramm (Baden-Württemberg) bzw. ein Energiekonzept (Bayern) den Ausbau der Wasserkraft begünstigen [Lang 2014], [Markert 2014], [Reitter 2014], [Thums 2014], [Uphoff 2014].

Die IE-Prognose ist in Tabelle 2 zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 2 Leistungsentwicklung der Wasserkraft nach Szenarien

Bezugsjahr	Parameter	Einheit	Trend-Szenario	Oberes Szenario	Unteres Szenario
2014	Zubau	[MW]	28,0	35,0	22,5
	Rückbau	[MW]	2,8	3,5	2,3
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**1.519**	**1.525**	**1.513**
2015	Zubau	[MW]	42	50	20
	Rückbau	[MW]	3,0	3,6	1,4
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**1.558**	**1.571**	**1.532**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Vollbenutzungsstunden

Die Vollbenutzungsstunden der deutschen Wasserkraftwerke hängen von den jährlich stark wechselnden Abflussverhältnissen der Gewässer und damit indirekt von den Niederschlägen ab. Die Prognose basiert auf Daten der Übertragungsnetzbetreiber zur Einspeisung in zurückliegenden Jahren (bis einschl. 2013) sowie einem Zuschlag zur Berücksichtigung technischer Optimierungen, die nach und nach an zahlreichen Wasserkraftwerken vorgenommen werden. Für Neuanlagen, die ab 2014 in Betrieb gehen, wurden besonders die Daten des Jahres 2013 zu den 2012 in Betrieb gegangenen Anlagen berücksichtigt, um den neuesten technischen Stand abzubilden. Im Ergebnis wurden die Vollbenutzungsstunden für Neuanlagen um 2 % höher prognostiziert als diejenigen der Bestandsanlagen (Tabelle 3).

Für das obere und das untere Szenario wurde eine Auswertung des IE Leipzig aus dem Jahr 2007 zur langfristigen Schwankung des Ertrags von Wasserkraftanlagen und der Abflussverhältnisse herangezogen [IE 2007], ergänzt wurde diese um die Erfahrungswerte der letzten Jahre, so dass die beobachteten Minima und Maxima jeweils innerhalb des möglichen Schwankungsrahmens bleiben. Im Ergebnis fallen die Vollbenutzungsstunden deutschlandweit im oberen Szenario um 16 % höher (Tabelle 4) und im unteren Szenario um 14,5 % niedriger aus (Tabelle 5) als im Trend-Szenario.

Stromerzeugung

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft in jedem Szenario ergibt sich rechnerisch für jeden Kalendermonat aus dem prognostizierten spezifischen Ertrag dieses Monats und der zu Ende des Vormonats prognostizierten Anlagenleistung (Tabelle 3 bis Tabelle 5 sowie Abbildung 6).

Eigenverbrauch

Nicht gesondert prognostiziert wurden Mengen des Eigenverbrauchs, da diese nach Auswertung der ÜNB-Bewegungsdaten 2013 weniger als ein Promille der erzeugten Strommenge aus EEG-Wasserkraft ausmachten. Die berechnete Stromerzeugung wurde daher mit der Stromeinspeisung gleichgesetzt.

Tabelle 3 Trend-Szenario der Stromerzeugung aus EEG-Wasserkraft im Jahr 2015

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [MWh]
Januar	1.521	411	624.134
Februar	1.524	409	622.664
März	1.525	477	726.091
April	1.526	446	679.625
Mai	1.528	399	609.178
Juni	1.529	295	450.297
Juli	1.531	238	364.090
August	1.533	254	389.273
September	1.537	263	403.394
Oktober	1.542	274	421.642
November	1.549	282	434.360
Dezember	1.558	359	555.811
Jahr 2015	**1.558**	**4.106**	**6.280.559**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 4 Oberes Szenario der Stromerzeugung aus EEG-Wasserkraft im Jahr 2015

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [MWh]
Januar	1.528	476	726.520
Februar	1.531	475	725.130
März	1.533	553	845.953
April	1.534	517	792.454
Mai	1.536	463	710.502
Juni	1.537	342	525.009
Juli	1.540	276	424.371
August	1.543	295	453.796
September	1.546	305	470.550
Oktober	1.553	318	491.993
November	1.562	326	506.848
Dezember	1.571	416	649.215
Jahr 2015	**1.571**	**4.762**	**7.322.341**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 5 Unteres Szenario der Stromerzeugung aus EEG-Wasserkraft im Jahr 2015

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [MWh]
Januar	1.515	351	531.693
Februar	1.516	350	529.925
März	1.517	407	617.418
April	1.517	381	577.582
Mai	1.518	341	517.481
Juni	1.519	252	382.344
Juli	1.520	203	308.977
August	1.521	217	330.120
September	1.522	225	341.823
Oktober	1.525	234	356.844
November	1.528	241	366.874
Dezember	1.532	306	468.354
Jahr 2015	**1.532**	**3.509**	**5.329.434**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

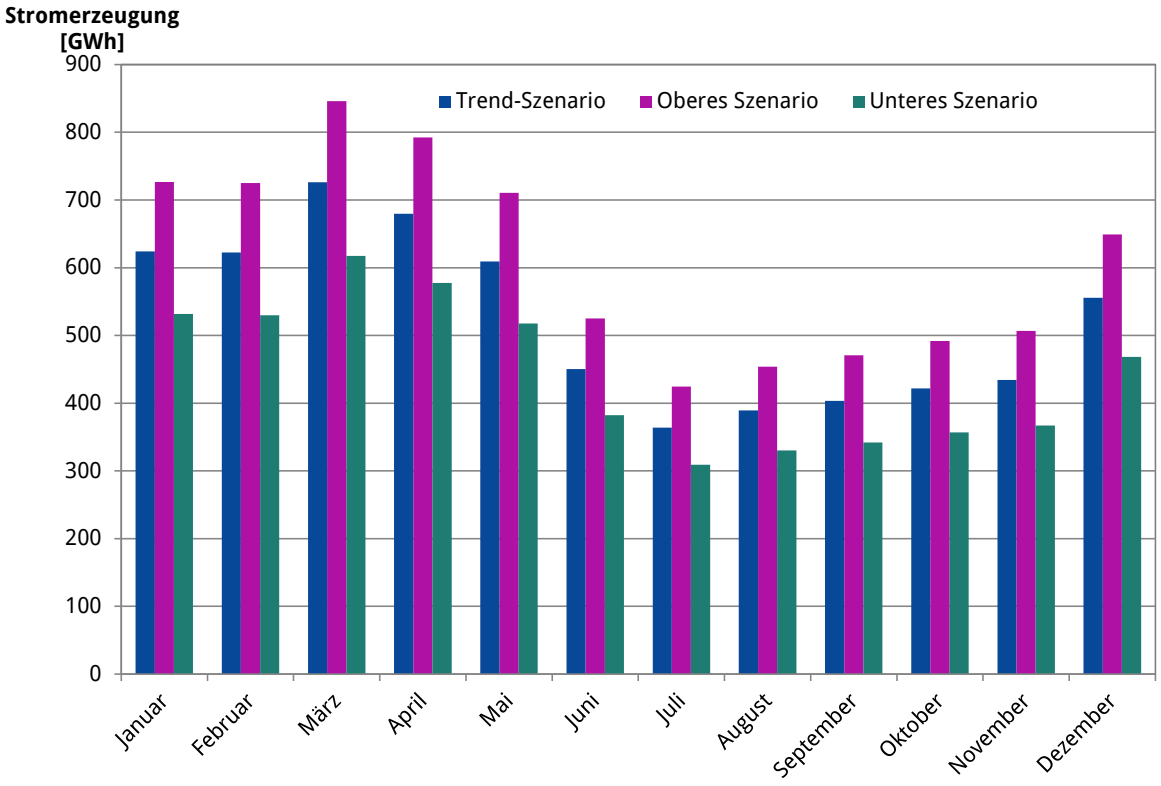

Abbildung 6 Stromerzeugung aus Wasserkraft 2015

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Veräußerungsformen

Marktprämie

2013 wurde im Jahresmittel für rund 37 % der Leistung aller Bestandsanlagen die Marktprämie genutzt. Dieser Anteil stieg 2014 auf deutlich über 45 % an, insbesondere nach Wegfall der Option „Grünstromprivileg“ ab August 2014. Für 2015 wird davon ausgegangen, dass sich der Anteil der Leistung, für welche die Marktprämie als Vermarktungsform in Anspruch genommen wird, bei mehr als 48 % stabilisiert.

Für neue Anlagen, die nach dem EEG 2014 in Betrieb genommen werden, gilt die Direktvermarktung mit Marktprämie als Grundregel. Ausgenommen sind allerdings Anlagen der Größenklasse bis 500 kW (bis Ende 2015); auf diese Größenklasse entfallen jedoch nach Einschätzung des IE Leipzig rund zwei Drittel des Zubaus. Für diese Anlagen besteht somit – ebenso wie alle Bestandsanlagen eine Wahlfreiheit zwischen verschiedenen Veräußerungsformen. Nach Einschätzung der befragten Branchenexperten stellt die feste Einspeisevergütung für diese Anlagen weiterhin die attraktivste, weil langfristig sicherste, Veräußerungsform dar. Für die Betreiber dieser kleineren Anlagen wird daher eingeschätzt, dass sich weniger als 20 % für die Nutzung der Marktprämie entscheiden.

Die Vollbenutzungsstunden der Marktprämiennutzer liegen im Mittel höher, da diese Option vorwiegend von größeren Flusskraftwerken mit besserer Auslastung in Anspruch genommen wird. Dies ergab sich aus einer Auswertung der Daten des Jahres 2013 und wurde für die Folgejahre berücksichtigt.

Da sowohl für sehr große Wasserkraftwerke mit niedrigen Vergütungsansprüchen als auch für kleinere Kraftwerke mit höheren Vergütungsansprüchen ein Wechsel zur Marktprämie erfolgt, bleiben die mittleren Vergütungsansprüche der Marktprämiennutzer 2015 etwa auf dem Niveau von 2013.

Damit ergeben sich die in Tabelle 6 dargestellten Strommengen.

Tabelle 6 Strommengen zur geförderten Direktvermarktung aus Wasserkraft nach Szenarien 2015

Monat	Trend-Szenario [MWh]	Oberes Szenario [MWh]	Unteres Szenario [MWh]
Januar	355.641	413.247	303.176
Februar	353.735	411.174	301.328
März	413.436	480.756	351.948
April	383.787	446.603	326.556
Mai	344.887	401.446	293.355
Juni	256.906	298.920	218.446
Juli	208.367	242.363	177.100
August	223.058	259.496	189.490
September	229.206	266.775	194.584
Oktober	241.462	281.122	204.804
November	249.043	289.922	210.915
Dezember	316.822	369.128	267.824
Jahr 2015	**3.576.350**	**4.160.953**	**3.039.527**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Feste Einspeisevergütung

Die feste Einspeisevergütung als Regelfall der Veräußerungsform für Bestandskraftwerke dominiert bei der EEG-Wasserkraft bis Ende 2015. Sie ergibt sich als Restgröße aller Anlagen, für die keine anderen Formen der Vermarktung gewählt werden bzw. im Rahmen des EEG 2014 aus der Einschätzung der Größenverteilung der Neuanlagen sowie der Wechselbereitschaft ihrer Betreiber zu anderen Vermarktungsformen (s. o.).

Da die meist kleineren Anlagen, für die die feste Einspeisevergütung gewählt wird, im Mittel geringere Vollbenutzungsstunden aufweisen, entfällt von der Stromerzeugung insgesamt weniger als die Hälfte auf diese Veräußerungsform (Tabelle 7).

Tabelle 7 Strommengen zur festen Einspeisevergütung aus Wasserkraft nach Szenarien 2015

Monat	Trend-Szenario [MWh]	Oberes Szenario [MWh]	Unteres Szenario [MWh]
Januar	249.601	291.119	212.422
Februar	249.684	291.382	212.206
März	290.575	339.289	246.672
April	273.796	319.973	232.262
Mai	245.071	286.491	207.767
Juni	179.900	210.249	152.418
Juli	145.102	169.540	122.840
August	155.222	181.401	131.281
September	161.820	189.252	136.721
Oktober	168.255	196.869	141.906
November	173.350	202.880	145.798
Dezember	223.128	261.462	187.074
Jahr 2015	**2.515.503**	**2.939.908**	**2.129.367**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Sonstige Direktvermarktung

Allein 2013 schwankte die Nutzung der Option „sonstige Direktvermarktung“ bei der EEG-Wasserkraft zwischen 1,1 % und 3,0 % der verfügbaren Anlagenleistung. Auch 2014 wurden bis zum September Schwankungen zwischen 2 % und 4 % aller Anlagen beobachtet, die möglicherweise im Zusammenhang mit Versuchen von Direktvermarktern stehen, inländischen Ökostrom zu verkaufen. Als Alternative zum Grünstromprivileg hat die sonstige Direktvermarktung aber im August und September 2014 keinen Aufschwung genommen. Da weder eine steigende noch fallende Tendenz klar sichtbar wird, wird der zuletzt erreichte Anteil von ca. 3,5 % der Anlagenleistung bis Ende 2015 unverändert fortgeschrieben.

EEG-Zahlungen

Marktprämien

Die Berechnung der Marktprämien wurde allgemein in Kapitel 1.3 erläutert. Die Berechnungsergebnisse für die Monate des Jahres 2015 sind für das Trend-Szenario in Tabelle 8 aufgeführt, für die beiden anderen Szenarien in Tabelle 9 und Tabelle 10.

Feste Einspeisevergütungen

Bei der Berechnung der festen Einspeisevergütungen wurde für die Bestandsanlagen von den Mittelwerten der 2013 erzielten Einspeisevergütungen ausgegangen. Für neue Anlagen wurden typische Vergütungshöhen aus den gesetzlichen Vergütungsansprüchen sowie – da die Ansprüche von der Anlagengrößen abhängen – aus einer Einschätzung der Größenverteilung der neu gebauten Anlagen abgeleitet. Durch Multiplikation mit den monatlich erzeugten Strommengen ergeben sich für die drei Szenarien die in Tabelle 8 bis Tabelle 10 aufgeführten Gesamtzahlungen.

Vermiedene Netznutzungsentgelte

Die spezifischen vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) wurden für alle Regelzonen aus den Bewegungsdaten der ÜNB für 2013 abgeleitet und für die Zukunft unverändert übernommen. Sofern sich deutschlandweit kleinere Veränderungen der spezifischen vNNE ergeben, liegt dies an einer Verschiebung der Gewichte zwischen den Regelzonen, da der Zubau nicht in ganz Deutschland gleichmäßig erfolgt. Die absolute Höhe der vNNE ist in Tabelle 8 bis Tabelle 10 in der rechten Spalte enthalten.

Tabelle 8 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Wasserkraft 2015 im Trend-Szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Euro]	Marktprämien [Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Euro]
Januar	25.230.153	16.655.846	3.932.339
Februar	25.252.746	16.153.936	3.921.521
März	29.375.542	21.255.692	4.619.241
April	27.690.587	20.295.529	4.323.509
Mai	24.768.360	19.090.077	3.868.958
Juni	18.179.961	13.682.567	2.900.776
Juli	14.671.787	10.948.456	2.345.221
August	15.692.339	12.105.784	2.469.598
September	16.379.416	11.591.068	2.581.105
Oktober	17.011.922	12.320.530	2.698.934
November	17.552.685	11.964.336	2.753.384
Dezember	22.619.167	15.189.585	3.497.337
Jahr 2015	**254.424.665**	**181.253.407**	**39.911.921**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 9 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Wasserkraft 2015 im oberen Szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Euro]	Marktprämien [Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Euro]
Januar	29.427.815	19.384.143	4.575.584
Februar	29.472.686	18.809.266	4.565.128
März	34.304.711	24.754.110	5.379.182
April	32.366.240	23.654.274	5.038.895
Mai	28.959.822	22.254.461	4.510.170
Juni	21.251.153	15.943.615	3.379.994
Juli	17.146.804	12.753.994	2.731.951
August	18.343.841	14.105.822	2.877.531
September	19.162.264	13.514.866	3.009.324
Oktober	19.912.277	14.369.825	3.147.455
November	20.552.550	13.957.597	3.211.513
Dezember	26.521.479	17.739.822	4.083.665
Jahr 2015	**297.421.643**	**211.241.796**	**46.510.392**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 10 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Wasserkraft 2015 im unteren Szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Euro]	Marktprämien [Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Euro]
Januar	21.469.559	14.175.534	3.350.254
Februar	21.456.539	13.734.150	3.337.729
März	24.927.133	18.060.512	3.928.181
April	23.478.418	17.234.735	3.674.638
Mai	20.986.222	16.205.060	3.286.820
Juni	15.393.250	11.609.996	2.463.187
Juli	12.412.336	9.285.253	1.990.308
August	13.261.135	10.260.012	2.094.355
September	13.826.147	9.814.164	2.187.203
Oktober	14.331.697	10.419.875	2.284.148
November	14.741.954	10.096.886	2.325.385
Dezember	18.930.125	12.786.864	2.946.634
Jahr 2015	**215.214.514**	**153.683.041**	**33.868.842**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Zusammenfassung

Die Wasserkraft entwickelt sich in Deutschland weiterhin nur langsam, da die Potenziale zum größten Teil bereits genutzt werden. Lediglich in Süddeutschland sind noch klare Impulse für einen Kapazitätsausbau erkennbar. Bis Ende 2015 dominiert im Bereich der EEG-berechtigten Wasserkraft – bezogen auf die installierte Leistung – noch die feste Einspeisevergütung. Da unter den Betreibern ertragsstärkerer, größerer Kraftwerke die Nutzer der Marktprämie dominieren, sind deren Vollbenutzungsstunden deutlich höher, so dass diese insgesamt mehr Strom einspeisen. Die größten Unsicherheiten stellen weiterhin die Abflussmengen der Flüsse dar, durch die die Zahl der Vollbenutzungsstunden bestimmt wird. Die Unterschiede zwischen den drei Szenarien sind in erster Linie auf diese Schwankungen zurückzuführen.

2.2 Deponiegas, Klärgas und Grubengas

Die Prognose umfasst die Stromerzeugung aus Deponiegas, Klärgas und Grubengas. Diese drei Energieträger wurden getrennt prognostiziert und dann addiert.

Leistungsentwicklung bis 2013 und Prognose bis 2015

In Tabelle 11 ist die Entwicklung der installierten Leistung und der Stromerzeugung von Deponie-, Klär und Grubengas dargestellt. Die Angaben basieren auf den EEG-Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber [ÜNB 2014b].

Im Jahr 2004 war der Leistungszubau von Deponie-, Klär- und Grubengas am größten und ist in den Folgejahren deutlich zurückgegangen. 2013 wurden mehr Anlagen außer Betrieb genommen als im gleichen Jahr zugebaut. Dieser Nettorückbau ist vor allem auf die rückläufigen Gasvorkommen zurückzuführen. Seit 2005 dürfen keine organischen Abfälle auf Deponien abgelagert werden, was zu einer geringen Gasproduktion führt. Bei stillgelegten Deponien, auf denen noch Abfälle mit hohem organischen Anteil abgelagert worden sind, sinkt die Gasproduktion mit zunehmendem Alter der Deponie. Nach Unterschreiten einer bestimmten Gasbildungsrate kann das Deponiegas nicht mehr wirtschaftlich und später auch nicht mehr technisch zur Stromerzeugung genutzt werden. Um die verbleibenden Deponierestgasmengen weiterhin nutzen zu können, werden mitunter vorhandene Gasmotoren gegen Motoren mit einer geringeren Leistung ausgetauscht (Downsizing) oder die Anlagen werden aufgrund der Ausgasung ganz stillgelegt.

Der Leistungszubau für Klärgas hat seit 2004 stark abgenommen und lag in den letzten fünf Jahren unter 1 MW pro Jahr. Diese Entwicklung lässt sich unter anderem damit begründen, dass der Strom aus Klärgasen zunehmend in den Kläranalgen selbst zur Deckung des Eigenbedarfs eingesetzt wird. In der Konsequenz werden immer geringere Strommengen ins öffentliche Netz eingespeist und vergütet.

Bei Grubengas zeigt sich eine ähnliche Entwicklung wie für Deponiegas. Der stärkste Zubau fand 2004 statt. In den Folgejahren sank die Zahl der Neuinstallationen deutlich. In den Jahren 2012 und 2013 wurden keine neuen Anlagen zur Grubengasverstromung errichtet. Aufgrund der Ausgasung wurden zunehmend Anlagen stillgelegt, so dass sich 2013 ein Nettorückbau ergibt.

Tabelle 11 zeigt, dass die Stromeinspeisung seit 2006 stetig gesunken ist. Dies hängt einerseits von der rückläufigen Gasproduktion in Deponien und Bergwerken ab. Andererseits wird der erzeugte Strom aus wirtschaftlichen Gründen zunehmend zur Deckung des Eigenbedarfs verbraucht.

Tabelle 11 Bisherige Entwicklung von Deponie-, Klär- und Grubengas

Bezugsjahr	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Brutto-Leistungs-zubau [MW]	**71**	**14**	**10**	**7**	**9**	**10**	**8**	**9**	**1**	**1**
davon:										
Deponiegas	8	5	3	2	2	9	4	2	0	0
Klärgas	19	3	2	5	4	1	0	1	1	1
Grubengas	44	5	5	0	3	0	4	5	0	0
Leistung zum Jahresende ohne Rückbau* [MW]	**500**	**514**	**524**	**531**	**540**	**550**	**557**	**567**	**567**	**568**
davon:										
Deponiegas	158	163	167	169	171	180	184	186	187	187
Klärgas	104	107	109	114	118	119	119	120	121	121
Grubengas	238	243	248	248	251	251	255	260	260	260
Stromeinspeisung im Jahr [GWh]	**2.589**	**3.136**	**2.789**	**2.751**	**2.208**	**2.020**	**1.963**	**1.815**	**1.769**	**1.776**

* Da über den Rückbau in der Vergangenheit keine durchgängigen Daten vorliegen, ist hier nur die Leistung der Ende 2013 noch bestehenden Anlagen dargestellt (Gliederung der 2013 installierten Leistung nach Inbetriebnahmejahr). Bei Berücksichtigung des Rückbaus lägen die Leistungen in den ersten Jahren höher.

Quelle: [ÜNB 2014b], [ÜNB 2005-2014], Darstellung: IE Leipzig 2014

Die Annahmen des IE Leipzig zum Zubau berücksichtigen insbesondere folgende Quellen:

- Telefoninterviews mit Experten aus den Bereichen Deponie-, Klär- und Grubengas in Deutschland [Gehring 2014], [Herbert 2014], [Ilse 2014], [Kaltwang 2014], [Lohkamp 2014].
- Interessenverband Grubengas e. V. [IVG 2014],
- EEG-Erfahrungsbericht [ZSW 2014]
- Statistisches Bundesamt [Destatis 2014].

Deponiegas

In Anbetracht sinkender Gasmengen ist mit einem Rückgang der installierten Leistung zu rechnen [Gehring 2014]. Durch das rückläufige Gasaufkommen können bestehende Gasmotoren mittlerweile überdimensioniert sein. Es wird davon ausgegangen, dass einzelne Motoren im Rahmen eines „Downsizing“ durch neue und kleinere Anlagen ersetzt werden. Es wird daher mit einem sehr geringen Brutto-Zubau gerechnet. Da auf den vorhandenen Mülldeponien die Gasvorkommen allmählich zur Neige gehen und or-

ganische Abfälle nicht mehr abgelagert werden dürfen, wird es vermehrt zu Stilllegungen von Bestandsanlagen kommen. Infolgedessen wird für alle drei Szenarien von einem Netto-Rückbau ausgegangen, der je nach Szenario und Jahr zwischen 6,0 und 12,7 MW liegt (Tabelle 12).

Klärgas

Der Neubau von Klärgasanalagen hängt unter anderem von deren Altersstruktur ab. Viele Anlagen zur Klärgasverstromung sind mittlerweile 10 bis 15 Jahre alt und müssen in den nächsten Jahren erneuert werden [Herbert 2014]. Aus diesem Grund wird je nach Szenario ein mehr oder weniger starker Nettozubau unterstellt. Damit setzt sich der Trend der vergangen Jahre fort (Tabelle 12).

Grubengas

Da das Grubengasaufkommen in Deutschland zurückgeht und alle bekannten Gasfelder weitestgehend erschlossen worden sind [Ilse 2014], wird davon ausgegangen, dass Neubauprojekte nur mit einer sehr geringen Wahrscheinlichkeit installiert werden. Vielmehr ist damit zu rechnen, dass zukünftig einzelne Anlagenmodule stillgelegt werden [Kaltwang 2014]. Infolgedessen wird im Trend-Szenario und im unteren Szenario der Brutto-Zubau mit nur 0,3 MW angenommen. Dieser Wert liegt deutlich unter der typischen Anlagengröße von Grubengasanlagen und drückt auch die Wahrscheinlichkeit einer Neuanlage mit aus.

Der Rückbau variiert ebenfalls je nach Szenario (Tabelle 12).

Tabelle 12 Leistungsentwicklung von Deponie-, Klär- und Grubengas nach Szenarien

Bezugsjahr	Parameter	Einheit	Trend-Szenario	Oberes Szenario	Unteres Szenario
2014	**Zubau**	**[MW]**	**3,6**	**7,2**	**2,6**
	davon:				
	Deponiegas	[MW]	0,3	2,0	0,3
	Klärgas	[MW]	3,0	4,0	2,0
	Grubengas	[MW]	0,3	1,3	0,3
	Rückbau	**[MW]**	**13,3**	**11,5**	**19,3**
	davon:				
	Deponiegas	[MW]	10,0	8,0	13,0
	Klärgas	[MW]	2,0	2,7	1,3
	Grubengas	[MW]	1,3	0,8	5,0
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**558**	**564**	**551**
	davon:				
	Deponiegas	[MW]	177	181	174
	Klärgas	[MW]	122	122	122
	Grubengas	[MW]	259	261	256
2015	**Zubau**	**[MW]**	**3,6**	**6,3**	**2,6**
	davon:				
	Deponiegas	[MW]	0,3	1,0	0,3
	Klärgas	[MW]	3,0	4,0	2,0
	Grubengas	[MW]	0,3	1,3	0,3
	Rückbau	**[MW]**	**12,3**	**10,5**	**17,6**
	davon:				
	Deponiegas	[MW]	9,0	7,0	12,0
	Klärgas	[MW]	2,0	2,7	1,3
	Grubengas	[MW]	1,3	0,8	4,3
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**550**	**560**	**536**
	davon:				
	Deponiegas	[MW]	168	175	162
	Klärgas	[MW]	123	124	123
	Grubengas	[MW]	258	261	252

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Vollbenutzungsstunden

Grundlage für die Berechnung der jährlichen Vollbenutzungsstunden bilden die von den ÜNB zur Verfügung gestellten EEG-Bewegungsdaten [ÜNB 2014b] sowie eigene Annahmen. Die Berechnung erfolgt differenziert nach den jeweiligen Gasarten. Weiterhin wird zwischen Bestandsanlagen und Neuanlagen unterschieden.

Deponiegas: Die Datenanalyse der ÜNB ergibt etwa 2.340 Vollbenutzungsstunden für Bestandsanlagen. Die ermittelten Vollbenutzungsstunden der einzelnen ÜNB werden übernommen. Es wird unterstellt, dass die Vollbenutzungsstunden aufgrund des Ausgasungseffektes im Trend-Szenario jährlich um 5 % sinken. Für das obere Szenario sinken die Vollbenutzungsstunden mit 3 % etwas moderater. Im unteren Szenario fällt dieser Wert mit 7 % stärker aus. Für 2014 und 2015 neu in Betrieb genommene Anlagen wurden jeweils 3.000 Vollbenutzungsstunden angenommen. Dieser Wert beträgt im oberen Szenario etwa 10 % mehr und im unteren Szenario etwa 10 % weniger.

Klärgas: Aus der Datenlieferung der ÜNB ergeben sich für Klärgas etwa 970 Vollbenutzungsstunden für Bestandsanlagen. Die Vollbenutzungsstunden der einzelnen ÜNB werden übernommen und fortgeschrieben. Sie beziehen sich allein auf die Stromeinspeisung, daneben wird ein Teil der erzeugten Strommengen in den Klärwerken auch selbst verbraucht. Dieser Anteil wird hier nicht abgeschätzt, da er keine Vergütungen erhält. Darüber hinaus wird aufgrund technischer Effizienzentwicklungen im Trend-Szenario eine Erhöhung der Vollbenutzungsstunden um 2 % prognostiziert. Dieser Wert wird im oberen Szenario auf 4 % erhöht. Im unteren Szenario verbleiben die Vollbenutzungs-stunden auf dem gleichen Niveau wie im Jahr 2013 Für neu in Betrieb genommene Anlagen werden 1.200 Vollbenutzungsstunden unterstellt. Es wird angenommen, dass sich die Effizienz von Klärprozessen verbessert und der Stromverbrauch der Anlagen sinkt. In der Konsequenz kann mehr Strom eingespeist werden. Für das obere und untere Szenario wird eine Abweichung von 5 % gegenüber dem Trend angenommen. Im Vergleich zu Bestandsanlagen wird die Steigerung der Energieeffizienz bei Neuanlagen als moderater eingestuft, sie liegt im Trend-Szenario bei 0,5 % und im oberen Szenario bei 1 %. Im unteren Szenario wird von gleichbleibenden Vollbenutzungsstunden für Neuanlagen ausgegangen.

Grubengas: Die Datenanalyse ergibt für Grubengas etwa 4.700 Vollbenutzungsstunden. Aufgrund der rückläufigen Gasmenge wird davon ausgegangen, dass die Vollbenutzungsstunden im Trend-Szenario um 20 pro Jahr sinken. Für das obere Szenario werden konstante Vollbenutzungsstunden angenommen, im unteren Szenario sinken diese um 40 pro Jahr. Für Neuanlagen werden 5.000 Vollbenutzungsstunden angenommen. Dieser Wert erhöht bzw. reduziert sich im oberen bzw. unteren Szenario um 20 %.

Stromeinspeisung

Die Stromerzeugung in jedem Szenario ergibt sich rechnerisch für jeden Kalendermonat aus dem prognostizierten spezifischen Ertrag dieses Monats und der zu Ende des Vormonats prognostizierten Anlagenleistung. Tabelle 13, Tabelle 14 und Tabelle 15 zeigen die Prognosen der Entwicklung der monatlichen

Vollbenutzungsstunden und Stromeinspeisung für alle Gasarten insgesamt. In Abbildung 7 ist die Stromerzeugung in allen drei Szenarien grafisch gegenübergestellt.

Tabelle 13 Trend-Szenario der Stromeinspeisung aus Deponie-, Klär- und Grubengas im Jahr 2015

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromeinspeisung [MWh]
Januar	558	259	144.613
Februar	557	236	131.649
März	556	259	144.316
April	555	251	139.517
Mai	555	259	144.019
Juni	554	251	139.229
Juli	553	259	143.721
August	553	259	143.573
September	552	251	138.798
Oktober	551	260	143.276
November	550	251	138.510
Dezember	550	260	142.979
Jahr 2015	**550**	**3.056**	**1.694.197**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 14 Oberes Szenario der Stromerzeugung aus Deponie-, Klär- und Grubengas im Jahr 2015

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [MWh]
Januar	563	264	148.669
Februar	563	240	135.444
März	563	264	148.588
April	562	255	143.756
Mai	562	264	148.508
Juni	562	256	143.678
Juli	561	264	148.427
August	561	264	148.387
September	561	256	143.561
Oktober	560	265	148.306
November	560	256	143.483
Dezember	560	265	148.226
Jahr 2015	**560**	**3.113**	**1.749.034**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 15 Unteres Szenario der Stromerzeugung aus Deponie-, Klär- und Grubengas im Jahr 2015

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [MWh]
Januar	550	254	139.992
Februar	549	231	127.309
März	548	254	139.411
April	546	246	134.632
Mai	545	254	138.829
Juni	544	246	134.070
Juli	543	254	138.248
August	541	254	137.957
September	540	246	133.226
Oktober	539	254	137.376
November	538	246	132.663
Dezember	536	254	136.794
Jahr 2015	**536**	**2.995**	**1.630.506**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

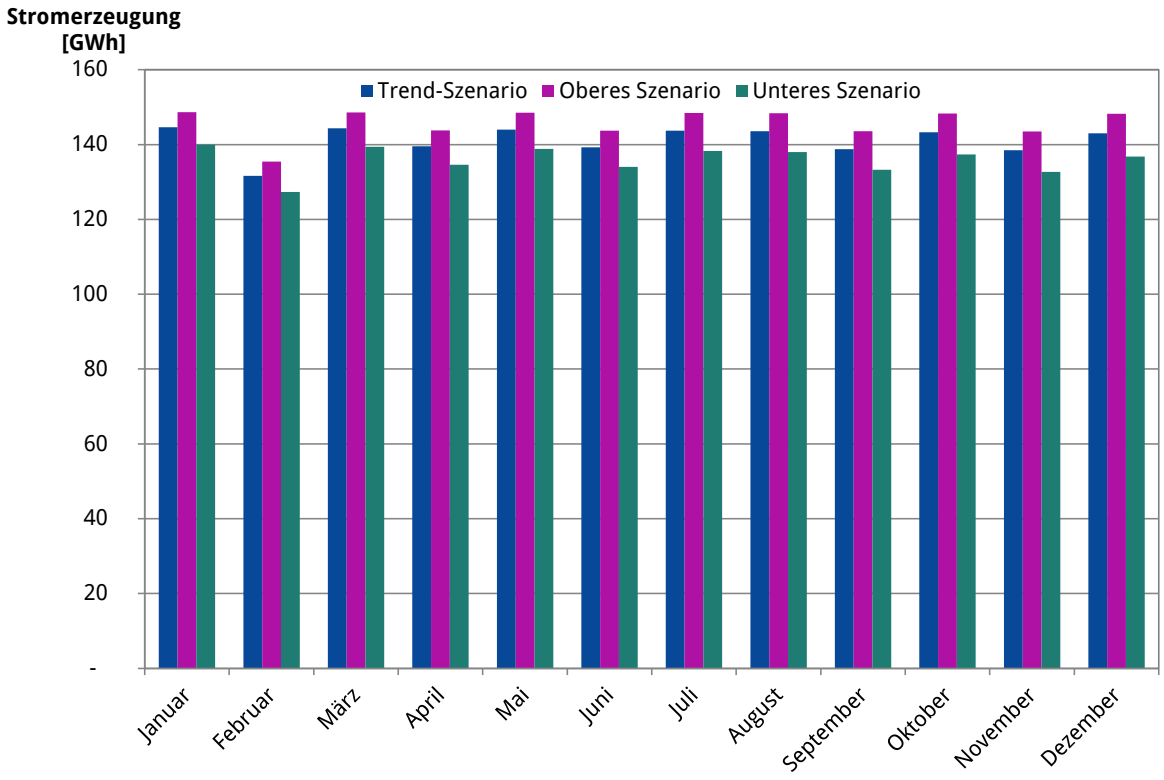

Abbildung 7 Stromerzeugung aus Deponie-, Klär- und Grubengas im Jahr 2015

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Veräußerungsformen

Im Jahr 2013 wurde mit 55 % knapp über die Hälfte der Stromerzeugung aus DKG-Gasen nach dem Grünstromprivileg vermarktet. Aufgrund der vergleichsweise geringen EEG-Vergütungssätze war das Grünstromprivileg für Grubengasanlagen besonders attraktiv. Fast drei Viertel der Grubengasproduzenten nutzten die Direktvermarktungsoption „Grünstromprivileg“. Mit der Abschaffung des Grünstromprivilegs im EEG 2014 mussten Nutzer des Grünstromprivilegs ihre Strommengen anderweitig veräußern.

Marktprämie

2013 wurden etwa 15 % der erzeugten Strommengen aus Deponie-, Klär- und Grubengas über die Direktvermarktung mit Marktprämie veräußert. Seit 2014 stieg die zur geförderten Direktvermarktung abgemeldete Leistung stark an. Es ist anzunehmen, dass vor allem Strommengen aus Grubengasanlagen, welche bisher über das Grünstromprivileg vermarktet wurden, die geförderte Direktvermarktung in Anspruch nehmen, da Grubengasanalgen aufgrund ihrer Größe für Direktvermarkter besonders interessant sind. Ebenso wird davon ausgegangen, dass ein Teil der

größeren Deponiegasanlagen in die geförderte Direktvermarktung wechselt. In der Konsequenz ist mit einem deutlichen Anstieg der über die geförderte Direktvermarktung veräußerten Strommengen zu rechnen. Durch die Pflicht zur Direktvermarktung werden zukünftig alle größeren Anlagen, die nach dem EEG 2014 errichtet werden, ihren Strom direkt vermarkten (Tabelle 16).

Tabelle 16 Strommengen zur geförderten Direktvermarktung aus Deponie-, Klär- und Grubengas nach Szenarien 2015

Monat	Trend-Szenario [MWh]	Oberes Szenario [MWh]	Unteres Szenario [MWh]
Januar	81.357	83.277	79.011
Februar	74.074	75.885	71.863
März	81.215	83.270	78.707
April	78.527	80.581	76.022
Mai	81.074	83.265	78.405
Juni	78.391	80.576	75.730
Juli	80.934	83.259	78.103
August	80.864	83.257	77.952
September	78.187	80.568	75.291
Oktober	80.723	83.251	77.650
November	78.051	80.563	74.999
Dezember	80.583	83.246	77.348
Jahr 2015	**953.980**	**980.998**	**921.081**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Feste Einspeisevergütung

Nahezu ein Drittel der Stromerzeugung aus DKG-Anlagen wurde im Jahr 2013 über die EEG-Einspeisevergütung veräußert. Dies vor allem für Deponie- und Klärgasanlagen die bevorzugte Vermarktungsform. Seit 2014 ist der Anteil der Stromeinspeisung mit Festvergütung deutlich gestiegen. Es wird davon ausgegangen, dass mit dem Wegfall der Option „Grünstromprivileg“ vor allem kleinere Altanlagen zurück in die EEG-Einspeisevergütung wechseln. Insofern ist 2015 mit einem deutlichen Anstieg der Strommengen mit Festvergütung zu rechnen (Tabelle 17).

