

R2B ENERGY CONSULTING GMBH



Endbericht

Jahresprognose 2013 und Mittelfristprognose bis 2017 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken

Im Auftrag der

50Hertz Transmission GmbH

Amprion GmbH

TenneT TSO GmbH

TransnetBW GmbH

Köln, 10. November 2012

Impressum:

r2b energy consulting GmbH

Zollstockgürtel 61

50969 Köln

Tel.: +49 (0)221 - 78 95 98 60

<http://www.r2b-energy.com>

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	9
2	Grundsätzliche Vorgehensweise im Rahmen der Prognose.....	10
2.1	Definition der Szenarien.....	11
2.2	Ermittlung der installierten Leistung.....	12
2.3	Ermittlung der Erzeugung.....	13
2.4	Prognose der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen.....	14
2.5	Prognose der gesamten EEG-Vergütungszahlungen.....	18
3	Wasserkraft (§ 23 EEG).....	19
3.1	Entwicklung bis 2011.....	19
3.2	Prognose der installierten Leistung.....	20
3.3	Prognose der Volllaststunden und der Stromerzeugung.....	22
3.4	Prognose der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen.....	25
3.5	Prognose der Vergütungszahlungen.....	29
4	Deponie-, Klär- und Grubengas (§§ 24-26 EEG).....	34
4.1	Entwicklung bis 2011.....	34
4.2	Prognose der installierten Leistung.....	35
4.3	Prognose der Volllaststunden und der Stromerzeugung.....	40
4.4	Prognose der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen.....	42
4.5	Prognose der Vergütungszahlungen.....	46
5	Biomasse (§ 27 EEG).....	52
5.1	Entwicklung bis 2011.....	52
5.2	Prognose der installierten Leistung.....	53
5.3	Prognose der Volllaststunden und der Stromerzeugung.....	58
5.4	Prognose der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen.....	60
5.5	Prognose der Vergütungszahlungen.....	63
6	Geothermie (§ 28 EEG).....	68
6.1	Entwicklung bis 2011.....	68
6.2	Prognose der installierten Leistung.....	68
6.3	Prognose der Volllaststunden und der Stromerzeugung.....	71
6.4	Prognose der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen.....	73
6.5	Prognose der Vergütungszahlungen.....	74

7	Wind Onshore (§§ 29 und 30 EEG)	79
	7.1 Entwicklung bis 2011	79
	7.2 Prognose der installierten Leistung.....	80
	7.3 Prognose der Volllaststunden und der Stromerzeugung.....	85
	7.4 Prognose der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen.....	88
	7.5 Prognose der Vergütungszahlungen.....	93
8	Wind Offshore (§ 31 EEG).....	98
	8.1 Entwicklung bis 2011	98
	8.2 Prognose der installierten Leistung.....	99
	8.3 Prognose der Volllaststunden und der Stromerzeugung.....	103
	8.4 Prognose der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen.....	106
	8.5 Prognose der Vergütungszahlungen.....	109
9	Photovoltaik (§§ 32 und 33 EEG)	114
	9.1 Entwicklung bis 2011	114
	9.2 Prognose der installierten Leistung.....	115
	9.3 Prognose der Volllaststunden und der Stromerzeugung.....	121
	9.4 Prognose der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen.....	124
	9.5 Prognose der Vergütungszahlungen.....	128
10	Zusammenfassende Gesamtbetrachtungen	133
	10.1 Prognose der installierten Leistung.....	133
	10.2 Prognose der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen	135
	10.3 Prognose der Inanspruchnahme der unterschiedlichen Vermarktungsmodelle.....	137
	10.4 Prognose der EEG-Einspeisevergütungen und vermiedenen Netznutzungsentgelte ..	139
11	Literaturverzeichnis.....	141

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Grundsätzliche Vorgehensweise im Rahmen der Prognose	10
Abbildung 2-2: Szenariendefinition	12
Abbildung 2-3: Entwicklung der monatlichen Strompreise (base) im Jahre 2013	17
Abbildung 2-4: Entwicklung der jährlichen Strompreise (base) für die Jahre 2013 bis 2017	18
Abbildung 10-1: Entwicklung der installierten Leistung im Trend-Szenario	134
Abbildung 10-2: Entwicklung der EEG-Stromerzeugung im Trend-Szenario	136
Abbildung 10-3: Inanspruchnahme der unterschiedlichen Vermarktungsformen von EE- Strom im Jahr 2013 im Trend-Szenario	138
Abbildung 10-4: Entwicklung der gesamten Einspeisevergütungen und der vermiedenen Netznutzungsentgelte im Trend-Szenario	140

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Bisherige Entwicklung der EEG-geförderten Wasserkraft in Deutschland.....	19
Tabelle 3-2:	Prognose der Entwicklung der installierten Leistung der EEG-geförderten Wasserkraft in Deutschland bis 2013	21
Tabelle 3-3:	Prognose der Entwicklung der installierten Leistung der EEG-geförderten Wasserkraft in Deutschland bis 2017	22
Tabelle 3-4:	Prognose der Entwicklung der Stromerzeugung der EEG-geförderten Wasserkraft in Deutschland in 2013	24
Tabelle 3-5:	Prognose der Entwicklung der Stromerzeugung der EEG-geförderten Wasserkraft in Deutschland bis 2017	25
Tabelle 3-6:	Annahmen zu Kosten und Erlösen von Vermarktungsoptionen bzgl. EEG-geförderter Wasserkraft	26
Tabelle 3-7:	Prognose der Entwicklung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen der EEG-geförderten Wasserkraft in Deutschland in 2013.....	27
Tabelle 3-8:	Prognose der Entwicklung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen der EEG-geförderten Wasserkraft in Deutschland bis 2017.....	28
Tabelle 3-9:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen der EEG-geförderten Wasserkraft in Deutschland in 2013 im Trend-Szenario	30
Tabelle 3-10:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen der EEG-geförderten Wasserkraft in Deutschland in 2013 im oberen Szenario.....	31
Tabelle 3-11:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen der EEG-geförderten Wasserkraft in Deutschland in 2013 im unteren Szenario	31
Tabelle 3-12:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen der EEG-geförderten Wasserkraft in Deutschland bis 2017.....	33
Tabelle 4-1:	Bisherige Entwicklung von Deponie-, Klär- und Grubengas in Deutschland.....	34
Tabelle 4-2:	Prognose der Entwicklung der installierten Leistung von Deponie-, Klär- und Grubengas bis 2013	37
Tabelle 4-3:	Prognose der Entwicklung der installierten Leistung von Deponie-, Klär- und Grubengas bis 2017	39
Tabelle 4-4:	Prognose der Entwicklung der Stromerzeugung von Deponie-, Klär- und Grubengas in Deutschland in 2013.....	41
Tabelle 4-5:	Prognose der Entwicklung der Stromerzeugung von Deponie-, Klär- und Grubengas in Deutschland bis 2017.....	42

Tabelle 4-6:	Annahmen zu Kosten und Erlösen von Vermarktungsoptionen bzgl. Deponie-, Klär- und Grubengas	43
Tabelle 4-7:	Prognose der Entwicklung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen von Deponie-, Klär- und Grubengasanlagen in Deutschland in 2013	45
Tabelle 4-8:	Prognose der Entwicklung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen von Deponie-, Klär- und Grubengasanlagen in Deutschland bis 2017	46
Tabelle 4-9:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Deponie-, Klär- und Grubengas in Deutschland in 2013 im Trend-Szenario	48
Tabelle 4-10:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Deponie-, Klär- und Grubengas in Deutschland in 2013 im oberen Szenario	49
Tabelle 4-11:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Deponie-, Klär- und Grubengas in Deutschland in 2013 im unteren Szenario.....	49
Tabelle 4-12:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Deponie-, Klär- und Grubengas in Deutschland bis 2017	51
Tabelle 5-1:	Bisherige Entwicklung von Biomasse in Deutschland.....	53
Tabelle 5-2:	Prognose der Entwicklung der installierten Leistung von Biomasse bis 2013.....	55
Tabelle 5-3:	Prognose der Entwicklung der installierten Leistung von Biomasse bis 2017.....	57
Tabelle 5-4:	Prognose der Entwicklung der Stromerzeugung von Biomasse in Deutschland in 2013.....	59
Tabelle 5-5:	Prognose der Entwicklung der Stromerzeugung von Biomasse in Deutschland in 2017.....	60
Tabelle 5-6:	Annahmen zu Kosten und Erlösen von Vermarktungsoptionen bzgl. Biomasse.....	61
Tabelle 5-7:	Prognose der Entwicklung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen von Biomasse in Deutschland in 2013	62
Tabelle 5-8:	Prognose der Entwicklung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen von Biomasse in Deutschland bis 2017	63
Tabelle 5-9:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Biomasse in Deutschland in 2013 im Trend-Szenario	65
Tabelle 5-10:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Biomasse in Deutschland in 2013 im oberen Szenario.....	65
Tabelle 5-11:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Biomasse in Deutschland in 2013 im unteren Szenario	66