Tabelle 17 Strommengen zur festen Einspeisevergütung von Deponie-, Klär- und Grubengas nach Szenarien im Jahr 2015

Monat	Trend-Szenario [MWh]	Oberes Szenario [MWh]	Unteres Szenario [MWh]
Januar	61.902	63.949	59.705
Februar	56.346	58.246	54.289
März	61.757	63.882	59.441
April	59.694	61.788	57.394
Mai	61.610	63.813	59.174
Juni	59.552	61.721	57.137
Juli	61.464	63.744	58.908
August	61.390	63.710	58.775
September	59.339	61.621	56.750
Oktober	61.243	63.641	58.509
November	59.197	61.554	56.493
Dezember	61.096	63.572	58.242
Jahr 2015	**724.590**	**751.241**	**694.818**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Sonstige Direktvermarktung

Im Jahr 2013 wurden weniger als 1 % der erzeugten Strommengen aus Deponie-, Klär- und Grubengas über die sonstige Direktvermarktung veräußert. Es wird angenommen, dass die wenigen Nutzer in ihrer Kategorie verbleiben, die sonstige Direktvermarktung darüber hinaus aber keine nennenswerte Rolle spielen wird.

EEG-Zahlungen

Die EEG-Vergütungszahlungen für die DKG-Gase ergeben sich aus den Annahmen zu den prognostizierten Strommengen mit Festvergütung sowie den durchschnittlichen Vergütungskennwerten für Bestands- und Neuanlagen.

In den Vergütungszahlungen nicht berücksichtigt sind die beiden Direktvermarktungsoptionen Grünstromprivileg (seit 31.07.2014 ausgelaufen) und sonstige Direktvermarktung, da diese nicht in den EEG-Wälzungsmechanismus eingehen.

Die Abschaffung des Grünstromprivilegs im EEG 2014 führt zur Umverteilung der Zahlungen. Zum einen wechselte ein Teil der Anlagenbetreiber, welche bisher ihre Strommengen über das Grünstromprivileg vermarktet haben, wieder zurück in die EEG-Vergütung. Aus diesem Grund liegen die EEG-Vergütungszahlungen für DKG-Gase im Jahr 2015 um einiges über dem Niveau von 2013 und Anfang 2014.

Zum anderen wechselte ein Großteil der Anlagenbetreiber vom Grünstromprivileg in die geförderte Direktvermarktung mit Marktprämie. Die Marktprämie ergibt sich aus der anlagenspezifischen EEG-Einspeisevergütung abzüglich des rückwirkend berechneten Monatsmittelwertes des energieträgerspezifischen Marktwertes als Referenzmarktwert. Für das Jahr 2015 wird mit einem deutlichen Anstieg der zu zahlenden Marktprämien für DKG-Gase gerechnet. In Tabelle 18 bis Tabelle 20 sind die Vergütungs- und Prämienzahlungen für die DKG-Gase für die drei Szenarien dargestellt. Darüber hinaus werden in den Tabellen die vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) ausgewiesen.

Tabelle 18 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Deponie-, Klär- und Grubengas im Jahr 2015 im Trend-Szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Euro]	Marktprämien [Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Euro]
Januar	4.399.536	2.611.726	858.336
Februar	4.004.289	2.290.252	781.064
März	4.388.494	2.958.921	855.858
April	4.241.516	2.978.599	827.050
Mai	4.377.307	3.281.681	853.379
Juni	4.230.690	2.976.952	824.651
Juli	4.366.119	3.009.438	850.900
August	4.360.526	3.176.778	849.661
September	4.214.450	2.762.453	821.053
Oktober	4.349.338	2.890.475	847.182
November	4.203.624	2.569.509	818.654
Dezember	4.338.151	2.654.842	844.703
Jahr 2015	**51.474.040**	**34.161.626**	**10.032.489**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 19 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Deponie-, Klär- und Grubengas im Jahr 2015 im oberen Szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Euro]	Marktprämien [Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Euro]
Januar	4.553.724	2.679.614	864.397
Februar	4.147.518	2.351.102	786.877
März	4.548.655	3.039.065	862.555
April	4.399.404	3.061.568	833.840
Mai	4.543.447	3.375.505	860.713
Juni	4.394.364	3.064.882	832.057
Juli	4.538.239	3.100.974	858.872
August	4.535.635	3.275.807	857.951
September	4.386.805	2.851.394	829.384
Oktober	4.530.428	2.985.924	856.109
November	4.381.765	2.656.926	827.601
Dezember	4.525.220	2.747.417	854.267
Jahr 2015	**53.485.204**	**35.190.180**	**10.124.623**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 20 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Deponie-, Klär- und Grubengas im Jahr 2015 im unteren Szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Euro]	Marktprämien [Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Euro]
Januar	4.239.329	2.532.733	826.813
Februar	3.854.504	2.218.409	751.576
März	4.219.924	2.863.743	822.663
April	4.074.317	2.879.879	794.117
Mai	4.200.330	3.169.792	818.512
Juni	4.055.355	2.872.151	790.100
Juli	4.180.736	2.900.300	814.361
August	4.170.940	3.058.498	812.286
September	4.026.912	2.656.351	784.075
Oktober	4.151.346	2.776.499	808.135
November	4.007.951	2.465.202	780.058
Dezember	4.131.752	2.544.297	803.985
Jahr 2015	49.313.395	32.937.854	9.606.682

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Zusammenfassung

Die eingespeisten Strommengen aus Deponie-, Klär- und Grubengas sind vergleichsweise gering und in der Tendenz weiter abnehmend. Mit dem Wegfall des Grünstromprivilegs im EEG 2014 kam es zur Umverteilung umlagerelevanter Zahlungen. Anlagenbetreiber, die das Grünstromprivileg nutzten, wechselten zurück in die feste Einspeisevergütung oder nutzten die geförderte Direktvermarktung mit Marktprämie. Trotz dieser Umverteilung sind die Anteile der DKG-Gase an den Vergütungs- und Prämienzahlungen weiterhin sehr gering.

2.3 Biomasse

Die Prognose zur Biomasse umfasst sowohl die Stromerzeugung aus fester Biomasse als auch aus Biogasanlagen. Strom aus Pflanzenöl-BHKW wird nicht mehr im Rahmen des EEG vergütet. Daher wird hier der Bestand berücksichtigt, aber kein Zubau prognostiziert.

Leistungsentwicklung bis 2013 und Prognose bis 2015

Bis zum Ende des Jahres 2013 waren in Deutschland Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt 6.100 MW in Betrieb (Tabelle 21). Der Anteil der Biogasanlagen beträgt davon etwa 3.500 MW.

Die Entwicklung zeigt, dass der Zubau von Biomasseanlagen in den vergangenen Jahren stark schwankend war. Durch die Novellierung des EEG im Jahr 2012 ist der Anlagenneubau und Leistungszubau in den Jahren 2012 und 2013 im Vergleich zu den Vorjahren deutlich gebremst worden.

Im Jahr 2013 sind etwa 335 *Biogasanlagen* mit einer installierten Leistung von 158 MW neu in Betrieb gegangen. Hinzu kommen etwa 33 MW durch Flexibilisierungsmaßnahmen, so dass insgesamt 191 MW elektrische Leistung zugebaut wurden [FV Biogas 2014].

Bei der *Stromerzeugung aus fester Biomasse* sind im Jahr 2013 etwa 20 Neuanlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 37 MW in Betrieb gegangen. Hinzu kommen etwa 125 Holzvergasungsanlagen mit einer kumulierten elektrischen Leistung von ca. 13 MW [DBFZ 2014a].

Die Entwicklung der Stromeinspeisung aus Biomasseanlagen zeigt, dass im Jahr 2013 mit 36,6 TWh die siebenfache Strommenge im Vergleich zu 2004 eingespeist wurden (Tabelle 21).

Tabelle 21 Bisherige Entwicklung der Biomasse im EEG

Bezugsjahr	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Brutto-Leistungs-zubau [MW]	521	599	778	624	353	400	541	923	237	182
Leistung zum Jahresende ohne Rückbau* [MW]	1.469	2.068	2.846	3.470	3.823	4.223	4.764	5.687	5.924	6.106
Stromeinspeisung im Jahr [GWh]	5.241	7.367	10.902	15.924	18.947	22.980	25.155	27.977	34.325	36.613

* Da über den Rückbau in der Vergangenheit keine durchgängigen Daten vorliegen, ist hier nur die Leistung der Ende 2013 noch bestehenden Anlagen dargestellt (Gliederung der 2013 installierten Leistung nach Inbetriebnahmejahr). Bei Berücksichtigung des Rückbaus lägen die Leistungen in den ersten Jahren höher.

Quelle: [ÜNB 2014b], [ÜNB 2005-2014], Darstellung: IE Leipzig 2014

Die Veränderungen im Bereich der Stromerzeugung aus Biomasse durch das EEG 2014 sind erheblich. Folgende Regelungen wurden bei der Prognose berücksichtigt:

- Schrittweise wird für neue Anlagen ab einer installierten Leistung von 100 kW die Pflicht zur Direktvermarktung nach dem Marktprämienmodell eingeführt. Von August 2014 bis Ende 2015 gilt übergangsweise die Grenze von 500 kW (§ 37 Abs. 2).
- Die Einsatzstoffvergütungsklassen des EEG 2012 für Anbaubiomasse und Gülle sind im EEG 2014 ersatzlos gestrichen. Es wird nur noch eine Grundvergütung gezahlt (§ 44). Ausgenommen sind kleine Gülleanlagen bis zu einer installierten Leistung von 75 kW (§ 46).
- Bei neuen Biogasanlagen ab einer installierten Leistung von 100 kW wird nur die Strommenge vergütet, die der Hälfte der installierten Leistung entspricht (§ 47 Abs. 1). Darüber hinaus erhalten die Anlagenbetreiber den Marktwert des Stroms. Dies entspricht einer Pflicht zur Flexibilisierung dieser Anlagen. Die Flexibilitätsprämie des EEG 2012 wird durch einen Flexibilitätszuschlag für Anlagen ab 100 kW ersetzt. Der Flexibilitätszuschlag in Höhe von 40 €/kW wird für die volle installierte Leistung und für eine Laufzeit von 20 Jahren gewährt (§§ 52, 53).
- Es wird ein Zubaudeckel für Bioenergieanlagen mit einer Höhe von 100 MW installierter Leistung pro Jahr eingeführt (§ 28 Abs. 1). Anlagenerweiterungen und Flexibilisierungen sind hiervon ausgenommen.
- Die förderfähige Strommenge für bestehende Biogasanlagen wird auf 95 % der am 31.07.2014 bestehenden installierten Leistung oder der bisher höchsten tatsächlichen Bemessungsleistung festgelegt (§ 101 Abs. 1).

- Für bestehende Biogasanlagen wird die Flexibilitätsprämie des EEG 2012 beibehalten (§§ 52, 54). Für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie wird der Zubau zusätzlicher installierter Leistung durch die Einführung eines Deckels auf insgesamt 1.350 MW begrenzt (Anlage 3 Nr. I.5).
- Für Neuanlagen, für die bis zum 23.01.2014 eine Genehmigung der Anlage vorlag und die bis zum 31.12.2014 in Betrieb gehen, sind noch die Rahmenbedingungen des EEG 2012 anzuwenden (§ 100 Abs. 3).

Für das Jahr 2014 erwartet der Fachverband Biogas einen Zubau von ca. 260 MW installierter *Biogasanlagenleistung*, davon ca. 142 MW durch Neuanlagen und ca. 120 MW durch Repowering- und Flexibilisierungsmaßnahmen [FV Biogas 2014]. Damit zeichnet sich bereits jetzt ein Einschnitt im Neuanlagengeschäft ab, der in Zukunft noch deutlicher sein wird. Die installierte Leistung von Biogas-Neuanlagen wird in den nächsten Jahren nur wenige MW betragen [Horbelt 2014]. Es wird davon ausgegangen, dass am ehesten kleine Biogasanlagen (maximal 70 kW) mit Gülle gebaut werden.

Bestehende Biogasanlagen können die Flexibilitätsprämie des EEG 2012 weiter in Anspruch nehmen und es wird davon ausgegangen, dass die Anlagenbetreiber davon Gebrauch machen (vgl. Abschnitt Vermarktungsformen). Es wird prognostiziert, dass durch Flexibilisierungsmaßnahmen jährlich etwa 100 bis 150 MW installierte Leistung (insgesamt jedoch nicht mehr als der im EEG 2014 festgelegte Deckel von 1.350 MW) neu dazukommen.

Ein Rückbau von Biogasanlagen ist nicht bekannt und wird daher mit Null angenommen. Anlagen mit Liquiditätsproblemen wurden in der Regel aufgekauft [Horbelt 2014].

Der Neubau von *Biomasseheizkraftwerken* wird im Wesentlichen davon abhängig sein, inwieweit eine wertschöpfende Wärmesenke vorhanden ist. Es wird damit gerechnet, dass der Zubau in den nächsten Jahren insgesamt maximal 50 MW/Jahr betragen wird und damit in ähnlicher Größenordnung wie 2013 liegt [Scheftelowitz 2014].

Ein Rückbau von Biomasseheizkraftwerken ist nicht bekannt und wird daher für den Prognosezeitraum mit Null angenommen.

Die Prognose zur Leistungsentwicklung aller Biomasseanlagen für die Jahre 2014 und 2015 ist in Tabelle 22 nach Szenarien dargestellt. Der Zubau ergibt sich aus dem Neubau von Biomasseanlagen und dem Zubau an installierter Leistung zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie. Die Gesamtleistung der Bioenergie wird im Trend-Szenario bis Ende 2014 mit 6.408 MW und bis Ende 2015 mit 6.623 MW prognostiziert.

Tabelle 22 Leistungsentwicklung der Biomasse nach Szenarien

Bezugs-jahr	Parameter	Einheit	Trend-Szenario	Oberes Szenario	Unteres Szenario
2014	Zubau, davon	[MW]	302,0	342,0	272,0
	Neubau	[MW]	182,0	192,0	172,0
	Erweiterung (Flexiprämie)	[MW]	122,0	150,0	100,0
	Rückbau	[MW]	0,0	0,0	0,0
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**6.408**	**6.448**	**6.378**
2015	Zubau	[MW]	215,0	265,0	170,0
	Neubau	[MW]	55,0	85,0	40,0
	Erweiterung (Flexiprämie)	[MW]	160,0	180,0	130,0
	Rückbau	[MW]	0,0	0,0	0,0
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**6.623**	**6.713**	**6.548**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Vollbenutzungsstunden

Die mittleren Vollbenutzungsstunden für die Bestandsanlagen orientieren sich an den vergangenen Jahren, errechnet aus Daten der Übertragungsnetzbetreiber zur installierten Leistung und zur Stromerzeugung [ÜNB 2014b]. Ab dem Jahr 2015 wird bei den Bestandsanlagen berücksichtigt, dass durch die weitere Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie nach EEG 2012 die zusätzlich eingespeiste Strommenge begrenzt ist und die mittleren Vollbenutzungsstunden für den Anlagenbestand um etwa 3 % zurückgehen.

Für Neuanlagen, die ab 2014 in Betrieb gehen, wurden besonders die Daten des Jahres 2013 zu den 2012 in Betrieb gegangenen Anlagen berücksichtigt, um den neuesten technischen Stand abzubilden. Im Ergebnis wurden für Neuanlagen 2 % mehr Vollbenutzungsstunden prognostiziert als für Bestandsanlagen. Die Vollbenutzungsstunden für das Jahr 2015 im Trend-Szenario ergeben sich aus Bestands- und Neuanlagen und sind bei Bioenergieanlagen gleichmäßig auf die Monate verteilt (Tabelle 23).

Für das obere und das untere Szenario wurden die Maxima und Minima der tatsächlichen Werte aus den vergangenen Jahren berücksichtigt. Im Ergebnis fallen die Vollbenutzungsstunden im oberen Szenario um 3 % höher (Tabelle 24) und im unteren Szenario um 5 % niedriger (Tabelle 25) als im Trend-Szenario aus.

Stromerzeugung

Die Stromerzeugung in jedem Szenario ergibt sich rechnerisch für jeden Kalendermonat aus dem prognostizierten spezifischen Ertrag dieses Monats und der zu Ende des Vormonats prognostizierten Anlagenleistung (Tabelle 23 bis Tabelle 25).

Im Trend-Szenario wird im Jahr 2015 eine Stromerzeugung aus Biomasse von 38,3 TWh prognostiziert. Dies entspricht im Vergleich zu 2013 (36,6 TWh) einer Steigerung der Strommenge um knapp 5 %. Im oberen Szenario und im unteren Szenario kombinieren sich die Effekte der unterschiedlichen Zubauprognosen und Vollbenutzungsstunden. Im oberen Szenario wird eine um 3,8 % höhere (39,8 TWh) und im unteren Szenario eine um 5,5 % niedrigere (36,2 TWh) Stromerzeugung als im Trend-Szenario erwartet.

Die monatliche Verteilung der Stromerzeugung aus Biomasse zeigte in den vergangenen Jahren einen gleichmäßigen Verlauf [BDEW 2014]. Entsprechend wird auch für das Jahr 2015 ein ausgeglichener Jahresverlauf angenommen (Abbildung 8).

Tabelle 23 Trend-Szenario der Stromerzeugung aus EEG-Biomasse im Jahr 2015

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [MWh]
Januar	6.418	502	3.218.110
Februar	6.429	454	2.911.296
März	6.443	502	3.228.621
April	6.458	486	3.131.534
Mai	6.473	502	3.243.215
Juni	6.488	486	3.145.938
Juli	6.507	502	3.258.679
August	6.523	502	3.268.293
September	6.544	486	3.170.766
Oktober	6.565	502	3.287.100
November	6.586	486	3.191.364
Dezember	6.623	502	3.308.384
Jahr 2015	**6.623**	**5.914**	**38.363.300**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 24 Oberes Szenario der Stromerzeugung aus EEG-Biomasse im Jahr 2015

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [MWh]
Januar	6.460	517	3.333.291
Februar	6.472	467	3.016.180
März	6.489	517	3.345.862
April	6.506	500	3.246.495
Mai	6.524	517	3.363.561
Juni	6.542	500	3.264.077
Juli	6.566	517	3.382.666
August	6.586	517	3.395.263
September	6.611	500	3.295.662
Oktober	6.637	517	3.419.039
November	6.663	500	3.321.832
Dezember	6.713	517	3.446.081
Jahr 2015	**6.713**	**6.088**	**39.830.008**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 25 Unteres Szenario der Stromerzeugung aus EEG-Biomasse im Jahr 2015

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [MWh]
Januar	6.386	478	3.046.277
Februar	6.395	431	2.755.020
März	6.406	478	3.054.321
April	6.418	462	2.961.176
Mai	6.430	478	3.065.442
Juni	6.442	462	2.972.130
Juli	6.457	478	3.077.157
August	6.470	478	3.084.299
September	6.487	462	2.990.761
Oktober	6.503	478	3.098.442
November	6.520	462	3.006.223
Dezember	6.548	478	3.114.420
Jahr 2015	**6.548**	**5.624**	**36.225.668**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

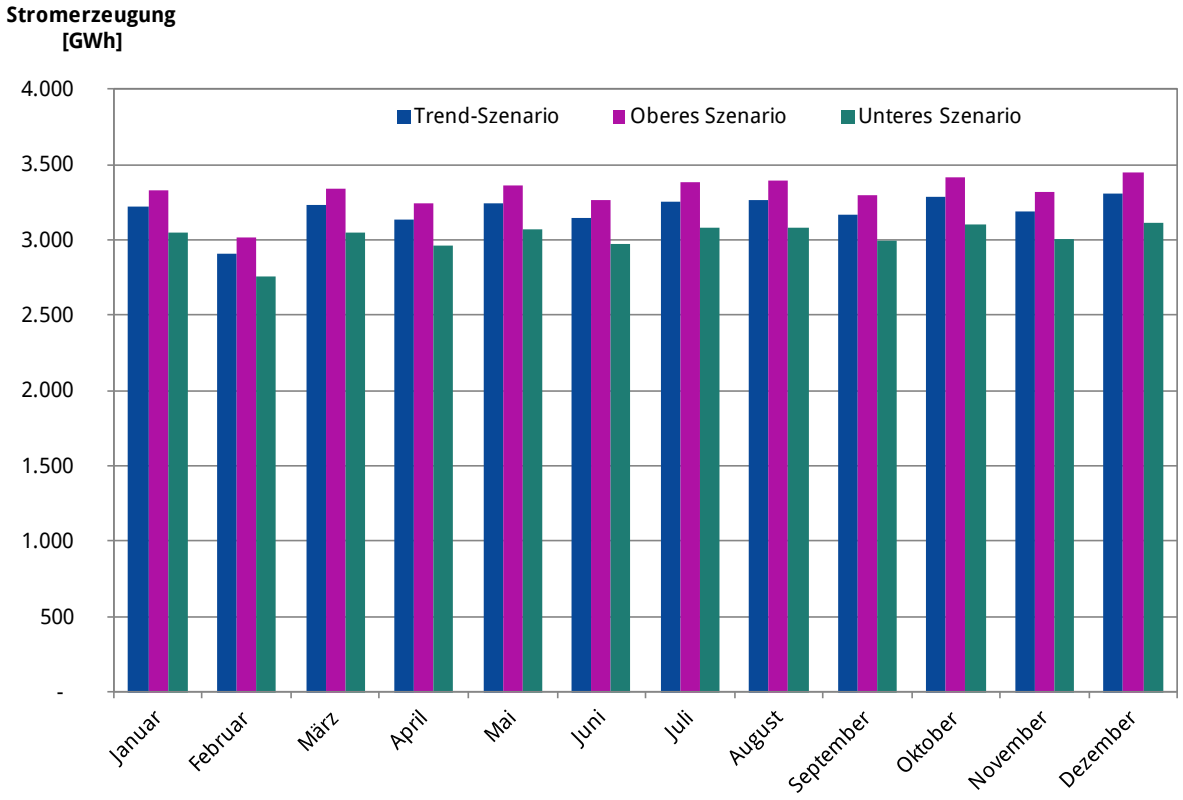

Abbildung 8 Stromerzeugung aus Biomasse 2015

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Veräußerungsformen

Marktprämie

Im Rahmen der Direktvermarktung des Stroms kann eine Marktprämie und für Biogasanlagen ergänzend eine Flexibilitätsprämie (ab EEG 2014: Flexibilitätszuschlag) beansprucht werden.

Die Inanspruchnahme der Marktprämie nimmt für Biomasseanlagen kontinuierlich zu. Ende 2013 befand sich knapp die Hälfte der installierten Leistung in der Direktvermarktung mit Marktprämie. Insbesondere für Anlagen im mittleren und großen Leistungsbereich (ab 150 kW installierter elektrischer Leistung) nutzen die Betreiber die Möglichkeit der Marktprämie [DBFZ 2014b]. Für die Altanlagen (Inbetriebnahme nach EEG 2012) wird davon ausgegangen, dass sich dieser Trend in allen Szenarien gleichermaßen auch in den nächsten Jahren fortsetzen wird. Neuanlagen werden aufgrund der Rahmenbedingungen des EEG 2014 überwiegend im kleinen Leistungsbereich (bis 100 kW installierter elektrischer Leistung) gebaut. Hier wird erwartet, dass vorrangig die feste Einspeisevergütung in Anspruch genommen und die Direktvermarktung mit Marktprämie eine untergeordnete

Rolle spielen wird. Es wird prognostiziert, dass der Anteil, der über die geförderte Direktvermarktung veräußert wird, auf über 70 % der Gesamtstrommenge aus Biomasseanlagen ansteigt. In Tabelle 26 sind die Strommengen für die Szenarien für das Jahr 2015 ausgewiesen.

Voraussetzung für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie ist die Teilnahme an der Direktvermarktung. Die entsprechenden Strommengen sind daher in den Strommengen zur Direktvermarktung (Tabelle 26) bereits enthalten. Der Anteil der Biogasanlagen, die die Flexibilitätsprämie nutzen, war 2013 vergleichsweise gering. Allerdings wird davon ausgegangen, dass immer mehr Anlagenbetreiber planen, die Flexibilitätsprämie zu beantragen. Nach Auskunft der Bundesnetzagentur haben sich bis Ende 2013 insgesamt 319 Anlagen mit einer Leistung von 176 MW neu zur Flexibilitätsprämie angemeldet [Volk 2014]. Als Zusatzkapazität sind 20 bis 50 % der installierten Leistung anrechenbar.

Tabelle 26 Strommengen zur geförderten Direktvermarktung aus Biomasse nach Szenarien 2015

Monat	Trend-Szenario [MWh]	Oberes Szenario [MWh]	Unteres Szenario [MWh]
Januar	2.382.640	2.467.919	2.255.417
Februar	2.156.731	2.234.520	2.040.754
März	2.392.013	2.478.856	2.262.643
April	2.319.632	2.404.509	2.193.333
Mai	2.401.893	2.490.463	2.270.245
Juni	2.329.251	2.415.836	2.200.730
Juli	2.411.953	2.502.363	2.277.971
August	2.417.375	2.508.945	2.282.100
September	2.344.847	2.434.485	2.212.666
Oktober	2.429.500	2.523.401	2.291.388
November	2.357.410	2.449.516	2.222.279
Dezember	2.442.482	2.538.932	2.301.322
Jahr 2015	**28.385.728**	**29.449.745**	**26.810.848**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Feste Einspeisevergütung

Die feste Einspeisevergütung wird für Bestandsanlagen, deren Betreiber keine Direktvermarktung wählen, und für Neuanlagen genutzt. Aufgrund der Rahmenbedingungen des EEG 2014 werden die Neuanlagen hauptsächlich im kleinen Leistungsbereich erwartet, deren Betreiber sich dann für die feste Einspeisevergütung entscheiden. Im Trend-Szenario wird prognostiziert, dass die Strommenge zur festen Einspeisevergütung im Jahr 2015 etwa 10,0 TWh betragen wird (Tabelle 27).

Sonstige Direktvermarktung

Die sonstige Direktvermarktung hat bei Biomasseanlagen keine Bedeutung (im Jahr 2013 0,2 % der installierten Leistung des Anlagenbestandes). Es wird eingeschätzt, dass der Anteil der sonstigen Direktvermarktung auch zukünftig sowohl für Bestandsanlagen als auch Neuanlagen auf diesem minimalen Niveau verbleibt.

Tabelle 27 Strommengen zur festen Einspeisevergütung aus Biomasse nach Szenarien 2015

Monat	Trend-Szenario [MWh]	Oberes Szenario [MWh]	Unteres Szenario [MWh]
Januar	834.996	864.881	790.412
Februar	754.136	781.216	713.860
März	836.133	866.513	791.229
April	811.440	841.507	767.407
Mai	840.844	872.600	794.745
Juni	816.221	847.756	770.961
Juli	846.242	879.800	798.731
August	850.431	885.809	801.741
September	825.446	860.681	777.651
Oktober	857.109	895.121	806.592
November	833.474	871.811	783.495
Dezember	865.404	906.622	812.631
Jahr 2015	**9.971.876**	**10.374.316**	**9.409.456**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

EEG-Zahlungen

Projekte zum Bau von Bioenergieanlagen haben eine lange Vorlaufzeit. Es wird daher davon ausgegangen, dass für alle Anlagen, die bis zum 31.12.2014 in Betrieb gehen, eine Genehmigung bis zum 23.01.2014 vorlag und daher noch die Rahmenbedingungen des EEG 2012 anzuwenden sind. Ab dem Jahr 2015 werden Neuanlagen dem EEG 2014 zugeordnet. Der Zubau an installierter Leistung durch die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie wird weiterhin nach EEG 2012 vergütet.

Marktprämien

Die Berechnung der Marktprämien wurde allgemein in Kapitel 1.3 erläutert.

Für Biogasanlagen ist neben der Marktprämie auch die Flexibilitätsprämie bzw. der Flexibilitätszuschlag zu berücksichtigen. Für bestehende Biogasanlagen wird die Flexibilitätsprämie des EEG 2012 beibehalten. Die entsprechenden Zubauleistungen sind den Altanlagen zugeordnet. Die Berechnung der Flexibilitätsprämie für das Jahr 2015 basiert auf den Zahlungen und den zugehörigen Strommengen des Jahres 2013 und wird auf die Monate gleichmäßig verteilt. Für Neuanlagen wird nach EEG 2014 ein Flexibilitätszuschlag für die gesamte installierte Leistung gewährt. Es wird angenommen, dass aufgrund der zu erwartenden kleinen Anlagengrößen der Flexibilitätszuschlag im Jahr 2015 von Neuanlagen nicht in Anspruch genommen wird.

Die Zahlungen von Marktprämie und Flexibilitätsprämie sind für die Monate des Jahres 2015 für das Trend-Szenario in Tabelle 28 aufgeführt; für die beiden anderen Szenarien in Tabelle 29 und Tabelle 30.

Feste Einspeisevergütungen

Bei der Berechnung der festen Einspeisevergütungen wurde für die Bestandsanlagen von den Mittelwerten der 2013 erzielten Einspeisevergütungen ausgegangen. Für neue Anlagen wurden typische Vergütungshöhen aus den Vergütungsansprüchen des EEG 2014 sowie – da die Ansprüche von der Anlagengröße abhängen – aus einer Einschätzung der Größenverteilung der neu gebauten Anlagen abgeleitet.

Nach EEG 2014 wird für neue Bioenergieanlagen ein Zubaudeckel mit einer Höhe von 100 MW installierter Leistung pro Jahr eingeführt. Allerdings wird unter den Bedingungen des EEG 2014 davon ausgegangen, dass dieser Deckel nicht annähernd erreicht wird (vgl. Neubau in Tabelle 22). Daher bleibt der Zubaudeckel bei der Berechnung der Vergütung unberücksichtigt.

Durch Multiplikation mit den monatlich erzeugten Strommengen ergeben sich für die drei Szenarien die in Tabelle 28 bis Tabelle 30 aufgeführten Gesamtzahlungen für das Jahr 2015.

Vermiedene Netznutzungsentgelte

Die spezifischen vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) wurden für alle Regelzonen aus den Bewegungsdaten der ÜNB für 2013 abgeleitet und für die Zukunft unverändert übernommen. Die absolute Höhe der vNNE für das Jahr 2015 ist in Tabelle 28 bis Tabelle 30 enthalten.

Tabelle 28 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Biomasse 2015 im Trend-Szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Euro]	Marktprämien [Euro]	Flexibilitätsprämie [Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Euro]
Januar	171.927.045	336.674.239	2.307.740	24.094.869
Februar	155.261.470	302.228.701	2.307.740	21.797.671
März	172.121.170	348.405.175	2.307.740	24.173.571
April	167.011.125	341.338.191	2.307.740	23.446.654
Mai	173.035.187	359.561.293	2.307.740	24.282.847
Juni	167.931.322	342.858.031	2.307.740	23.554.503
Juli	174.059.699	353.116.797	2.307.740	24.398.629
August	174.811.291	358.965.354	2.307.740	24.470.619
September	169.615.895	338.923.687	2.307.740	23.740.417
Oktober	176.034.316	352.297.138	2.307.740	24.611.449
November	171.095.716	335.021.228	2.307.740	23.894.645
Dezember	177.563.497	347.153.204	2.307.740	24.770.818
Jahr 2015	**2.050.467.731**	**4.116.543.039**	**27.692.878**	**287.236.692**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 29 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Biomasse 2015 im oberen Szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Euro]	Marktprämien [Euro]	Flexibilitätsprämie [Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Euro]
Januar	178.019.839	348.602.111	2.396.603	24.957.253
Februar	160.775.896	313.019.892	2.396.603	22.582.958
März	178.296.063	360.929.657	2.396.603	25.051.372
April	173.106.210	353.701.456	2.396.603	24.307.377
Mai	179.456.810	372.683.054	2.396.603	25.183.874
Juni	174.287.209	355.462.286	2.396.603	24.438.996
Juli	180.796.335	366.197.173	2.396.603	25.326.889
August	181.853.371	372.384.822	2.396.603	25.421.177
September	176.599.630	351.696.727	2.396.603	24.675.427
Oktober	183.524.535	365.705.807	2.396.603	25.599.154
November	178.609.183	347.891.940	2.396.603	24.871.323
Dezember	185.601.110	360.617.446	2.396.603	25.801.580
Jahr 2015	**2.130.926.191**	**4.268.892.369**	**28.759.239**	**298.217.381**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 30 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Biomasse 2015 im unteren Szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Euro]	Marktprämien [Euro]	Flexibilitätsprämie [Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Euro]
Januar	162.790.761	318.779.803	2.174.445	22.808.316
Februar	147.012.460	286.047.835	2.174.445	20.627.588
März	162.930.568	329.641.448	2.174.445	22.868.533
April	158.006.740	322.832.749	2.174.445	22.171.117
Mai	163.616.721	339.938.935	2.174.445	22.951.775
Juni	158.695.122	324.026.159	2.174.445	22.253.103
Juli	164.378.348	333.594.956	2.174.445	23.039.447
August	164.922.631	338.981.629	2.174.445	23.092.879
September	159.926.044	319.922.491	2.174.445	22.392.512
Oktober	165.817.782	332.385.874	2.174.445	23.198.707
November	161.011.624	315.937.443	2.174.445	22.508.211
Dezember	166.939.573	327.222.485	2.174.445	23.318.262
Jahr 2015	**1.936.048.373**	**3.889.311.807**	**26.093.337**	**271.230.450**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Zusammenfassung

Der bislang moderate Ausbau der Stromerzeugung aus Biomasse wird sich durch die Bedingungen des EEG 2014 deutlich verlangsamen. Neuanlagen werden überwiegend im kleinen Leistungsbereich, d. h. bis 100 kW elektrischer Leistung erwartet. Insbesondere für die Biogasnutzung liegt die Zukunft in einer flexiblen und bedarfsgerechten Bereitstellung von Strom und Wärme. Dadurch wird 2015 der Zubau an installierter Leistung durch Flexibilisierungsmaßnahmen über dem durch Anlagenneubau liegen.

Der Großteil der Strommengen wird über die Marktprämie bzw. die geförderte Direktvermarktung veräußert werden, u. a. auch, weil die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie an die Marktprämie gebunden ist.

Die Nutzung von Biomasse zeigt einen ausgeglichenen Jahresverlauf. Daher sind die Unterschiede zwischen den Szenarien gering und in erster Linie von der Bereitstellung flexibler Anlagenleistung abhängig.

2.4 Geothermie

Die Prognose zur Geothermie baut auf den wenigen bekannten und geplanten Einzelprojekten in den unterschiedlichen Regionen Deutschlands auf. Es existieren sowohl reine Stromerzeugungsprojekte als auch vermehrt Projekte mit einer gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung.

Leistungsentwicklung bis 2013 und Prognose bis 2015

Zum Ende des Jahres 2013 waren sieben Geothermiekraftwerke mit Stromeinspeisung in Deutschland in Betrieb. Zwei weitere Kleinprojekte (Neustadt-Glewe und Simbach-Braunau) sind in den Jahren 2010 und 2013 stromseitig stillgelegt worden. Wärmeseitig werden diese Projekte weiterhin betrieben.

Damit sind Ende des Jahres 2013 insgesamt ca. 30,3 MW Geothermieleistung ans Stromnetz angeschlossen, die 2013 in Summe 79.863 MWh einspeisten.

Tabelle 31 Bisherige Entwicklung der Geothermie

Bezugsjahr	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Brutto Leistungszubau [MW]	0	0	0	3,0	0	4,15	0	0	11,8	11,32
Leistung zum Jahresende ohne Rückbau* [MW]	0	0	0	3,0	3,0	7,15	7,15	7,15	18,95	30,27
Stromeinspeisung im Jahr [MWh]	200	200	400	400	17.600	18.800	27.700	18.900	25.370	79.863

* Da über den Rückbau in der Vergangenheit keine durchgängigen Daten vorliegen, ist hier nur die Leistung der Ende 2013 noch bestehenden Anlagen dargestellt (Gliederung der 2013 installierten Leistung nach Inbetriebnahmejahr). Bei Berücksichtigung des Rückbaus lägen die Leistungen in den ersten Jahren geringfügig höher (Rückbau der Anlagen in Neustadt/Glewe (0,22 MW, 2010) und Simbach-Braunau (0,17 MW, 2013)).

Quelle: [ÜNB 2014b], [ÜNB 2005-2014], Darstellung: IE Leipzig 2014

Die Annahmen zum Zubau erfolgen bezogen auf die Einzelprojekte. Es werden Projekte berücksichtigt, die sich im Bau bzw. in der konkreten Planung befinden. Als Quellen für die Berücksichtigung der Geothermieprojekte dienten:

- die Projektlisten des Bundesverbands Geothermie, welche über das Internet abrufbar sind [GtV 2014],
- das Internetportal der Agentur Enerchange, Informationsportal Tiefe Geothermie, mit kurzen Projektbeschreibungen für die unterschiedlichen geologischen Regionen in Deutschland [ITG 2014],
- Fachartikel zum Stand und zur Nutzung der tiefen Geothermie in Deutschland und Weltweit [Janczik 2014],
- Telefoninterviews mit Experten bzw. Projektentwicklern der Geothermie in Deutschland [Saadat 2014], [Stahl 2014] sowie
- Angaben zum Baufortschritt und Abschätzungen zur zukünftigen Entwicklung, welche teilweise, sofern möglich, direkt beim Betreiber abgefragt wurden.

Es wird für jedes bekannte bzw. konkreter geplante Projekt der Zeitpunkt einer vollständigen Inbetriebnahme an das Netz abgeschätzt.

Für die drei Szenarien werden jeweils unterschiedliche Inbetriebnahmezeitpunkte angenommen.

Tabelle 32 Leistungsentwicklung der Geothermie nach Szenarien

Bezugsjahr	Parameter	Einheit	Trend-Szenario	Oberes Szenario	Unteres Szenario
2014	Zubau	[MW]	3,8	8,1	0
	darunter Zubau größerer Einzelprojekte	[MW]	3,8	8,1	0
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**34,1**	**38,4**	**30,3**
2015	Zubau	[MW]	8,3	10,6	3,8
	darunter Zubau größerer Einzelprojekte	[MW]	8,3	10,6	3,8
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**42,4**	**49**	**34,1**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Die beiden Projekte Taufkirchen und Grünwald/Oberhaching befinden sich in der Errichtungsphase des Kraftwerkteils. Eine Inbetriebnahme ist für Ende des zweiten Halbjahrs 2014 geplant. Im Trend-Szenario wird angenommen, dass nur eines der beiden Projekte noch 2014 fertig gestellt werden kann. Im oberen Szenario schaffen beide Projekte noch im Jahr 2014 die Inbetriebnahme, im unteren keines der beiden Projekte. Dementsprechend verschieben sich die Inbetriebnahmezeitpunkte der Projekte im Trend- und im unteren Szenario in das Jahr 2015 bzw. 2016.

Im Trend-Szenario kann 2015 neben Taufkirchen auch noch das Projekt Traunreuth erfolgreich entwickelt werden und in Betrieb gehen.

Im unteren Szenario wird im Jahr 2015 nur Grünwald/Oberhaching abgeschlossen.

Im oberen Szenario können 2015 mit Traunreuth und Kirchweihdach zwei weitere Projekte erfolgreich ans Netz gebracht werden.

Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Vollbenutzungsstunden

Aufgrund der bisher nur sehr geringen Anzahl der Projektumsetzungen, z. T. durch technische Probleme bedingt, oder auch durch vorrangig wärmegeführt betriebene Geothermieanlagen erreichen die Projekte zur geothermischen Stromerzeugung im Mittel bisher nur selten die geplanten (hohen) Vollbenutzungsstunden, auch wenn sie ganzjährig betrieben werden.

So befindet sich das Kraftwerk in Bruchsal seit Ende 2009 im Probebetrieb. Das Projekt Landau speiste aufgrund seismischer Ereignisse seit Ende 2007 nur mit verminderter Leistung ein und musste aufgrund einer Leckage in der Injektionsbohrung im März 2014 komplett außer Betrieb gesetzt werden.

Die mittleren Vollbenutzungsstunden werden daher in den Szenarien für Alt- und Neuanlagen nicht aufgrund der historischen Entwicklung abgeschätzt, sondern für die verschiedenen Projekte leicht variiert und mit 3.500 h bis 6.000 h angenommen. Dabei sind für Neuanlagen etwas höhere Vollbenutzungsstunden, wie auch im oberen Szenario, und im unteren eine etwas niedrigere Stundenzahl die Basis. Die leichte Variation der Vollbenutzungsstunden beruht dabei auf der Tatsache, dass in einigen Regionen tendenziell von mehr wärmegeführt betriebenen Projekten ausgegangen wird.

Die typischen Vollbenutzungsstunden werden für die zukünftigen Jahre nicht variiert, so dass 2015 von der gleichen Anzahl der Vollbenutzungsstunden wie im Jahr 2014 ausgegangen wird.

Stromerzeugung

Zur Berechnung der Stromerzeugung eines Monats wurde in jedem Szenario die zum Ende des Kalendervormonats prognostizierte Anlagenleistung mit den prognostizierten spezifischen Vollbenutzungsstunden des Monats multipliziert. In Tabelle 33 bis Tabelle 35 sind die Ergebnisse der Berechnungen aufgelistet und in Abbildung 9 vergleichend dargestellt.

Tabelle 33 Trend-Szenario der Stromerzeugung aus Geothermie im Jahr 2015

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [MWh]
Januar	34,9	318	10.832
Februar	35,3	277	9.670
März	35,7	349	12.328
April	36,1	362	12.926
Mai	36,6	413	14.909
Juni	37,0	394	14.403
Juli	37,4	413	15.282
August	37,8	414	15.469
September	38,2	395	14.935
Oktober	39,0	350	13.374
November	40,7	298	11.652
Dezember	42,4	318	12.924
Jahr 2015	**42,4**	**4.301**	**158.705**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 34 Oberes Szenario der Stromerzeugung aus Geothermie im Jahr 2015

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [MWh]
Januar	39,4	354	13.592
Februar	40,0	308	12.146
März	40,5	391	15.619
April	41,0	406	16.455
Mai	41,5	465	19.090
Juni	42,1	444	18.456
Juli	42,6	466	19.620
August	43,1	467	19.885
September	43,7	445	19.211
Oktober	44,7	392	17.103
November	46,8	332	14.839
Dezember	49,0	354	16.560
Jahr 2015	**49,0**	**4.825**	**202.573**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 35 Unteres Szenario der Stromerzeugung aus Geothermie im Jahr 2015

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [MWh]
Januar	30,6	270	8.183
Februar	30,8	236	7.234
März	31,0	296	9.132
April	31,2	306	9.501
Mai	31,4	348	10.864
Juni	31,6	333	10.443
Juli	31,8	349	11.016
August	32,0	349	11.092
September	32,2	333	10.659
Oktober	32,5	297	9.558
November	33,3	255	8.301
Dezember	34,1	271	9.034
Jahr 2015	**34,1**	**3.644**	**115.015**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

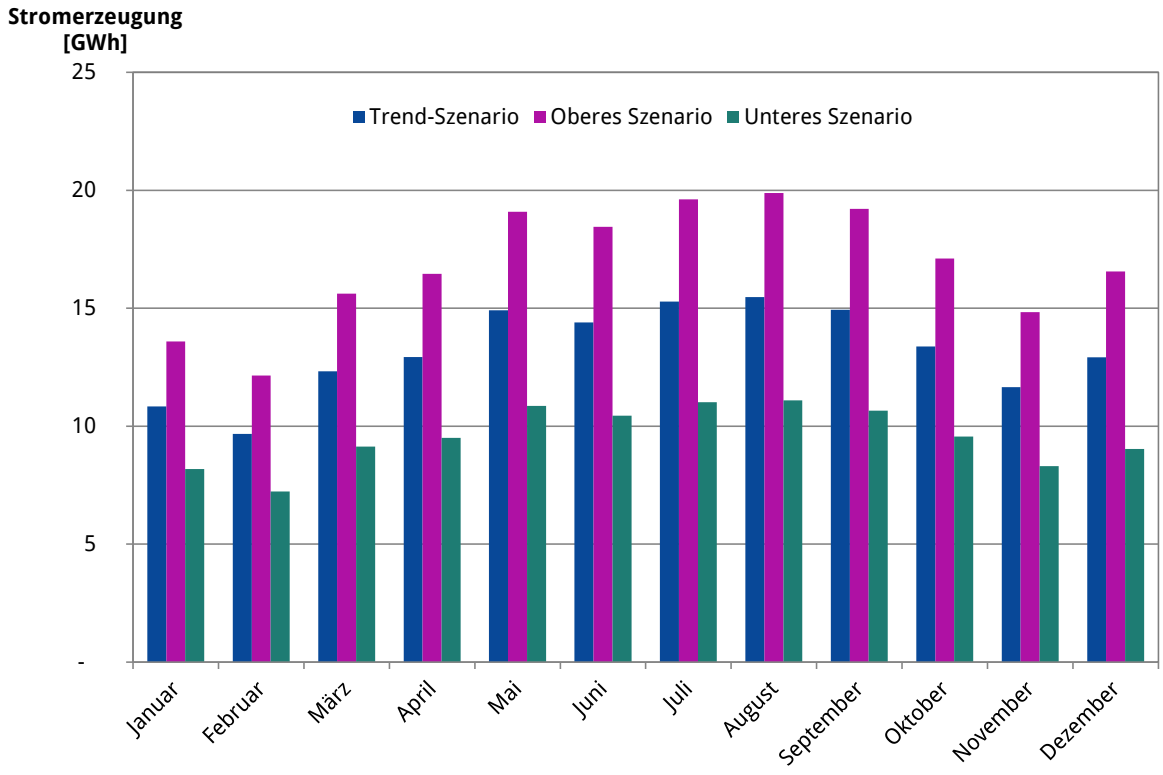

Abbildung 9 Stromerzeugung aus Geothermie 2015

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Veräußerungsformen

Im Jahr 2013 wurde das Gros der Stromerzeugung aus Geothermie (mehr als 5/6 der Strommenge) mit festen Einspeisetarifen nach dem EEG vergütet.

Es wird davon ausgegangen, dass die Altanlagen im Bereich der Geothermie weiterhin in einer ähnlichen Größenordnung wie im ersten Halbjahr 2014 die Festvergütung nach EEG in Anspruch nehmen und daher nur ca. ein Drittel der erzeugten Strommenge direkt vermarktet wird.

Das Grünstromprivileg und die sonstige Direktvermarktung außer Marktprämie wurden für die Geothermie bisher nicht in Anspruch genommen.

Mit der Novelle des EEG fällt das Grünstromprivileg weg. Die **sonstige Direktvermarktung** wird für Neuanlagen voraussichtlich auch zukünftig keine Rolle spielen.

Marktprämie

Nur ca. ein Sechstel der installierten Leistung (4,8 MW) waren 2013 zur Direktvermarktung nach

dem Marktprämienmodell angemeldet. Im Laufe des Jahres 2014 vergrößerte sich die zur Marktprämie angemeldete Leistung auf 11,1 MW bzw. vorübergehend 14,1 MW und liegt aktuell mit 11,1 MW wieder bei ca. einem Drittel der Gesamtleistung.

Durch die Pflicht zur Direktvermarktung, die mit der Novelle des EEG in Kraft tritt, werden zukünftig alle Neuanlagen ihren Strom direkt vermarkten. In Tabelle 36 sind die Strommengen der drei Szenarien für 2015, welche mittels Marktprämie direkt vermarktet werden, aufgelistet.

Tabelle 36 Strommengen zur geförderten Direktvermarktung aus Geothermie nach Szenarien im Jahr 2015

Monat	Trend-Szenario [MWh]	Oberes Szenario [MWh]	Unteres Szenario [MWh]
Januar	5.049	7.111	3.197
Februar	4.659	6.530	2.917
März	5.888	8.398	3.571
April	6.195	8.907	3.683
Mai	7.154	10.390	4.152
Juni	7.014	10.167	4.050
Juli	7.527	10.920	4.304
August	7.714	11.185	4.380
September	7.547	10.923	4.267
Oktober	6.934	9.882	3.997
November	6.236	8.770	3.634
Dezember	7.141	10.079	4.048
Jahr 2015	**79.057**	**113.261**	**46.203**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Feste Einspeisevergütung

2013 wurde das Gros der Stromerzeugung aus Geothermie (ca. 5/6) nach fester Einspeisevergütung eingespeist. Bis 2015 wird dieser Anteile durch die Pflicht zur Direktvermarktung für Neuanlagen im EEG 2014 sinken. In Tabelle 37 sind die Strommengen der drei Szenarien in fester Einspeisevergütung für 2015 aufgelistet.

Tabelle 37 Strommengen zur festen Einspeisevergütung aus Geothermie nach Szenarien im Jahr 2015

Monat	Trend-Szenario [MWh]	Oberes Szenario [MWh]	Unteres Szenario [MWh]
Januar	5.783	6.481	4.985
Februar	5.011	5.615	4.317
März	6.440	7.221	5.561
April	6.731	7.548	5.817
Mai	7.755	8.700	6.711
Juni	7.389	8.288	6.393
Juli	7.755	8.700	6.711
August	7.755	8.700	6.711
September	7.389	8.288	6.393
Oktober	6.440	7.221	5.561
November	5.416	6.069	4.667
Dezember	5.783	6.481	4.985
Jahr 2015	**79.648**	**89.312**	**68.812**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

EEG-Zahlungen

Aus den Annahmen zur Nutzung der EEG Festvergütung für die Altanlagen sowie des Marktprämienmodells für die Neuanlagen sowie z. T. auch Altanlagen wie im bisherigen Umfang, ergeben sich für die drei Szenarien die in der Tabelle 38 bis Tabelle 40 aufgelisteten Zahlungen.

Darüber hinaus werden in den Tabellen die in den Modellen auf Basis der bisherigen Entwicklungen errechneten vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) ausgewiesen.

Tabelle 38 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Geothermie im Jahr 2015 im Trend-Szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Euro]	Marktprämien [Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Euro]
Januar	1.384.055	1.077.939	45.842
Februar	1.197.670	989.563	41.087
März	1.546.631	1.282.970	50.030
April	1.619.983	1.359.309	51.203
Mai	1.871.783	1.588.055	57.256
Juni	1.782.559	1.540.006	55.339
Juli	1.871.783	1.646.931	58.302
August	1.871.783	1.704.365	58.825
September	1.782.559	1.637.953	56.829
Oktober	1.546.631	1.508.690	52.958
November	1.294.831	1.339.535	47.637
Dezember	1.384.055	1.534.836	51.698
Jahr 2015	**19.154.324**	**17.210.152**	**627.006**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 39 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Geothermie im Jahr 2015 im oberen Szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Euro]	Marktprämien [Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Euro]
Januar	1.550.922	1.521.794	55.110
Februar	1.341.876	1.390.240	49.411
März	1.733.688	1.834.377	60.786
April	1.816.311	1.959.067	62.577
Mai	2.099.220	2.312.153	70.506
Juni	1.999.077	2.237.580	68.179
Juli	2.099.220	2.394.915	71.990
August	2.099.220	2.476.917	72.732
September	1.999.077	2.376.005	70.294
Oktober	1.733.688	2.154.651	64.941
November	1.450.778	1.887.221	58.052
Dezember	1.550.921	2.170.022	63.421
Jahr 2015	**21.473.997**	**24.714.942**	**767.998**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 40 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Geothermie im Jahr 2015 im unteren Szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Euro]	Marktprämien [Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Euro]
Januar	1.195.988	679.668	35.295
Februar	1.034.332	617.094	31.442
März	1.338.327	774.767	37.953
April	1.403.056	804.491	38.586
Mai	1.623.003	917.307	42.802
Juni	1.545.395	884.817	41.223
Juli	1.623.003	937.192	43.227
August	1.623.003	963.180	43.440
September	1.545.395	921.535	41.830
Oktober	1.338.327	865.932	39.145
November	1.118.380	777.541	35.227
Dezember	1.195.988	866.660	37.678
Jahr 2015	**16.584.196**	**10.010.185**	**467.848**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Zusammenfassung

Aufgrund der bisher immer noch geringen Anzahl an Projekten und der relativ verhalten prognostizierten weiteren Entwicklung sind die Beiträge an der Stromeinspeisung und die Anteile an den Vergütungs- und sonstigen Zahlungen im Bereich der Geothermie weiterhin gering.

2.5 Windenergie an Land

In diesem Kapitel wird die gesamte Windenergie an Land einschließlich der Repowering-Anlagen dargestellt. Bei Bedarf einer gesonderten Darstellung wird nach Repowering und sonstiger Onshore-Windenergie unterschieden.

Leistungsentwicklung bis 2013 und Prognose bis 2015

In Tabelle 41 ist die bisherige Entwicklung der Windenergie an Land dargestellt.

Ende 2013 waren Anlagen mit insgesamt 33.553 MW installiert, die rund 50,8 TWh Strom erzeugten, fast doppelt so viel wie 2004. Die installierte Leistung stieg seither jährlich an, der Zubau schwankte allerdings von Jahr zu Jahr erheblich. 2013 wurde mit 2.992 MW der höchste Zubau von Windenergieanlagen an Land innerhalb eines Jahres verzeichnet.

Für die Stromeinspeisung aus Repowering-Anlagen liegen bis zum Jahr 2008 keine separaten Daten vor. Zum 31.12.2012 ergab sich bei Repowering-Anlagen eine installierte Leistung von 1.912 MW, zum 31.12.2013 von 3.079 MW. Diese Anlagen speisten 2013 eine Strommenge von 5.553 GWh ins Stromnetz ein [ÜNB 2014b]. Diese Zahl ist in den o. g. 50,8 TWh bereits enthalten.

Tabelle 41 Bisherige Entwicklung der Windenergie an Land

Bezugsjahr	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Brutto-Leistungs-zubau [MW]	2.062	1.836	2.219	1.673	772	2.726	1.425	1.889	2.427	2.992
davon Repowering [MW]	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	302	277	434	899	1.166
Leistung zum Jahresende ohne Rückbau* [MW]	15.594	17.430	19.649	21.322	22.094	24.820	26.245	28.135	30.561	33.553
Stromeinspeisung im Jahr [GWh]	25.509	27.229	30.710	39.713	40.574	38.542	37.619	48.315	49.949	50.803

* Da über den Rückbau in der Vergangenheit keine durchgängigen Daten vorliegen, ist hier nur die Leistung der Ende 2013 noch bestehenden Anlagen dargestellt (Gliederung der 2013 installierten Leistung nach Inbetriebnahmejahr). Bei Berücksichtigung des Rückbaus lägen die Leistungen in den ersten Jahren höher (v. a. um die im Zuge des Repowerings demontierten Altanlagen).

Quelle: [ÜNB 2014b], [ÜNB 2005-2014], Darstellung: IE Leipzig 2014

Mit dem 1. August 2014 trat die neue EEG-Novelle in Kraft. Diese bewirkt für die Windenergie an Land folgende Änderungen:

- Der Repowering-Bonus aus dem EEG 2012 fällt weg.
- Der Systemdienstleistungsbonus aus dem EEG 2012 für neue Anlagen entfällt.
- Mit dem EEG 2014 wurde ein Ausbaukorridor für Windkraft an Land geschaffen. Er sieht einen kontinuierlichen Zubau von 2.400 bis 2.600 MW netto pro Jahr vor. Es wird zudem ein „atmender Deckel" eingeführt, um die Förderhöhe an die Marktentwicklungen anpassen zu können (§29).
- Mit dem EEG 2014 gilt die verpflichtende Direktvermarktung: Betreiber von Windenergieanlagen müssen ihren erzeugten Strom selbst vermarkten, anstatt ihn vom Netzbetreiber vermarkten zu lassen.
- Zudem wurde das Referenzertragsmodell geändert, dies wirkt sich jedoch auf die Prognose nur unwesentlich aus.[2]
- Spätestens 2017 soll ein Ausschreibungsmodell eingeführt werden.

Die Änderungen führen voraussichtlich zunächst nicht zu wesentlichen Auswirkungen auf die Windkraft an Land. Es wird davon ausgegangen, dass Deutschland zwei dynamische Ausbaujahre bevorstehen. Da die Vorlaufzeiten beim Anlagenbau für Anlagen, die 2014 noch in Betrieb gehen, eine Genehmigung vor dem 23.01.2014 erfordern, gelten für die 2014 errich-

[2] *Die Anpassung des Referenzertragsmodells beinhaltet eine Veränderung der Vergütungszeiträume (Anfangs- und Grundvergütung). Dies hat Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit bisher besonders rentabler Projekte, deren Realisierung dadurch aber nicht gefährdet wird.*

teten Anlagen – wie bei der Biomasse – noch alle Regeln des EEG 2012.

Zur besseren Einschätzung des Zubaus der zukünftigen Jahre wurden entsprechende Experten befragt, die für Hersteller, Institute bzw. den Bundesverband Windenergie (BWE) tätig sind [BWE 2014], [Bohle Zeller 2014], [DEWI 2014], [IWES 2014].

Die Spannbreite der Einschätzungen lag dabei für 2014 zwischen 2.500 und 3.700 MW, für 2015 zwischen 2.500 und 4.000 MW. Allerdings wurden die Zahlen zum ersten Halbjahr 2014 [Windguard 2014] erst nach Abschluss der Befragungen veröffentlicht.

Auf das Repowering entfallen nach der Einschätzung des DEWI etwa 25 bis 30 % des jährlichen Bruttozubaus. [DEWI 2014].

Auf der Grundlage der genannten Einschätzungen befragter Experten, der aktuellen Marktentwicklungen sowie von Medienberichten (z. B. [FAZ 2014]) wurde zunächst die IE-Einschätzung für das Trend-Szenario abgeleitet, anschließend die Einschätzungen für das obere sowie für das untere Szenario.

Trend-Szenario

Der Zubau für das aktuelle Kalenderjahr und 2015 geht im Wesentlichen von folgenden Fakten aus:

- Im 1. Halbjahr 2014 wurde ein Zubau von insgesamt rund 1.723 MW verzeichnet [Windguard 2014]. In der Vergangenheit wurde im zweiten Halbjahr regelmäßig mehr Anlagen installiert als im ersten Halbjahr [DEWI 2012], [Windguard 2013].
- Hohe Zubauaktivität vor allem in Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern [Handelsblatt 2014]
- Vorzieh-Effekte aufgrund der politischen Entwicklung und des neuen EEG [BWE 2014a]
- Ausweisung von Eignungsflächen in den Regionalplänen der Bundesländer und Vorlaufzeiten der Projektplanung treffen zusammen.
- Auch unter den neuen Regelungen des EEG 2014 bestehen wirtschaftliche Rahmenbedingungen, die einen weiteren Ausbau der Windenergie an Land ermöglichen.
- Länderöffnungsklausel in den Bundesländern Bayern und Sachsen [Fründt 2014] [Spiegel Online 2014] führen dort zu einem Rückgang der Zubauaktivitäten.

Im Trend-Szenario wird für 2014 ein reiner Neuanlagenzubau von 2.700 MW erwartet. Auf das Repowering (Ersatz von Altanlagen) entfallen im aktuellen Kalenderjahr 900 MW. Dies entspricht 25 % des gesamten Bruttozubaus. Für die Folgejahre wird ebenfalls von diesem Ansatz ausgegangen, der als Näherung zur Abschätzung des Repowerings dient. Die veröffentlichten Statistiken für das Repowering unterliegen sehr großen Ungenauigkeiten, da es beim Repowering zu zeitlichen Verschiebungen zwischen dem Abbau der Altanlage und der Inbetriebnahme der Neuanlage kommen kann.

Somit beträgt der Brutto-Gesamtzubau 3.600 MW. Für das kommende Kalenderjahr wird ein ähnlich hoher Zubau von 3.400 MW erwartet.

Der Rückbau (Abbau von Altanlagen) wird zunächst im aktuellen Kalenderjahr mit 250 MW prognostiziert, ab 2015 mit 236 MW.

Im oberen Szenario wird davon ausgegangen, dass verglichen zum Trend-Szenario 2014 und 2015 jeweils 333 MW mehr, im unteren Szenario 333 MW weniger als im Trend-Szenario in Betrieb genommen werden.

Tabelle 42 Leistungsentwicklung der Windenergie an Land nach Szenarien

Bezugsjahr	Parameter	Einheit	Trend-Szenario	Oberes Szenario	Unteres Szenario
2014	Zubau	[MW]	2.700	2.950	2.450
	abzgl. Rückbau durch Repowering	[MW]	250	273	227
	zzgl. Zubau durch Repowering	[MW]	900	983	817
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**36.903**	**37.213**	**36.593**
2015	Zubau	[MW]	2.550	2.800	2.300
	abzgl. Rückbau durch Repowering	[MW]	236	259	213
	zzgl. Zubau durch Repowering	[MW]	850	933	767
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**40.067**	**40.687**	**39.446**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Vollbenutzungsstunden

Die Vollbenutzungsstunden wurden für den Bestand (Großteil der Anlagen) und für neu gebaute Anlagen unterschieden, da Neuanlagen aufgrund des technischen Fortschritts (größere Rotordurchmesser und Nabenhöhen) höhere Vollbenutzungsstunden aufweisen. Für den Bestand wurden die Vollbenutzungsstunden der Jahre 2012 und 2013 anhand der ÜNB-Bewegungsdaten [ÜNB 2014b] bestimmt. Zusätzlich wurde an eine Auswertung der Kapazitätsfaktoren des Instituts für Solare Energieversorgungstechnik [ISET 2009] auf Basis eines Windszenarios über 20 Jahre angeknüpft, die neben mittleren Kapazitätsfaktoren auch Standardabweichungen und Extremwerte für jeden Monat und jede Regelzone umfasste. Mit Hilfe der Vergangenheitsdaten und der 20 Jahre umfassenden Datenreihe der Kapazitätsfaktoren wurde ein mengengewichteter und auf ein Normalwindjahr normierter Mittelwert bestimmt.

Für Neuanlagen wurden jahrgangsspezifische Kapazitätsfaktoren aus den Angaben der ÜNB bestimmt, um hier eine Trend-Entwicklung ableiten zu können. Die Vollbenutzungsstunden neuer Windkraftanlagen liegen dementsprechend höher als die der Bestandanlagen.

Die Windenergieerträge schwanken aufgrund des natürlichen Windangebotes von Jahr zu Jahr. Diesbezüglich wurde für das obere Szenario die berechnete Standardabweichung des Windangebotes (im Mittel 8,7 Prozent) nach oben aufgeschlagen. Für das untere Szenario wurde der gleiche Prozentwert der Vollbenutzungsstunden des Trends entsprechend abgezogen.

In Tabelle 43, Tabelle 44 und Tabelle 45 ergeben sich die Vollbenutzungsstunden als Kombination der Werte von Bestands- und Neuanlagen sowie der Werte von Repowering-Anlagen und sonstigen Anlagen.

Stromerzeugung

Die Stromerzeugung in jedem Szenario ergibt sich rechnerisch für jeden Kalendermonat aus dem prognostizierten spezifischen Ertrag dieses Monats und der zu Ende des Vormonats prognostizierten Anlagenleistung (Tabelle 43 bis Tabelle 45).

Im Trend-Szenario werden im Jahr 2015 insgesamt 67,1 TWh Strom erzeugt. Dies entspricht einer Steigerung der Strommenge im Vergleich zu 2013 (50,8 TWh) um 32 % unter normalen Windbedingungen. Im oberen Szenario werden 73,7 TWh und im unteren Szenario 60,5 TWh erzeugt.

Tabelle 43 Trend-Szenario der Stromerzeugung aus Windenergie an Land im Jahr 2015

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [MWh]
Januar	37.089	229	8.435.290
Februar	37.306	186	6.902.887
März	37.501	181	6.761.357
April	37.664	118	4.407.682
Mai	37.859	103	3.870.365
Juni	38.076	96	3.629.634
Juli	38.284	102	3.874.876
August	38.527	100	3.823.119
September	38.833	120	4.611.445
Oktober	39.158	167	6.500.381
November	39.586	164	6.426.245
Dezember	40.067	197	7.817.717
Jahr 2015	**40.067**	**1.762**	**67.060.997**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 44 Oberes Szenario der Stromerzeugung aus Windenergie an Land im Jahr 2015

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [MWh]
Januar	37.417	248	9.246.923
Februar	37.655	202	7.570.986
März	37.869	197	7.420.181
April	38.049	128	4.839.683
Mai	38.262	112	4.251.472
Juni	38.501	104	3.989.139
Juli	38.730	111	4.261.114
August	38.997	109	4.206.468
September	39.332	130	5.076.975
Oktober	39.689	182	7.162.074
November	40.159	179	7.086.016
Dezember	40.687	215	8.629.100
Jahr 2015	**40.687**	**1.917**	**73.740.133**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 45 Unteres Szenario der Stromerzeugung aus Windenergie an Land im Jahr 2015

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [MWh]
Januar	36.760	209	7.637.549
Februar	36.956	170	6.246.619
März	37.132	165	6.114.808
April	37.279	107	3.983.862
Mai	37.455	94	3.497.013
Juni	37.651	88	3.277.972
Juli	37.839	93	3.496.902
August	38.058	91	3.448.579
September	38.333	109	4.156.943
Oktober	38.627	153	5.855.978
November	39.012	150	5.784.169
Dezember	39.446	180	7.028.402
Jahr 2015	**39.446**	**1.609**	**60.528.796**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

In Abbildung 10 ist der typische Jahresverlauf der Stromerzeugung aus Windkraftanlagen an Land abgebildet. Besonders windreiche Monate sind demnach am Anfang und zum Ende des Jahres typisch. In den Sommermonaten ist das Windaufkommen im Normaljahr eher niedriger. Im windreichsten Monat Januar werden im Trend-Szenario beispielsweise rund 8,4 TWh, im Juni hingegen nur rund 3,6 TWh erzeugt.

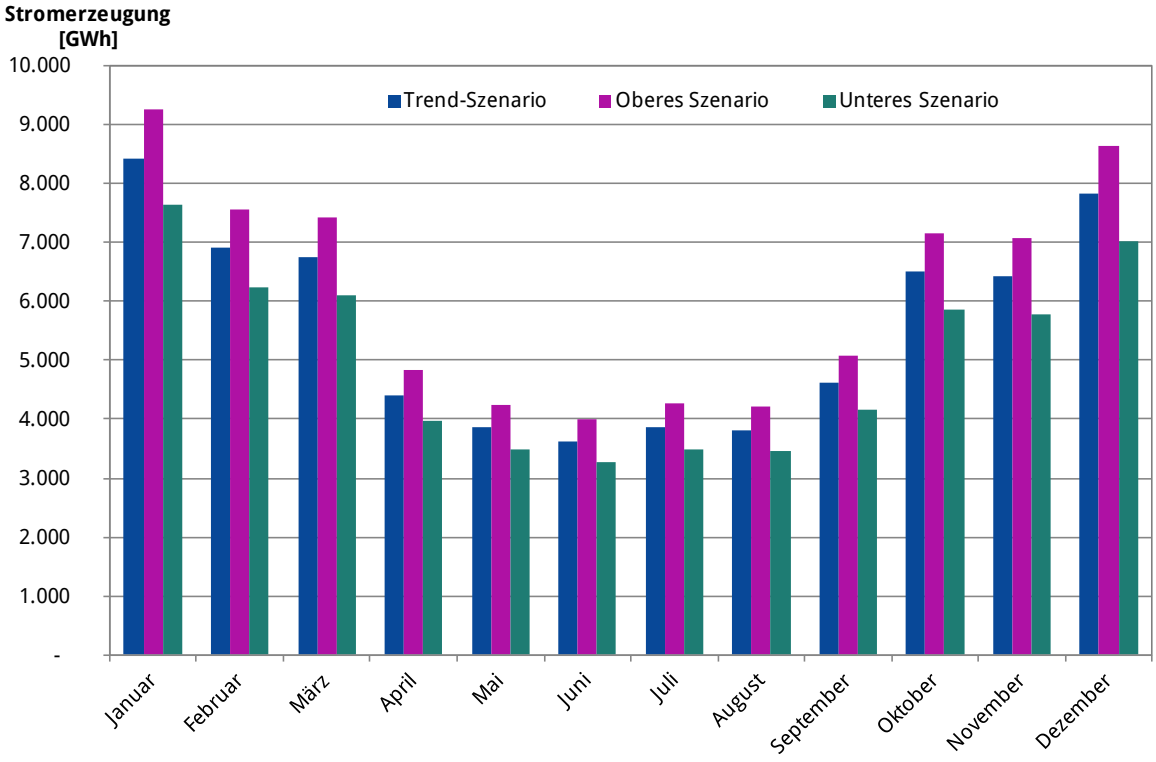

Abbildung 10: Stromerzeugung aus Windenergie an Land 2015

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Veräußerungsformen

Bis zum Inkrafttreten des EEG 2014 (01.08.2014) wurden alle Veräußerungsformen (Marktprämie, Grünstromprivileg, feste Vergütung und sonstige Direktvermarktung) durch Betreiber von Windenergieanlagen an Land genutzt.

Mit Inkrafttreten des neuen EEG wurde das Grünstromprivileg abgeschafft. Schon zum Anfang des aktuellen Kalenderjahres war die Nutzung dieser Vermarktungsform rückläufig (nach 871 MW im Juli 2013 waren im Juli 2014 nur noch ca. 245 MW in dieser Vermarktungsform).

Für alle neuen Anlagen ab dem 01.01.2015 (für die zuvor errichteten Windkraftanlagen gilt noch das EEG 2012, s. o.) wird die Marktprämie zum Regelfall.

Marktprämie

Anhand der Daten der ÜNB für 2013 ist zu erkennen, dass der Großteil der Windanlagenbetreiber sich für die Vermarktungsform der Marktprämie entschieden hatte. Mit ansteigender Tendenz waren es zum Jahresende 2013 bereits über 80 % aller Windkraftanlagen, deren Betreiber die Vermarktungsform der Marktprämie nutzten.

Aus Ist-Daten für 2014 ist eine weitere Zunahme der Marktprämiennutzer unter alten EEG-Bedingungen, also bis zum 31.07.2014 erkennbar. Zum Juli 2014 nutzen bereits ca. 85 % die Marktprämie.

Nach neuem EEG ist die weitere Nutzung der Marktprämie an die Fernsteuerbarkeit der Anlagen des Bestandes gekoppelt. Hierfür gelten Übergangsfristen, die im Gesetz entsprechend verankert sind. Der Großteil der noch nicht umgerüsteten Anlagen (2013 ca. 40 %, 2014 ca. 15 %) wird die Frist bis zum 1. April 2015 einhalten. Nach der Einschätzung des IE Leipzig wird ein geringer Anteil von 6 % der Nutzer der Marktprämie bis zum Stichtag keine Umrüstung auf eine Fernsteuerbarkeit vornehmen und daher in die feste Einspeisevergütung zurück wechseln[3]. Diese Annahme führt dazu, dass Ende 2015 die Betreiber noch für 81 % der prognostizierten Gesamtanlagenleistung die Marktprämie wählen. Mit Wirkung des EEG 2014 sind alle Neuanlagen verpflichtet, den Strom über die geförderte Direktvermarktung zu veräußern, da Neuanlagen mit weniger als 500 kW Leistung nicht auftreten (s. u.). Die entsprechenden Strommengen sind in Tabelle 46 für alle drei Szenarien aufgeführt. Im Trend-Szenario wird prognostiziert, dass rund 57,5 TWh, im oberen Szenario rund 65,6 TWh und im unteren Szenario rund 53,8 TWh erzeugt werden. Im Trend-Szenario werden somit 86 % der Gesamtstrommenge über die geförderte Direktvermarktung veräußert.

[3] *Nach Einschätzung befragter Experten ist der technische Aufwand für eine bestimmte Teilgruppe der Anlagen unverhältnismäßig hoch. Betroffen sind ältere Einzelanlagen oder technisch schwierige Konstellationen (Mischparks, Rundsteuerempfänger einzeln in jeder WEA etc..), für die es entweder noch keine technisch sinnvolle Lösung der Umrüstung gibt, oder die Umrüstung nicht rentabel wäre [Portela 2014].*

Tabelle 46 Strommengen zur geförderten Direktvermarktung aus Windenergie an Land nach Szenarien 2015

Monat	Trend-Szenario [MWh]	Oberes Szenario [MWh]	Unteres Szenario [MWh]
Januar	7.451.402	8.189.698	6.764.469
Februar	6.099.361	6.707.523	5.534.711
März	5.978.961	6.579.580	5.421.575
April	3.698.817	4.295.801	3.535.193
Mai	3.250.109	3.774.733	3.103.750
Juni	3.051.720	3.544.783	2.911.433
Juli	3.262.509	3.791.002	3.109.111
August	3.223.103	3.745.595	3.068.414
September	3.893.827	4.526.010	3.702.647
Oktober	5.500.989	6.394.638	5.223.109
November	5.447.056	6.333.952	5.164.364
Dezember	6.641.026	7.725.666	6.284.122
Jahr 2015	**57.498.881**	**65.608.982**	**53.822.898**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Feste Einspeisevergütung

Die Nutzung der festen Einspeisetarife betrifft nur Anlagen, die bis Ende 2014 errichtet werden. Im Trend-Szenario beträgt diese Menge 2015 rund 9,4 TWh. Dies entspricht einem Anteil von ca. 14 % der insgesamt erzeugten Strommenge (siehe Tabelle 47).

Nach neuem EEG ist die Nutzung der festen Einspeisevergütung an die installierte Leistung der Anlage gekoppelt. Die durchschnittliche Leistung der Windkraftanlagen des Jahres 2013 betrug 2,4 MW. Für Mitte 2014 verzeichnet die Zubaustatistik eine durchschnittliche Anlagengröße von 2,7 MW. Somit wird davon ausgegangen, dass die Größengrenzen im EEG als Voraussetzung für die feste Einspeisevergütung überschritten werden. Unter den neuen Anlagen beträgt somit der Leistungsanteil, für den die feste Einspeisevergütung genutzt wird, 0 %.

Tabelle 47 Strommengen zur festen Einspeisevergütung aus Windenergie an Land nach Szenarien 2015

Monat	Trend-Szenario [MWh]	Oberes Szenario [MWh]	Unteres Szenario [MWh]
Januar	959.269	1.030.286	850.709
Februar	783.469	841.518	693.681
März	762.827	819.190	675.445
April	696.302	752.528	621.497
Mai	609.290	658.618	543.960
Juni	567.580	613.513	506.718
Juli	601.480	649.946	536.792
August	589.278	636.799	525.960
September	704.844	761.699	628.960
Oktober	981.645	1.061.154	876.407
November	961.825	1.039.602	858.252
Dezember	1.155.999	1.249.236	1.031.054
Jahr 2015	**9.373.807**	**10.114.089**	**8.349.435**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Sonstige Direktvermarktung

Die abgemeldete Leistung zur Nutzung der sonstigen Direktvermarktung bewegt (2013 bis Juli 2014) sich in einer Größenordnung von ca. 105 MW [ÜNB 2014b]. Im Vergleich zur Marktprämie spielt die sonstige Direktvermarktung eine eher untergeordnete Rolle. Für die Anlagen des Bestandes nach altem EEG wird ein leicht rückläufiger Trend angenommen. Sowohl die aktuellen Angaben der ÜNB zur Direktvermarktung nach Wegfall des Grünstromprivilegs [ÜNB 2014c] als auch die Antworten der befragten Experten lassen keinen anderen Trend erkennen. Für neue Anlagen wird nicht davon ausgegangen, dass deren Leistungen über die sonstige Direktvermarktung veräußert werden.