Tabelle 5-12:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Biomasse in Deutschland bis 2017.....	67
Tabelle 6-1:	Bisherige Entwicklung von Geothermie in Deutschland.....	68
Tabelle 6-2:	Prognose der Entwicklung der installierten Leistung von Geothermie bis 2013.....	70
Tabelle 6-3:	Prognose der Entwicklung der installierten Leistung von Geothermie bis 2017.....	71
Tabelle 6-4:	Prognose der Entwicklung der Stromerzeugung von Geothermie in Deutschland in 2013.....	72
Tabelle 6-5:	Prognose der Entwicklung der Stromerzeugung von Geothermie in Deutschland bis 2017.....	73
Tabelle 6-6:	Prognose der Entwicklung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen von Geothermie in Deutschland in 2013.....	74
Tabelle 6-7:	Prognose der Entwicklung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen von Geothermie in Deutschland bis 2017.....	74
Tabelle 6-8:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Geothermie in Deutschland in 2013 im Trend-Szenario.....	76
Tabelle 6-9:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Geothermie in Deutschland in 2013 im oberen Szenario.....	76
Tabelle 6-10:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Geothermie in Deutschland in 2013 im unteren Szenario.....	77
Tabelle 6-11:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Geothermie in Deutschland bis 2017.....	78
Tabelle 7-1:	Bisherige Entwicklung von Wind Onshore in Deutschland.....	79
Tabelle 7-2:	Prognose der Entwicklung der installierten Leistung von Wind Onshore bis 2013.....	83
Tabelle 7-3:	Prognose der Entwicklung der installierten Leistung von Wind Onshore bis 2017.....	85
Tabelle 7-4:	Prognose der Entwicklung der Stromerzeugung von Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland in 2013.....	87
Tabelle 7-5:	Prognose der Entwicklung der Stromerzeugung von Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland bis 2017.....	88
Tabelle 7-6:	Annahmen zu Kosten und Erlösen von Vermarktungsoptionen bzgl. Wind Onshore.....	90
Tabelle 7-7:	Prognose der Entwicklung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen von Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland in 2013.....	91

Tabelle 7-8:	Prognose der Entwicklung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen von Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland bis 2017.....	93
Tabelle 7-9:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland in 2013 im Trend-Szenario	95
Tabelle 7-10:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland in 2013 im oberen Szenario.....	95
Tabelle 7-11:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland in 2013 im unteren Szenario	96
Tabelle 7-12:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland bis 2017.....	97
Tabelle 8-1:	Bisherige Entwicklung von Wind Offshore in Deutschland	99
Tabelle 8-2:	Prognose der Entwicklung der installierten Leistung von Wind Offshore bis 2013.....	101
Tabelle 8-3:	Prognose der Entwicklung der installierten Leistung von Wind Offshore bis 2017.....	103
Tabelle 8-4:	Prognose der Entwicklung der Stromerzeugung von Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland in 2013	105
Tabelle 8-5:	Prognose der Entwicklung der Stromerzeugung von Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland bis 2017.....	106
Tabelle 8-6:	Annahmen zu Kosten und Erlösen von Vermarktungsoptionen bzgl. Wind Offshore.....	107
Tabelle 8-7:	Prognose der Entwicklung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen von Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland in 2013	108
Tabelle 8-8:	Prognose der Entwicklung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen von Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland bis 2017.....	109
Tabelle 8-9:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland in 2013 im Trend-Szenario	110
Tabelle 8-10:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland in 2013 im oberen Szenario.....	111
Tabelle 8-11:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland in 2013 im unteren Szenario	111
Tabelle 8-12:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland bis 2017	113
Tabelle 9-1:	Bisherige Entwicklung von Photovoltaik in Deutschland.....	114

Tabelle 9-2:	Entwicklung und Prognose des Anteils der Nutzung der Eigenverbrauchsoption von Photovoltaik.....	116
Tabelle 9-3:	Entwicklung und Prognose des durchschnittlichen Anteils des Eigenverbrauchs je Anlagengröße von Photovoltaik.....	117
Tabelle 9-4:	Entwicklung und Prognose des Anteils des Zubaus von Photovoltaik nach Anlagengröße	117
Tabelle 9-5:	Prognose der Entwicklung der installierten Leistung von Photovoltaik bis 2013.....	119
Tabelle 9-6:	Prognose der Entwicklung der installierten Leistung von Photovoltaik bis 2017.....	121
Tabelle 9-7:	Prognose der Entwicklung der Stromerzeugung von Photovoltaik in Deutschland in 2013.....	123
Tabelle 9-8:	Prognose der Entwicklung der Stromerzeugung von Photovoltaik in Deutschland bis 2017.....	124
Tabelle 9-9:	Annahmen zu Kosten und Erlösen von Vermarktungsoptionen bzgl. Photovoltaik.....	125
Tabelle 9-10:	Prognose der Entwicklung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen von Photovoltaik in Deutschland in 2013	126
Tabelle 9-11:	Prognose der Entwicklung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen von Photovoltaik in Deutschland bis 2017	127
Tabelle 9-12:	Entwicklung der durchschnittlichen EEG-Vergütungssätze für Photovoltaik.....	128
Tabelle 9-13:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Photovoltaik in Deutschland in 2013 im Trend-Szenario	130
Tabelle 9-14:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Photovoltaik in Deutschland in 2013 im oberen Szenario.....	130
Tabelle 9-15:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Photovoltaik in Deutschland in 2013 im unteren Szenario.....	131
Tabelle 9-16:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Photovoltaik in Deutschland bis 2017.....	132

1 Einleitung

Gemäß § 3 AusglMechAV sind die deutschen Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres die Ermittlung der EEG-Umlage für das folgende Kalenderjahr sowie bis zum 15. November eines Kalenderjahres eine Mittelfristprognose der EEG Umlage transparent zu veröffentlichen. Diese Prognose der Entwicklung der Erneuerbaren Energien (EE) dient einerseits als Grundlage für die Bestimmung der EEG-Umlage für das Jahr 2013. Andererseits wird im Rahmen der Mittelfristprognose ein Ausblick über die Entwicklung der EEG-geförderten Anlagen bis 2017 gewährt.

Entsprechend der AusglMechAV werden für die im Rahmen des EEG geförderten regenerativen Kraftwerkstechnologien Wasserkraft, Deponie-, Klär- und Grubengas, Biomasse, Geothermie, Wind Onshore, Wind Offshore und Photovoltaik die zur Bestimmung der EEG-Umlage maßgeblichen Entwicklungen prognostiziert. So werden auf Grundlage der prognostizierten Entwicklung der installierten Leistung, der Volllaststunden und der eingespeisten Jahresarbeit die durchschnittlich an die Anlagenbetreiber zu zahlenden Vergütungen sowie die Höhe der vermiedenen Netzentgelte ermittelt.

Die Höhe der zu zahlenden Vergütungen hängt neben der Entwicklung der eingespeisten Strommenge auch von der Wahl der Vermarktungsform ab. Neben der Festpreisvergütung besteht für die EE-Anlagenbetreiber die Möglichkeit ihren grundsätzlich förderfähigen Strom im Rahmen des Marktprämienmodells, des Grünstromprivilegs sowie der sonstigen Direktvermarktung zu vermarkten. Daher werden im Rahmen dieser Prognose zusätzlich die jeweiligen Vermarktungsmengen der einzelnen Vermarktungsoptionen quantifiziert.