EEG-Zahlungen

Marktprämien

Die Marktprämien im Trend-Szenario betragen rund 3,8 Mrd. Euro, oberen Szenario rund 4,2 Mrd. Euro und im unteren Szenario rund 3,4 Mrd. Euro (siehe Tabelle 48 bis Tabelle 50).

Feste Einspeisevergütungen

Die Zahlungen der festen Einspeisevergütungen werden ausschließlich von den Bestandsanlagen des alten EEG verursacht. Ein kleiner Teil, etwa 6 % der potenziellen Marktprämiennutzer wechselt ab April 2015 zurück in die feste Einspeisevergütung, da eine Umrüstung mit einer Fernsteuereinheit nicht umsetzbar oder unwirtschaftlich ist. Dadurch steigt die Zahlung der festen Einspeisevergütung im Vergleich zu 2014 im Jahr 2015 auf rund 855 Mio. Euro an (siehe Tabelle 48). Im oberen Szenario werden rund 922 Mio. Euro gezahlt, während im unteren Szenario nur 762 Mio. Euro anfallen (siehe Tabelle 49 und Tabelle 50).

Vermiedene Netznutzungsentgelte

Rund 219 Mio. Euro an vermiedenen Netznutzungsentgelten fallen im Jahr 2015 im Trend-Szenario an. Für das obere Szenario sind es 241 Mio. Euro und für das untere Szenario 198 Mio. Euro (siehe Tabelle 48 bis Tabelle 50).

Tabelle 48 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie an Land 2015 im Trend-Szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Euro]	Marktprämien [Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Euro]
Januar	87.739.216	498.806.848	27.602.696
Februar	71.648.127	386.963.679	22.590.497
März	69.756.278	398.537.333	22.103.388
April	63.418.867	249.463.139	14.467.236
Mai	55.494.605	225.112.856	12.700.103
Juni	51.703.805	200.877.611	11.841.641
Juli	54.781.862	214.096.302	12.689.093
August	53.678.184	217.663.765	12.468.950
September	64.204.424	252.849.669	15.065.196
Oktober	89.438.462	368.012.433	21.205.119
November	87.624.873	357.837.325	20.970.343
Dezember	105.294.762	414.072.318	25.603.856
Jahr 2015	**854.783.465**	**3.784.293.277**	**219.308.118**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 49 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie an Land 2015 im oberen Szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Euro]	Marktprämien [Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Euro]
Januar	94.261.404	556.069.031	30.248.995
Februar	76.978.169	431.622.857	24.768.427
März	74.931.346	443.593.897	24.248.117
April	68.546.831	276.270.086	15.878.891
Mai	59.993.688	248.794.878	13.944.835
Juni	55.893.766	222.243.166	13.008.909
Juli	59.202.026	237.169.200	13.947.531
August	58.012.884	241.590.124	13.712.723
September	69.390.460	281.513.765	16.577.679
Oktober	96.692.539	410.386.081	23.351.209
November	94.720.221	401.382.441	23.110.024
Dezember	113.799.046	461.322.305	28.243.326
Jahr 2015	**922.422.380**	**4.211.957.831**	**241.040.666**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 50 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie an Land 2015 im unteren Szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Euro]	Marktprämien [Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Euro]
Januar	77.839.808	445.523.131	24.981.293
Februar	63.462.559	347.336.566	20.433.549
März	61.790.354	358.336.591	19.980.399
April	56.618.898	224.498.255	13.069.930
Mai	49.555.612	203.111.753	11.469.361
Juni	46.170.061	181.122.922	10.688.779
Juli	48.901.439	192.750.396	11.445.313
August	47.921.338	195.513.899	11.241.200
September	57.305.062	226.574.945	13.572.871
Oktober	79.867.125	329.952.487	19.092.211
November	78.205.840	318.891.970	18.864.267
Dezember	93.934.139	370.755.092	23.005.509
Jahr 2015	**761.572.235**	**3.394.368.007**	**197.844.682**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Zusammenfassung

Dem Anlagenzubau für Windenergieanlagen an Land steht eine sehr dynamische Entwicklung bevor. Der Großteil der Strommengen wird über die Marktprämie bzw. die geförderte Direktvermarktung veräußert werden und nur für einen relativ geringen Anteil an der gesamten Strommenge wird noch die feste Einspeisevergütung nach altem EEG in Anspruch genommen werden. Das Trend-Szenario basiert auf dem wahrscheinlichen Zubau und mittleren Windverhältnissen, das obere und das untere Szenario berücksichtigen einen abweichenden Zubau sowie die typische Bandbreite der natürlichen Schwankungen des Windangebotes.

2.6 Windenergie auf See

In der Prognose zur Windenergie auf See werden alle Windenergieanlagen berücksichtigt, die in mehr als 3-Seemeilen-Entfernung von der Küste installiert sind. So genannte Nearshore-Anlagen sind dagegen der Windenergie an Land zugeordnet.

Leistungsentwicklung bis 2013 und Prognose bis 2015

Bis zum Ende des Jahres 2013 waren bereits vier Windparks in deutschen Gewässern errichtet, von denen allerdings nur drei in das Netz einspeisen konnten. Es handelt sich um Alpha Ventus und Bard Offshore I in der Nordsee sowie EnBW Baltic 1 in der Ostsee. Der Windpark Riffgat wurde im Herbst 2013 fertig errichtet, konnte aber im gleichen Jahr keinen Netzanschluss mehr erhalten.

Ende 2013 waren rund 508 MW an das Stromnetz angeschlossen. In Summe speisten die Windparks auf See im Jahr 2013 insgesamt 904.818 MWh ein. Die gesamte Strommenge wurde direkt vermarktet, so dass keine Vergütung nach dem EEG gezahlt wurde.

Tabelle 51 Bisherige Entwicklung der Windenergie auf See

Bezugsjahr	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Brutto Leistungszubau [MW]	0	0	0	0	0	35	45	108	80	240
Leistung zum Jahresende [MW]	0	0	0	0	0	35	80	188	268	508
Stromeinspeisung im Jahr [MWh]	0	0	0	0	0	37.471	173.738	568.140	721.650	904.818

Quelle: [ÜNB 2014b], [ÜNB 2005-2014], Darstellung: IE Leipzig 2014

Die Annahmen zum Zubau in den Jahren 2014 und 2015 erfolgen bezogen auf Einzelprojekte. Es werden nur Windparks auf See berücksichtigt, die sich während der Prognoseerstellung mindestens im Bau befanden.

Als Quellen für die Berücksichtigung der Windparks dienten

- die Baufortschrittsberichte sowie die Bundesfachpläne Offshore des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (inkl. Frist spätester Baubeginn aus Genehmigung),
- das Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV der TenneT TSO GmbH (Stand: 19. Februar 2014),
- das Internetportal der Stiftung Offshore-Windenergie und des Internationalen Wirtschaftsforums Regenerative Energien (IWR) zum Projekt OffWEA sowie
- Angaben zum Baufortschritt der in Errichtung befindlichen Projekte auf den Seiten der Betreiber.

Es wird für jeden Windpark der Zeitpunkt der vollständigen Inbetriebnahme an das Netz abgeschätzt, ebenso die Dauer der Inbetriebnahmephase. Die Dauer der Inbetriebnahmephase wird abhängig von der Anzahl der WEA und dem Jahr der vollständigen Inbetriebnahme geschätzt, da mit dem Beschreiten der Lernkurve bezüglich der Inbetriebnahmen zukünftig von kürzeren Inbetriebnahmephasen ausgegangen wird.

Liegt die geschätzte vollständige Inbetriebnahme jedoch im Herbst bzw. November/Dezember, so wird der November mit zur Inbetriebnahmephase gezählt, auch wenn in dieser Zeit voraussichtlich keine Bauarbeiten stattfinden. Die bisherigen Jahresverläufe bei den Inbetriebnahmen von 2009 bis 2013 zeigten keine Tätigkeiten im November. Grund hierfür sind wahrscheinlich hohe durchschnittliche Windgeschwindigkeiten und damit erhebliche Einschränkungen bei Bauarbeiten. Eventuell könnten zukünftig auch Inbetriebnahmen im November stattfinden, z.B. durch den Einsatz wetterunabhängigerer Installationstechnik.

Tabelle 52 Leistungsentwicklung der Windenergie auf See nach Szenarien

Bezugsjahr	Parameter	Einheit	Trend-Szenario	Oberes Szenario	Unteres Szenario
2014	Zubau	[MW]	996	996	461
	darunter Zubau größerer Einzelprojekte	[MW]	996	996	461
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**1.504**	**1.504**	**969**
2015	Zubau	[MW]	1.752	1.752	2.287
	darunter Zubau größerer Einzelprojekte	[MW]	1.752	1.752	2.287
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**3.256**	**3.256**	**3.256**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Der Windpark Riffgat wurde nach seiner vollständigen Errichtung im Herbst 2013 im Frühjahr 2014 an das Netz angeschlossen. Im ersten Halbjahr 2014 sind mit Meerwind Süd/Ost und Borkum West II - 1. Baustufe (auch Trianel Windpark Borkum genannt) zwei weitere Parks komplett errichtet und warten auf den Netzanschluss. Die Projekte Global Tech 1 und DanTysk sind seit Ende August 2014 weitgehend fertig gestellt, während sich fünf Parks noch in Errichtung befinden.

Im Trend-Szenario werden die Parks Meerwind Süd/Ost und Borkum West II – 1. Baustufe in der Nordsee noch im Jahr 2014 an das Netz angeschlossen, ebenso das Projekt Global Tech 1. Auch im oberen Szenario werden diese drei Windparks noch 2014 an das Netz angeschlossen, lediglich etwas früher im Jahr als im Trend-Szenario. Im unteren Szenario verlagert sich die Inbetriebnahme von zwei der drei Parks teilweise in das Jahr 2015. In der Ostsee wird 2014 in keinem Szenario Leistung an das Netz angeschlossen. Im Jahr 2015 werden neben dem Projekt DanTysk im Trend-Szenario voraussichtlich die derzeit noch in Errichtung befindlichen Windparks Nordsee Ost, Borkum Riffgrund 1, Butendiek und Amrumbank West in der Nordsee sowie das Projekt Baltic II in der Ostsee an das Netz angeschlossen. Auch im oberen und unteren Szenario werden diese Windparks bis Ende 2015 komplett an das Netz angeschlossen, so dass sich in allen drei Szenarien die gleiche installierte Leistung am Jahresende ergibt. Der Zubau im unteren Szenario ist für das Jahr 2014 niedriger als in den anderen Szenarien, weshalb sich im Jahr 2015 im unteren Szenario ein höherer Zubau als im Trend-Szenario ergibt.

Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Vollbenutzungsstunden

Durch den längeren Ausfall der Konverterplattform BorWin1 und die dadurch verursachte fehlende Einspeisung von Bard Offshore 1 mit einer Leistung von 400 MW, wird die gesamte installierte Leistung im Jahr 2014 nur geringe Vollbenutzungsstunden erreichen. Im Jahr 2015 wird sich die Anzahl der Vollbenutzungsstunden demgegenüber in allen Szenarien erhöhen. Es werden für Nord- und Ostsee dieselben Vollbenutzungsstunden für die Zukunft verwendet. Die Einschätzung zu den Vollbenutzungsstunden basiert auf einer Auswertung des IE Leipzig aus dem Jahr 2010 zu Windverhältnissen in der Nord- und Ostsee [IE 2010]. Diese wurde ergänzt um die Erfahrungswerte der letzten Jahre aus den Windparks Alpha Ventus und EnBW Baltic I sowie den Ergebnissen einer Studie zu Kostensenkungspotenzialen der Offshore-Windenergie aus dem Jahr 2013 [Prognos/Fichtner 2013].

Stromerzeugung

Zur Berechnung der Stromerzeugung eines jeden Kalendermonats wurde in jedem Szenario der prognostizierte spezifische Ertrag dieses Monats mit der zu Ende des Vormonats prognostizierten Anlagenleistung multipliziert (Tabelle 53 bis Tabelle 55 sowie Abbildung 11).

Tabelle 53 Trend-Szenario der Stromerzeugung aus Windenergie auf See im Jahr 2015

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [MWh]
Januar	1.714	425	638.771
Februar	2.131	324	555.047
März	2.199	442	941.420
April	2.723	286	629.375
Mai	2.878	273	744.714
Juni	2.968	321	924.752
Juli	3.094	146	433.743
August	3.238	280	865.772
September	3.256	280	905.864
Oktober	3.256	490	1.595.329
November	3.256	397	1.294.290
Dezember	3.256	523	1.702.127
Jahr 2015	**3.256**	**4.187**	**11.231.204**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 54 Oberes Szenario der Stromerzeugung aus Windenergie auf See im Jahr 2015

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [MWh]
Januar	2.244	460	691.285
Februar	2.651	350	786.066
März	2.680	482	1.279.109
April	2.864	317	848.788
Mai	2.968	293	839.744
Juni	2.968	348	1.033.054
Juli	3.101	158	469.402
August	3.256	303	939.144
September	3.256	303	985.801
Oktober	3.256	530	1.726.481
November	3.256	430	1.400.694
Dezember	3.256	566	1.842.059
Jahr 2015	**3.256**	**4.540**	**12.841.625**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 55 Unteres Szenario der Stromerzeugung aus Windenergie auf See im Jahr 2015

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [MWh]
Januar	1.414	397	384.771
Februar	1.652	302	427.804
März	1.674	413	681.884
April	2.301	268	447.668
Mai	2.536	260	598.915
Juni	2.673	308	780.781
Juli	2.799	132	351.619
August	3.159	262	732.637
September	3.199	261	825.142
Oktober	3.256	457	1.463.074
November	3.256	371	1.208.604
Dezember	3.256	488	1.589.443
Jahr 2015	**3.256**	**3.919**	**9.492.341**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

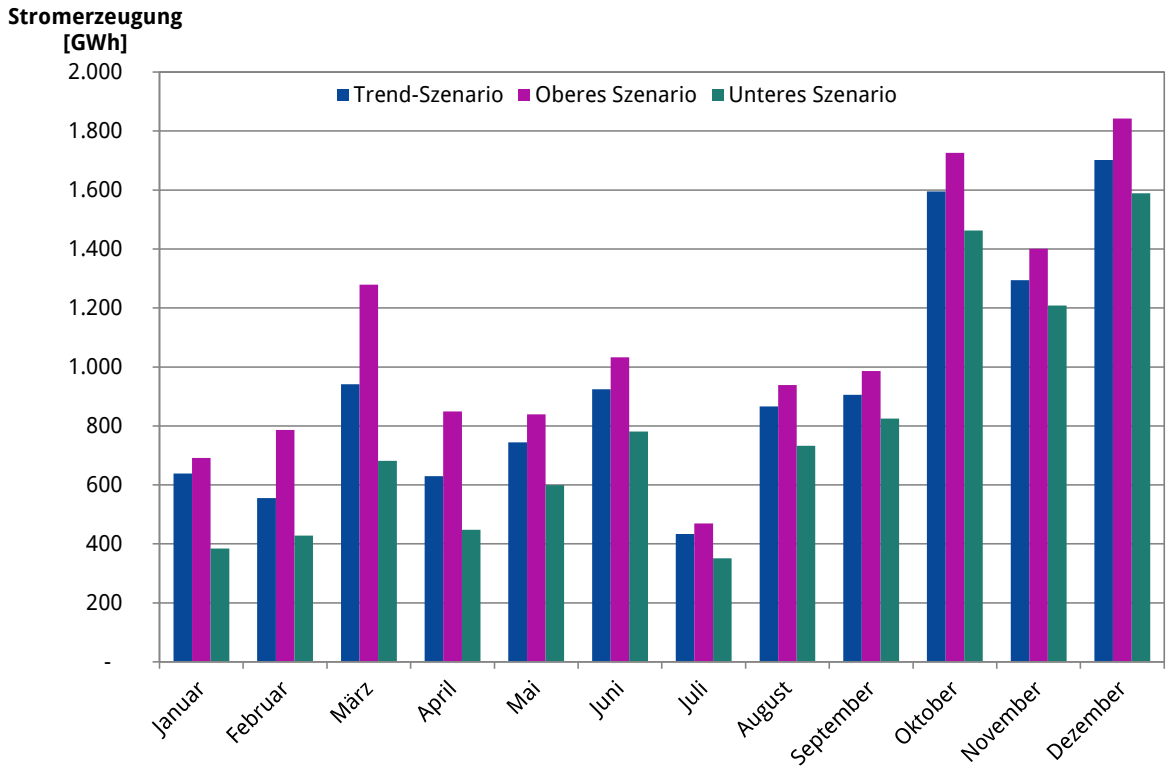

Abbildung 11 Stromerzeugung aus Windenergie auf See im Jahr 2015

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Veräußerungsformen

2014 wurde von Februar bis einschließlich Mai ein Teil der erzeugten Strommenge nach dem EEG vergütet. Da dies jedoch eine Ausnahme darstellt, wird davon ausgegangen, dass die von Februar bis Mai nach dem EEG einspeisende Leistung ab Juni 2014 auch nach dem Marktprämienmodell direkt vermarktet wird. Demnach würde die gesamte installierte Leistung auf See bereits ab Juni 2014 komplett direkt vermarktet, wie es bereits im gesamten Jahr 2013 der Fall war.

Marktprämie

Durch die Pflicht zur Direktvermarktung, die mit der Novelle des EEG in Kraft tritt, werden zukünftig alle neuen Anlagen ihren Strom direkt vermarkten. Das Grünstromprivileg und die sonstige Direktvermarktung wurden für die Windenergie auf See bisher nicht in Anspruch genommen. Mit der Novelle des EEG fällt das Grünstromprivileg weg. Die sonstige Direktvermarktung wird für Neuanlagen voraussichtlich keine Rolle spielen. Alle Anlagen bzw. die gesamte erzeugte Strommenge wird somit nach dem Marktprämienmodell vermarktet.

Tabelle 56 Strommengen zur geförderten Direktvermarktung aus Windenergie auf See nach Szenarien im Jahr 2015

Monat	Trend-Szenario [MWh]	Oberes Szenario [MWh]	Unteres Szenario [MWh]
Januar	638.771	691.285	384.771
Februar	555.047	786.066	427.804
März	941.420	1.279.109	681.884
April	629.375	848.788	447.668
Mai	744.714	839.744	598.915
Juni	924.752	1.033.054	780.781
Juli	433.743	469.402	351.619
August	865.772	939.144	732.637
September	905.864	985.801	825.142
Oktober	1.595.329	1.726.481	1.463.074
November	1.294.290	1.400.694	1.208.604
Dezember	1.702.127	1.842.059	1.589.443
Jahr 2015	**11.231.204**	**12.841.625**	**9.492.341**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

EEG-Zahlungen

Marktprämie

Es wird davon ausgegangen, dass mit einer Ausnahme alle Windparks bzw. Windenergieanlagen mit Inbetriebnahmen ab 2012 das Stauchungsmodell mit erhöhter Anfangsvergütung über 8 Jahre gemäß § 31 Abs. 3 EEG 2012 bzw. § 50 Abs. 3 EEG 2014 als Option wählen. Nur für einen Windpark, der voraussichtlich noch 2014 an das Netz angeschlossen wird, haben die Investoren in der Branchenbefragung signalisiert, nicht das Stauchungsmodell wählen zu wollen. Andere Branchenvertreter halten dies für eine Ausnahme und gehen zurzeit davon aus, dass alle weiteren Windparks das Stauchungsmodell wählen werden. Dafür spricht auch die Verlängerung dieser Vergütungsoption im neuen EEG bis einschließlich 2019. Die Zahlungen wurden dementsprechend differenziert berechnet, d. h. für einen Windpark ohne Stau-

chungsmodell, für die übrigen Windparks mit Stauchungsmodell.

Vermiedene Netznutzungsentgelte

Vermiedene Netznutzungsentgelte (vNNE) fallen bei der Windenergie auf See bisher nur für den Windpark Alpha Ventus an, da dieser in ein 110-kV-Netz einspeist.

Die weiteren Windparks werden voraussichtlich alle in das Höchstspannungsnetz einspeisen, so dass keine Netznutzungsentgelte vermieden werden.

In allen drei Szenarien sind daher ausschließlich die durch Alpha Ventus entstehenden vNNE berücksichtigt.

Tabelle 57 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie auf See im Jahr 2015 im Trend-Szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Euro]	Marktprämien [Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Euro]
Januar	0	93.251.415	39.659
Februar	0	79.126.958	30.384
März	0	143.414.534	41.862
April	0	95.920.207	28.635
Mai	0	117.532.778	21.728
Juni	0	144.206.809	26.108
Juli	0	67.480.074	16.282
August	0	135.584.943	24.667
September	0	138.647.774	25.036
Oktober	0	248.005.910	42.496
November	0	197.621.267	37.185
Dezember	0	256.137.264	45.981
Jahr 2015	**0**	**1.716.929.933**	**380.023**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 58 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie auf See im Jahr 2015 im oberen Szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Euro]	Marktprämien [Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Euro]
Januar	0	101.169.888	42.919
Februar	0	114.405.409	32.882
März	0	197.735.948	45.303
April	0	131.055.087	30.989
Mai	0	132.819.765	23.514
Juni	0	161.478.159	28.254
Juli	0	73.109.148	17.621
August	0	147.084.811	26.695
September	0	151.159.635	27.095
Oktober	0	268.782.608	45.989
November	0	214.203.839	40.242
Dezember	0	277.338.420	49.761
Jahr 2015	**0**	**1.970.342.717**	**411.265**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 59 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie auf See im Jahr 2015 im unteren Szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Euro]	Marktprämien [Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Euro]
Januar	0	53.517.300	37.030
Februar	0	60.189.238	28.370
März	0	102.191.819	39.087
April	0	67.071.065	26.737
Mai	0	94.021.105	20.288
Juni	0	121.314.330	24.377
Juli	0	54.381.314	15.203
August	0	114.475.783	23.032
September	0	126.174.795	23.377
Oktober	0	227.309.887	39.679
November	0	184.636.261	34.720
Dezember	0	239.664.767	42.933
Jahr 2015	**0**	**1.444.947.666**	**354.834**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Zusammenfassung

Die Windenergie auf See hatte bisher einen geringen Anteil an der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Mit der dynamischen Entwicklung bezogen auf den Zubau in den Jahren 2014 und 2015 wird ihre Bedeutung jedoch deutlich zunehmen. Somit werden auch die EEG-Zahlungen für diese Energieerzeugungsart 2014 und 2015 im Vergleich zu den Vorjahren stark ansteigen: Im Jahr 2014 werden sich die Zahlungen der Marktprämien im Vergleich zum Jahr 2013 wahrscheinlich verdoppeln und im Jahr 2015 im Verhältnis zum Vorjahr eventuell sogar versiebenfachen.

2.7 Photovoltaik

Die Prognose zur Entwicklung der Stromerzeugung aus Photovoltaik umfasst alle Größenklassen von Anlagen in Deutschland und berücksichtigt zudem alle Formen des Eigenverbrauchs, die sich durch die Gesetzeslagen von 2009 bis 2014 ergeben haben.

Leistungsentwicklung bis 2013 und Prognose bis 2015

Ende 2013 lag die Leistung der Photovoltaikanlagen in Deutschland bei knapp 35,5 GW (Tabelle 60). Nach den Jahren 2010 bis 2012, in denen jeweils mehr als 6 GW zugebaut worden waren, zeigte sich 2013 (unter 3 GW Zubau) die bremsende Wirkung der letzten EEG-Anpassung im Frühjahr 2012. Besonders der Zubau sehr großer Anlagen war rückläufig. Die Stammdaten der ÜNB [ÜNB 2014b] zeigen dabei für zurückliegende Jahre wieder deutliche Abweichungen von den Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur, bei der 2009 ca. 3,8 GW und von 2010 bis 2012 jährlich 7,4 bis 7,6 GW neue Anlagen registriert wurden. Da im Rahmen des Projektes diese Abweichung nicht geklärt werden konnte, werden die Daten der ÜNB als Grundlage verwendet, zumal die Bestandsanlagen für die Prognosebetrachtungen rechnerisch zusammengefasst werden und der Gesamtbestand zum 31.12.2013 nur um 0,6 % zwischen beiden Quellen abweicht.

Tabelle 60 Bisherige Entwicklung der Solarenergie

Bezugsjahr	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Brutto-Leistungszubau [MW]	653	918	839	1.248	1.964	4.413	7.544	8.004	6.716	2.742
Leistung zum Jahresende ohne Rückbau* [MW]	1.088	2.006	2.845	4.093	6.057	10.470	18.014	26.017	32.733	35.475
Stromeinspeisung im Jahr [GWh]	557	1.282	2.220	3.075	4.420	6.578	11.683	19.340	25.393	28.891

* Da über den Rückbau in der Vergangenheit keine durchgängigen Daten vorliegen, ist hier nur die Leistung der Ende 2013 noch bestehenden Anlagen dargestellt (Gliederung der 2013 installierten Leistung nach Inbetriebnahmejahr). Bei Berücksichtigung des Rückbaus lägen die Leistungen in den ersten Jahren minimal höher.

Quelle: [ÜNB 2014b], [ÜNB 2005-2014], Darstellung: IE Leipzig 2014

Die Preisentwicklung der Module auf dem Weltmarkt verläuft zwar seit Jahren abwärts, allerdings verliefen die Degressionen der EEG-Vergütungssätze seit 2011 noch deutlich steiler abwärts. Dadurch sind heute PV-Anlagen, die ausschließlich in das Stromnetz einspeisen, nur noch in seltenen Ausnahmefällen rentabel. Die Nutzung des selbst erzeugten Stroms, dessen Gestehungskosten damit in den Wettbewerb zu den privaten oder gewerblichen Stromtarifen der Stromanbieter treten, ist dagegen für neuere Anlagen attraktiv und wird daher fast überall dort auch praktiziert, wo im direkten räumlichen Umfeld der PV-Anlage ein entsprechender Strombedarf zu decken ist. Je höher der Anteil des selbst verbrauchten Stroms ist, desto leichter lassen sich die Anlagen betriebswirtschaftlich darstellen. Um einen hohen Eigenverbrauchsanteil zu erreichen, besteht eine der Strategien darin, die einzelnen Anlagen kleiner auszulegen, damit weniger Überschussstrom ins Netz eingespeist werden muss. Die mittleren Anlagengrößen sind daher rückläufig.

Verstärkt wird der Trend zu kleinen Anlagen noch durch die im Rahmen des EEG 2014 eingeführte Pflicht zur anteiligen Zahlung der EEG-Umlage für Anlagen ab 10 kW Leistung. Diese vermindert den Einspareffekt bei der Nutzung selbst erzeugten Stroms, so dass der Ausgleich zu nicht kostendeckenden Einspeisetarifen entweder durch noch größere Eigenverbrauchsanteile hergestellt wird, oder indem die Investition in eine neue PV-Anlage ganz unterbleibt. Lediglich das Segment der kleinen Hausdachanlagen bis 10 kW kann sich in den Jahren 2014 und 2015 ähnlich weiter wie 2013 entwickeln. Für größere Anlagen, insbesondere für größere gewerbliche Dächer, werden Investitionen in Neuanlagen dagegen deutlich unwahrscheinlicher. Die befragten Branchenexperten gehen davon aus, dass erst wieder neue Geschäftsmodelle entwickelt werden müssen, mit denen die Rentabilität solcher Anlagen aus Sicht der Gebäudeeigentümer wieder darstellbar ist. Bis diese sich etablieren, ist mit einer weiteren Abschwächung des Marktes gegenüber der Zeit bis Juli 2014 zu rechnen.

Im Bereich der Freiflächenanlagen ist der Markt bereits 2014 auf einen langjährigen Tiefststand gesunken. § 55 EEG 2014 sieht vor, dass für PV-Freiflächenanlagen zuerst die Form der Preisermittlung über Ausschreibungen anzuwenden ist. Vorgesehen ist im Jahr 2015 die erste Ausschreibung über 600 MW; die Größe der Freiflächenanlagen im Rahmen der Ausschreibungen kann bis zu 25 MW betragen [BMWi 2014]. Da einige Akteure bereit stehen, die über entsprechend vorgeplante Flächen und Projekte verfügen, wird davon ausgegangen, dass diese Akteure die Ausschreibungen auch so nutzen werden, dass alle ausgeschriebenen Projekte auch realisiert werden. Allerdings wird höchstens die Hälfte dieser Anlagen noch im Jahr 2015 in Betrieb genommen. Der Marktanteil für Neuanlagen ab 1.000 kW an allen neu in Betrieb gehenden Anlagen erreicht daher nach Einschätzung des IE Leipzig im Jahr 2015 in allen drei Szenarien seinen Tiefpunkt.

Die genannten Einschätzungen des IE Leipzig basieren neben eigenen Erfahrungen mit der Nachfrage nach Einspeiseprognosen und Bauabnahmen großer PV-Anlagen sowie Veröffentlichungen aus Online-Fachjournalen wie [PV 2014] auf Befragungen von Branchenexperten aus den Bereichen Verbände, Finanzierung, Wissenschaft und Projektierung [Hummel 2014], [Mack 2014], [Nitzschke 2014], [Wedepohl 2014].

Neben dem Zubau wird für die Photovoltaik erstmals auch ein minimaler Rückbau quantifiziert. Dieser er-

reicht nach Einschätzung des IE Leipzig etwa ein Promille des Zubaus und wird nur teilweise durch das Auswechseln von Modulen bedingt, ansonsten treten Verluste eher ungeplant auf, z. B. durch Hausbrände oder Diebstahl – solche Verluste sind wegen der hohen Zahl der mehr als 1,4 Mio. dezentral in Deutschland verteilten Anlagen nicht auszuschließen.

Insgesamt wird der von der Bundesregierung angestrebte Ausbaupfad von ca. 2,5 GW pro Jahr in den Jahren 2014 und 2015 in allen Szenarien deutlich unterschritten. Lediglich für das obere Szenario wird angenommen, dass sich der Markt 2015 bereits schneller erholt und damit ein größeres Volumen als 2014 erreicht, mit 2,2 GW aber auch unter dem Zielpfad bleibt.

Die IE-Prognose ist in Tabelle 61 zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 61 Leistungsentwicklung der Photovoltaik nach Szenarien

Bezugsjahr	Parameter	Einheit	Trend-Szenario	Oberes Szenario	Unteres Szenario
2014	Zubau	[MW]	2.000	2.050	1.950
	Rückbau	[MW]	2	2	2
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**37.474**	**37.523**	**37.423**
2015	Zubau	[MW]	1.700	2.200	1.300
	Rückbau	[MW]	2	3	2
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**39.172**	**39.721**	**38.722**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Vollbenutzungsstunden, Stromerzeugung und Stromeinspeisung

Vollbenutzungsstunden

Die Vollbenutzungsstunden der PV-Anlagen in Deutschland lassen sich nicht unmittelbar aus den Daten der ÜNB [ÜNB 2014b] ableiten, da seit 2012 ein Teil des erzeugten PV-Stroms selbst verbraucht wurde, ohne dass dafür eine Vergütung zu zahlen war. Somit kann der unvergütete PV-Eigenverbrauch nur mit Hilfe von Annahmen abgeschätzt werden.

Bei der Einschätzung der jährlichen Benutzungsstunden wurde daher bei Photovoltaik zweistufig vorgegangen – zunächst wurde eingeschätzt, wie viel Strom die Anlagen erzeugen, im zweiten Schritt wurde der PV-Eigenverbrauch abgeschätzt, die verbleibende Menge diente somit als Einspeiseprognose.

Für Neuanlagen, die ab 2014 in Betrieb gehen, wurde die Zahl der typischen Vollbenutzungsstunden um 50 höher angesetzt als für die Gesamtheit der Bestandsanlagen. Für ein meteorologisches Normaljahr wurden für Anlagen nach dem alten EEG insgesamt 942 Vollbenutzungsstunden angesetzt, für Neuanlagen nach dem EEG 2014 dagegen 992. Diese Einschätzungen basieren im Wesentlichen auf den Annahmen, die bereits in [IE 2011] getroffen wurden und berücksichtigen den technischen Fortschritt des zurückliegenden Jahrzehnts.

Tabelle 62 fasst für das Trend-Szenario die Prognosen zur Leistung, zu den Vollbenutzungsstunden sowie zu Erzeugung, Eigenverbrauch und Einspeisung zusammen.

Für das obere und das untere Szenario wurde von den historisch ermittelten strahlungsbedingten Abweichungen im langjährigen Mittel ausgegangen [IE 2007]. Auf dieser Grundlage liegen die Vollbenutzungsstunden im oberen Szenario um 10,6 % höher (Tabelle 63) und im unteren Szenario um 14,5 % niedriger (Tabelle 64) als im Trend-Szenario.

Stromerzeugung und -einspeisung

Die Stromerzeugung in jedem Szenario ergibt sich rechnerisch für jeden Kalendermonat aus dem prognostizierten spezifischen Ertrag dieses Monats und der zu Ende des Vormonats prognostizierten Anlagenleistung (Tabelle 62 bis Tabelle 64 sowie Abbildung 12). Der Anteil, der davon nicht selbst verbraucht wird, entspricht der Stromeinspeisung.

Tabelle 62 Trend-Szenario der Stromerzeugung aus Photovoltaik im Jahr 2015

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungs-stunden [h]	Stromerzeugung [MWh]	Eigenverbrauch [MWh]	Stromeinspeisung [MWh]
Januar	37.626	23	852.058	45.083	806.974
Februar	37.762	36	1.362.304	72.520	1.289.784
März	37.881	79	2.988.915	161.183	2.827.732
April	38.000	108	4.092.450	221.993	3.870.457
Mai	38.136	118	4.495.274	246.711	4.248.563
Juni	38.272	126	4.805.895	266.312	4.539.583
Juli	38.407	126	4.824.534	269.974	4.554.560
August	38.543	111	4.263.256	240.919	4.022.337
September	38.696	99	3.806.454	216.661	3.589.793
Oktober	38.849	71	2.750.050	158.221	2.591.829
November	39.002	30	1.149.457	66.880	1.082.577
Dezember	39.172	18	715.193	42.237	672.956
Jahr 2015	**39.172**	**945**	**36.105.839**	**2.008.694**	**34.097.146**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 63 Oberes Szenario der Stromerzeugung aus Photovoltaik im Jahr 2015

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungs-stunden [h]	Stromerzeugung [MWh]	Eigenverbrauch [MWh]	Stromeinspeisung [MWh]
Januar	37.721	25	943.570	48.300	895.270
Februar	37.897	40	1.510.612	78.143	1.432.469
März	38.051	88	3.318.176	174.538	3.143.638
April	38.204	120	4.547.870	241.421	4.306.449
Mai	38.380	131	5.000.535	269.413	4.731.122
Juni	38.556	139	5.352.149	292.170	5.059.979
Juli	38.732	140	5.378.975	297.519	5.081.456
August	38.908	123	4.758.535	266.649	4.491.886
September	39.105	109	4.253.382	240.839	4.012.543
Oktober	39.303	79	3.076.758	176.689	2.900.069
November	39.501	33	1.287.566	75.031	1.212.535
Dezember	39.721	20	802.108	47.577	754.531
Jahr 2015	**39.721**	**1.046**	**40.230.236**	**2.208.288**	**38.021.948**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 64 Unteres Szenario der Stromerzeugung aus Photovoltaik im Jahr 2015

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungs-stunden [h]	Stromerzeugung [MWh]	Eigenverbrauch [MWh]	Stromeinspeisung [MWh]
Januar	37.540	19	728.672	40.826	687.846
Februar	37.644	31	1.163.870	65.375	1.098.494
März	37.735	67	2.518.669	112.055	2.406.613
April	37.826	93	3.490.669	198.657	3.292.012
Mai	37.930	101	3.831.383	220.028	3.611.356
Juni	38.034	108	4.092.613	236.603	3.856.011
Juli	38.138	108	4.104.991	238.969	3.866.022
August	38.241	95	3.624.374	212.492	3.411.882
September	38.358	85	3.233.298	190.409	3.042.888
Oktober	38.475	61	2.333.779	138.514	2.195.265
November	38.592	25	974.539	58.310	916.228
Dezember	38.722	16	605.811	36.700	569.112
Jahr 2015	**38.722**	**808**	**30.702.667**	**1.748.938**	**28.953.730**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

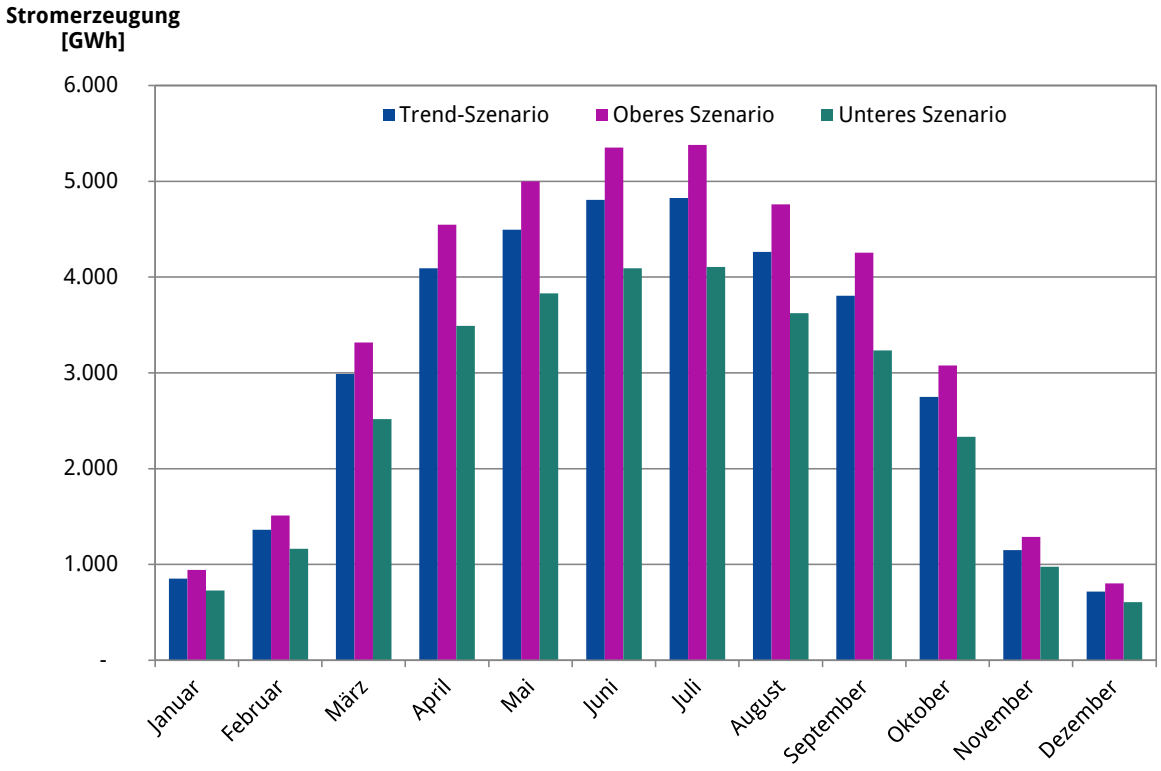

Abbildung 12 Stromerzeugung aus Photovoltaik 2015 (Eigenverbrauch und Einspeisung)

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Eigenverbrauch

Für die Berechnung des Eigenverbrauchs wurde nach vier Gruppen differenziert:

1. Eigenverbrauch mit Vergütungsanspruch (möglich für Inbetriebnahmejahre 2009 bis 2012)
2. Eigenverbrauch nach EEG 2012 ohne Vergütungsanspruch
3. Eigenverbrauch nach EEG 2014 ohne Vergütungsanspruch und ohne Zahlungspflicht
4. Eigenverbrauch nach EEG 2014 mit Pflicht zur anteiligen Zahlung der EEG-Umlage.

Für die **Gruppe 1** konnten die Daten über die 2013 gezahlten Vergütungen sowie die selbst verbrauchten Strommengen aus den EEG-Bewegungsdaten [ÜNB 2014b] abgeleitet werden. Es wird davon ausgegangen, dass die Anlagenbetreiber, die nach EEG 2009 sowie in den ersten Monaten des Jahres 2012 den Anspruch auf eine Eigenverbrauchsvergütung geltend machen durften, dies auch tun. Weiterhin wird angenommen, dass Anlagenbetreiber, deren Anlagen in dieser Zeit errichtet wurden, und die sich danach erst

für die Option Eigenverbrauch entschieden haben, den Wechsel zu dieser Option mittlerweile weitestgehend auch vollzogen haben, so dass die Anzahl und installierte Leistung sowie der Eigenverbrauchsanteil dieser Gruppe in den nächsten Jahren stabil bleibt. Davon ausgehend wurden in den drei Szenarien der zu erwartende Stromertrag sowie die zu erwartenden Zahlungen prognostiziert.

Für die **Gruppe 2** liegen keine belastbaren Daten vor. Hierzu mussten Annahmen getroffen werden. Eine wesentliche Annahme ergibt sich aus § 33 EEG 2012 (i. d. F. vom 27.06.2012): Danach wurde für die Anlagen der Größenklasse von 10 kW bis 1.000 kW der Vergütungsanspruch für eingespeisten Strom auf maximal 90 % der erzeugten Strommenge begrenzt (Marktintegrationsmodell). Die übrigen mindestens 10 % des Stroms wurden im Rahmen der Gruppe 2 dem Eigenverbrauch zugeordnet. Für den Fall, dass es nicht zum Eigenverbrauch kam, sondern zur Einspeisung im Sinne § 33 Abs. 2 EEG 2012, entsprach die gezahlte Vergütung den erzielbaren Verkaufserlösen. Da hierfür ebenso wie für den selbst verbrauchten Strom der Gruppe 2 keine Vergütungszahlungen anfallen, ist diese Zusammenfassung zweckmäßig. Für die Größenklassen unter 10 kW und über 1.000 kW wurden Annahmen zur Wahrscheinlichkeit der Nutzung des Eigenverbrauchs getroffen.

- Für Anlagen unter 10 kW, die sich vorwiegend auf Dächern von Wohngebäuden befinden, in denen Strom zum Haushaltstarif bezogen wird, war die Nutzung des Eigenverbrauchs vom Inkrafttreten der entsprechenden Regelung am 01.04.2012 an bereits attraktiv. Die Attraktivität stieg mit zunehmenden Strompreisen und sinkenden Investitionskosten für die PV-Anlage bis zum Auslaufen des EEG 2012 am 31.07.2014 an. Daher wurde – auch in Übereinstimmung mit den Aussagen der befragten Experten – angenommen, dass diese Option zu Beginn bei 80 % der neu errichteten Anlagen wahrgenommen wurde und bis zum Frühjahr 2014 auf 95 % anstieg.
- Für Anlagen von 10 kW bis 1.000 kW Leistung gelten aufgrund des Marktintegrationsmodells 100 % Wahrscheinlichkeit der Inanspruchnahme (s. o.)
- Anlagen mit mehr als 1 MW Leistung sind vorwiegend Freiflächenanlagen ohne Stromverbraucher auf dem Grundstück der Erzeugung. Für diese kann kein Eigenverbrauch angenommen werden. Ein kleinerer Teil der Anlagen befindet sich auf großflächigen, meist gewerblichen Dächern. Auch hier war die Nutzung des selbst erzeugten Stroms in der Regel unattraktiv, da die Industrie meist Strompreise nutzen kann, die deutlich unter den Gestehungskosten des PV-Stroms lagen. Für April 2012 wurde daher für das Marktsegment ab 1 MW Leistung eine Wahrscheinlichkeit von nur 1 % für die Eigenverbrauchsnutzung angenommen. Durch den Rückgang des Baus neuer Freiflächenanlagen und steigende Industriestrompreise nimmt dieser Anteil nach Einschätzung des IE Leipzig bis zum Frühjahr 2014 jedoch auf 5 % zu.

In einem zweiten Schritt wurde für die Nutzer der PV-Eigenverbrauchs-Lösungen der konkrete Nutzungsumfang eingeschätzt. Dieser liegt bei kleineren Anlagen am höchsten, wobei davon ausgegangen wird, dass die gewerblichen Anlagen stärker als die privaten Anlagen auch betriebswirtschaftlich auf einen hohen Eigenverbrauchsanteil hin optimiert sind. Daher wurden die höchsten Eigenverbrauchsanteile im April 2012 bei den Anlagen bis 10 kW bzw. bis 100 kW mit 28 % bzw. 30 % eingeschätzt. Für größere Anlagen, die teilweise nur wegen der Verpflichtung des Marktintegrationsmodells Strom selbst nutzten, wur-

den 10 % bis 15 % angesetzt. Für die wenigen Anlagen ab 1 MW wurde ebenfalls ein Eigenverbrauchsanteil von 10 % der erzeugten Strommengen angenommen. Durch die zunehmende Erfahrung der Branche mit Eigenverbrauchsmodellen sowie durch die schrittweise Verbreitung von Speicherlösungen geht die Schätzung des IE Leipzig von einem Anstieg der Eigenverbrauchsanteile bis zum Frühjahr 2014 auf 32 % (Anlagen bis 10 kW) bis 40 % (Anlagen bis 100 kW) sowie auf 10 % bis 20 % in den höheren Größenklassen aus.

Aus diesen Annahmen ergibt sich, dass von den 2012 (vor und nach der Novelle) errichteten Anlagen 7,7 % der gesamten Strommenge dem unvergüteten Eigenverbrauch zuzurechnen war, bei den 2013 in Betrieb genommenen Anlagen stieg dieser Anteil auf 17,4 % und bei den 2014 bis zum Auslaufen des EEG 2012 hinzugekommenen Anlagen auf 18,0 %. Für die Jahre 2012 bis 2014 wurden diese Anteile der von den Neuanlagen erzeugten Strommengen diesem Modell zugeordnet.

In diesen Mengen enthalten sind auch die nach § 39 Abs. 3 EEG 2012 (i. d. F. vom 27.06.2012) gelieferten Strommengen, die ohne Nutzung des öffentlichen Netzes in unmittelbarer räumlicher Nähe verbraucht wurden (meist Modelle, bei denen Strom aus der Dachanlagen des Hauseigentümers an dessen Mieter geliefert wird). Nach Angaben der ÜNB [ÜNB 2014b] machten diese Mengen deutschlandweit im Jahr 2013 jedoch nur 2,25 GWh aus, während die genannte Abschätzung des gesamten PV-Eigenverbrauchs der Gruppe 2 für das Jahr 2013 zu 538 GWh Eigenverbrauch führt.

Wie bei der Gruppe 1 wird auch für die Gruppe 2 davon ausgegangen, dass die zukünftig erwarteten Strommengen in den drei Szenarien nur noch von den Strahlungsverhältnissen abhängig sind, da neue Anlagen nicht mehr dem EEG 2012 unterfallen und bestehende Systeme hinsichtlich der Speichertechnik für einige Jahre unverändert bleiben, da sie erst seit Frühjahr 2012 nach dem neuesten technischen Stand errichtet wurden.

Für die **Gruppe 3** (Kleinanlagen bis 10 kW, errichtet ab 01.08.2014, umlagebefreit nach § 61 Abs. 2 EEG 2014) wird davon ausgegangen, dass sich die bei Gruppe 2 beschriebenen Entwicklungen fortsetzen. Für das Jahr 2015 wird angenommen, dass je nach Szenario, Kalendermonat und Regelzone 24 % bis 34 % aller neu installierten Anlagen auf die Leistungsklasse bis 10 kW entfallen. Unter diesen steigt der Anteil derer, deren Betreiber sich für eine Eigenverbrauchslösung entscheiden, auf 95,5 %. Der Anteil des selbst verbrauchten Stroms aus diesen Neuanlagen steigt – v. a. durch die weitere Verbreitung von Speichern – auf 32,5 % an. In Kombination mit den typischen monatlichen Stromerträgen lassen sich die Strommengen bestimmen, die in jedem Szenario bis Ende 2015 auf den Eigenverbrauch gemäß Gruppe 3 entfallen.

Für die **Gruppe 4** (Anlagen mit über 10 kW Leistung, errichtet seit 01.08.2014, Umlagepflicht nach § 61 Abs. 1 EEG 2014) wurden ebenfalls die Annahmen fortgeschrieben, die im Rahmen der Einschätzung zur Gruppe 2 bereits aufgeführt wurden. Für die im ersten Halbjahr 2014 errichteten Anlagen dieser Größenklasse erbrachte die Einschätzung einen Anteil von 56 % der installierten Leistung, bei denen Eigenverbrauch stattfindet und einen Eigenverbrauchsanteil von 27 % an der Stromerzeugung. Durch die Pflicht zur anteiligen Zahlung der EEG-Umlage wird die Zahl der Investoren in diesem Segment zwar zunächst zurückge-

hen, für die verbleibenden Investoren gelten jedoch ähnliche Schätzungen: Für 2015 wird der Leistungsanteil der Nutzer des Eigenverbrauchs bei den neuen Anlagen dieser Größenklasse auf 53 % geschätzt (Verringerung durch Wegfall des Marktintegrationsmodells), 27,5 % des erzeugten Stroms dieser Gruppe wird nach Schätzung des IE Leipzig selbst genutzt. In Kombination mit den verschiedenen Erträgen je Kalendermonat und Szenario ergeben sich damit die Strommengen des PV-Eigenverbrauchs der Gruppe 4.

Die Jahresmengen aller Gruppen für 2015 sind für die drei Szenarien in Tabelle 65 zusammenfassend dargestellt. Deutlich wird dabei, dass in den Gruppen 3 und 4 die Unterschiede zwischen den Szenarien stärker ausfallen, da hier nicht nur die meteorologischen Verhältnisse, sondern auch unterschiedliche Annahmen zum Zubau bis Ende 2015 die Szenarien beeinflussen.

Tabelle 65 Strommengen unterschiedlicher Teilgruppen mit PV-Eigenverbrauch im Jahr 2015 nach Szenarien

Monat	Trend-Szenario [MWh]	Oberes Szenario [MWh]	Unteres Szenario [MWh]
Gruppe 1 (vergüteter Eigenverbrauch)	915.823	1.012.700	783.180
Gruppe 2 (unvergüteter Eigenverbrauch nach EEG 2012)	796.662	806.202	750.918
Gruppe 3 (Eigenverbrauch ohne Umlagepflicht nach EEG 2014)	139.284	190.446	98.584
Gruppe 4 (Eigenverbrauch mit Umlagepflicht nach EEG 2014)	156.925	198.941	116.256
PV-Eigenverbrauch insgesamt	**2.008.694**	**2.208.288**	**1.748.938**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Veräußerungsformen

Die Differenzierung nach Veräußerungsformen erfolgt – wie bei den anderen Energieträgern – für die ins Stromnetz eingespeisten Strommengen.

Marktprämie

Die Nutzung der Marktprämie hat sich bei den bestehenden Anlagen auf das Segment großer Anlagen, insbesondere Freiflächenanlagen, konzentriert. Die Leistung der Marktprämiennutzer stieg zuletzt stetig an, im August 2014 erreichte sie 5.488 MW oder rund 15 % des Anlagenbestands. Für 2015 wird erwartet, dass sich diese Tendenz für die Bestandsanlagen stabilisiert.

Für Neuanlagen, die nach dem EEG 2014 in Betrieb genommen werden, gilt die Direktvermarktung mit Marktprämie als Grundregel. Auf die – bis Ende 2015 – von dieser Regel ausgenommene Größenklasse bis

500 kW entfallen 2015 nach Einschätzung des IE Leipzig 71 % der Leistung des ab 01.08.2014 neu errichteten Anlagenbestands. Die Betreiber dieser Anlagen mit Wahlfreiheit zwischen verschiedenen Veräußerungsformen werden überwiegend die feste Einspeisevergütung wählen, da es sich um meist private Hausbesitzer handelt, die für Stromhändler kaum interessante Vertragspartner darstellen. Für 2015 wird eingeschätzt, dass nur bei 12 % dieser Anlagenleistung die Betreiber für die Marktprämie votieren.

Wie sich anhand der Daten des Jahres 2013 [ÜNB 2014a] zeigt, liegen die Vollbenutzungsstunden der Anlagen im Mittel dann höher, wenn ihre Betreiber die Marktprämie nutzen, denn diese Option wird vorwiegend von Betreibern von Freiflächenanlagen mit ertragsoptimierter Ausrichtung in Anspruch genommen. Diese Differenzierung wird für die Prognosen der Jahre 2014 und 2015 übernommen.

Damit ergeben sich die in Tabelle 66 dargestellten Strommengen.

Tabelle 66 Strommengen zur geförderten Direktvermarktung aus Photovoltaik nach Szenarien 2015

Monat	Trend-Szenario [MWh]	Oberes Szenario [MWh]	Unteres Szenario [MWh]
Januar	141.695	156.780	120.960
Februar	234.331	259.696	199.734
März	514.491	570.995	437.950
April	715.413	794.910	608.300
Mai	777.238	864.690	660.113
Juni	832.832	927.795	706.432
Juli	838.864	935.762	710.658
August	746.565	833.877	631.688
September	675.387	755.273	570.799
Oktober	490.827	549.651	414.266
November	201.374	225.865	169.720
Dezember	124.662	140.040	104.916
Jahr 2015	**6.293.679**	**7.015.333**	**5.335.534**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Feste Einspeisevergütung

Die feste Einspeisevergütung dominiert als Veräußerungsform bei der Photovoltaik bis Ende 2015. Sie nimmt nur in dem geringen Maße ab, wie Betreiber größerer Anlagen schrittweise Verträge mit Direktvermarktern abschließen. Für die im Rahmen des EEG 2014 neu errichteten Anlagen der Größenklasse bis 500 kW gilt nichts anderes, lediglich die Betreiber größerer Neuanlagen sind zur Nutzung der Marktprämie (geförderte Direktvermarktung) verpflichtet.

Da die meist kleineren Anlagen, für die eine feste Einspeisevergütung bezogen wird, im Mittel geringere Vollbenutzungsstunden aufweisen, ist der Anteil der Anlagen mit fester Vergütung an der Stromeinspeisung (Tabelle 67) etwas niedriger als ihr Anteil an der installierten Leistung.

Tabelle 67 Strommengen zur festen Einspeisevergütung aus Photovoltaik nach Szenarien 2015

Monat	Trend-Szenario [MWh]	Oberes Szenario [MWh]	Unteres Szenario [MWh]
Januar	665.077	738.265	566.713
Februar	1.055.116	1.172.399	898.474
März	2.312.506	2.571.827	1.968.038
April	3.154.021	3.510.401	2.682.841
Mai	3.470.224	3.865.207	2.950.306
Juni	3.705.575	4.130.875	3.148.580
Juli	3.714.516	4.144.380	3.154.363
August	3.274.726	3.656.842	2.779.306
September	2.913.460	3.256.213	2.471.286
Oktober	2.100.316	2.349.651	1.780.418
November	880.925	986.359	746.273
Dezember	548.124	614.301	464.052
Jahr 2015	**27.794.585**	**30.996.721**	**23.610.650**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Sonstige Direktvermarktung

Die sonstige Direktvermarktung ist für PV-Anlagen aufgrund der Gestehungskosten weiterhin unattraktiv. Im August 2014 stieg diese zwar auf mehr als 9 MW an, sie erreicht damit aber nur 0,03 % der installierten Leistung. Da keine ökonomisch nachvollziehbaren Gründe für eine Ausweitung dieser Option sprechen, wird dieser Wert auch für das Jahr 2015 übernommen.

EEG-Zahlungen

Für die Vergütungsansprüche wesentlich ist das Instrument des atmenden Deckels mit monatlicher Absenkung der Vergütungsansprüche in allen Größenklassen (§ 31 EEG 2014). Im Rahmen des Prognosemodells wurde dieser atmende Deckel in Abhängigkeit von der zuletzt installierten Leistung so programmiert, dass sich die Vergütungshöhen aller Größenklassen für jeden Prognosemonat individuell ergeben. Ausgehend von diesen Vergütungshöhen (bzw. anzulegenden Werten bei der Marktprämie) werden die Marktprämien und festen Einspeisevergütungen in monatlicher Granularität berechnet.

Marktprämien

Die Berechnung der Marktprämien wurde allgemein in Kapitel 1.3 erläutert. Die Berechnungsergebnisse für die Monate des Jahres 2015 sind für das Trend-Szenario in Tabelle 68 aufgeführt, für die beiden anderen Szenarien in Tabelle 69 und Tabelle 70.

Feste Einspeisevergütungen

Bei der Berechnung der festen Einspeisevergütungen wurde für die Bestandsanlagen von den Mittelwerten der 2013 erzielten Einspeisevergütungen ausgegangen. Für neue Anlagen wurden typische Vergütungshöhen aus den gesetzlichen Vergütungsansprüchen für die entsprechenden Energieträger sowie – da die Ansprüche von der Anlagengröße abhängen – aus einer Einschätzung der Größenverteilung der neu gebauten Anlagen abgeleitet. Durch Multiplikation mit den monatlich erzeugten Strommengen ergeben sich für die drei Szenarien die in Tabelle 68 bis Tabelle 70 aufgeführten Gesamtzahlungen.

Vermiedene Netznutzungsentgelte

Die spezifischen vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) wurden für alle Regelzonen aus den Bewegungsdaten der ÜNB für 2013 abgeleitet und für die Zukunft unverändert übernommen. Die absolute Höhe der vNNE ist in Tabelle 68 bis Tabelle 70 in der dritten Spalte enthalten.

Vergütungen für Eigenverbrauch

Die Vergütungen für den PV-Eigenverbrauch betreffen nur Anlagen, die von 2009 bis 2012 in Betrieb gingen. Sie sind für die drei Szenarien in Tabelle 68 bis Tabelle 70 in der rechten Spalte dargestellt.

Tabelle 68 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Photovoltaik 2015 im Trend-Szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Euro]	Marktprämien [Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Euro]	Eigenverbrauchs-Vergütung [Euro]
Januar	221.129.377	30.219.040	4.547.129	3.000.591
Februar	348.875.403	49.737.146	7.292.645	4.739.529
März	763.440.739	113.278.091	15.985.305	10.378.612
April	1.038.178.691	156.972.258	21.913.741	14.107.684
Mai	1.142.684.877	171.126.231	24.011.099	15.505.108
Juni	1.218.464.802	179.615.810	25.650.710	16.512.143
Juli	1.219.432.585	179.830.313	25.734.884	16.512.143
August	1.072.654.602	160.973.085	22.740.473	14.527.513
September	951.581.693	142.950.369	20.322.683	12.879.878
Oktober	684.482.252	103.249.368	14.678.866	9.262.505
November	287.563.927	40.803.944	6.112.110	3.870.641
Dezember	178.732.647	25.110.043	3.796.697	2.408.817
Jahr 2015	**9.127.221.595**	**1.353.865.698**	**192.786.342**	**123.705.165**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 69 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Photovoltaik 2015 im oberen Szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Euro]	Marktprämien [Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Euro]	Eigenverbrauchs-Vergütung [Euro]
Januar	245.232.045	33.477.564	5.044.356	3.317.999
Februar	387.039.520	55.279.044	8.098.817	5.240.885
März	847.217.254	125.917.436	17.769.683	11.476.479
April	1.152.414.957	174.473.994	24.380.025	15.600.018
Mai	1.268.740.277	190.320.424	26.735.784	17.145.264
Juni	1.353.280.122	199.877.421	28.588.275	18.258.825
Juli	1.354.759.842	200.114.460	28.708.894	18.258.825
August	1.192.059.994	179.240.517	25.392.086	16.064.258
September	1.057.835.481	159.437.751	22.713.070	14.242.333
Oktober	761.172.537	115.235.624	16.422.334	10.242.308
November	319.872.984	45.396.090	6.844.908	4.280.084
Dezember	198.881.306	27.976.504	4.256.318	2.663.626
Jahr 2015	**10.138.506.318**	**1.506.746.831**	**214.954.551**	**136.790.903**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 70 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Photovoltaik 2015 im unteren Szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Euro]	Marktprämien [Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Euro]	Eigenverbrauchs-Vergütung [Euro]
Januar	188.518.983	25.743.496	3.876.128	2.566.002
Februar	297.356.420	42.336.575	6.211.477	4.053.081
März	650.571.228	96.151.825	13.605.578	8.875.430
April	884.537.641	133.208.485	18.639.874	12.064.403
Mai	973.416.849	145.415.410	20.411.094	13.259.432
Juni	1.037.771.627	152.626.136	21.789.464	14.120.613
Juli	1.038.394.110	152.676.525	21.845.598	14.120.613
August	913.225.773	136.606.166	19.290.248	12.423.427
September	809.988.863	121.047.737	17.227.385	11.014.426
Oktober	582.504.751	87.456.740	12.433.506	7.920.973
November	244.673.803	34.659.243	5.173.147	3.310.038
Dezember	152.041.675	21.313.821	3.210.956	2.059.937
Jahr 2015	**7.773.001.724**	**1.149.242.159**	**163.714.456**	**105.788.376**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Zusammenfassung

Die Entwicklung der Photovoltaik hat durch die Veränderungen im EEG 2012 und EEG 2014 an Dynamik verloren. Neben der Höhe der Einspeisevergütung spielt auch der Eigenverbrauch (Anteil sowie Umlagepflicht) für neue Investitionen eine wesentliche Rolle. Der von der Bundesregierung angestrebte Zubaupfad wird nach Einschätzungen des IE Leipzig 2014 und 2015 nicht erreicht. Bei den Vergütungen bleiben die Ansprüche auf feste Einspeisevergütung der Bestandsanlagen dominierend.

3. Mittelfristprognose für EEG-geförderte Anlagen

Ausgehend vom Trend-Szenario der Jahresprognose 2015 wird für die Jahre 2016 bis 2019 die Mittelfristprognose in drei Szenarien entwickelt. Hierzu werden in diesem Kapitel für jeden EEG-Energieträger die wesentlichen Annahmen und deren Auswirkungen auf Leistung, Stromerzeugung und Zahlungen bis 2019 beschrieben.

3.1 Wasserkraft

Die Prognose zur Wasserkraft nach dem EEG bis 2019 lässt angesichts begrenzter Potenziale und der gegenwärtigen Rechtslage keine Überraschungen erwarten.

Prognose der Leistungsentwicklung bis 2019

Die in Kapitel 2.1 beschriebene Entwicklung setzt sich auch bis 2019 fort. Die Entwicklung konzentriert sich weiterhin auf Bayern und Baden-Württemberg, Rückbauten finden in geringem Umfang statt [Lang 2014], [Markert 2014], [Reitter 2014], [Thums 2014], [Uphoff 2014]. Im Trend-Szenario stabilisiert sich der Brutto-Zubau bei 50 MW jährlich, im oberen Szenario ergibt sich eine ansteigende Dynamik bis auf 70 MW im Jahr 2019, während der Brutto-Zubau im unteren Szenario in den Jahren 2016 bis 2019 bei nur 20 MW verbleibt (Tabelle 71).

Das obere Szenario der Mittelfristprognose schließt dabei – ebenso wie das das untere – nicht an das obere bzw. untere Szenario der Jahresprognose an, sondern stellt ein eigenes Szenario dar, das bis 2015 mit dem Trend-Szenario der Jahresprognose übereinstimmt und danach auf einem eigenen Pfad verläuft.

Tabelle 71 Leistungsentwicklung der Wasserkraft in den Mittelfrist-Szenarien bis 2019

Bezugsjahr	Parameter	Einheit	Trend-Szenario	Oberes Szenario	Unteres Szenario
2016	Zubau	[MW]	47	55	20
	Rückbau	[MW]	4,0	4,7	1,7
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**1.601**	**1.608**	**1.576**
2017	Zubau	[MW]	48	60	20
	Rückbau	[MW]	5,0	6,3	2,1
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**1.644**	**1.662**	**1.594**
2018	Zubau	[MW]	50	65	20
	Rückbau	[MW]	6,0	7,8	2,4
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**1.688**	**1.719**	**1.611**
2019	Zubau	[MW]	50	70	20
	Rückbau	[MW]	7,0	9,8	2,8
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**1.731**	**1.779**	**1.629**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Stromerzeugung

Für die Vollbenutzungsstunden gelten die gleichen Annahmen, die bereits in Kapitel 2.1 (Jahresprognose zur Wasserkraft) beschrieben wurden. In den drei Szenarien der Mittelfristprognose wurde die Stromerzeugung aus Wasserkraft – wie schon bei der Jahresprognose – monatlich aus dem absehbaren spezifischen Ertrag dieses Monats und der zu Ende des Vormonats prognostizierten Anlagenleistung abgeleitet; die Ergebnisse sind in Tabelle 72 und Abbildung 13 als Jahressummen zusammengefasst. Wie bereits bei der Jahresprognose wurde auch hier der Eigenverbrauch der Wasserkraftwerke aufgrund seiner Geringfügigkeit vernachlässigt.

Tabelle 72 Stromerzeugung aus EEG-Wasserkraft in den Mittelfrist-Szenarien bis 2019

Szenario	Trend-Szenario		Oberes Szenario		Unteres Szenario	
Parameter	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
2016	4.127	6.477	4.784	7.519	3.526	5.510
2017	4.118	6.641	4.775	7.749	3.516	5.558
2018	4.125	6.830	4.783	8.024	3.518	5.625
2019	4.132	7.022	4.793	8.319	3.521	5.690

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

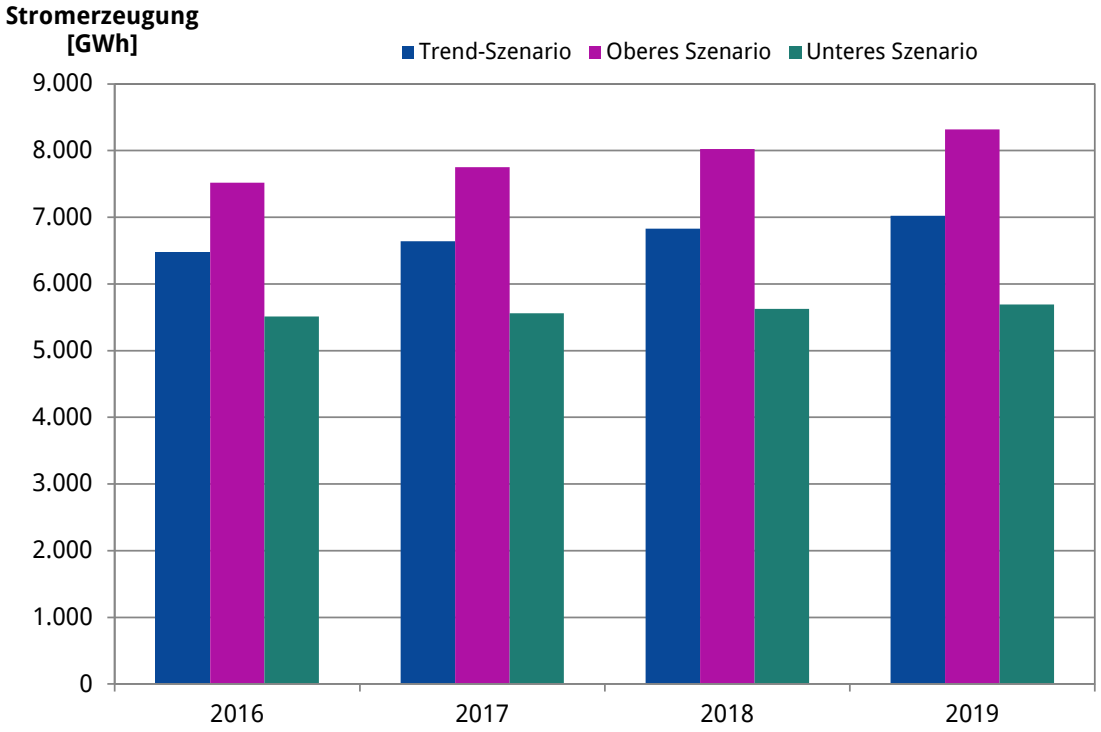

Abbildung 13 Stromerzeugung aus EEG-Wasserkraft nach Szenarien bis 2019

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Veräußerungsformen

Marktprämie

Die wachsende Bedeutung der geförderten Direktvermarktung wurde bereits in Kapitel 2.1 dargestellt.

Bei den Bestandsanlagen, die noch vor Inkrafttreten des EEG 2014 in Betrieb gegangen sind, wird bis 2019 mit einer weiter langsam wachsenden Marktdurchdringung dieser Vermarktungsform gerechnet, so dass im Jahresmittel 2019 mehr als die Hälfte der installierten Leistung dieser Anlagen über diese Veräußerungsform am Markt teilnimmt.

Auch bei den neuen Anlagen, die nach dem EEG 2014 in Betrieb genommen werden, und für die die geförderte Direktvermarktung mit Marktprämie der Normalfall darstellt, wird in den Jahren 2016 bis 2019 mehr als die Hälfte der erwarteten Anlagenleistung auf diesen Normalfall entfallen.

In den drei Szenarien der Mittelfristprognose ergeben sich unter Berücksichtigung der höheren Vollbenutzungsstunden der Anlagen, deren Strom über die geförderte Direktvermarktung veräußert wird, die in Tabelle 73 dargestellten Strommengen.

Tabelle 73 Strommengen zur geförderten Direktvermarktung aus Wasserkraft nach Szenarien bis 2019

Jahr	Trend-Szenario [GWh]	Oberes Szenario [GWh]	Unteres Szenario [GWh]
2016	3.776	4.353	3.198
2017	3.996	4.640	3.316
2018	4.225	4.951	3.434
2019	4.461	5.284	3.553

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Feste Einspeisevergütung

Die feste Einspeisevergütung als Regelfall der Veräußerungsform für Bestandskraftwerke wird schrittweise von der Marktprämie (geförderte Direktvermarktung) abgelöst.

Bis 2019 geht der Anteil dieser Veräußerungsform an der gesamten Stromerzeugung aus EEG-Wasserkraft stetig zurück und umfasst dann noch rund ein Drittel des erzeugten Stroms dieser Anlagen. (Tabelle 74).

Tabelle 74 Strommengen zur festen Einspeisevergütung aus Wasserkraft nach Szenarien bis 2019

Jahr	Trend-Szenario [GWh]	Oberes Szenario [GWh]	Unteres Szenario [GWh]
2016	2.510	2.942	2.149
2017	2.452	2.883	2.080
2018	2.410	2.845	2.027
2019	2.365	2.804	1.973

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Sonstige Direktvermarktung

Allein 2013 schwankte die Nutzung der Option „sonstige Direktvermarktung“ bei der EEG-Wasserkraft zwischen 1,1 % und 3,0 % der verfügbaren Anlagenleistung. Auch 2014 wurden bis zum Juli Schwankungen zwischen 2 % und 4 % aller Anlagen beobachtet, die möglicherweise im Zusammenhang mit Versuchen von Direktvermarktern stehen, inländischen Ökostrom zu verkaufen. Als mögliche Alternative zum Grünstromprivileg hat die sonstige Direktvermarktung von August bis Oktober 2014 jedoch keinen Aufschwung genommen. Da weder eine steigende noch fallende Tendenz klar sichtbar wird, wird der zuletzt erreichte Anteil von ca. 3,5 % der Anlagenleistung bis Ende 2015 unverändert fortgeschrieben.

EEG-Zahlungen

Marktprämien

Die Berechnung der Marktprämien wurde allgemein in Kapitel 1.3 erläutert. Die Berechnungsergebnisse für die Jahre 2016 bis 2019 sind für das Trend-Szenario in Tabelle 75 aufgeführt, für die beiden anderen Szenarien in Tabelle 76 und Tabelle 77.

Feste Einspeisevergütungen

Bei der Berechnung der festen Einspeisevergütungen wurde für die Bestandsanlagen von den Mittelwerten der 2013 erzielten Einspeisevergütungen ausgegangen. Für neue Anlagen wurden typische Vergütungshöhen aus den gesetzlichen Vergütungsansprüchen sowie – da die Ansprüche von der Anlagengrößen abhängen – aus einer Einschätzung der Größenverteilung der neu gebauten Anlagen abgeleitet. Durch Multiplikation mit den monatlich erzeugten Strommengen ergeben sich für die drei Szenarien als Jahressummen die in Tabelle 75 bis Tabelle 77 aufgeführten Gesamtzahlungen.

Vermiedene Netznutzungsentgelte

Die spezifischen vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) wurden für alle Regelzonen aus den Bewegungsdaten der ÜNB für 2013 abgeleitet und für die Zukunft unverändert übernommen. Sofern sich deutschlandweit kleinere Veränderungen der spezifischen vNNE ergeben, liegt dies an einer Verschiebung der Gewichte zwischen den Regelzonen, da der Zubau nicht in ganz Deutschland gleichmäßig erfolgt. Die absolute Höhe der vNNE ist in Tabelle 75 bis Tabelle 77 jeweils rechts enthalten.

Tabelle 75 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Wasserkraft 2016 bis 2019 im Trend-Szenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Mio. Euro]	Marktprämien [Mio. Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Mio. Euro]
2016	254	196	41,2
2017	249	216	42,3
2018	245	232	43,6
2019	241	243	44,9

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 76 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Wasserkraft 2016 bis 2019 im oberen Szenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Mio. Euro]	Marktprämien [Mio. Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Mio. Euro]
2016	298	227	47,8
2017	293	252	49,4
2018	289	273	51,2
2019	286	290	53,3

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 77 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Wasserkraft 2016 bis 2019 im unteren Szenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Mio. Euro]	Marktprämien [Mio. Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Mio. Euro]
2016	218	166	35,0
2017	211	177	35,4
2018	206	186	35,8
2019	201	189	36,3

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Zusammenfassung

Die Wasserkraft entwickelt sich in Deutschland weiterhin nur langsam, da die Potenziale zum größten Teil bereits genutzt werden. Lediglich in Süddeutschland sind noch klare Impulse für einen Kapazitätsausbau erkennbar. Bis 2019 nimmt die geförderte Direktvermarktung mit Nutzung der Marktprämie in allen Szenarien zu und wird die meistgenutzte Veräußerungsform. Da unter den Betreibern ertragsstärkerer, größerer Kraftwerke die Nutzer der Marktprämie dominieren, sind deren Vollbenutzungsstunden deutlich höher. Die Unterschiede zwischen den drei Szenarien sind in erster Linie auf die bisher beobachteten Schwankungen bei den Abflussmengen der Flüsse in verschiedenen Jahren zurückzuführen – das obere Szenario orientiert sich an wasserreichen, das untere an wasserarmen und das Trend-Szenario an durchschnittlichen Jahrgängen.

3.2 Deponiegas, Klärgas und Grubengas

Die Prognose umfasst die Stromerzeugung aus Deponiegas, Klärgas und Grubengas für die Jahre 2016 bis 2019. Diese drei Energieträger wurden getrennt prognostiziert und dann addiert.