Als Ergebnis dieser Prognose ergeben sich somit u.a. die gesamten Vergütungszahlungen und die vermiedenen Netzentgelte, die im Rahmen des EEG für die Jahre 2013 bis 2017 anfallen.

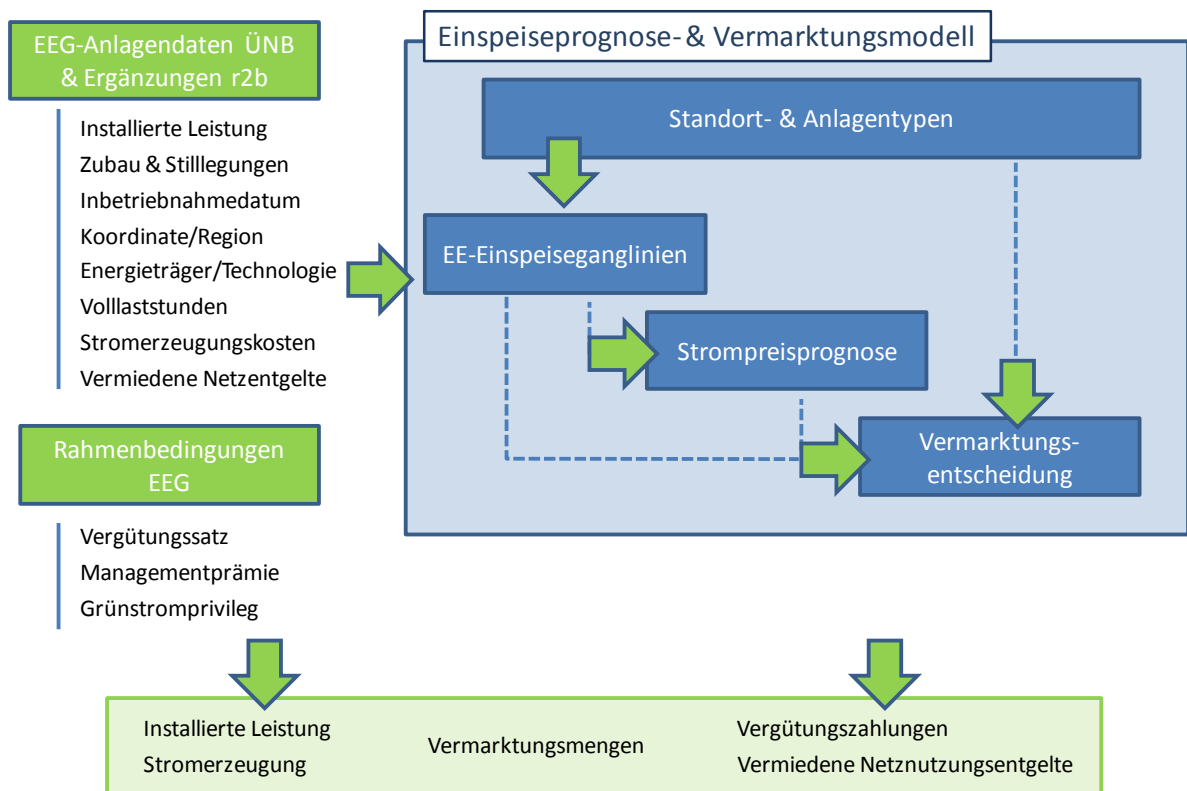
Die folgende Prognose ist in mehrere Kapitel unterteilt. Im zweiten Kapitel erfolgt eine allgemeine technologieunabhängige Beschreibung der Methodik zur Ermittlung der EEG-Strommengen sowie der Inanspruchnahme der unterschiedlichen Vermarktungsformen. In den folgenden Kapiteln werden die Annahmen, die Methodik sowie die Ergebnisse für Wasserkraft (Kapitel 3), Deponie-, Klär- und Grubengas (Kapitel 4), Biomasse (Kapitel 5), Geothermie (Kapitel 6), Wind Onshore (Kapitel 7), Wind Offshore (Kapitel 8) und Photovoltaik (Kapitel 9) detailliert ausgewiesen und beschrieben. In Kapitel 10 erfolgt eine zusammenfassende Betrachtung der wesentlichen Ergebnisse.

2 Grundsätzliche Vorgehensweise im Rahmen der Prognose

In diesem Kapitel wird die im Rahmen der Prognose angewendete Vorgehensweise zur Bestimmung der installierten Kapazität, der Stromerzeugung, der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen sowie der Vergütungszahlungen erläutert. Dabei wird im Rahmen dieses Kapitels die für alle betrachteten EE-Technologien gleichermaßen angewendete Methodik beschrieben. Die Erläuterungen der spezifischen methodischen Herangehensweise für die einzelnen EE-Technologien erfolgt in den jeweiligen Technologiekapiteln.

In Abbildung 2-1 ist die grundsätzliche Methodik im Rahmen der Prognose dargestellt. Grundsätzlich basieren die Berechnungen bzgl. der Entwicklungen der einzelnen EE-Technologien auf einer Vielzahl an Daten, die im Rahmen der Prognose erhoben und ausgewertet wurden. Auf Basis dieser Daten wird zunächst für jede EE-Technologie eine Prognose der installierten Leistung unter Berücksichtigung der Bestandsanlagen, des Zubaus und der Stilllegungen vorgenommen. Auf Basis der Informationen zur Leistung, zum Standort, zum Technologietyp und zum stündlichen Primärenergiedargebot werden in einem nächsten Schritt stündliche Einspeiseganglinien für die einzelnen Anlagen abgeleitet.

ABBILDUNG 2-1: GRUNDSÄTZLICHE VORGEHENSWEISE IM RAHMEN DER PROGNOSE



Quelle: Eigene Darstellung.

Auf Basis der Einspeiseganglinien wird anschließend im Rahmen eines Regressionsmodells eine Strompreisprognose durchgeführt, die u.a. für die anlagenindividuelle Entscheidung der Vermarktungsform relevant ist.

Zur Bestimmung der individuellen gewinnoptimalen Vermarktungsstrategien werden neben den bereits genannten Einflussgrößen zusätzlich ökonomische Randbedingungen (Kosten und EEG-Erlöse) berücksichtigt und im Rahmen eines Optimierungsmodells verarbeitet. Das verwendete Vermarktungsmodell kann dabei auf jeweils monatlicher Basis eine Vermarktungsoption wählen und auf stündlicher Basis die ermittelte Einspeisestruktur anpassen bzw. optimieren. Als Ergebnis des Einspeiseprognose- und Vermarktungsmodells erfolgt eine Prognose bzgl. der weiteren Entwicklung der installierten Leistung, der Stromerzeugung, der jeweiligen Vermarktungsmengen, der Vergütungszahlungen sowie der vermiedenen Netznutzungsentgelte. Diese Ergebnisse werden anschließend als Grundlage zur Bestimmung der EEG-Umlage genutzt.

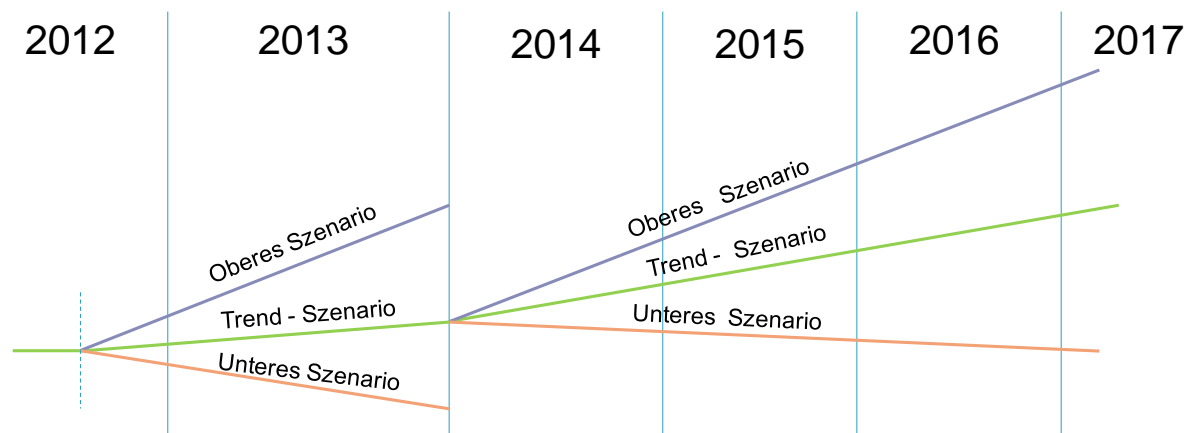
2.1 Definition der Szenarien

Die Entwicklung der Kapazitäten, Stromerzeugung und Vermarktung auf Basis Erneuerbarer Energien beeinflussen auf die Höhe der EEG Vergütungen und damit auch auf die EEG-Umlage. Diese Entwicklung ist jedoch mit Unsicherheiten verbunden. So bestehen zum einen Unsicherheiten bzgl. der Entwicklung der installierten Kapazitäten, d.h. der Zubauten und der Stilllegungen. Zum anderen lassen sich auch die erzeugten und eingespeisten Strommengen nicht sicher prognostizieren. Insbesondere bei den dargebotsabhängigen Technologien bestehen starke jährliche Schwankungen der durchschnittlichen Volllaststunden, da diese von den jeweiligen meteorologischen Bedingungen abhängen. Außerdem ist auch die Entwicklung der zukünftigen Inanspruchnahme der einzelnen Vermarktungsoptionen der EEG-Anlagen unsicher. Diese sind bspw. abhängig von der Entwicklung der Vermarktungskosten. Diese Unsicherheiten wurden im Rahmen der Prognosen auf Basis von drei Szenarien durch Bandbreiten möglicher EEG-Entwicklungen abgebildet.

Im **Trend Szenario** wird der aus heutiger Sicht wahrscheinlichste Entwicklungspfad dargestellt. Da das **obere Szenario** die obere Bandbreite der EEG-Kosten abbilden soll, wird gegenüber dem Trend-Szenario zum einen ein stärkerer Zubau angenommen, welcher den positiven Einfluss besserer Rahmenbedingungen auf die Investitionsentscheidungen widerspiegeln soll. Außerdem werden höhere Volllaststunden unterstellt. Um die Unsicherheit bzgl. der Vermarktungsentscheidung abzubilden, werden im oberen Szenario gegenüber dem Trend-Szenario niedrigere Vermarktungskosten angenommen. Bei sonst gleichen Rahmenbedingungen führen geringere Vermarktungskosten zu einer höheren Inanspruchnahme insbesondere des Marktprämienmodells und damit auch zu einer Erhöhung der EEG-Kosten. Analog gelten die Annahmen umgekehrt für das **untere Szenario**.

Abbildung 2-2 stellt den Verlauf der Szenarien dar und verdeutlicht das Vorgehen bei deren Entwicklung. Die Bandbreite der Szenarien der Jahresprognose 2013 entwickelt sich ab der zweiten Jahreshälfte 2012. Bis zur Jahresmitte 2012 wurden in allen Szenarien die gleichen EE-Kapazitäten unterstellt. Die Mittelfristprognose bis 2017 basiert auf den Ergebnissen des Trend-Szenarios der Jahresprognose 2013 und somit auf dem aus heutiger Sicht wahrscheinlichsten Stand Ende 2013. Diese Szenariendefinition kann dazu führen, dass bspw. die installierte Kapazität im oberen Szenario in 2013 höher ist als die installierte Kapazität im oberen Szenario in 2014. Folglich besteht für das obere und untere Szenario zum Jahreswechsel 2013 zu 2014 ein Sprung.

ABBILDUNG 2-2: SZENARIENDEFINITION



Quelle: Eigene Darstellung.

Eine detaillierte Beschreibung der grundsätzlichen Herangehensweise zur Bestimmung der relevanten Einflussfaktoren erfolgt in den folgenden Abschnitten.

2.2 Ermittlung der installierten Leistung

Als erster Schritt wird die Entwicklung der installierten Leistung bestimmt. Dabei wird zunächst auf Basis der von den ÜNB bereit gestellten Stamm- und Bewegungsdaten¹ der EEG-Anlagen der Stand der installierten Leistung der einzelnen EE-Technologien zum 31. Dezember 2011 ermittelt. Dazu wurde eine aufwendige Validierung der individuellen Anlagendaten durchgeführt. Auf Basis der Anlagendatenbank wurde als nächster Schritt der Zubau für das Jahr 2012 und Folgejahre prognostiziert. Dabei ist eine Vielzahl an Informationen in diese Zubauprognose eingeflossen:

- Auswertungen der Anlagendatenbank bzgl. des Zubaus und der Zubaustuktur sowie der Stilllegungen der vergangenen Jahre. Dabei wurde zusätzlich analysiert, welchen Einfluss die Regelungen des EEG auf den Zubau hatten.
- Interviews mit ausgewiesenen Fachexperten
- Prognosen weiterer veröffentlichter Studien: Hierbei wurden insbesondere der Nationale Aktionsplan Erneuerbare Energien sowie die BMU-Leitstudie berücksichtigt.
- Auswertungen von Internetplattformen, Pressemitteilungen, Zeitungsartikeln
- Analysen zur Entwicklung der Renditen einzelner EE-Technologien

Als Ergebnis dieses Arbeitsschritts ergeben sich monatliche installierte Leistungen je Technologie, Anlagentyp und Regelzone/Region.

¹ ÜNB (2010), ÜNB (2011), ÜNB (2012a).

2.3 Ermittlung der Erzeugung

Um die stündliche Stromerzeugung aus EEG-Anlagen zu bestimmen sind zunächst nach Energieträgern unterschiedene typische EE-Stromerzeugungsstandorte und -typen definiert worden. Diese Einteilung unterscheidet sich in folgenden Charakteristika:

- Energieträger: Wasserkraft, Deponie-, Klär- und Grubengas, Biomasse, Geothermie, Windenergie Onshore, Windenergie Offshore und Photovoltaik
- Standort: Je nach Energieträger wurden unterschiedlich fein aufgelöste Regionen für Deutschland gebildet; die größte regionale Aufgliederung waren dabei Regelzonen.
- Technologie: Je nach Energieträger sind unterschiedliche Formen der Flexibilität und Speicherfähigkeit sowie weitere Anlagencharakteristika (Leistungskennlinien, etc.) abgebildet worden.

Für jede Region und Energieträger sind jeweils stündliche Werte für das Primärenergiedargebot hinterlegt worden. Bspw. sind bei den Analysen für Windenergie Onshore stündliche und regional unterschiedliche Windgeschwindigkeiten in die Berechnungen eingeflossen. Diese stündlichen Ganglinien werden mittels geeigneter Umrechnungsmethoden für unterschiedliche EE-Erzeugungstechnologien in eine elektrische Stromerzeugung umgerechnet. Diese Umrechnung erfolgt wiederum für die unterschiedlichen EE-Anlagentypen individuell. So werden bspw. bei den Berechnungen für Windenergie Onshore unterschiedliche Leistungskennlinien hinterlegt, die den jeweiligen WEA-Anlagentypen und unterschiedlichen Nabenhöhen Rechnung tragen. Diese stündlichen EE-Erzeugungsstrukturen werden als spezifische Erzeugung je installierte Leistung (MWh/MW) weiterverwendet.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern publizierten Stammdaten² enthalten mehr als eine Millionen Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, die jeweils in die oben beschriebenen Standort- und Anlagenkategorien eingeteilt werden. Um eine entsprechende Zuordnung zu einer Region bzw. zu einem Anlagentyp zu erhalten werden Postleitzahlen- oder Ortsnameninformationen, Inbetriebnahmedatum, Brennstoffangaben und Aggregatzustände (bei Bioenergie) sowie die installierte Leistung dieser Daten genutzt. Über die Angabe der installierten Leistung jeder Anlage kann eine summierte installierte Stromerzeugungskapazität je Region und Anlagentyp berechnet werden.

Aufgrund dieser Aggregation der EE-Anlagendaten kann die Anzahl zu untersuchenden Anlagentypen und -standorte deutlich reduziert werden, da nun Anlagen mit identischen oder ähnlichen technischen Eigenschaften in identischen Regionen über die summierte installierte Leistung zusammengefasst werden. Damit kann auf eine aufwändige anlagenindividuelle Betrachtung verzichtet werden.³

² ÜNB (2012a).