Prognose zur Leistungsentwicklung bis 2019

Die in Kapitel 2.2 beschriebene Entwicklung des jährlichen Zu- und Rückbau sowie zur installierten Leistung am Jahresende setzt sich bis 2019 fort. Die Berechnungen der Mittelfristprognose beruhen auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2015. Von 2016 bis 2019 verlaufen oberes und unteres Szenario jeweils auf einem eigenen Pfad.

Deponiegas

Aufbauend auf den Annahmen zur Jahresprognose wird prognostiziert, dass aufgrund der Stilllegungen von Bestandsanlagen die installierte Leistung bis 2019 weiter abnimmt. In allen drei Szenarien wird von einem Netto-Rückbau ausgegangen. Dieser Netto-Rückbau fällt im unteren Szenario deutlich höher aus als im oberen und Trend-Szenario. Die installierte Leistung sinkt im Trend-Szenario bis 2019 auf 143 MW (Tabelle 78).

Klärgas

Es wird davon ausgegangen, dass aufgrund der Altersstruktur mittelfristig neue Klärgasanlagen errichtet werden. Im Trend-Szenario ergibt sich ein konstanter Netto-Zubau von 1,0 MW pro Jahr bis 2019. Demgegenüber fällt der Netto-Zubau im oberen Szenario mit jährlich 1,3 MW höher und im unteren Szenario mit 0,7 MW niedriger aus (Tabelle 78).

Grubengas

Für Grubengas wird im Trend bis 2019 eine Abnahme der installierten Leistung prognostiziert. Ein Neubau von größeren Anlagen ist unwahrscheinlich, da die Gasmenge rückläufig ist. Zudem sind alle bekannten Gasfelder weitestgehend erschlossen [Ilse 2014]. Im oberen Szenario werden jährlich netto 0,5 MW zugebaut, im unteren Szenario jährlich zwischen 2 und 4 MW rückgebaut (Tabelle 78).

Tabelle 78 Leistungsentwicklung von Deponie-, Klär- und Grubengas in den Mittelfrist-Szenarien bis 2019

Bezugsjahr	Parameter	Einheit	Trend-Szenario	Oberes Szenario	Unteres Szenario
2016	**Zubau**	**[MW]**	**3,6**	**6,3**	**2,6**
	davon:				
	Deponiegas	[MW]	0,3	1,0	0,3
	Klärgas	[MW]	3,0	4,0	2,0
	Grubengas	[MW]	0,3	1,3	0,3
	Rückbau	**[MW]**	**11,3**	**9,7**	**16,6**
	davon:				
	Deponiegas	[MW]	8,0	6,2	11,0
	Klärgas	[MW]	2,0	2,7	1,3
	Grubengas	[MW]	1,3	0,8	4,3
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**542**	**546**	**536**
	davon:				
	Deponiegas	[MW]	160	163	157
	Klärgas	[MW]	124	125	124
	Grubengas	[MW]	257	259	254
2017	**Zubau**	**[MW]**	**3,6**	**6,3**	**2,6**
	davon:				
	Deponiegas	[MW]	0,3	1,0	0,3
	Klärgas	[MW]	3,0	4,0	2,0
	Grubengas	[MW]	0,3	1,3	0,3
	Rückbau	**[MW]**	**10,3**	**8,5**	**14,6**
	davon:				
	Deponiegas	[MW]	7,0	5,0	10,0
	Klärgas	[MW]	2,0	2,7	1,3
	Grubengas	[MW]	1,3	0,8	3,3
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**535**	**544**	**524**
	davon:				
	Deponiegas	[MW]	154	159	148
	Klärgas	[MW]	125	126	125
	Grubengas	[MW]	256	259	251

Bezugsjahr	Parameter	Einheit	Trend-Szenario	Oberes Szenario	Unteres Szenario
2018	**Zubau**	**[MW]**	**3,6**	**6,0**	**2,6**
	davon:				
	Deponiegas	[MW]	0,3	1,0	0,3
	Klärgas	[MW]	3,0	4,0	2,0
	Grubengas	[MW]	0,3	1,0	0,3
	Rückbau	**[MW]**	**9,3**	**7,2**	**13,6**
	davon:				
	Deponiegas	[MW]	6,0	4,0	9,0
	Klärgas	[MW]	2,0	2,7	1,3
	Grubengas	[MW]	1,3	0,5	3,3
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**530**	**543**	**513**
	davon:				
	Deponiegas	[MW]	148	156	139
	Klärgas	[MW]	126	127	125
	Grubengas	[MW]	255	260	248
2019	**Zubau**	**[MW]**	**3,6**	**6,0**	**2,6**
	davon:				
	Deponiegas	[MW]	0,3	1,0	0,3
	Klärgas	[MW]	3,0	4,0	2,0
	Grubengas	[MW]	0,3	1,0	0,3
	Rückbau	**[MW]**	**8,3**	**6,2**	**11,6**
	davon:				
	Deponiegas	[MW]	5,0	3,0	8,0
	Klärgas	[MW]	2,0	2,7	1,3
	Grubengas	[MW]	1,3	0,5	2,3
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**525**	**543**	**504**
	davon:				
	Deponiegas	[MW]	143	154	131
	Klärgas	[MW]	127	129	126
	Grubengas	[MW]	254	260	246

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Stromerzeugung

Der Berechnung der Vollbenutzungsstunden liegen die gleichen Annahmen zugrunde, die bereits in Kapitel 2.2 beschrieben wurden. Genau wie in der Jahresprognose ergibt sich die Stromerzeugung aus DKG-Gasen in den drei Szenarien der Mittelfristprognose aus dem prognostizierten spezifischen Ertrag des jeweiligen Monats und der zum Ende des Vormonats prognostizierten Anlagenleistung. In Tabelle 79 sind die Ergebnisse als Jahressummen zusammengefasst. In allen drei Szenarien verringert sich die jährliche Stromerzeugung aus DKG-Gasen. Dies liegt einerseits daran, dass vermehrt Anlagen stillgelegt werden. Andererseits beeinflussen rückläufige Gasmengen die Auslastung von Deponie- und Grubengasanlagen.

Tabelle 79 Stromerzeugung aus Deponie-, Klär- und Grubengas in den Mittelfrist-Szenarien bis 2019

Szenario	Trend-Szenario		Oberes Szenario		Unteres Szenario	
Parameter	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
2016	3.029	1.654	3.113	1.706	2.948	1.601
2017	3.004	1.619	3.115	1.699	2.899	1.537
2018	2.980	1.587	3.117	1.695	2.855	1.481
2019	2.967	1.565	3.117	1.693	2.816	1.432

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

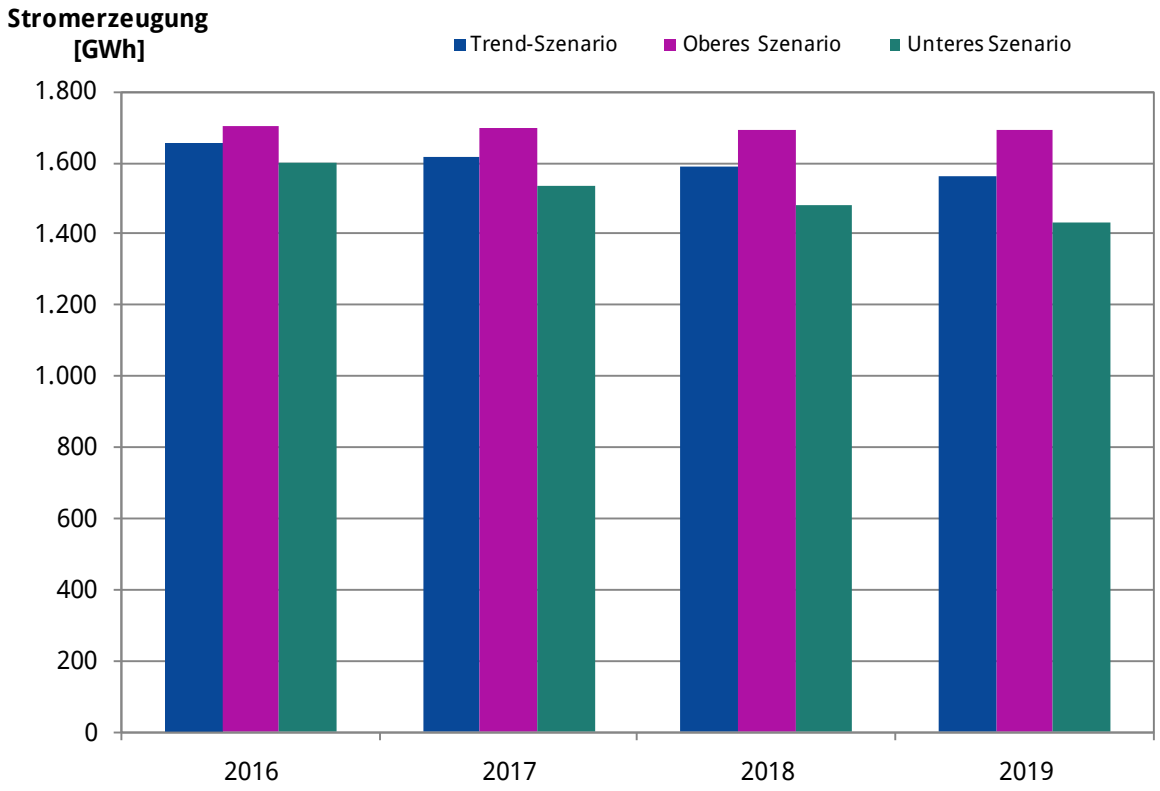

Abbildung 14 Stromerzeugung aus Deponie-, Klär- und Grubengas nach Szenarien bis 2019

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Veräußerungsformen

Marktprämie

Wie bereits in Kapitel 2.2 beschrieben, hat durch den Wegfall der Option „Grünstromprivileg“ die geförderte Direktvermarktung mit Marktprämie, insbesondere für Grubengasanlagen, deutlich an Bedeutung gewonnen. Bei den Bestandsanlagen wird bis 2019 von einem gleichbleibenden Niveau dieser Vermarktungsform ausgegangen. Zudem werden für Deponie- und Grubengas im Trend keine neuen Anlagen errichtet, sondern vielmehr bestehende Anlagen zurückgebaut.

In der Konsequenz verringern sich bis 2019 die über die geförderte Direktvermarktung veräußerten Strommengen. Im oberen und unteren Szenario wird eine ähnliche Entwicklung erwartet, allerdings mit entsprechend höheren und niedrigeren Vermarktungsmengen. Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Tabelle 80 zusammengefasst.

Tabelle 80 Strommengen zur geförderten Direktvermarktung aus DKG-Gasen nach Szenarien bis 2019

Jahr	Trend-Szenario [GWh]	Oberes Szenario [GWh]	Unteres Szenario [GWh]
2016	937	963	911
2017	921	965	880
2018	908	968	853
2019	900	972	829

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Feste Einspeisevergütung

Analog zur geförderten Direktvermarktung mit Marktprämie geht die Stromerzeugung mit fester Einspeisevergütung bis 2019 stetig zurück. Dies ergibt sich aus dem prognostizierten Netto-Rückbau von Deponie- und Grubengasanlagen sowie der geringeren Auslastung der Bestandsanlagen infolge rückläufiger Gasmengen. Bei Klärgas wird davon ausgegangen, dass ein wesentlicher Anteil des erzeugten Stroms selbst verbraucht wird. Nur der verbleibende Anteil des Stroms aus Klärgasanlagen wird als Überschuss ins Netz eingespeist und nach EEG vergütet. Je nach Szenario fallen die Strommengen mit fester Einspeisevergütung höher oder niedriger aus (Tabelle 81).

Tabelle 81 Strommengen zur festen Einspeisevergütung aus DKG-Gasen nach Szenarien bis 2019

Jahr	Trend-Szenario [GWh]	Oberes Szenario [GWh]	Unteres Szenario [GWh]
2016	703	728	677
2017	684	720	645
2018	667	713	618
2019	654	707	593

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Sonstige Direktvermarktung

Wie bereits in Kapitel 2.2 erläutert, spielt die sonstige Direktvermarktung für DKG-Gase keine wesentliche Rolle. Sie stellt keine Alternative zum weggefallenen Grünstromprivileg dar. Aufgrund von Stilllegungen nehmen die Strommengen von 2016 bis 2019 weiter ab.

EEG-Zahlungen

Die Ergebnisse der Gesamtzahlungen für die festen Einspeisevergütungen sind in Tabelle 82 bis Tabelle 84 dargestellt. Die Vergütungshöhen für Neuanlagen ergeben sich aus den gesetzlichen Vergütungsansprüchen und richten sich nach der Größe der Anlagen. In allen drei Szenarien wird von jährlich abnehmenden Vergütungszahlungen bis 2019 ausgegangen. Je nach Szenario unterscheiden sie sich allerdings in ihrer Höhe.

In Kapitel 1 wurde die Berechnung der Marktprämien bereits beschrieben. Die Ergebnisse für die einzelnen Szenarien sind in der Tabelle 82, Tabelle 83 und Tabelle 84 zusammengefasst.

Aus den Bewegungsdaten der ÜNB wurden für 2013 die spezifischen vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) für alle Regelzonen abgeleitet und bis 2019 unverändert übernommen. In Tabelle 82 bis Tabelle 84 sind die absoluten Werte der vNNE dargestellt.

Tabelle 82 Vergütungs- und Prämienzahlungen für DKG-Gase 2016 bis 2019 im Trend-Szenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Mio. Euro]	Marktprämien [Mio. Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Mio. Euro]
2016	49,9	34,1	9,7
2017	48,4	34,7	9,4
2018	47,1	34,3	9,2
2019	46,1	33,1	9,0

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 83 Vergütungs- und Prämienzahlungen für DKG-Gase 2016 bis 2019 im oberen Szenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Mio. Euro]	Marktprämien [Mio. Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Mio. Euro]
2016	51,7	35,1	9,8
2017	51,1	36,4	9,6
2018	50,5	36,7	9,4
2019	50,1	35,8	9,2

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 84 Vergütungs- und Prämienzahlungen für DKG-Gase 2016 bis 2019 im unteren Szenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Mio. Euro]	Marktprämien [Mio. Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Mio. Euro]
2016	47,9	33,1	9,3
2017	45,6	33,1	8,9
2018	43,5	32,2	8,4
2019	41,7	30,4	8,1

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Zusammenfassung

Die Entwicklung der Stromerzeugung aus DKG-Gasen in Deutschland ist durch den Rückgang von Deponie- und Grubengasmengen geprägt. Als Folge der rückläufigen Gasmengen müssen bestehende Anlagen aus technischen und wirtschaftlichen Gründen zum Teil ganz stillgelegt werden, wodurch sich auch die Stromerzeugungsmengen bis 2019 verringern. Für Klärgas dominiert der Eigenverbrauch.

Insgesamt wird der überwiegende Anteil der Strommengen aus DKG-Gasen über die geförderte Direktvermarktung mit Marktprämie veräußert. Dies ist vor allem auf den Wegfall der Option „Grünstromprivileg“ und den damit verbundenen Wechsel von Grubengasanlagen und größeren Deponiegasanlagen in die geförderte Direktvermarktung zurückzuführen. Trotz des Wechsels bleibt der Anteil der DKG-Gase an den umlagerelevanten Vergütungs- und Prämienzahlungen im Vergleich zu den anderen erneuerbaren Energieträgern gering und nimmt bis 2019 weiter ab.

3.3 Biomasse

Die Prognose zur Stromerzeugung aus Biomasse lässt unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen des EEG einen verhaltenen Ausbau erwarten.

Prognose der Leistungsentwicklung bis 2019

Im Vergleich zu den Vorjahren ist der Neubau von Biomasseanlagen seit dem Jahr 2012 deutlich gebremst worden. Unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen des EEG wird davon ausgegangen, dass der Einschnitt im Neuanlagengeschäft in Zukunft noch deutlicher sein wird (vgl. Kapitel 2.3). Im Trend-Szenario wird bis zum Jahr 2019 ein jährlicher Neubau von 40 bis 55 MW (davon 30 bis 40 MW durch Biomasseheizkraftwerke und 10 bis 15 MW durch Biogasanlagen) prognostiziert. Demgegenüber wird erwartet, dass durch die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie des EEG 2012 bei den bestehenden Biogasanlagen jährlich etwa 100 bis 150 MW an installierter Leistung dazukommen. Ein Rückbau von Biomasseanlagen ist nicht bekannt und wird daher mit Null angenommen. Insgesamt ergibt sich im Trend-Szenario für den Prognosezeitraum bis 2019 ein jährlicher Brutto-Zubau von 140 bis 185 MW installierter Leistung (Tabelle 85).

Das obere bzw. untere Szenario der Mittelfristprognose ist keine Fortschreibung des oberen bzw. unteren Szenarios der Jahresprognose, sondern es verläuft ausgehend vom Trend-Szenario für das Jahr 2015 auf einem eigenen Pfad. Da sowohl der Anlagenneubau als auch die Erweiterung durch Flexibilisierungsmaßnahmen Einfluss auf die Prognose haben, geht die vorhergesagte Leistungsentwicklung im oberen und unteren Szenario entsprechend auseinander. Der jährliche Brutto-Zubau kann in den nächsten fünf Jahren zwischen 130 MW (unteres Szenario) und 230 MW (oberes Szenario) liegen (vgl. Tabelle 85).

Tabelle 85 Leistungsentwicklung der Biomasse in den Mittelfrist-Szenarien bis 2019

Bezugsjahr	Parameter	Einheit	Trend-Szenario	Oberes Szenario	Unteres Szenario
2016	Zubau, davon	[MW]	185,0	235,0	150,0
	Neubau	[MW]	55,0	85,0	40,0
	Erweiterung (Flexiprämie)	[MW]	130,0	150,0	110,0
	Rückbau	[MW]	0,0	0,0	0,0
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**6.808**	**6.858**	**6.773**
2017	Zubau	[MW]	160,0	230,0	135,0
	Neubau	[MW]	40,0	80,0	35,0
	Erweiterung (Flexiprämie)	[MW]	120,0	150,0	100,0
	Rückbau	[MW]	0,0	0,0	0,0
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**6.968**	**7.088**	**6.908**
2018	Zubau, davon	[MW]	175,0	210,0	135,0
	Neubau	[MW]	55,0	80,0	35,0
	Erweiterung (Flexiprämie)	[MW]	120,0	130,0	100,0
	Rückbau	[MW]	0,0	0,0	0,0
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**7.143**	**7.298**	**7.043**
2019	Zubau	[MW]	140,0	200,0	130,0
	Neubau	[MW]	40,0	80,0	30,0
	Erweiterung (Flexiprämie)	[MW]	100,0	120,0	100,0
	Rückbau	[MW]	0,0	0,0	0,0
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**7.283**	**7.498**	**7.173**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Stromerzeugung

Die Stromerzeugung ergibt sich rechnerisch für jeden Kalendermonat aus dem prognostizierten spezifischen Ertrag dieses Monats und der zu Ende des Vormonats prognostizierten Anlagenleistung. Für den spezifischen Ertrag gelten die gleichen Annahmen, die bereits bei der Jahresprognose (vgl. Kapitel 2.3) getroffen wurden. Es wird davon ausgegangen, dass die Vollbenutzungsstunden der Biomasseanlagen bis

2019 nahezu unverändert bleiben (Tabelle 86). Einerseits werden bei Biogasanlagen, die die Flexibilitätsprämie nutzen, die Vollbenutzungsstunden zurückgehen. Andererseits wird zur Berücksichtigung des neuesten technischen Standes angenommen, dass die Vollbenutzungsstunden bei Neuanlagen höher als im Bestand liegen.

Die Ergebnisse der prognostizierten Stromerzeugung aus Biomasse bis 2019 sind in Tabelle 86 und Abbildung 15 als Jahressummen zusammengefasst.

Tabelle 86 Stromerzeugung aus EEG-Biomasse in den Mittelfrist-Szenarien bis 2019

Szenario	Trend-Szenario		Oberes Szenario		Unteres Szenario	
Parameter	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
2016	5.933	39.752	6.109	41.061	5.641	37.716
2017	5.918	40.689	6.097	42.401	5.627	38.429
2018	5.920	41.687	6.101	43.783	5.628	39.195
2019	5.922	42.648	6.105	45.068	5.629	39.949

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

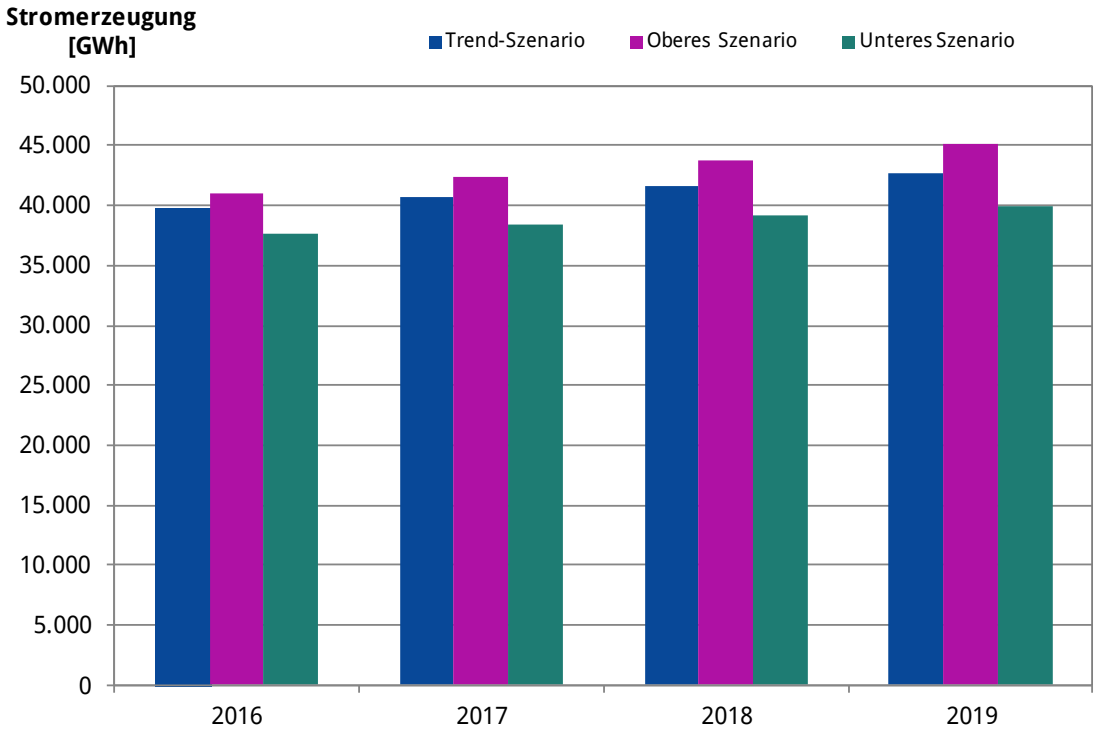

Abbildung 15 Stromerzeugung aus EEG-Biomasse nach Szenarien bis 2019

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Veräußerungsformen

Marktprämie

Die zunehmende Bedeutung der geförderten Direktvermarktung für Biomasseanlagen wurde bereits in Kapitel 2.3 dargestellt. Insbesondere für Anlagen im mittleren und großen Leistungsbereich (ab 150 kW installierter elektrischer Leistung) nutzen die Betreiber die Möglichkeit der Marktprämie. Außerdem ist die Teilnahme an der Direktvermarktung Voraussetzung für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie.

Bei den Bestandsanlagen, die noch vor Inkrafttreten des EEG 2014 in Betrieb gegangen sind, wird davon ausgegangen, dass sich der Trend von 2015 in allen Szenarien gleichermaßen fortsetzt und die Marktprämie von den Betreibern weiterhin vorrangig genutzt wird. Neuanlagen werden aufgrund der Rahmenbedingungen des EEG 2014 überwiegend im kleinen Leistungsbereich (bis 100 kW installierter elektrischer Leistung) erwartet, so dass hier voraussichtlich die feste Einspeisevergütung in Anspruch genommen und die Direktvermarktung mit Marktprämie eine untergeordnete Rolle spielen wird. Bis 2019 wird damit gerechnet, dass der Anteil, der über die geförderte Direktvermarktung veräußert wird, über 70 % der Gesamtstrommenge aus Biomasseanlagen betragen wird. Die prognostizierten Strommengen sind für die drei Szenarien der Mittelfristprognose in Tabelle 87 ausgewiesen.

Tabelle 87 Strommengen zur geförderten Direktvermarktung aus Biomasse nach Szenarien bis 2019

Jahr	Trend-Szenario [GWh]	Oberes Szenario [GWh]	Unteres Szenario [GWh]
2016	29.140	30.082	27.633
2017	29.793	30.939	28.148
2018	30.429	31.768	28.644
2019	31.040	32.546	29.142

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Feste Einspeisevergütung

Die feste Einspeisevergütung wird für Bestandsanlagen, deren Betreiber keine Direktvermarktung wählen, und für die Mehrheit der Neuanlagen genutzt.

Für den Zeitraum der Mittelfristprognose wird der Anteil dieser Veräußerungsform an der gesamten Stromerzeugung aus EEG-Biomasse bei knapp 30 % liegen. Die entsprechenden Strommengen sind in Tabelle 88 dargestellt. Es wird davon ausgegangen, dass der Anteil der Bestandsanlagen in der festen Einspeisevergütung ab 2015 nahezu unverändert bleibt, so dass die steigenden Strommengen auf den Anlagenneubau zurückzuführen sind.

Tabelle 88 Strommengen zur festen Einspeisevergütung aus Biomasse nach Szenarien bis 2019

Jahr	Trend-Szenario [GWh]	Oberes Szenario [GWh]	Unteres Szenario [GWh]
2016	10.605	10.972	10.077
2017	10.890	11.456	10.275
2018	11.250	12.007	10.545
2019	11.601	12.514	10.800

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Sonstige Direktvermarktung

Die sonstige Direktvermarktung hat bei Biomasseanlagen keine Bedeutung. Es wird eingeschätzt, dass der Anteil der sonstigen Direktvermarktung auch in der Mittelfristprognose bis 2019 sowohl für Bestandsanlagen als auch Neuanlagen auf einem minimalen Niveau verbleibt.

EEG-Zahlungen

Marktprämien

Die Berechnung der Marktprämien wurde allgemein in Kapitel 1.3 erläutert.

Für Biogasanlagen sind neben der Marktprämie auch die Flexibilitätsprämie (EEG 2012) bzw. der Flexibilitätszuschlag (EEG 2014) zu berücksichtigen (vgl. Kapitel 2.3). Der Flexibilitätszuschlag betrifft allerdings nur Neuanlagen mit mehr als 500 kW, deren Bau nicht angenommen wird.

Die Zahlungen von Marktprämie und Flexibilitätsprämie für die Jahre 2016 bis 2019 sind für das Trend-Szenario in Tabelle 89 aufgeführt; für die beiden anderen Szenarien in Tabelle 90 und Tabelle 91.

Feste Einspeisevergütungen

Bei der Berechnung der festen Einspeisevergütungen wurde für die Bestandsanlagen von den Mittelwerten der 2013 erzielten Einspeisevergütungen ausgegangen. Für neue Anlagen wurden typische Vergütungshöhen aus den Vergütungsansprüchen des EEG 2014 sowie – da die Ansprüche von der Anlagengröße abhängen – aus einer Einschätzung der Größenverteilung der neu gebauten Anlagen abgeleitet.

Nach EEG 2014 wird für neue Bioenergieanlagen ein Zubaudeckel von 100 MW installierter Leistung pro Jahr eingeführt. Allerdings wird davon ausgegangen, dass dieser Deckel nicht erreicht wird (vgl. Neubau in Tabelle 85), so dass der Zubaudeckel bei der Berechnung der Vergütung unberücksichtigt bleibt.

Durch Multiplikation mit den monatlich erzeugten Strommengen ergeben sich für die drei Szenarien die in Tabelle 89 bis Tabelle 91 aufgeführten Gesamtzahlungen für den Prognosezeitraum bis 2019.

Vermiedene Netznutzungsentgelte

Die spezifischen vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) wurden für alle Regelzonen aus den Bewegungsdaten der ÜNB für 2013 abgeleitet und für die Zukunft unverändert übernommen. Die absolute Höhe der vNNE für 2016 bis 2019 ist in Tabelle 89 bis Tabelle 91 enthalten.

Tabelle 89 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Biomasse 2016 bis 2019 im Trend-Szenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Mio. Euro]	Marktprämien [Mio. Euro]	Flexibilitätsprämie [Mio. Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Mio. Euro]
2016	2.167	4.241	34,6	298
2017	2.217	4.370	41,0	305
2018	2.282	4.465	47,4	312
2019	2.345	4.516	52,8	319

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 90 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Biomasse 2016 bis 2019 im oberen Szenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Mio. Euro]	Marktprämien [Mio. Euro]	Flexibilitätsprämie [Mio. Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Mio. Euro]
2016	2.240	4.376	35,7	307
2017	2.322	4.533	43,7	317
2018	2.419	4.651	50,6	328
2019	2.507	4.720	57,0	337

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 91 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Biomasse 2016 bis 2019 im unteren Szenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Mio. Euro]	Marktprämien [Mio. Euro]	Flexibilitätsprämie [Mio. Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Mio. Euro]
2016	2.061	4.022	33,6	282
2017	2.095	4.131	38,9	288
2018	2.144	4.206	44,2	293
2019	2.191	4.245	49,6	299

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Zusammenfassung

Der Ausbau der Stromerzeugung aus Biomasse ist im Vergleich zu den Vorjahren bereits deutlich zurückgegangen. Dieser Trend wird sich bis zum Jahr 2019 durch die Bedingungen des EEG 2014 fortsetzen. Im Neuanlagengeschäft wird ein weiterer Rückgang erwartet. Wenn Anlagen neu errichtet werden, dann überwiegend im kleinen Leistungsbereich, d. h. bis 100 kW elektrischer Leistung. Insbesondere für die Biogasnutzung wird die Zukunft in einer flexiblen und bedarfsgerechten Bereitstellung von Strom und Wärme gesehen. Für die nächsten Jahre wird erwartet, dass der Zubau an installierter Leistung durch Flexibilisierungsmaßnahmen über dem durch Anlagenneubau liegen wird.

Es wird davon ausgegangen, dass über zwei Drittel der Strommengen aus Biomasse über die Marktprämie bzw. die geförderte Direktvermarktung veräußert werden. Der Anteil der verschiedenen Vermarktungsformen an der Gesamtstrommenge bleibt im Prognosezeitraum bis 2019 weitgehend unverändert.

3.4 Geothermie

Aufgrund der langen Projektentwicklungszeiten im Bereich der Geothermie sind die bis 2019 an Netz gehenden Projekte mehrheitlich bekannt. Aufgrund der Rahmenbedingungen sind keine sprunghaften Veränderungen des moderaten Entwicklungstrends zu erwarten.

Prognose der Leistungsentwicklung bis 2019

Die äußerst moderate, in Kapitel 2.4 beschriebene, Entwicklung setzt sich bis 2019 fort. Der größte Zubau wird im bayrischen Molasse-Becken erwartet. Darüber hinaus werden im Prognosezeitraum, aller Voraussicht nach, noch wenige Projekte im Oberrheingraben (Baden-Württemberg bzw. Rheinland-Pfalz) entwickelt. Rückbauten werden keine erwartet [GtV 2014], [ITG 2014], [Janczik 2014], [Saadat 2014], [Stahl 2014].

Im Trend-Szenario wird ein jährlicher Zubau von durchschnittlich ca. 7 bis 8 MW erwartet, im oberen Szenario werden jährlich ca. 10 MW angenommen, während im unteren Szenario von einem Zubau von ca. 5 MW ausgegangen wird.

Das obere Szenario der Mittelfristprognose schließt dabei – ebenso wie das das untere – nicht an das obere bzw. untere Szenario der Jahresprognose an, sondern stellt ein eigenes Szenario dar, das bis 2015 mit dem Trend-Szenario der Jahresprognose übereinstimmt und danach auf einem eigenen Pfad verläuft.

Tabelle 92 Leistungsentwicklung der Geothermie in den Mittelfrist-Szenarien 2016 bis 2019

Bezugsjahr	Parameter	Einheit	Trend-Szenario	Oberes Szenario	Unteres Szenario
2016	Zubau	[MW]	6,6	11,6	4,3
	Rückbau	[MW]	0	0	0
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**49**	**54**	**47**
2017	Zubau	[MW]	10	10	6,6
	Rückbau	[MW]	0	0	0
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**59**	**64**	**53**
2018	Zubau	[MW]	5	10	4
	Rückbau	[MW]	0	0	0
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**64**	**74**	**57**
2019	Zubau	[MW]	10	10	5
	Rückbau	[MW]	0	0	0
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**74**	**84**	**62**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Stromerzeugung

Vollbenutzungsstunden

Für die Vollbenutzungsstunden gelten die gleichen Annahmen, die bereits in Kapitel 2.4 beschrieben wurden. Dabei wird für die Neuanlagen eine etwas höhere Stundenzahl angenommen als für den Bestand. Die typischen Vollbenutzungsstunden der Anlagen werden für die zukünftigen Jahre aber nicht variiert, die Verschiebung zu höheren Stundenzahlen resultiert allein aus dem wachsenden Gewicht der Neuanlagen.

Stromerzeugung

In den drei Szenarien der Mittelfristprognose wurde die Stromerzeugung aus Geothermie – wie schon bei der Jahresprognose – monatlich aus dem prognostizierten spezifischen Ertrag dieses Monats und der zu Ende des Vormonats prognostizierten Anlagenleistung berechnet, die Ergebnisse sind in Tabelle 93 und Abbildung 16 als Jahressummen zusammengefasst.

Tabelle 93 Stromerzeugung aus Geothermie in den Mittelfrist-Szenarien 2016 bis 2019

Szenario	Trend-Szenario		Oberes Szenario		Unteres Szenario	
Parameter	Vollbenutzungs-stunden [h]	Stromerzeugung [GWh]	Vollbenutzungs-stunden [h]	Stromerzeugung [GWh]	Vollbenutzungs-stunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
2016	4.345	194	4.852	225	3.705	162
2017	4.360	228	4.872	280	3.712	182
2018	4.379	266	4.916	331	3.726	204
2019	4.416	298	4.970	385	3.735	220

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

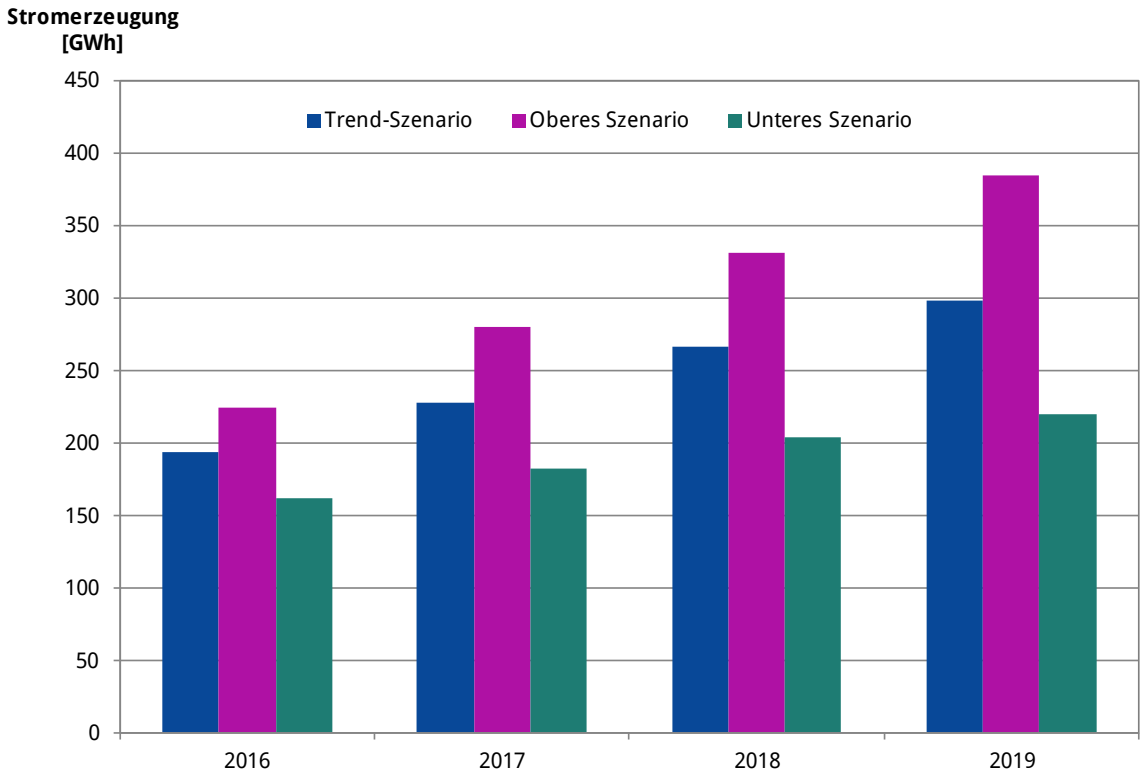

Abbildung 16 Stromerzeugung Geothermie nach Szenarien bis 2019

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Veräußerungsformen

Im Bereich der Geothermie wird es bis 2019 aufgrund Zubaus an Neuanlagen, egal in welchem Szenario, mindestens zu einer Verdopplung der installierten Leistung kommen. Aus diesem Grund wird das Vergütungsmodell der geförderten Direktvermarktung mit Marktprämie, welche mit der EEG-Novelle 2014 verpflichtend eingeführt wurde, mehr und mehr an Bedeutung gewinnen.