³ Eine Modellierung der Einspeisung und Vermarktungsform für jede einzelne Anlage würde aufgrund der hohen Anzahl an Anlagen in einer angemessenen Zeit nicht möglich sein. Daher wurden im Rahmen dieser Prognose einzelne Anlagen in Anlagen- und Standorttypen klassifiziert.

Die stündliche Stromerzeugung je Energieträger, Anlagentyp und Region erhält man demnach durch Multiplikation der stündlichen EE-Erzeugungsstruktur mit der jeweiligen installierten Leistung.

Als letzten Schritt bei der Berechnung der EE-Erzeugungsganglinien wurden zusätzlich die Informationen bzgl. Vollbenutzungsstunden in den von den ÜNB veröffentlichten Bewegungs- und Stammdaten⁴ genutzt. Hierzu werden die ermittelten stündlichen Einspeisestrukturen auf das empirisch ermittelte Niveau der durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden der Jahre 2009, 2010 und 2011 skaliert.⁵ Dadurch ist gewährleistet, dass die hier berechneten Einspeisestrukturen mit den Bewegungsdaten der ÜNB übereinstimmen.

2.4 Prognose der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen

Die Bestimmungen des EEG gewähren jedem EE-Anlagenbetreiber die freie Wahl seiner Vermarktungsstrategie. Dabei stehen ihm die vier Optionen (EEG § 33b, EEG § 16ff)

- Festpreisvergütung (FP),
- Marktprämienmodell (MP),
- Grünstromprivileg (GP) und
- sonstige Direktvermarktung (DV)

zur Auswahl. Die Auswahlmöglichkeit der Vermarktungsform gilt jeweils für einen Monat und muss mit einer Vorlaufzeit von einem Monat (EEG § 33d) den Übertragungsnetzbetreibern bekanntgegeben werden.

Das im Rahmen dieses Gutachtens verwendete Modell zur Ermittlung der Inanspruchnahme der unterschiedlichen Vermarktungsmodelle erlaubt zweierlei Vorgehensweisen. Einerseits ist eine Ermittlung der Vermarktung nach rein wirtschaftlichen Kriterien (Gewinnmaximierung) vorgesehen. Andererseits kann ebenso eine Vermarktungsstrategie auf jährlicher Basis für individuelle Anlagen vorgegeben werden. Beide Alternativen werden nachfolgend beschrieben.

Optimierte Wahl des Vermarktungsmodells

Grundsätzlich gehen wir in diesem Gutachten von einer gewinnmaximierenden Vermarktung der stündlichen EE-Stromerzeugung aus. D.h., dass die EE-Anlagenbetreiber jeweils diejenige Vermarktungsform wählen, die ihnen die höchsten Renditen aus der zu erwartenden Stromerzeugung im Nachfolgemonat versprechen. In die Renditeberechnung fließen sowohl die gesamten variablen Kosten der EE-Stromerzeugung (Brennstoffkosten, Vermarktungs- und Aus-

⁴ ÜNB (2010), ÜNB (2011), ÜNB (2012a).

⁵ Falls von diesem einheitlichen Verfahren auf Grund empirischer Gründe abgewichen wurde, ist ein entsprechender Hinweis bei der Beschreibung der Ergebnisse je Energieträger vermerkt.

gleichsenergiekosten) sowie die unterschiedlichen Erlösbestandteile je nach Vermarktungsform ein⁶. Kosten und Erlöse je Vermarktungsmodell lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- In der **Festpreisvergütung** können die EE-Anlagenbetreiber die im Rahmen des EEG vorgesehenen Vergütungssätze erlösen. Für einzelne Energieträger können Zusatzzahlungen anfallen, wie bspw. Vergütungen für eigenverbrauchten Strom (PV). Es fallen lediglich Brennstoffkosten an.
- Im **Marktprämienmodell** erlösen die EE-Anlagenbetreiber einerseits stündliche Day-Ahead-Strompreise (Erlöse aus der Vermarktung am Spotmarkt) und andererseits die Marktprämie, die sich aus der Managementprämie sowie der Differenz zwischen Festpreisvergütungssatz und dem monatlichen Base-Preis multipliziert mit dem energieträgerspezifischen Profilmultiplikator ergibt. Im Rahmen der Marktprämie kann ein Biogasanlagenbetreiber zusätzlich die Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen. Bei dieser Vermarktungsform trägt der EE-Anlagenbetreiber die gesamten Kosten der Stromerzeugung inkl. der Vermarktungs- und Ausgleichsenergiekosten.
- Im Rahmen des **Grünstromprivilegs** ist die Höhe der erzielbaren Erlöse für jeden EE-Anlagenbetreiber unterschiedlich. Neben den Vermarktungserlösen auf dem Spotmarkt erhält der Anlagenbetreiber einen Aufschlag, den er mit dem Vermarkter aushandelt und vertraglich fixiert. Dieser Aufschlag ist individuell. Für die Festsetzung der erzielbaren Erlöse für EE-Anlagenbetreiber im Grünstromprivileg sind daher folgende Überlegungen durchgeführt worden: Ein EE-Anlagenbetreiber kann maximal zusätzlich 40 €/MWh erzielen, da dies die maximale Verringerung der EEG-Umlage für einen Vermarkter darstellt. Diese Größe reduziert sich jedoch um Kosten der Vermarktung des EE-Stroms im Rahmen des Grünstromprivilegs. Hierbei sind einerseits die üblichen Kosten der Direktvermarktung (Brennstoffkosten, Vermarktungskosten und Ausgleichsenergiekosten) zu berücksichtigen. Andererseits sind zusätzliche Kosten anzusetzen, die aufgewendet werden müssen, um die gesetzlichen Anforderungen⁷ des Grünstromprivilegs zu erfüllen. Wir gehen daher im Rahmen der Prognose von einem zusätzlichen Erlös von 23 €/MWh aus, wenn das Grünstromprivileg in Anspruch genommen wird.
- In der **sonstigen Direktvermarktung** können EE-Anlagenbetreiber neben den Erlösen aus einer Vermarktung des Stroms am Großhandelsmarkt keine weiteren Vergütungen im Rahmen des EEG erzielen⁸. Es müssen die vollständigen Kosten der EE-Stromerzeugung und Vermarktung berücksichtigt werden.

Vorgegebene Wahl des Vermarktungsmodells

Neben der gewinnmaximierenden Vermarktungsstrategie erlaubt die hier vorgestellte Modellierung auch die Vorgabe einer fixierten Vermarktungsalternative je EEG-Anlage. Eine Fixierung

⁶ Das Vermarktungsmodell ist als gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem formuliert. Diese Methode bestimmt die gewinnmaximale Vermarktungsstrategie bei gegebenen und bekannten Vergütungssätzen, Strompreisen sowie den dafür anfallenden Kostenbestandteilen.

⁷ Die Anforderungen sind im EEG § 39 geregelt.

⁸ Es besteht allerdings die Möglichkeit diesen EE-Strom für alternative EE-Stromvermarktung zu nutzen (bspw. im Rahmen des Europäischen Grünstromzertifikatehandels).

der Vermarktungsstrategie kann aus vielerlei Gründen sinnvoll sein. Zum einen ist davon auszugehen, dass kleinere Anlagenbetreiber mit jeweils nur einer geringen Höhe an vermarktbarer Leistung das Risiko einer Direktvermarktung scheuen und stattdessen die Festpreisvergütung bevorzugen. Ebenso ist es wahrscheinlich, dass Anbieter von Direktvermarktungsprodukten aus Kostengründen sich zunächst auf das Kontrahieren größerer Anlagenbetreiber beschränken und erst zunehmend über die Jahre auch kleinere EE-Anlagenbetreiber in ihr Vermarktungsportfolio aufnehmen.

Sowohl Risiko- als auch Kostenüberlegungen führen also dazu, dass insbesondere kleinere EE-Anlagen erst über die Jahre zunehmend in die unterschiedlichen Formen der Direktvermarktung wechseln, obwohl diese basierend auf einem reinen Wirtschaftlichkeitskalkül bereits heute attraktiv für diese Vermarktungsform wären. Aus diesem Grund wird die Vermarktungsform von EE-Anlagen, die je nach Energieträger unterschiedliche Kriterien (insb. deren Anlagengröße) erfüllen, in den einzelnen Betrachtungsjahren fixiert.

Ein wesentlicher Grund, weshalb für PV- und Onshore-Windenergieanlagen das Grünstromprivileg fix vorgegeben wird, liegt in der rechtlichen Konstruktion dieser Vermarktungsalternative. Gemäß EEG 2012 müssen 20 % des im Rahmen Grünstromprivilegs vermarkteten EE-Stroms aus fluktuierenden Energieträgern stammen. Wenn sich somit ein EVU entscheidet, EE-Strom im Rahmen des Grünstromprivilegs zu vermarkten, ist es verpflichtet – selbst wenn dies für die PV- und Windenergie Onshore-Anlagen individuell betrachtet unwirtschaftlich ist – diesen vorgegeben Anteil aus dargebotsabhängigen EE zu kontrahieren.

Der Grund für die Fixierung von Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung liegt darin, dass die alternativen Erlöse aus dieser Vermarktungsform unbekannt sind. Eine Optierung der EE-Anlagenbetreiber in dieses System kann daher de facto modelltechnisch nicht dargestellt werden. Aus diesem Grund werden Anlagen, die bereits in der Vergangenheit maßgeblich in dieser Vermarktungsoption angemeldet waren, weiterhin in der sonstigen Direktvermarktung bleiben.

Nach welcher Methodik die Anlagen für eine Vermarktungsform fixiert wurden, ist abhängig von dem jeweiligen Energieträger und ist in den jeweiligen nachfolgenden Kapiteln erläutert.

Prognose der Strompreise

Die Höhe der Inanspruchnahmen unterschiedlicher Direktvermarktungsalternativen für EE-Strom wird maßgeblich durch die Entwicklung der zukünftigen Strompreise getrieben. Daher ist es erforderlich, eine für die unterschiedlichen Szenarien konsistente Schätzung der Day-Ahead-Strompreise vorzunehmen. Die unterschiedlichen Entwicklungen der EE-Stromerzeugung in den jeweiligen Szenarien führen zu unterschiedlichen Strompreiserückwirkungen. Dabei ist insbesondere der sog. „Merit-Order-Effekt“⁹ zu berücksichtigen.

Zur Prognose der Strompreise und Abschätzung des Merit-Order-Effektes wurde ein Regressionsmodell eingesetzt und dessen Ergebnisse für die Zukunft und die unterschiedlichen Szenari-

⁹ Sensfuß, F./Ragwitz, M. (2007).

en ausgerollt. Dabei wurde sichergestellt, dass die Entwicklung des Base-Produktes mit aktuellen Forward-Notierungen an der Stromhandelsbörse EEX für die Zukunft korrespondiert.

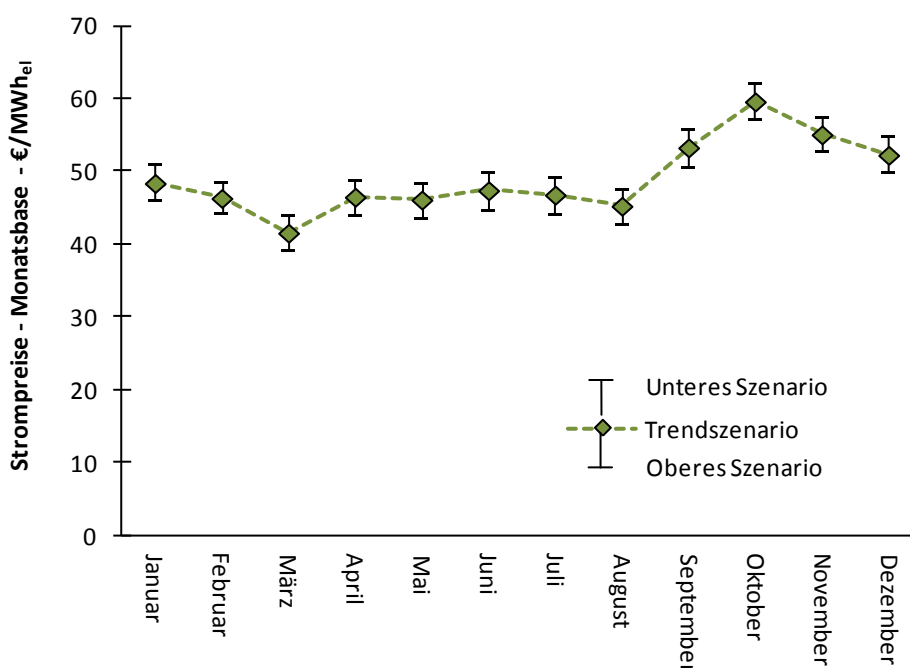
Im Detail wurde folgende Vorgehensweise umgesetzt: Zunächst ist der statistische Zusammenhang zwischen residualer Last (Last abzüglich EE-Einspeisung) und den stündlichen Day-Ahead-Strompreisen mittels Regression für die Jahre 2010 und 2011 geschätzt worden. Anschließend wurde eine stündliche Lastprognose für die Jahre 2013 bis 2017 erstellt. In dieser Lastprognose berücksichtigt wurde die erwartete Entwicklung der deutschlandweiten Stromnachfrage, typische Verbrauchsstrukturen für Werktage und Wochenenden sowie für bundesweite Feiertage. Im Anschluss wurden davon jeweils für die Szenarien unterschiedlich die stündlichen EE-Stromerzeugungsmengen abgezogen, um eine Prognose der Entwicklung der stündlichen residualen Last zu erhalten.

Aus diesen residualen Lasten in Kombination mit dem Ergebnis der Regressionsanalyse konnte eine Entwicklung der Strompreise abgeschätzt werden, die die unterschiedliche EE-Einspeisungen in den Szenarien („Merit-Order-Effekt“) berücksichtigt.

Im Trend-Szenario ist die so erhaltene Strompreisstruktur zusätzlich an der Forward-Notierung der Stromhandelsbörse EEX durch Parallelverschiebung ausgerichtet worden. Dieselbe im Betrag identische Parallelverschiebung wurde auch für das obere und untere Szenario vorgenommen.

Als Ergebnis ergibt sich für die Jahresprognose 2013 die in Abbildung 2-3 dargestellte Strompreisentwicklung für die unterschiedlichen Szenarien. Im Jahresdurchschnitt 2013 ergibt sich für das Trend-Szenario ein Base-Preis von 49,1 €/MWh, im oberen Szenario von 46,5 €/MWh und im unteren Szenario von 51,4 €/MWh.

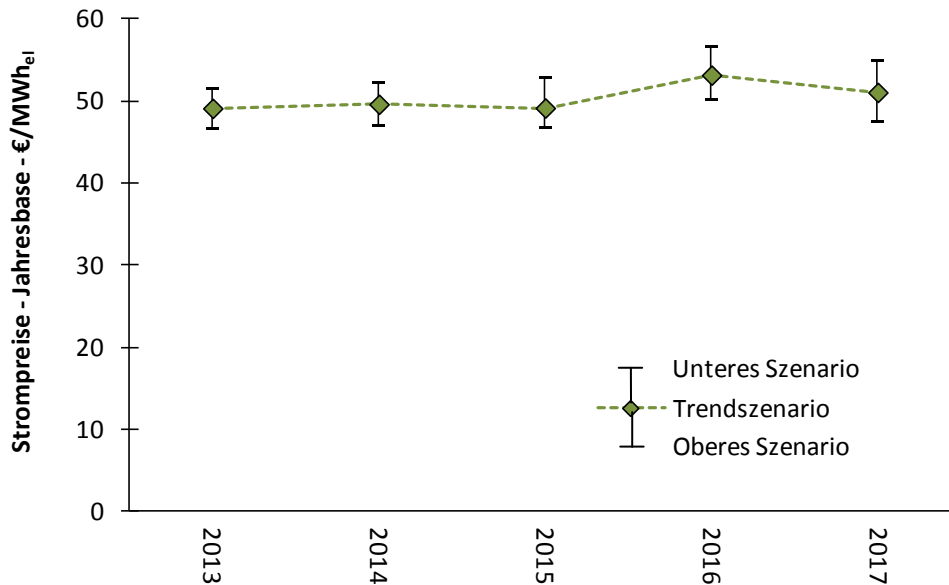
ABBILDUNG 2-3: ENTWICKLUNG DER MONATLICHEN STROMPREISE (BASE) IM JAHRE 2013



Quelle: Eigene Berechnungen.