Für den Bestand wird davon ausgegangen, dass die feste Einspeisevergütung nach EEG in gleichem Umfang wie bisher genutzt wird, der Strom der restlichen Anlagen wird in der geförderten Direktvermarktung veräußert, d. h. mit Marktprämie.

Wie auch in Kapitel 2.4 bereits dargelegt, werden das Grünstromprivileg und die sonstige Direktvermarktung in der Geothermie weiterhin nicht in Anspruch genommen.

Marktprämie

Da im Jahr 2014 bereits ein Drittel der Gesamtleistung zur Marktprämie angemeldete war, werden bis 2016, aufgrund des Zubaus, die Strommengen in diesem Vergütungsmodell größer als in der festen Einspeisevergütung sein. Bis 2019 wird die doppelte bis dreifache Strommenge, je nach Szenario, im Vergleich zur festen Einspeisevergütung erwartet.

In den drei Szenarien der Mittelfristprognose ergeben sich unter Berücksichtigung des Zubaus im Verhältnis zum Anlagenbestand und der jeweiligen Vollbenutzungsstunden der Anlagen, die in Tabelle 94 dargestellten Strommengen.

Tabelle 94 Strommengen zur geförderten Direktvermarktung aus Geothermie nach Szenarien 2016 bis 2019

Jahr	Trend-Szenario [GWh]	Oberes Szenario [GWh]	Unteres Szenario [GWh]
2016	114	135	93
2017	149	190	113
2018	186	242	135
2019	218	295	151

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Feste Einspeisevergütung

Die feste Einspeisevergütung als Regelfall der Veräußerungsform für Bestandskraftwerke wird stagnieren. Aufgrund des Zubaus wird diese Veräußerungsform schrittweise von der Marktprämie (geförderte Direktvermarktung) abgelöst.

Bis 2019 geht deren Anteil an der gesamten Stromerzeugung aus Geothermie stetig zurück und umfasst dann noch rund ein Viertel des erzeugten Stroms dieser Anlagen.

Tabelle 95 Strommengen zur festen Einspeisevergütung aus Geothermie nach Szenarien 2016 bis 2019

Jahr	Trend-Szenario [GWh]	Oberes Szenario [GWh]	Unteres Szenario [GWh]
2016	79,8	89,5	69,0
2017	79,6	89,3	68,8
2018	79,6	89,3	68,8
2019	79,6	89,3	68,8

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

EEG-Zahlungen

Marktprämien

Die Berechnung der Marktprämien wurde allgemein in Kapitel 1.3 erläutert. Die Berechnungsergebnisse für die Jahre 2016 bis 2019 für die Szenarien sind in Tabelle 96 bis Tabelle 98 aufgelistet.

Feste Einspeisevergütungen

Bei der Berechnung der festen Einspeisevergütungen wurde für die Bestandsanlagen von den Mittelwerten der 2013 erzielten Einspeisevergütungen ausgegangen. Durch Multiplikation mit den monatlich erzeugten Strommengen ergeben sich für die drei Szenarien die in den drei u.g. Tabellen aufgeführten Gesamtzahlungen als Jahressummen.

Vermiedene Netznutzungsentgelte

Die spezifischen vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) wurden für alle Regelzonen aus den Bewegungsdaten der ÜNB für 2013 abgeleitet und für die Zukunft unverändert übernommen. Da der Zubau in Deutschland nicht gleichmäßig erfolgt, ergeben sich deutschlandweit Veränderungen der spezifischen vNNE aufgrund der Gewichtung der Regelzonen. In Tabelle 96 bis Tabelle 98 sind, jeweils in der rechten Spalte, die absoluten vNNE aufgelistet.

Tabelle 96 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Geothermie 2016 bis 2019 im Trend-Szenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Euro]	Marktprämien [Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Euro]
2016	19.196.346	24.974.263	725.964
2017	19.153.573	32.826.430	808.279
2018	19.153.572	40.877.277	886.058
2019	19.153.572	47.007.612	1.020.629

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 97 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Geothermie 2016 bis 2019 im oberen Szenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Euro]	Marktprämien [Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Euro]
2016	21.534.303	29.637.581	815.364
2017	21.486.352	41.996.787	938.549
2018	21.486.351	53.110.609	1.132.739
2019	21.486.349	63.401.909	1.360.771

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 98 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Geothermie 2016 bis 2019 im unteren Szenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Euro]	Marktprämien [Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Euro]
2016	16.612.045	20.453.303	600.900
2017	16.575.124	24.876.334	654.281
2018	16.575.124	29.606.489	715.829
2019	16.575.123	32.740.220	762.601

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Zusammenfassung

Die Geothermie wird sich bis 2019 nur relativ verhalten entwickeln, so dass die Beiträge an der Stromeinspeisung und die Anteile an den Vergütungs- und sonstigen Zahlungen im Bereich der Geothermie im Vergleich zu den anderen Energieträgern weiterhin gering bleiben.

3.5 Windenergie an Land

Der Ausbau der Windenergie an Land (reiner Neuanlagenzubau und Repowering von Altanlagen) bis 2019 wird sich nach zubaustarken Jahren 2014 bis 2016 auf einem gleichmäßigen Niveau etwa in der Größenordnung des angestrebten Zubaukorridors befinden.

Prognose der Leistungsentwicklung bis 2019

In Tabelle 99 ist die mögliche Entwicklung der installierten Leistung von Windenergieanlagen an Land von 2016 bis 2019 dargestellt.

Im Trend-Szenario wird ein Brutto-Zubau (Neuanlagen-Zubau und Repowering-Anlagen) von 3.000 MW für 2016 erreicht, netto entspricht dies rund 2.800 MW. Für die darauffolgenden Jahre bis 2019 wird ein konstanter Brutto-Zubau in Höhe von 2.500 MW erwartet, der Netto-Zubau wird somit jeweils leicht unterhalb des Ausbaupfads der Bundesregierung (EEG 2014 § 3) liegen.

Eine wesentliche Ursache für den ab 2016 rückläufigen Ausbau stellt der atmende Deckel (§ 29 EEG 2014) dar, der dafür sorgt, dass der Vergütungssatz in allen drei Szenarien in den beiden ersten Quartalen des Jahres 2016 um je 1 % gesenkt wird und in den beiden übrigen Quartalen weiter absinkt. Diese bereits jetzt bestehende Perspektive kann zu Vorzieheffekten ins Jahr 2015 und in das erste Halbjahr 2016 führen, während danach die Investitionsneigung der Investoren aus Gründen geringerer Rentabilität nachlässt.

Im oberen Szenario kann der Brutto-Zubau 2016 über 3.300 MW liegen (rund 3.100 MW netto), im unteren Szenario sind es über 2.600 MW (rund 2.480 MW netto). Bis 2019 vergrößert sich der Unterschied des Zubaus des oberen und unteren Szenarios im Vergleich zum Trend-Szenario weiter. Ab 2017 vergrößert sich die Spanne zwischen unterem und oberem Szenario, da die Unsicherheiten der Prognose zu nehmen (unterschiedliche Auswirkungen des atmenden Deckels bzw. Einführung von Ausschreibungen). Das obere bzw. untere Szenario der Mittelfristprognose ist keine Fortschreibung des oberen bzw. unteren Szenarios der Jahresprognose, sondern es verläuft ausgehend vom Trend-Szenario für das Jahr 2015 auf einem eigenen Pfad.

Beim Neuanlagenzubau durch Repowering wird davon ausgegangen, dass der Anteil immer 25 % am gesamten Bruttozubau beträgt (siehe auch Erklärungen im Kapitel 2.5 unter Annahmen zur Jahresprognose).

Der Rückbau von Altanlagen wurde zunächst im Trend-Szenario für 2014 mit 250 MW und 2015 mit 236 MW angenommen. Für die Prognose der Folgejahre wird vom gleichen Verhältnis des Neuzubaus und Rückbaus aus 2014 ausgegangen. Der Rückbau beträgt 2016 im Trend-Szenario 208 MW und ab 2017 damit 174 MW (Tabelle 99).

Tabelle 99 Leistungsentwicklung der Windenergie an Land in den Mittelfrist-Szenarien bis 2019

Bezugsjahr	Parameter	Einheit	Trend-Szenario	Oberes Szenario	Unteres Szenario
2016	Zubau	[MW]	2.250	2.500	2.000
	abzgl. Rückbau durch Repowering	[MW]	208	231	185
	zzgl. Zubau durch Repowering	[MW]	750	833	667
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**42.858**	**43.169**	**42.548**
2017	Zubau	[MW]	1.875	2.125	1.625
	abzgl. Rückbau durch Repowering	[MW]	174	197	150
	zzgl. Zubau durch Repowering	[MW]	625	708	542
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**45.185**	**45.805**	**44.565**
2018	Zubau	[MW]	1.875	2.150	1.600
	abzgl. Rückbau durch Repowering	[MW]	174	199	148
	zzgl. Zubau durch Repowering	[MW]	625	717	533
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**47.511**	**48.473**	**46.550**
2019	Zubau	[MW]	1.875	2.175	1.575
	abzgl. Rückbau durch Repowering	[MW]	174	201	146
	zzgl. Zubau durch Repowering	[MW]	625	725	525
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**49.838**	**51.171**	**48.504**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Stromerzeugung

Die Stromerzeugung in jedem Szenario ergibt sich rechnerisch für jeden Kalendermonat aus dem prognostizierten spezifischen Ertrag dieses Monats und der zum Ende des Vormonats prognostizierten Anlagenleistung (Tabelle 100).

Die methodischen Hinweise aus der Jahresprognose (Kapitel 2.5 Abschnitt Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung) gelten auch für die Prognosejahre 2016 bis 2019. Im Wesentlichen erhöhen sich die Vollbenutzungsstunden des Anlagenbestandes aufgrund des technischen Fortschritts der neuen Wind-

energieanlagen. Für den Anlagenbestand werden im Trend-Szenario für 2016 durchschnittlich 1.791 und 1.826 Stunden für 2019 erwartet.

Zusätzlich wird der Schwankung des natürlichen Windangebotes Rechnung getragen (siehe ebenfalls Ausführungen zu Vollbenutzungsstunden des Kapitels 2.5). Somit beschreibt das Trend-Szenario ein Normalwindjahr, im oberen Szenario wird von sehr guten Windverhältnissen und im unteren Szenario von entsprechend schlechteren Windverhältnissen ausgegangen.

Im Trend-Szenario werden im Jahr 2016 insgesamt 73,6 TWh und 2019 insgesamt 88,3 TWh Strom erzeugt. Im oberen Szenario werden 97,9 TWh und im unteren Szenario 79,1 TWh 2019 erzeugt (Tabelle 100).

Tabelle 100 Stromerzeugung aus Windenergie an Land in den Mittelfrist-Szenarien bis 2019

Szenario	Trend-Szenario		Oberes Szenario		Unteres Szenario	
Parameter	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
2016	1.791	73.558	1.937	79.785	1.645	67.392
2017	1.801	78.685	1.948	85.974	1.653	71.559
2018	1.814	83.486	1.965	91.886	1.664	75.360
2019	1.826	88.304	1.980	97.899	1.674	79.107

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

In Abbildung 17 ist die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen an Land für die Jahre 2016 bis 2019 im Vergleich zwischen den Szenarien abgebildet.

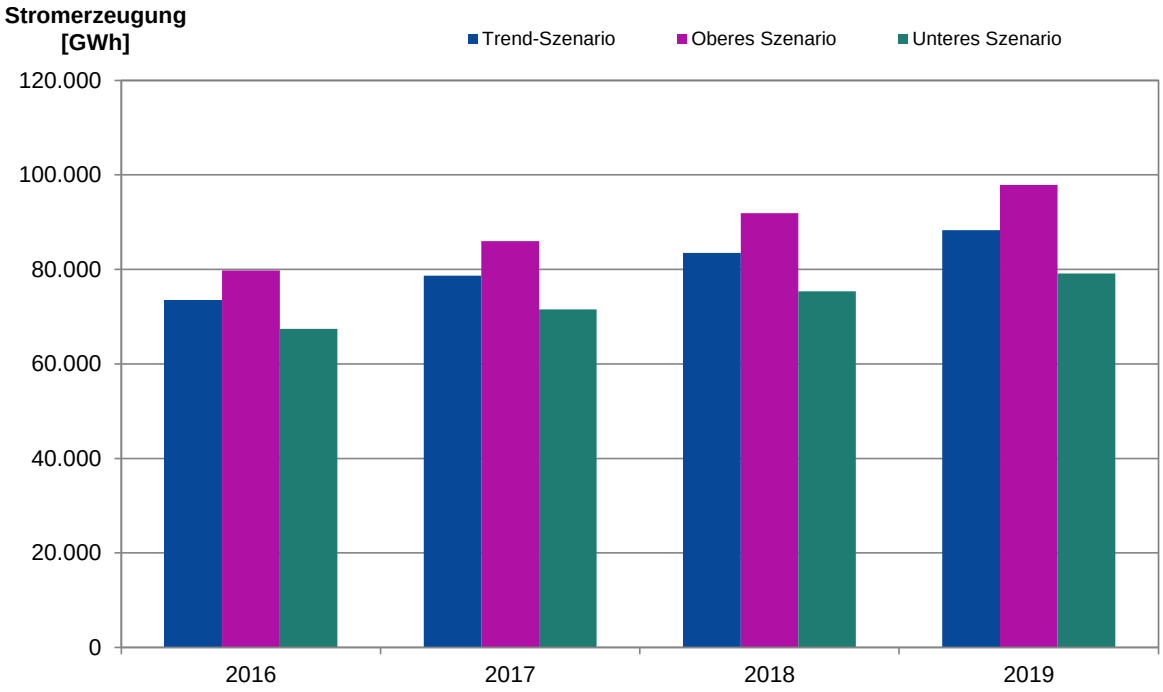

Abbildung 17 Stromerzeugung aus Windenergie an Land nach Szenarien bis 2019

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Veräußerungsformen

Marktprämie

In den vorhergehenden Ausführungen des vorliegenden Berichtes zu Veräußerungsformen innerhalb der Abschnitte zur Jahresprognose (siehe Kapitel 2.5) wurde die Bedeutung der geförderten Direktvermarktung bereits erläutert. In den Prognosejahren 2016 bis 2019 nimmt die Stromerzeugung, die über die Marktprämie vermarktet wird, weiter zu. Im Trend-Szenario sind es 2016 bereits rund 87 % und 2019 rund 92 % der gesamt erzeugten Strommenge aus Windenergieanlagen an Land. Die genauen Prognosewerte zur Stromerzeugung aus der geförderten Direktvermarktung in den Szenarien bis 2019 sind in Tabelle 101 dargestellt.

Tabelle 101 Strommengen zur geförderten Direktvermarktung aus Windenergie an Land nach Szenarien bis 2019

Jahr	Trend-Szenario [GWh]	Oberes Szenario [GWh]	Unteres Szenario [GWh]
2016	64.024	69.424	58.685
2017	70.343	76.914	63.936
2018	75.861	83.610	68.389
2019	81.391	90.401	72.783

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Feste Einspeisevergütung

Die durchschnittliche Anlagengröße für Windkraftanlagen an Land beträgt weit mehr als 100 kW (Größengrenze für Anlagen zum Erhalt der festen Einspeisevergütung ab 2016 EEG 2014 § 37). Im entsprechenden Abschnitt zur Jahresprognose des Kapitels 2.5 wurde auf diesen Sachverhalt bereits eingegangen. Somit ist es nicht verwunderlich, dass die Strommenge, die mit EEG-Festvergütungssätzen vergütet wird, bis 2019 in allen Szenarien rückläufig ist. Dabei wird davon ausgegangen, dass Kleinwindanlagen nicht signifikant zunehmen und daher weiterhin quantitativ vernachlässigt werden dürfen. In Tabelle 102 sind die festvergüteten Strommengen der Szenarien bis 2019 gegenübergestellt. Im Trend-Szenario werden 2019 mit ca. 6,8 TWh weniger als 1 % an der gesamten erzeugten Strommenge fest vergütet.

Tabelle 102 Strommengen zur festen Einspeisevergütung aus Windenergie an Land nach Szenarien bis 2019

Jahr	Trend-Szenario [GWh]	Oberes Szenario [GWh]	Unteres Szenario [GWh]
2016	9.377	10.190	8.564
2017	8.202	8.909	7.495
2018	7.498	8.139	6.855
2019	6.800	7.376	6.221

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Sonstige Direktvermarktung

Die sonstige Direktvermarktung spielt für neue Anlagen keine Rolle. Die Tendenzen, die im Rahmen der Jahresprognose ermittelt wurden, werden mittelfristig fortgeschrieben (Kapitel 2.5 Sonstige Direktvermarktung).

EEG-Zahlungen

Marktprämien

Die Berechnung der Marktprämien wird in Kapitel 1.4 erläutert. Der größte Anteil der EEG-Zahlung für Windenergieanlagen an Land fällt für Zahlungen der Marktprämien an.

Die Marktprämien im Trend-Szenario steigen bis 2019 auf einen Betrag von insgesamt rund 5,5 Mrd. Euro an. Im oberen Szenario liegt die Summe bei rund 6,3 Mrd. Euro und im unteren Szenario bei rund 4,8 Mrd. Euro (siehe Tabelle 48 bis Tabelle 50).

Feste Einspeisevergütungen

Die Zahlungen der festen Einspeisevergütungen werden ausschließlich von den Bestandsanlagen des alten EEG verursacht. Im Gegensatz zur Zahlung der Marktprämien sinkt die Zahlungsmenge für die feste Einspeisevergütung bis 2019 durch den Rückbau älterer Anlagen des Bestandes stetig. Im Trend-Szenario beträgt die Summe 2019 rund 620 Mio. Euro, im oberen Szenario rund 673 Mio. Euro und im unteren Szenario rund 567 Mio. Euro (Tabelle 103 bis Tabelle 105).

Vermiedene Netznutzungsentgelte

Die absolute Höhe der vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNe) steigt in allen drei Szenarien bis 2019 an. Die Erläuterung zur Bestimmung der vNNe wurde im Kapitel 1.4 bereits gegeben. Die absolute Höhe der vNNE für die Prognosejahre von 2016 bis 2019 in den drei Szenarien ist in Tabelle 103 bis Tabelle 105 enthalten.

Tabelle 103 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie an Land 2016 bis 2019 im Trend-Szenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Mio. Euro]	Marktprämien [Mio. Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Mio. Euro]
2016	855	4.230	240
2017	748	4.755	256
2018	684	5.207	271
2019	620	5.510	287

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 104 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie an Land 2016 bis 2019 im oberen Szenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Mio. Euro]	Marktprämien [Mio. Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Mio. Euro]
2016	929	4.634	260
2017	812	5.262	280
2018	742	5.834	299
2019	673	6.259	318

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 105 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie an Land 2016 bis 2019 im unteren Szenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Mio. Euro]	Marktprämien [Mio. Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Mio. Euro]
2016	781	3.837	219
2017	683	4.266	233
2018	625	4.625	245
2019	567	4.847	257

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Zusammenfassung

Nach einer sehr dynamischen Entwicklung beim Anlagenzubau bis 2016 schwächt sich der jährliche Zubau an Neuanlagen bis 2019 ab. Entscheidend für die weiteren Entwicklungen werden hierbei neben der Rentabilität neuer Anlagen die politischen Rahmenbedingungen sein, da ab dem Jahr 2017 auch für den Zubau von Windenergieanlagen an Land das Ausschreibungsmodell dienen soll. Ab 2017 wird im Trend-Szenario mit einem Zubau gerechnet, der knapp unterhalb des Ausbaukorridors nach EEG 2014 § 3 liegt.

3.6 Windenergie auf See

Im Vergleich zur Jahresprognose, in der zum Ende des Jahres 2015 keine Unterschiede bei den installierten Leistungen in den betrachteten Szenarien vorlagen, kann sich die Windenergie auf See ab 2016 stärker in unterschiedliche Richtungen entwickeln – je nachdem, wie rasch mit der Errichtung weiterer Projekte begonnen wird.

Prognose der Leistungsentwicklung bis 2019

Die Annahmen zum Zubau erfolgen bezogen auf Einzelprojekte. Es werden Windparks auf See berücksichtigt, die mindestens genehmigt wurden oder deren Genehmigung kurz bevor steht[4]. Für die Jahre 2016 bis 2019 werden der Zubau und die Leistungsentwicklung in Tabelle 106 dargestellt. Die befragten Branchenakteure hielten sich mit Prognosen zur Entwicklung der Windenergie auf See für den Zeitraum ab 2016 weitestgehend zurück, so dass bei der vorliegenden Leistungsprognose die Einschätzungen des IE Leipzig und der ÜNB zum Tragen kommen.

Das Trend-Szenario und das obere Szenario enthalten für 2016 dieselbe installierte Leistung am Jahresende, während das untere Szenario rund 500 MW weniger Leistung aufweist. Ab dem Jahr 2017 zeigt die installierte Leistung aller Szenarien eine stärkere Spreizung. In diesem Jahr sind voraussichtlich auch die höchsten jährlichen Zubauraten im gesamten Betrachtungszeitraum zu verzeichnen. Dies beruht auf der 2018 einsetzenden Degression der Förderung nach dem EEG.

Im oberen Szenario wird im Jahr 2019 eine auf See installierte Leistung von rund 7,6 GW erwartet. Im unteren Szenario liegt die installierte Leistung am Jahresende 2019 bei rund 5,7 GW, und im Trend-Szenario bei 6,2 GW.

[4] *Dies betrifft den Windpark Arcadis Ost 1, der inzwischen von der zuständigen Behörde eine Genehmigung erhalten hat.*

Tabelle 106 Leistungsentwicklung der Windenergie auf See in den Mittelfrist-Szenarien bis 2019

Bezugsjahr	Parameter	Einheit	Trend-Szenario	Oberes Szenario	Unteres Szenario
2016	Zubau	[MW]	903	903	363
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**4.159**	**4.159**	**3.619**
2017	Zubau	[MW]	1.319	2.119	1.300
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**5.478**	**6.278**	**4.919**
2018	Zubau	**[MW]**	400	400	749
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**5.878**	**6.678**	**5.668**
2019	Zubau	**[MW]**	348	948	0
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**6.226**	**7.626**	**5.668**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Stromerzeugung

Vollbenutzungsstunden

Es werden, wie bereits in der Jahresprognose in Kapitel 2.6 erläutert, für Nord- und Ostsee dieselben Vollbenutzungsstunden für die Zukunft angenommen. Durch den technologischen Fortschritt bei den Anlagen ist mit einem leichten Anstieg der Vollbenutzungsstunden zu rechnen.

Stromerzeugung

Zur Berechnung der Stromerzeugung eines jeden Kalendermonats wurde in jedem Szenario der prognostizierte spezifische Ertrag dieses Monats mit der zu Ende des Vormonats prognostizierten Anlagenleistung multipliziert. Die Ergebnisse für die Kalenderjahre 2016 bis 2019 sind in Tabelle 107 sowie Abbildung 18 aufgeführt.

Tabelle 107 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung aus Windenergie auf See in den Mittelfrist-Szenarien bis 2019

Szenario	Trend-Szenario		Oberes Szenario		Unteres Szenario	
Parameter	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
2016	4.212	14.510	4.559	16.490	3.932	12.913
2017	4.200	20.178	4.543	22.806	3.924	16.066
2018	4.202	23.839	4.544	29.658	3.926	20.683
2019	4.207	24.728	4.555	31.618	3.928	22.264

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

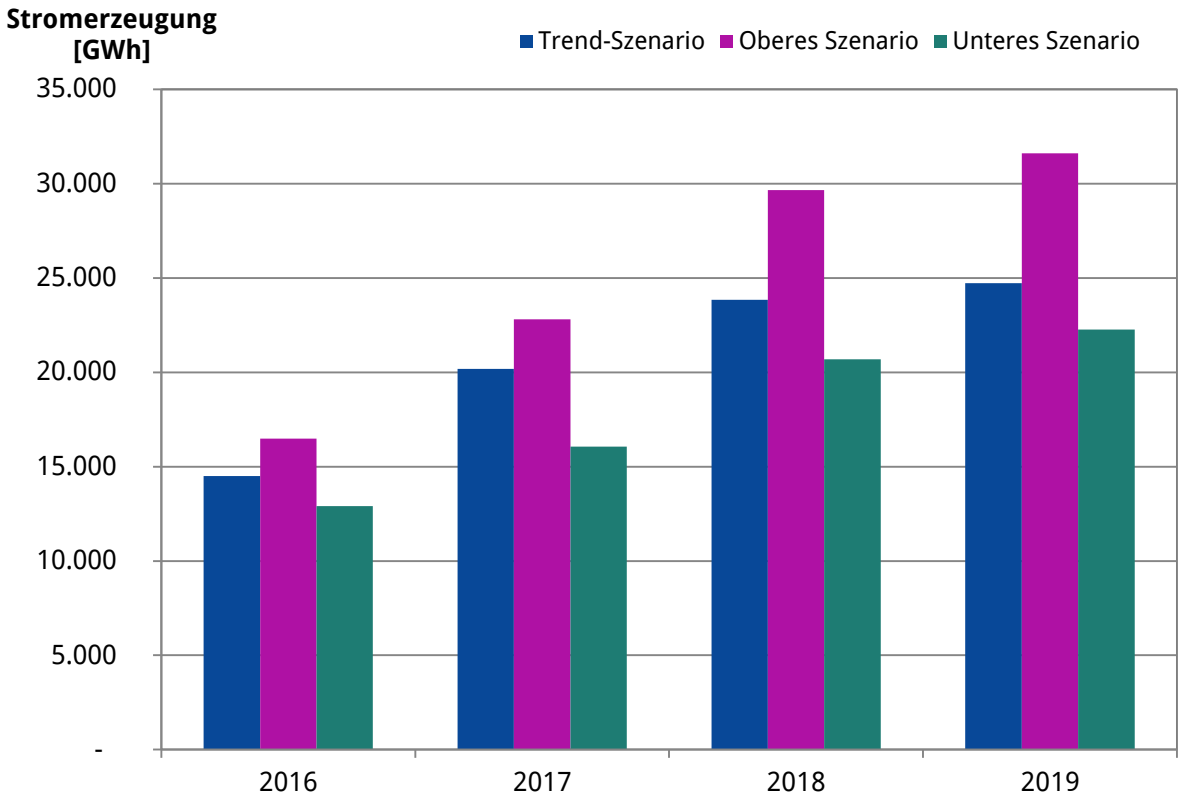

Abbildung 18 Stromerzeugung aus Windenergie auf See nach Szenarien bis 2019

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Veräußerungsformen

Marktprämie

Alle Neuanlagen werden gemäß aktuellem EEG ihren Strom direkt über die Marktprämie vermarkten. Von den Bestandsanlagen, die noch vor Inkrafttreten des EEG 2014 in Betrieb gegangen sind, werden alle Anlagen in die geförderte Direktvermarktung mit Marktprämie wechseln, so dass nur noch diese Veräußerungsform bei der Windenergie auf See relevant ist. In den drei Szenarien der Mittelfristprognose ergeben sich die in Tabelle 108 dargestellten Strommengen.

Tabelle 108 Strommengen zur geförderten Direktvermarktung aus Windenergie auf See nach Mittelfrist-Szenarien bis 2019

Jahr	Trend-Szenario [GWh]	Oberes Szenario [GWh]	Unteres Szenario [GWh]
2016	14.510	16.490	12.913
2017	20.178	22.806	16.066
2018	23.839	29.658	20.683
2019	24.728	31.618	22.264

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

EEG-Zahlungen

Marktprämie

Wie in Kapitel 2.6 bereits erläutert, wird davon ausgegangen, dass alle neuen Windparks bzw. Windenergieanlagen das Stauchungsmodell mit erhöhter Anfangsvergütung über 8 Jahre gemäß § 31 Abs. 3 EEG 2012 bzw. § 50 Abs. 3 EEG 2014 als Option wählen. Ein Park mit voraussichtlichem Netzanschluss in 2014/2015 plant allerdings, das Stauchungsmodell nicht zu nutzen. Die Zahlungen wurden dementsprechend differenziert berechnet, d. h. für einen Windpark ohne Stauchungsmodell, für die übrigen Windparks mit Stauchungsmodell.

Vermiedene Netznutzungsentgelte

Vermiedene Netznutzungsentgelte (vNNE) fallen bei der Windenergie auf See bisher nur für den Windpark Alpha Ventus an, da dieser in ein 110-kV-Netz einspeist.

In allen drei Szenarien sind daher ausschließlich die durch Alpha Ventus entstehenden vNNE berücksichtigt.

Tabelle 109 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie auf See 2016 bis 2019 im Trend-Szenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Mio. Euro]	Marktprämien [Mio. Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Mio. Euro]
2016	0	2.252	380
2017	0	3.208	380
2018	0	3.808	380
2019	0	3.921	380

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 110 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie auf See 2016 bis 2019 im oberen Szenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Mio. Euro]	Marktprämien [Mio. Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Mio. Euro]
2016	0	2.572	380
2017	0	3.649	380
2018	0	4.783	380
2019	0	5.033	380

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 111 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie auf See 2016 bis 2019 im unteren Szenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Mio. Euro]	Marktprämien [Mio. Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Mio. Euro]
2016	0	2.002	380
2017	0	2.541	380
2018	0	3.285	380
2019	0	3.511	380

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Zusammenfassung

Das Jahr 2017 wird voraussichtlich den stärksten Zubau im betrachteten Zeitraum aufweisen. Danach wird sich die Entwicklung ab 2018 wieder verlangsamen. Im Trend-Szenario fallen im Jahr 2019 rund 3,9 Milliarden Euro an Förderzahlungen in Form von Marktprämien an, im oberen Szenario bis zu 5,0 Milliarden Euro und im unteren Szenario 3,5 Mrd. Euro.

3.7 Photovoltaik

Die Entwicklung der Stromerzeugung aus Photovoltaik bis 2019 geht von der Jahresprognose 2015 sowie einer leichten Markterholung bis 2019 aus. Die Bedeutung des Eigenverbrauchs nimmt zu.

Prognose der Leistungsentwicklung bis 2019

Nach den Veränderungen im Markt bis 2015, die in Kapitel 2.7 beschrieben wurden, kommt es in den Folgejahren bis 2019 im Trend-Szenario zu einer leichten Erholung des Marktes.

Dies beruht einerseits auf der Verbreitung neuer Geschäftsmodelle, mit denen eine Stromerzeugung auf Dächern mit PV-Anlagen von mehr als 10 kW Leistung wieder attraktiv werden könnte. Ein mögliches Beispiel dafür wäre der Wechsel in der Rolle des Investors weg vom Hauseigentümer. Derartige Modelle könnten bestimmte Marktnischen wieder aktivieren, die seit Inkrafttreten des EEG 2014 unattraktiv geworden sind. Andererseits wird erwartet, dass die ab 2015 erwarteten Ausschreibungen für Freiflächenanlagen tatsächlich ab 2016 zu einem Bau von jährlich 600 MW dieser Anlagen führen, so dass auch dieses Marktsegment eine neue Stabilität erhält (IE-Einschätzung auf Basis von [Hummel 2014], [Mack 2014], [Nitzschke 2014] und [Wedepohl 2014]).

Trotzdem wird im Trend-Szenario damit gerechnet, dass der Ausbaupfad der Bundesregierung mit einem Zubau von 2.500 MW jährlich nicht erreicht wird.

Die Unsicherheiten sind jedoch sehr hoch. Dies betrifft – abgesehen von den Ausschreibungs-Ergebnissen – insbesondere

- die Wirtschaftlichkeit neuer Geschäftsmodelle,
- die internationale Preisentwicklung sowie
- die weitere Markt- und Preisentwicklung bei Batteriespeichern für Gebäudesysteme mit hohen Eigenverbrauchsanteilen.

Daher weichen das obere und das untere Szenario für die Folgejahre deutlich vom Trend-Szenario ab (vgl. Tabelle 112).
In keinem Szenario wird bis Ende 2019 die Schwelle von 52 GW Leistung in Deutschland erreicht, die gemäß § 31 Abs. 6 dazu führen würde, dass die anzulegenden Werte bzw. Vergütungsansprüche von Neuanlagen auf Null absinken.

Tabelle 112 Leistungsentwicklung der Photovoltaik in den Mittelfrist-Szenarien bis 2019

Bezugsjahr	Parameter	Einheit	Trend-Szenario	Oberes Szenario	Unteres Szenario
2016	Zubau	[MW]	1.800	2.500	1.500
	Rückbau	[MW]	2,0	2,8	1,7
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**40.970**	**41.669**	**40.670**
2017	Zubau	[MW]	1.900	2.800	1.400
	Rückbau	[MW]	2,0	2,9	1,5
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**42.868**	**44.466**	**42.068**
2018	Zubau	[MW]	2.000	3.000	1.300
	Rückbau	[MW]	2,0	3,0	1,3
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**44.866**	**47.463**	**43.367**
2019	Zubau	[MW]	2.000	3.200	1.200
	Rückbau	[MW]	2,0	3,2	1,2
	Leistung zum Jahresende	**[MW]**	**46.864**	**50.660**	**44.566**

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Stromerzeugung und Stromeinspeisung

Vollbenutzungsstunden

Die Differenzierung der Vollbenutzungsstunden nach Bestandsanlagen und Neuanlagen wurde bereits in Kapitel 2.7 dargestellt.

Durch die wachsende Rolle des Eigenverbrauchs bei Neuanlagen sinkt im Mittel des Gesamtbestandes die Zahl der Vollbenutzungsstunden für die Einspeisung.

Eigenverbrauch

Während zwei der in Kapitel 2.7 dargestellten Gruppen der Eigenverbrauchsnutzung nur Altanlagen betreffen und daher bis 2019 als weitgehend stabil prognostiziert werden, wächst die Rolle des Eigenverbrauchs bei den neu installierten Anlagen weiter an:

- Für Kleinanlagen bis 10 kW wird in allen drei Szenarien angenommen, dass der Anteil der Anlagen, die auch dem Eigenverbrauch dienen, bis 2019 auf 97,5 % ansteigt. Der Anteil des selbst genutzten Stroms am Ertrag dieser Anlagen steigt aufgrund der stärkeren Marktdurchdringung mit Speichern auf rund 37 % an.

- In der Gruppe der übrigen (größeren Anlagen) sinkt dagegen der Anteil der Anlagen, die auch dem Eigenverbrauch dienen, wegen des weggefallenen Marktintegrationsmodells (EEG 2012) sowie dem steigenden Gewicht neuer Freiflächenanlagen (aufgrund der Ausschreibungen) auf 47 % ab. Der Anteil des Stroms aus diesen Anlagen, der vor Ort genutzt werden kann, steigt dagegen bis 2019 langsam bis auf 29,5 % an.

Die absolute Höhe des Eigenverbrauchs in GWh wird für die verschiedenen Szenarien in Tabelle 113 bis Tabelle 115 dargestellt. In allen Szenarien übersteigt der Eigenverbrauch 2019 erstmals 7 % der gesamten PV-Stromerzeugung.

Stromerzeugung und -einspeisung

Die Stromerzeugung sowie der nach Abzug des Eigenverbrauchs verbleibende Anteil zur Stromeinspeisung sind ebenfalls in Tabelle 113 bis Tabelle 115 sowie in Abbildung 19 aufgeführt.

Tabelle 113 Trend-Szenario der Stromerzeugung aus Photovoltaik bis 2019

Jahr	Leistung zum Jahresende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]	Eigenverbrauch [GWh]	Stromeinspeisung [GWh]
2016	40.970	952	37.931	2.356	35.575
2017	42.868	954	39.752	2.720	37.032
2018	44.866	957	41.723	3.120	38.603
2019	46.864	960	43.751	3.542	40.209

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 114 Oberes Szenario der Stromerzeugung aus Photovoltaik bis 2019

Jahr	Leistung zum Jahresende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]	Eigenverbrauch [GWh]	Stromeinspeisung [GWh]
2016	41.669	1.051	42.294	2.600	39.694
2017	44.466	1.055	45.199	3.192	42.007
2018	47.463	1.059	48.444	3.871	44.574
2019	50.660	1.064	51.907	4.620	47.287

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 115 Unteres Szenario der Stromerzeugung aus Photovoltaik bis 2019

Jahr	Leistung zum Jahresende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]	Eigenverbrauch [GWh]	Stromeinspeisung [GWh]
2016	40.670	813	32.374	2.092	30.282
2017	42.068	814	33.622	2.328	31.293
2018	43.367	817	34.826	2.555	32.271
2019	44.566	819	35.943	2.768	33.174

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

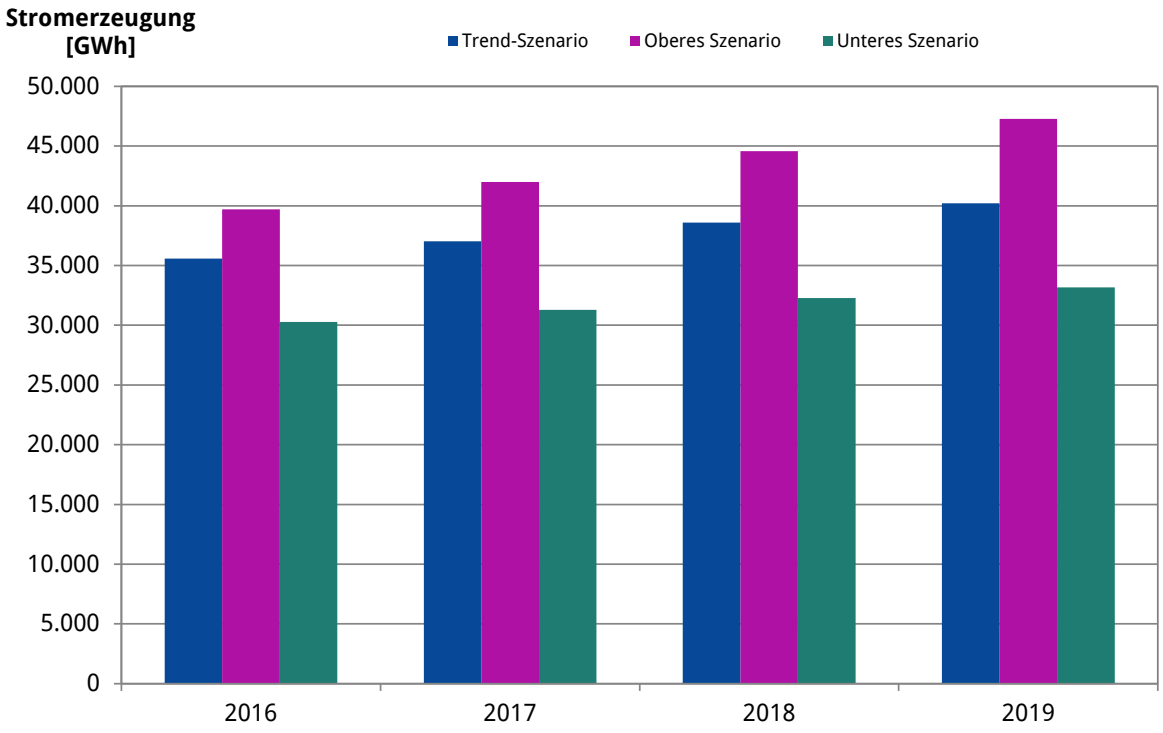

Abbildung 19 Stromerzeugung aus Photovoltaik nach Szenarien bis 2019 (Eigenverbrauch und Einspeisung)

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Veräußerungsformen

Die Differenzierung nach Veräußerungsformen erfolgt – wie bei den anderen Energieträgern – für die ins Stromnetz eingespeisten Strommengen.