Abbildung 2-4 stellt die jährliche Strompreisentwicklung der unterschiedlichen Szenarien für die Mittelfristprognose bis 2017 dar. Im Jahresdurchschnitt entwickelte sich der Base-Preis zwischen 2013 und 2017 im Trend-Szenario von 45 €/MWh auf 51 €/MWh, im oberen Szenario von 43 €/MWh auf 47 €/MWh und im unteren Szenario von 47 €/MWh auf 55 €/MWh. Es zeigt sich, dass aufgrund des sogenannten Merit-Order-Effekts der Erneuerbaren Energien mit zunehmender Differenz der EE-Einspeisung auch die Strompreise stärker divergieren.

ABBILDUNG 2-4: ENTWICKLUNG DER JÄHRLICHEN STROMPREISE (BASE) FÜR DIE JAHRE 2013 BIS 2017



Quelle: Eigene Berechnungen.

2.5 Prognose der gesamten EEG-Vergütungszahlungen

Als letzten Schritt werden aus den EE-Stromerzeugungsmengen und den monatlichen Inanspruchnahmen der Vermarktungsoptionen die Vergütungszahlungen – als Summe aller Zahlungen der ÜNB an die EE-Anlagenbetreiber – berechnet. Zusätzlich werden die gesamten vermiedenen Netznutzungsentgelte ermittelt.

Im Rahmen dieses Gutachtens wurden folgende monatliche Werte für die Jahresprognose 2013 und Jahreswerte für die Mittelfristprognose bis 2017 für alle EE-Technologien berechnet:

- Vermarktete Energiemengen in MWh je Vermarktungsmodell.
- Zu zahlende Einspeisevergütungen aus der Vermarktung in der Festpreisvergütung und im Marktprämienmodell.
- Vermiedene Netznutzungsentgelte für die Vermarktung in der Festpreisvergütung, im Marktprämienmodell und im Grünstromprivileg.

Für Biomasse werden zusätzlich die Vergütungen für die Flexibilitätsprämie eingerechnet.

Für den Energieträger Photovoltaik werden zusätzlich der eigenverbrauchte Strom sowie die damit einhergehenden Zahlungen für PV-Eigenverbrauch ausgewiesen.

3 Wasserkraft (§ 23 EEG)

3.1 Entwicklung bis 2011

Tabelle 3-1 zeigt die Entwicklung der EEG-geförderten Wasserkraft in Deutschland zwischen 2003 und 2011. Sie umfasst den jährlichen Leistungszubau, die installierte Leistung zum jeweiligen Jahresende und die Stromeinspeisung pro Jahr. Die installierte Leistung der EEG-geförderten Wasserkraft (§ 23 EEG) ist zwischen 2003 und 2010 um ca. 46 % angestiegen. Der durchschnittliche jährliche Zubau lag im gleichen Zeitraum bei 58 MW.

Für das Jahr 2011 ergibt sich entsprechend der ausgewerteten Stammdaten der Übertragungsnetzbetreiber¹⁰ ein Rückgang der installierten Kapazität. Die Gründe hierfür sind derzeit noch unklar. Eine Begründung könnte sein, dass mit der Inbetriebnahme der Anlage bis zum Jahr 2012 gewartet wurde, da im Rahmen der Novellierung des EEG 2012 für einige Anlagentypen die Vergütungssätze angestiegen sind.

Bei Betrachtung der installierten Leistung zum jeweiligen Jahresende ist zu beachten, dass ggf. im Betrachtungszeitraum erfolgte Stilllegungen nicht berücksichtigt sind, da die von den ÜNB zur Verfügung gestellten und ausgewerteten EEG-Anlagendaten¹¹ keine Informationen zu vor dem Jahr 2011 stillgelegten Anlagen enthalten. Es sind somit lediglich diejenigen Anlagen berücksichtigt, die am 01.01.2011 noch in Betrieb gewesen sind. Somit dürften die Angaben zur am Jahresende installierten Leistung für die Jahre vor 2011 vermutlich zu niedrig liegen.

TABELLE 3-1: BISHERIGE ENTWICKLUNG DER EEG-GEFÖRDERTEN WASSERKRAFT IN DEUTSCHLAND

	Einheit	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Leistungszubau ¹⁾	MW	28	45	40	39	59	18	126	113	-14
Leistung zum Jahresende ¹⁾	MW	946	991	1.031	1.070	1.129	1.146	1.273	1.385	1.371
Stromeinspeisung pro Jahr ²⁾	GWh	4.957	4.616	4.953	4.924	5.547	4.982	4.877	5.665	4.843

¹⁾ Quelle: ÜNB (2012a)

²⁾ Quelle: 2003: IE/Prognos (2006), ab 2004: EEG/KWK-G (2012a)

Während die installierte Leistung der EEG-geförderten Wasserkraftanlagen bis zum Jahr 2011 stetig angestiegen ist, hat sich die jährliche Stromerzeugung volatiler entwickelt. Grundsätzlich ist hierbei zwar auch ein steigender Trend zu beobachten, aufgrund der jährlich schwankenden hydrologischen Bedingungen ergeben sich jedoch auch Jahre mit über- oder unterdurchschnittlicher Stromerzeugung.

¹⁰ ÜNB (2012a).

¹¹ ÜNB (2012a).

3.2 Prognose der installierten Leistung

Die Potenziale für neue Laufwasserkraftwerke in Deutschland sind bereits weitestgehend ausgeschöpft. Zukünftig ist davon auszugehen, dass im Wesentlichen Modernisierungen bestehender Wasserkraftanlagen und vereinzelt Neubauten kleinerer Wasserkraftanlagen realisiert werden können. Gegen einen deutlichen Anstieg von Neubauten sprechen insbesondere auch die bestehenden Umweltauflagen, die im Zuge der Umsetzung der europäischen Wasserrahmenrichtlinie durch das Wasserhaushaltsgesetz in Deutschland auferlegt wurden.¹² Dies führt häufig dazu, dass Neubauprojekte aus rechtlichen Gründen nicht mehr realisiert werden dürfen oder aber die Kosten zur Erfüllung der Umweltauflagen eine Investition unattraktiv machen.¹³ Der verbesserte ökologische Zustand muss durch eine wasserrechtliche Zulassung oder durch die entsprechende Zertifizierung der zuständigen Wasserbehörde bescheinigt werden.¹⁴ Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen durch das EEG haben sich seit in Kraft treten des EEG 2012 für Wasserkraftanlagen gegenüber dem EEG 2009 tendenziell nochmals verbessert.

Für die Jahresprognose 2013 sowie die Mittelfristprognose bis 2017 wurden in Ergänzung zu den bereits beschriebenen Auswertungen folgende Informationsquellen bzw. Auswertungen herangezogen:

- Rahmenbedingungen des aktuellen EEG und die Zubauentwicklung der vergangenen Jahre: Es wurde eine statistische Auswertung der EEG-Anlagenstammdaten¹⁵ vorgenommen. Dabei wurden die veränderten Rahmenbedingungen durch das EEG und das Wasserhaushaltsgesetz berücksichtigt.
- Prognosen veröffentlichter Studien: Hierbei wurden insbesondere der Nationale Aktionsplan Erneuerbare Energien¹⁶, die BMU-Leitstudie¹⁷ sowie die Branchenprognose des BEE¹⁸ berücksichtigt.

3.2.1 Jahresprognose 2013

Die Prognosen der Entwicklung des jährlichen Zubaus sowie der installierten Leistung zum Jahresende bis 2013 sind in Tabelle 3-2 dargestellt. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Es wird angenommen, dass 2012 ein Zubau von 91 MW und 2013 ein Zubau von 80 MW erfolgen wird. Die jährliche Degression der Vergütung erhöht die Attraktivität eines möglichst zeitnahen Zubaus. Demnach steigt die installierte Leistung bis 2013 auf rund 1,5 GW an.

¹² Ingenieurbüro Floecksmühle (2011).

¹³ Heilig, H.-D. (2012).

¹⁴ BMU (2011).

¹⁵ ÜNB (2012a).

¹⁶ Bundesregierung (2010).

¹⁷ DLR/Fraunhofer IWES/IfNE (2012).