Marktprämie

Ergänzend zu den in Kapitel 2.7 bereits gegebenen Erläuterungen gilt ab 2016, dass Neuanlagen ab 100 kW zur geförderten Direktvermarktung (mit Nutzung der Marktprämie) verpflichtet sind (§ 37 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2014). Damit steigt der Anteil der Anlagenleistung sowie der Stromerzeugung, für welchen die Marktprämie genutzt wird, weiter an.

Die Vollbenutzungsstunden der Anlagen, deren Strom über die Marktprämie vermarktet wird, liegen weiterhin über dem Wert der übrigen Anlagen (i. d. R. mit fester Einspeisevergütung). Da zunehmend auch kleinere Anlagen in das System der geförderten Direktvermarktung wechseln, nähern sich die mittleren Vergütungen der beiden Gruppen bis 2019 jedoch wieder etwas an.

Damit ergeben sich die in Tabelle 109 dargestellten Strommengen.

Tabelle 116 Strommengen zur geförderten Direktvermarktung aus Photovoltaik nach Szenarien bis 2019

Monat	Trend-Szenario [GWh]	Oberes Szenario [GWh]	Unteres Szenario [GWh]
2016	7.446	8.329	6.380
2017	8.695	10.005	7.385
2018	10.030	11.835	8.390
2019	11.427	13.778	9.379

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Feste Einspeisevergütung

Die feste Einspeisevergütung dominiert als Veräußerungsform bei der Photovoltaik, auch 2019 werden im Trend-Szenario noch 72 % des PV-Stroms auf diese Weise veräußert. Die dahinter stehenden Tendenzen wurden bereits in Kapitel 2.7 erläutert. In Tabelle 117 sind die eingespeisten Strommengen für die Kalenderjahre 2016 bis 2019 nach Szenarien dokumentiert.

Tabelle 117 Strommengen zur festen Einspeisevergütung aus Photovoltaik nach Szenarien bis 2019

Monat	Trend-Szenario [GWh]	Oberes Szenario [GWh]	Unteres Szenario [GWh]
2016	28.119	31.355	23.894
2017	28.327	31.991	23.900
2018	28.563	32.727	23.873
2019	28.772	33.497	23.787

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Sonstige Direktvermarktung

Die sonstige Direktvermarktung ist für PV-Anlagen aufgrund der Gestehungskosten weiterhin unattraktiv. Der minimale Anteil, den diese nach der EEG-Reform im August 2014 hatte, wird daher bis 2019 fortgeschrieben.

EEG-Zahlungen

Für die Vergütungsansprüche wesentlich ist das Instrument des atmenden Deckels mit monatlicher Absenkung der Vergütungsansprüche in allen Größenklassen (§ 31 EEG 2014). Durch die – im Vergleich zum Zubaukorridor – schwache Marktentwicklung bis 2019 liegen die monatlichen Degressionsraten im Trend-Szenario meist bei 0,25 %, im oberen Szenario ab Juli 2017 bei 1 %; im unteren Szenario findet ab April 2017 gar keine Degression mehr statt.

Marktprämien

Die Berechnung der Marktprämien wurde allgemein in Kapitel 1.3 erläutert. Die Berechnungsergebnisse für die Jahre 2016 bis 2019 sind in Tabelle 118 bis Tabelle 120 aufgeführt.

Feste Einspeisevergütungen

Für die Jahre 2016 bis 2019 wurden die festen Einspeisevergütungen in gleicher Weise berechnet, wie es in Kapitel 1.3 für das Jahr 2015 erläutert wurde. Dabei wurden die Vergütungen für Anlagen nach dem EEG 2014 separat von denen früherer Fassungen des EEG berechnet. Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Tabelle 118 bis Tabelle 120 enthalten.

Vermiedene Netznutzungsentgelte

Die spezifischen vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) wurden für alle Regelzonen aus den Bewegungsdaten der ÜNB für 2013 abgeleitet und für die Zukunft unverändert übernommen. Die absolute Höhe der vNNE ist in Tabelle 118 bis Tabelle 120 mit enthalten.

Vergütungen für Eigenverbrauch

Die Vergütungen für den PV-Eigenverbrauch betreffen nur Anlagen, die von 2009 bis 2012 in Betrieb gingen. Sie unterscheiden sich zwischen den Szenarien nur aufgrund unterschiedlicher Strahlungsverhältnisse und sind in Tabelle 118 bis Tabelle 120 jeweils rechts dargestellt.

Tabelle 118 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Photovoltaik 2016 bis 2019 im Trend-Szenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Mio. Euro]	Marktprämien [Mio. Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Mio. Euro]	Eigenverbrauchs-Vergütung [Mio. Euro]
2016	9.087	1.523	201	124
2017	9.011	1.709	209	124
2018	8.947	1.887	218	124
2019	8.878	2.052	227	124

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 119 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Photovoltaik 2016 bis 2019 im oberen Szenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Mio. Euro]	Marktprämien [Mio. Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Mio. Euro]	Eigenverbrauchs-Vergütung [Mio. Euro]
2016	10.094	1.698	224	137
2017	10.052	1.925	237	137
2018	10.022	2.140	252	137
2019	9.983	2.336	267	137

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Tabelle 120 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Photovoltaik 2016 bis 2019 im unteren Szenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung nach EEG [Mio. Euro]	Marktprämien [Mio. Euro]	Vermiedene Netznutzungsentgelte [Mio. Euro]	Eigenverbrauchs-Vergütung [Mio. Euro]
2016	7.731	1.297	171	106
2017	7.648	1.450	177	106
2018	7.569	1.592	182	106
2019	7.485	1.719	187	106

Quelle und Darstellung: IE Leipzig 2014

Zusammenfassung

Die Entwicklung der Photovoltaik verläuft bis 2019 voraussichtlich sehr verhalten. Der von der Bundesregierung angestrebte Ausbaupfad wird nach Einschätzungen des IE Leipzig nur im oberen Szenario ab 2016 erreicht und danach leicht übertroffen, in den beiden anderen Mittelfrist-Szenarien liegt der Zubau dagegen niedriger. Der Eigenverbrauch gewinnt an Bedeutung, bleibt jedoch bis 2019 unterhalb von 8 % der gesamten erzeugten Strommenge aus PV-Anlagen, da der größte Teil des Stroms weiterhin aus bestehenden Anlagen stammt und über die feste Einspeisevergütung veräußert wird.

Verzeichnisse

Abkürzungsverzeichnis 163

Abbildungsverzeichnis 164

Tabellenverzeichnis 165

Quellenverzeichnis 172

Abkürzungsverzeichnis

50HzT	50Hertz Transmission GmbH
Abs.	Absatz
BWE	Bundesverband Windenergie e.V.
DEWI	Deutsches Windenergie-Institut
DKG	Deponie-, Klär- und Grubengase
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energie Exchange, Strombörse in Leipzig
EnBW	Energie Baden-Württemberg
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
h	Stunden
IE	Leipziger Institut für Energie
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
NOR	Nordsee
OST	Ostsee
PV	Photovoltaik
TenneT TSO GmbH	TenneT Transmission System Operator
TransnetBW GmbH	Transnet Baden-Württemberg Gesellschaft mit beschränkter Haftung
TWh	Terrawattstunden (1.000 GWh)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
vNNE	vermiedene Netznutzungsentgelte

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Szenarien der Jahresprognose und Szenarien der Mittelfristprognose 2

Abbildung 2: Prognose der Leistungsentwicklung im Trend-Szenario 2

Abbildung 3: Prognose der Stromeinspeisung im Trend-Szenario 3

Abbildung 4: Prognose der gesamten Vergütungszahlungen im Trend-Szenario 4

Abbildung 5: Vorgehensweise im Rahmen der Prognose 7

Abbildung 6 Stromerzeugung aus Wasserkraft 2015 18

Abbildung 7 Stromerzeugung aus Deponie-, Klär- und Grubengas im Jahr 2015 33

Abbildung 8 Stromerzeugung aus Biomasse 2015 48

Abbildung 9 Stromerzeugung aus Geothermie 2015 61

Abbildung 10: Stromerzeugung aus Windenergie an Land 2015 74

Abbildung 11 Stromerzeugung aus Windenergie auf See im Jahr 2015 89

Abbildung 12 Stromerzeugung aus Photovoltaik 2015 (Eigenverbrauch und Einspeisung) 101

Abbildung 13 Stromerzeugung aus EEG-Wasserkraft nach Szenarien bis 2019 113

Abbildung 14 Stromerzeugung aus Deponie-, Klär- und Grubengas nach Szenarien bis 2019 122

Abbildung 15 Stromerzeugung aus EEG-Biomasse nach Szenarien bis 2019 129

Abbildung 16 Stromerzeugung Geothermie nach Szenarien bis 2019 135

Abbildung 17 Stromerzeugung aus Windenergie an Land nach Szenarien bis 2019 143

Abbildung 18 Stromerzeugung aus Windenergie auf See nach Szenarien bis 2019 150

Abbildung 19 Stromerzeugung aus Photovoltaik nach Szenarien bis 2019 (Eigenverbrauch und Einspeisung) 157

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Bisherige Entwicklung der Wasserkraft im EEG 13

Tabelle 2 Leistungsentwicklung der Wasserkraft nach Szenarien 14

Tabelle 3 Trend-Szenario der Stromerzeugung aus EEG-Wasserkraft im Jahr 2015 15

Tabelle 4 Oberes Szenario der Stromerzeugung aus EEG-Wasserkraft im Jahr 2015 16

Tabelle 5 Unteres Szenario der Stromerzeugung aus EEG-Wasserkraft im Jahr 2015 17

Tabelle 6 Strommengen zur geförderten Direktvermarktung aus Wasserkraft nach Szenarien 2015 19

Tabelle 7 Strommengen zur festen Einspeisevergütung aus Wasserkraft nach Szenarien 2015 20

Tabelle 8 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Wasserkraft 2015 im Trend-Szenario 22

Tabelle 9 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Wasserkraft 2015 im oberen Szenario 23

Tabelle 10 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Wasserkraft 2015 im unteren Szenario 24

Tabelle 11 Bisherige Entwicklung von Deponie-, Klär- und Grubengas 26

Tabelle 12 Leistungsentwicklung von Deponie-, Klär- und Grubengas nach Szenarien 28

Tabelle 13 Trend-Szenario der Stromeinspeisung aus Deponie-, Klär- und Grubengas im Jahr 2015 30

Tabelle 14 Oberes Szenario der Stromerzeugung aus Deponie-, Klär- und Grubengas im Jahr 2015 31

Tabelle 15 Unteres Szenario der Stromerzeugung aus Deponie-, Klär- und Grubengas im Jahr 2015 32

Tabelle 16 Strommengen zur geförderten Direktvermarktung aus Deponie-, Klär- und Grubengas nach Szenarien 2015 34

Tabelle 17 Strommengen zur festen Einspeisevergütung von Deponie-, Klär- und Grubengas nach Szenarien im Jahr 2015 35

Tabelle 18 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Deponie-, Klär- und Grubengas im Jahr 2015 im Trend-Szenario 37

Tabelle 19 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Deponie-, Klär- und Grubengas im Jahr 2015 im oberen Szenario 38

Tabelle 20 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Deponie-, Klär- und Grubengas im Jahr 2015 im unteren Szenario 39

Tabelle 21 Bisherige Entwicklung der Biomasse im EEG 41

Tabelle 22 Leistungsentwicklung der Biomasse nach Szenarien 43

Tabelle 23 Trend-Szenario der Stromerzeugung aus EEG-Biomasse im Jahr 2015 45

Tabelle 24 Oberes Szenario der Stromerzeugung aus EEG-Biomasse im Jahr 2015 46

Tabelle 25 Unteres Szenario der Stromerzeugung aus EEG-Biomasse im Jahr 2015 47

Tabelle 26 Strommengen zur geförderten Direktvermarktung aus Biomasse nach Szenarien 2015 49

Tabelle 27 Strommengen zur festen Einspeisevergütung aus Biomasse nach Szenarien 2015 50

Tabelle 28 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Biomasse 2015 im Trend-Szenario 52

Tabelle 29 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Biomasse 2015 im oberen Szenario 53

Tabelle 30 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Biomasse 2015 im unteren Szenario 54

Tabelle 31 Bisherige Entwicklung der Geothermie 55

Tabelle 32 Leistungsentwicklung der Geothermie nach Szenarien 56

Tabelle 33 Trend-Szenario der Stromerzeugung aus Geothermie im Jahr 2015 58

Tabelle 34 Oberes Szenario der Stromerzeugung aus Geothermie im Jahr 2015 59

Tabelle 35 Unteres Szenario der Stromerzeugung aus Geothermie im Jahr 2015 60

Tabelle 36 Strommengen zur geförderten Direktvermarktung aus Geothermie nach Szenarien im Jahr 2015 62

Tabelle 37 Strommengen zur festen Einspeisevergütung aus Geothermie nach Szenarien im Jahr 2015 63

Tabelle 38 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Geothermie im Jahr 2015 im Trend-Szenario 64

Tabelle 39 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Geothermie im Jahr 2015 im oberen Szenario 65

Tabelle 40 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Geothermie im Jahr 2015 im unteren Szenario 66

Tabelle 41 Bisherige Entwicklung der Windenergie an Land 68

Tabelle 42 Leistungsentwicklung der Windenergie an Land nach Szenarien 70

Tabelle 43 Trend-Szenario der Stromerzeugung aus Windenergie an Land im Jahr 2015 71

Tabelle 44 Oberes Szenario der Stromerzeugung aus Windenergie an Land im Jahr 2015 72

Tabelle 45 Unteres Szenario der Stromerzeugung aus Windenergie an Land im Jahr 2015 73

Tabelle 46 Strommengen zur geförderten Direktvermarktung aus Windenergie an Land nach Szenarien 2015 76

Tabelle 47 Strommengen zur festen Einspeisevergütung aus Windenergie an Land nach Szenarien 2015 77

Tabelle 48 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie an Land 2015 im Trend-Szenario 79

Tabelle 49 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie an Land 2015 im oberen Szenario 80

Tabelle 50 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie an Land 2015 im unteren Szenario 81

Tabelle 51 Bisherige Entwicklung der Windenergie auf See 82

Tabelle 52 Leistungsentwicklung der Windenergie auf See nach Szenarien 84

Tabelle 53 Trend-Szenario der Stromerzeugung aus Windenergie auf See im Jahr 2015 86

Tabelle 54 Oberes Szenario der Stromerzeugung aus Windenergie auf See im Jahr 2015 87

Tabelle 55 Unteres Szenario der Stromerzeugung aus Windenergie auf See im Jahr 2015 88

Tabelle 56 Strommengen zur geförderten Direktvermarktung aus Windenergie auf See nach Szenarien im Jahr 2015 90

Tabelle 57 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie auf See im Jahr 2015 im Trend-Szenario 91

Tabelle 58 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie auf See im Jahr 2015 im oberen Szenario 92

Tabelle 59 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie auf See im Jahr 2015 im unteren Szenario 93

Tabelle 60 Bisherige Entwicklung der Solarenergie 94

Tabelle 61 Leistungsentwicklung der Photovoltaik nach Szenarien 96

Tabelle 62 Trend-Szenario der Stromerzeugung aus Photovoltaik im Jahr 2015 98

Tabelle 63 Oberes Szenario der Stromerzeugung aus Photovoltaik im Jahr 2015 99

Tabelle 64 Unteres Szenario der Stromerzeugung aus Photovoltaik im Jahr 2015 100

Tabelle 65 Strommengen unterschiedlicher Teilgruppen mit PV-Eigenverbrauch im Jahr 2015 nach Szenarien 104

Tabelle 66 Strommengen zur geförderten Direktvermarktung aus Photovoltaik nach Szenarien 2015 105

Tabelle 67 Strommengen zur festen Einspeisevergütung aus Photovoltaik nach Szenarien 2015 106

Tabelle 68 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Photovoltaik 2015 im Trend-Szenario 108

Tabelle 69 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Photovoltaik 2015 im oberen Szenario 109

Tabelle 70 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Photovoltaik 2015 im unteren Szenario 110

Tabelle 71 Leistungsentwicklung der Wasserkraft in den Mittelfrist-Szenarien bis 2019 112

Tabelle 72 Stromerzeugung aus EEG-Wasserkraft in den Mittelfrist-Szenarien bis 2019 113

Tabelle 73 Strommengen zur geförderten Direktvermarktung aus Wasserkraft nach Szenarien bis 2019 114

Tabelle 74 Strommengen zur festen Einspeisevergütung aus Wasserkraft nach Szenarien bis 2019 115

Tabelle 75 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Wasserkraft 2016 bis 2019 im Trend-Szenario 116

Tabelle 76 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Wasserkraft 2016 bis 2019 im oberen Szenario 116

Tabelle 77 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Wasserkraft 2016 bis 2019 im unteren Szenario 117

Tabelle 78 Leistungsentwicklung von Deponie-, Klär- und Grubengas in den Mittelfrist-Szenarien bis 2019 119

Tabelle 79 Stromerzeugung aus Deponie-, Klär- und Grubengas in den Mittelfrist-Szenarien bis 2019 121

Tabelle 80 Strommengen zur geförderten Direktvermarktung aus DKG-Gasen nach Szenarien bis 2019 123

Tabelle 81 Strommengen zur festen Einspeisevergütung aus DKG-Gasen nach Szenarien bis 2019 123

Tabelle 82 Vergütungs- und Prämienzahlungen für DKG-Gase 2016 bis 2019 im Trend-Szenario 124

Tabelle 83 Vergütungs- und Prämienzahlungen für DKG-Gase 2016 bis 2019 im oberen Szenario 125

Tabelle 84 Vergütungs- und Prämienzahlungen für DKG-Gase 2016 bis 2019 im unteren Szenario 125

Tabelle 85 Leistungsentwicklung der Biomasse in den Mittelfrist-Szenarien bis 2019 127

Tabelle 86 Stromerzeugung aus EEG-Biomasse in den Mittelfrist-Szenarien bis 2019 128

Tabelle 87 Strommengen zur geförderten Direktvermarktung aus Biomasse nach Szenarien bis 2019 130

Tabelle 88 Strommengen zur festen Einspeisevergütung aus Biomasse nach Szenarien bis 2019 130

Tabelle 89 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Biomasse 2016 bis 2019 im Trend-Szenario 131

Tabelle 90 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Biomasse 2016 bis 2019 im oberen Szenario 132

Tabelle 91 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Biomasse 2016 bis 2019 im unteren Szenario 132

Tabelle 92 Leistungsentwicklung der Geothermie in den Mittelfrist-Szenarien 2016 bis 2019 ... 134

Tabelle 93 Stromerzeugung aus Geothermie in den Mittelfrist-Szenarien 2016 bis 2019 135

Tabelle 94 Strommengen zur geförderten Direktvermarktung aus Geothermie nach Szenarien 2016 bis 2019 136

Tabelle 95 Strommengen zur festen Einspeisevergütung aus Geothermie nach Szenarien 2016 bis 2019 137

Tabelle 96 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Geothermie 2016 bis 2019 im Trend-Szenario 138

Tabelle 97 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Geothermie 2016 bis 2019 im oberen Szenario 138

Tabelle 98 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Geothermie 2016 bis 2019 im unteren Szenario 139

Tabelle 99 Leistungsentwicklung der Windenergie an Land in den Mittelfrist-Szenarien bis 2019 141

Tabelle 100 Stromerzeugung aus Windenergie an Land in den Mittelfrist-Szenarien bis 2019 142

Tabelle 101 Strommengen zur geförderten Direktvermarktung aus Windenergie an Land nach Szenarien bis 2019 144

Tabelle 102 Strommengen zur festen Einspeisevergütung aus Windenergie an Land nach Szenarien bis 2019 144

Tabelle 103 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie an Land 2016 bis 2019 im Trend-Szenario 146

Tabelle 104 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie an Land 2016 bis 2019 im oberen Szenario 146

Tabelle 105 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie an Land 2016 bis 2019 im unteren Szenario 147

Tabelle 106 Leistungsentwicklung der Windenergie auf See in den Mittelfrist-Szenarien bis 2019 149

Tabelle 107 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung aus Windenergie auf See in den Mittelfrist-Szenarien bis 2019 150

Tabelle 108 Strommengen zur geförderten Direktvermarktung aus Windenergie auf See nach Mittelfrist-Szenarien bis 2019 151

Tabelle 109 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie auf See 2016 bis 2019 im Trend-Szenario 152

Tabelle 110 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie auf See 2016 bis 2019 im oberen Szenario 152

Tabelle 111 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie auf See 2016 bis 2019 im unteren Szenario 152

Tabelle 112 Leistungsentwicklung der Photovoltaik in den Mittelfrist-Szenarien bis 2019 155

Tabelle 113 Trend-Szenario der Stromerzeugung aus Photovoltaik bis 2019 156

Tabelle 114 Oberes Szenario der Stromerzeugung aus Photovoltaik bis 2019 156

Tabelle 115 Unteres Szenario der Stromerzeugung aus Photovoltaik bis 2019 157

Tabelle 116 Strommengen zur geförderten Direktvermarktung aus Photovoltaik nach Szenarien bis 2019 158

Tabelle 117 Strommengen zur festen Einspeisevergütung aus Photovoltaik nach Szenarien bis 2019 159

Tabelle 118 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Photovoltaik 2016 bis 2019 im Trend-Szenario 160

Tabelle 119 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Photovoltaik 2016 bis 2019 im oberen Szenario 160

Tabelle 120 Vergütungs- und Prämienzahlungen für Photovoltaik 2016 bis 2019 im unteren Szenario 161

Quellenverzeichnis

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, August 2011.

Bayern 2011 — Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie (Hrsg.): Bayerisches Energiekonzept „Energie innovativ". 80 S., München, Mai 2011.

BDEW 2014 — Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2014), Berlin. 2014.

BMWi 2014 — Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.): Eckpunkte für ein Ausschreibungsdesign für Photovoltaik-Freiflächenanlagen. 7 S., Berlin, Juli 2014.

BNetzA 2014a — Bundesnetzagentur (BNetzA): Zuweisung von Anschlusskapazität auf Anbindungsleitungen für Windenergieanlagen auf See (BK6-14-129), Bonn, September 2014.

BNetzA 2014b — Bundesnetzagentur (BNetzA): Beschluss der Beschlusskammer 6 in dem Verwaltungsverfahren wegen der Festlegung zur Bestimmung eines Verfahrens zur Zuweisung und zum Entzug von Offshore-Anschlusskapazitäten (Az. BK6-13-001), Bonn, August 2014.

Bohle Zeller 2014 — Bohle Zeller, R.: Persönliche Mitteilung, Hamburg, 21.07.2014.

BWE 2014 — Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE): Windenergie an Land - Halbjahresstatistik 2014 für Deutschland: Starker Ausbau der Windenergie an Land, Berlin, 29.07.2014, http://www.wind-energie.de/presse/pressemitteilungen/2014/windenergie-land-halbjahresstatistik-2014-fuer-deutschland-starker, Zugriff 28.08.2014.

BWE 2014a — Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE): Windenergie: Schleswig-Holsteinische Windenergie profitiert von Flächenausweisung, Berlin, 14.08.2014, http://www.wind-energie.de/presse/meldungen/2014/windenergie-schleswig-holsteinische-windenergie-profitiert-von, Zugriff 4.09.2014.

DBFZ 2014a — Deutsches Biomasseforschungszentrum: Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse). Zwischenbericht Februar 2014, Leipzig, 2014.

DBFZ 2014b — Deutsches Biomasseforschungszentrum: Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse). Zwischenbericht Juni 2014, Leipzig, 2014.

DENA 2010 — Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025, Berlin, September 2010.

Destatis 2014 — Statistisches Bundesamt (Destatis): Gewinnung, Verwendung und Abgabe von Klärgas, Wiesbaden, 2014, https://www-genesis.destatis.de/genesis/online/link/tabelleErgebnis/43381-0001, Zugriff 05.08.2014.

DEWI 2012 — Ender, C. (DEWI GmbH): Windenergienutzung in Deutschland – Stand 30.06.2012. In: DEWI Magazin No. 41, Wilhelmshaven, August 2012.

DEWI 2014 — Neddermann, B. - DEWI GmbH: Persönliche Mitteilung, Oldenburg, 21.07.2014.

EUWID 2014 — EUWID Neue Energien: Niedersachsen: Umweltministerium veröffentlicht Windenergieerlass-Entwurf, Gernsbach, 18.08.2014, http://www.euwid-energie.de/news/neue-energien/einzelansicht/Artikel/ministerium-veroeffentlicht-windenergieerlass-entwurf.html, Zugriff 28.08.2014.

FAZ 2014 — Frankfurter Allgemeine Zeitung: So viele neue Windräder wie noch nie, Frankfurt am Main, 29.07.2014, http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/wirtschaftspolitik/rekordjahr-fuer-windturbinenbauer-13070470.html, Zugriff 4.09.2014.

Fründt 2014 — Fründt, A.: Neue Abstandsregeln für Windkrafträder nach EEG-Reform, o.O., 18.07.2014, http://www.erneuerbareenergien.de/neue-abstandsregeln-fuer-windkraftraeder-nach-eeg-reform/150/438/80406/, Zugriff am 04.09.2014.

FV Biogas 2014 — Fachverband Biogas e.V.: Branchenzahlen 2013 und Prognose 2014. Stand 06/2014.

Gehring 2014 — Gehring, M. (Verband kommunaler Unternehmen): Persönliche Mitteilung vom 10.07.2014.

GtV 2014 — Bundesverband Geothermie e.V., Projektlisten zur Nutzung der tiefen Geothermie in Deutschland nach Projektname bzw. Bundesländern sortiert, Stand April 2014, Berlin.

Handelsblatt 2014 — Handelsblatt: Ausbau der Windenergie kommt voran, Düsseldorf, 2014, http://www.handelsblatt.com/technologie/das-technologie-update/energie/zahlen-erstes-halbjahr-2014-ausbau-der-windenergie-kommt-voran-/10333998.html, Zugriff 4.09.2014

Herbert 2014 — Herbert, F., Dr. Born (Dr. Ermel GmbH): Persönliche Mitteilung vom 14.07.2014

Horbelt 2014 — Horbelt, A. (Fachverband Biogas e. V.): Persönliche Mitteilung, Freising, 25.07.2014.

Hummel 2014 — Hummel, P. (UBS): Persönliche Mitteilung, Zürich, 25.07.2014.

IE 2007 — Institut für Energetik und Umwelt gGmbH: Detailanalyse zur EEG-Stromeinspeisung und EEG-Prognose 2008. Studie im Auftrag des VDN und der vier Übertragungsnetzbetreiber, Leipzig, Dezember 2007.

IE 2010 — Leipziger Institut für Energie GmbH: Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken für die Kalenderjahre 2011 bis 2015, Leipzig, 2010

IE 2011 — Leipziger Institut für Energie GmbH: Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken bis 2016, Leipzig, 2011.

IE 2014 — Leipziger Institut für Energie GmbH: Auswertung von Flächenpotenzialen und möglichem Zubau je Bundesland bis 2019, Leipzig, Juni 2014.

IE et al. 2013 — Leipziger Institut für Energie GmbH; Ecofys Germany GmbH; GET AG: Marktanalyse Ökostrom. Endbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Leipzig, Juli 2013.

IE Leipzig u.a. 2014 — Leipziger Institut für Energie GmbH, Helmut-Schmidt-Universität – Universität der Bundeswehr Hamburg, BioConsult SH GmbH & Co.KG: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG, Vorhaben IIe - Stromerzeugung aus Windenergie, Wissenschaftlicher Bericht, Hamburg, Juli 2014.

Ilse 2014 — Ilse, J. (Gesamtverband Steinkohle e.V., GVSt): Persönliche Mitteilung vom 11.07.2014.

ISET 2009 — Institut für Solare Energieversorgungstechnik e. V. (ISET): Datenlieferung Regelzonenscharfe monatliche Kapazitätsfaktoren Wind, Kassel, Juli 2009.

ITG 2014 — Enerchange GbR, Informationsportal Tiefe Geothermie, Beschreibung der Projekte auf der Internetseite, http://www.tiefegeothermie.de/projekte, letzter Zugriff im September 2014.

IVG 2014 — Interessenverband Grubengas e. V., Rhede, 2014, http://www.grubengas.de/.

IWES 2014 — Hahn, B. - Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, Kassel: Persönliche Mitteilung, Kassel, 23.07.2014.

IWR 2014 — Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR): Offshore-Windpark Riffgat läuft im ersten Jahr besser als erwartet, Münster, 12.08.2014, http://www.offshore-windenergie.net/aktuelles/news/markt/detail? cat=markt&nachricht=402, letzter Zugriff am 18.08.2014.

Janczik 2014 — Janczik, S. und Kaltschmitt, M.: Nutzung der tiefen Geothermie in Deutschland und Weltweit - Statusreport 2014. In: Erdöl, Erdgas Kohle 130. Jg 2014, Heft 7/8, S. 280-285. Hamburg, Juli 2014.

Kaltwang 2014 — Kaltwang, H.-J. (STEAG New Enregies GmbH): Persönliche Mitteilung vom 10.07.2014.

Lang 2014 — Lang, H.-P. (Landesverband Bayerischer Wasserkraftwerke eG): Persönliche Mitteilung, Sinzing, 18.07.2014.

Mack 2014 — Mack, M. (Solar Engineering Decker & Mack GmbH): Persönliche Mitteilung, Hannover, 14.07.2014

Markert 2014 — Markert, A. (Verband der Wasserkraftwerksbetreiber Sachsen und Sachsen-Anhalt e. V.): Persönliche Mitteilung, Leipzig, 15.07.2014.

MU 2014 — Niedersächsisches Ministerium für Umwelt und Klimaschutz (MU): Windenergie als Kernstück der Energiewende - Bis 2050 sollen Onshore-Windenergieanlagen in Niedersachsen 20 Gigawatt Leistung liefern, Hannover, 25.08.2014, http://www.umwelt.niedersachsen.de/aktuelles/windenergie-als-kernstueck-der-energiewende-127121.html, Zugriff 28.08.2014.

Neddermann 2014a — Neddermann, B. (DEWI GmbH): Bilanz desRepowering im Jahr 2013. In: DEWI Magazin Nr. 44, S.47 - 51, Februar 2014.

Nitzschke 2014 — Nitzschke, M. (Solarworld AG): Persönliche Mitteilung, Bonn, 23.07.2014.

Portela 2014	Portela, S. (energy2market GmbH): Persönliche Mitteilung, Leipzig, 29.08.2014.
Prognos & Fichtner 2013	Prognos AG und Fichtner GmbH&Co.KG: Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland, Berlin/Stuttgart, August 2013.
PV 2014	Alfons W. Gentner Verlag GmbH & Co. KG (Hrsg.): Photovoltaik. Solartechnik für Installateure, Planer, Architekten. Online-Portal zur Fachzeitschrift unter www.photovoltaik.eu, letzter Zugriff am 10.09.2014.
Reitter 2014	Reitter, E. (Arbeitsgemeinschaft Wasserkraftwerke Baden-Württemberg e. V.): Persönliche Mitteilung, Rechtenstein, 21.07.2014.
Rhein-Zeitung 2014	Rhein-Zeitung: Viel Wirbel um Windkraft: Streit um neue Standorte entzweit das Land, Koblenz, 13.08.2014, http://www.rhein-zeitung.de/region_artikel,-Viel-Wirbel-um-Windkraft-Streit-um-neue-Standorte-entzweit-das-Land-_arid,1192084.html#.U_8Xpmflq71, Zugriff 28.08.2014.
Saadat 2014	Saadat, A. (Geoforschungszentrum): Persönliche Mitteilung, Potsdam, 15.07.2014.
Scheftelowitz 2014	Scheftelowitz, M. (Deutsches Biomasseforschungszentrum): Persönliche Mitteilung, 16.07.2014.
Schroth 2014	Schroth, G. - Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE): Persönliche Mitteilung, Berlin, 22.07.2014.
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.
Spiegel Online 2014	Spiegel Online: Windräder vs. Atomkraftwerke: Seehofer geht auf Abstand, Hamburg, 8.07.2014, http://www.spiegel.de/politik/deutschland/windraeder-in-bayern-aerger-um-abstand-zu-wohnhaeusern-a-979758.html, Zugriff 28.08.2014.
Stahl 2014	Stahl, L.K. BeGeothermal, Persönliche Mitteilung vom 14.07.2014 und 29.07.2014.
Tennet 2014a	Tennet TSO GmbH: Tatsächliche und prognostizierte Windenergieeinspeisung, Bayreuth, 2014, http://www.tennettso.de/site/de/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/tatsaechliche-und-prognostizierte-windenergieeinspeisung, letzter Zugriff am 18.08.2014.

Tennet 2014b	Tennet TSO GmbH: Übersicht REMIT, Bayreuth, 2014, http://www.tennettso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/uebersichtneu, letzter Zugriff am 15.08.2014.
Thums 2014	Thums, S., Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie: Persönliche Mitteilung, München, 18.07.2014
UM u. a. 2012	Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft, Ministerium für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz, Ministerium für Verkehr und Infrastruktur und Ministerium für Finanzen und Wirtschaft (Hrsg.): Windenergieerlass Baden-Württemberg – Gemeinsame Verwaltungsvorschrift, Baden-Württemberg, 09.05.2012.
UM-BW 2014	Umweltministerium Baden-Württemberg (Hrsg.): Fördergrundsätze kleine Wasserkraft. 9 Seiten, Stuttgart, 02.04.2013.
ÜNB 2005-2014	50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH (Übertragungsnetzbetreiber): EEG-Jahresabrechnungen der Jahre 2004 bis 2013. http://www.netztransparenz.de/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm, letzter Zugriff am 02.09.2014
ÜNB 2014a	50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH (Übertragungsnetzbetreiber): Offshore-Netzentwicklungsplan 2014. Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 2014.
ÜNB 2014b	50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH (Übertragungsnetzbetreiber): Stammdaten und testierte Bewegungsdaten und der EEG-Anlagen zum 31.12.2013. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, Juli 2014
ÜNB 2014c	50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH (Übertragungsnetzbetreiber): Information zur Direktvermarktung nach §33b EEG 2012 bzw. §20 Abs. 1 EEG 2014, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 20.08.2014.
ÜNB 2014d	50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH (Übertragungsnetzbetreiber): Vorläufige Ist-Werte für die EEG-Stromeinspeisung mit fester Vergütung für Januar 2013 bis April 2014. Persönliche Mitteilung, Bayreuth, 15.07.2014.

Uphoff 2014	Uphoff, H. (Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke): Persönliche Mitteilung, Berlin, 10.07.2014
Volk 2014	Volk, G. (Bundesnetzagentur): Persönliche Mitteilung, Bonn, 29.07.2014.
Wedepohl 2014	Wedepohl, D. (Bundesverband Solarwirtschaft): Persönliche Mitteilung, Berlin, 28.07.2014.
Wiesbadener Kurier 2014	Wiesbadener Kurier: Windkraft in Hessen: Branche sieht sich ausgebremst, Wiesbaden, 23.07.2014, http://www.wiesbadener-kurier.de/politik/hessen/windkraft-in-hessen-branche-sieht-sich-ausgebremst_14358574.htm, Zugriff 28.08.2014.
windcomm 2014	Arntzen, H.: Persönliche Mitteilung, Husum, 01.09.2014.
windcomm 2014a	windcomm schleswig-holstein – Netzwerkagentur Windenergie: Ausbau trotz Gegenwind, Husum, 27.08.2014.
Windguard 2013	Deutsche WindGuard GmbH (Hrsg.): Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland, 1. Halbjahr 2013 bzw. Jahr 2013. Varel, Juli 2013 bzw. Januar 2014
Windguard 2014	Deutsche WindGuard GmbH (Hrsg.): Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland, Varel, Juli 2014.
Wust 2014	Wust, Bernd Dr.: Die 10-H-Regelung - Das Aus für die Windkraft in Bayern, Garching, 26.06.2014.
ZSW 2014	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW): Vorhaben I Stromerzeugung aus Klär-, Deponie- und Grubengas, Februar 2014.