¹⁸ BEE (2009).

- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Zubaustuktur entwickelt sich grundsätzlich analog zum Trend-Szenario, jedoch auf einem insgesamt höheren bzw. niedrigeren Niveau. Im oberen Szenario wird unterstellt, dass die Höhe der EEG-Vergütungen zu einem stärkeren Anstieg des Zubaus führen wird, die ökologischen Anforderungen weniger restriktiv auf den Zubau wirken und insgesamt ein höheres Potenzial erschlossen werden kann. Für das untere Szenario gilt die Argumentation vice versa.

TABELLE 3-2: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG DER EEG-GEFÖRDERTEN WASSERKRAFT IN DEUTSCHLAND BIS 2013

		Einheit	2011 (Ist)	2012	2013
Trend-Szenario	Zubau	MW	-14	91	80
	Leistung zum Jahresende	MW	1.371	1.462	1.542
Oberes Szenario	Zubau	MW	-14	101	100
	Leistung zum Jahresende	MW	1.371	1.472	1.572
Unteres Szenario	Zubau	MW	-14	81	60
	Leistung zum Jahresende	MW	1.371	1.452	1.512

Quelle: Daten für 2011: ÜNB (2012a); Daten für 2012/2013: Eigene Berechnungen

Im Vergleich geht die Bundesregierung im Rahmen des Nationalen Aktionsplans Erneuerbare Energien¹⁹ von einem jährlichen Zubau von 20 MW (2012) und 23 MW (2013) aus. Die BMU-Leitstudie²⁰ prognostiziert einen jährlichen Zubau von 19 MW (2012) und 24 MW (2013). Einen deutlich höheren Zubau prognostiziert der BEE²¹ mit einer jährlichen durchschnittlichen zusätzlichen Leistung von 150 MW.

3.2.2 Mittelfristprognose bis 2017

Die Tabelle 3-3 zeigt die Prognosen der Entwicklung des jährlichen Zubaus sowie der installierten Leistung zum Jahresende zwischen 2014 und 2017. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2013. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Es wird angenommen, dass die jährliche Degression der Vergütung zu einem möglichst zeitnahen Zubau führt und folglich der jährliche Zubau zwischen 2014 und 2017 kontinuierlich abnimmt. Die installierte Leistung steigt bis 2017 auf knapp 1,8 GW.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen Szenario wird angenommen, dass die Höhe der EEG-Vergütung und geringere ökologische Anforderungen einen höheren Zubau anreizen als im Trend-Szenario. Der jährliche Zubau liegt folglich auf einem höheren Niveau und sinkt aufgrund der höheren Attraktivität zeitnaher Zubauten infolge der jährlichen Degression der Vergütung auf 60 MW in 2017. Die installierte Leistung beträgt in 2017

¹⁹ Bundesregierung (2010).

²⁰ DLR/Fraunhofer IWES/IfNE (2012).

²¹ BEE (2009).

rund 1,8 GW. Analog gilt für das untere Szenario die umgekehrte Argumentation. Hier beträgt die installierte Leistung in 2017 knapp 1,7 GW.

TABELLE 3-3: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG DER EEG-GEFÖRDERTEN WASSERKRAFT IN DEUTSCHLAND BIS 2017

		Einheit	2014	2015	2016	2017
Trend-Szenario	Zubau	MW	70	60	50	40
	Leistung zum Jahresende	MW	1.612	1.672	1.722	1.762
Oberes Szenario	Zubau	MW	90	80	70	60
	Leistung zum Jahresende	MW	1.632	1.712	1.782	1.842
Unteres Szenario	Zubau	MW	50	40	30	20
	Leistung zum Jahresende	MW	1.592	1.632	1.662	1.682

Quelle: Eigene Berechnungen

Im Vergleich geht die Bundesregierung im Rahmen des Nationalen Aktionsplans Erneuerbare Energien²² von einem durchschnittlichen jährlichen Zubau von 29 MW (zwischen 2014 und 2017) aus. Die BMU-Leitstudie²³ prognostiziert einen durchschnittlichen jährlichen Zubau zwischen 2014 und 2017 von 33 MW.

3.3 Prognose der Volllaststunden und der Stromerzeugung

Die Prognose der Stromerzeugung ergibt sich aus der Entwicklung der bereits dargestellten installierten Leistung und der Volllaststunden. Die prognostizierten jährlichen Volllaststunden basieren auf den von den ÜNB bereit gestellten EEG-Bewegungsdaten der Jahre 2009 bis 2011²⁴ sowie den Auswertungen der Volllaststunden aller Wasserkraftanlagen der Jahre 2001 bis 2011²⁵ und werden für jede Regelzone ermittelt.

Für Neuanlagen, Anlagenerweiterungen und -modernisierungen werden moderat höhere Volllaststunden angenommen, da davon ausgegangen wird, dass diese im Vergleich zum Durchschnitt aller Bestandsanlagen effizienter erzeugen können. Für die Jahre 2013 bis 2017 ergeben sich somit Volllaststunden für Neuanlagen je nach Regelzone zwischen 3.665 und 4.800.

Die monatliche Verteilung der Volllaststunden ergibt sich aus dem Durchschnitt der von den ÜNB bereitgestellten Zeitreihen der viertelstündlichen Einspeisemengen der einzelnen Regelzonen der Jahre 2008 bis 2011.²⁶

²² Bundesregierung (2010).

²³ DLR/Fraunhofer IWES/IfNE (2012).

²⁴ ÜNB (2012a).

²⁵ BMU (2012a).

²⁶ ÜNB (2012b).

Insbesondere die Erzeugung aus Wasserkraftanlagen ist deutlichen jährlichen Schwankungen unterworfen, was in Tabelle 3-1 ersichtlich wird. Diese Unsicherheit bzgl. der zukünftigen Entwicklung der Erzeugung wird im Rahmen des oberen und unteren Szenarios abgebildet. Für das obere Szenario wird unterstellt, dass die monatliche Auslastung gegenüber dem Trend-Szenario um 15 % höher liegt. Für das untere Szenario wird eine um 11 % niedrigere Auslastung angenommen. Die unterstellten Abweichungen vom Trend-Szenario basieren auf einer Auswertung der jährlichen Volllaststunden aller Wasserkraftanlagen der Jahre 2001 bis 2011.²⁷

3.3.1 Jahresprognose 2013

Die Prognosen der Entwicklung der monatlichen Volllaststunden und Stromerzeugung sind in Tabelle 3-4 dargestellt. Die Stromerzeugung ergibt sich aus dem Produkt der Leistung zum Monatsende und den jeweiligen Volllaststunden. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Es wird von einem über das Jahr gleichmäßigen Zubau von Wasserkraftanlagen ausgegangen, da in den vergangenen Jahren keine eindeutige monatliche Zubaustuktur festgestellt werden konnte. Es zeigt sich, dass in den Frühjahrmonaten die Wasserkraftanlagen aufgrund des starken Abflusses am stärksten ausgelastet sind. In den Herbstmonaten ist die Auslastung am geringsten und steigt in den Wintermonaten dann wieder deutlich an. Die Jahreserzeugung liegt in 2013 bei knapp 6,3 TWh.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Da das obere Szenario die obere Bandbreite der EEG-Vergütungen abdecken soll, wird in diesem Szenario neben einem höheren monatlichen Zubau auch eine höhere monatliche Auslastung unterstellt. Umgekehrt gilt dies analog für das untere Szenario. Die Bandbreite der erzeugten Strommenge in 2013 liegt zwischen 5,5 und 7,3 TWh.

²⁷ BMU (2012a).

TABELLE 3-4: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG DER EEG-GEFÖRDERTEN WASSERKRAFT IN DEUTSCHLAND IN 2013

		Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2013
Trend-Szenario	Leistung Monatsende	MW	1.469	1.475	1.482	1.489	1.495	1.502	1.509	1.515	1.522	1.529	1.535	1.542	1.542
	Volllaststunden	h	375	343	407	411	377	335	335	328	282	301	294	396	4.186
	Stromerzeugung	GWh	551	507	604	612	563	503	506	497	429	460	451	611	6.295
Oberes Szenario	Leistung Monatsende	MW	1.480	1.489	1.497	1.505	1.514	1.522	1.530	1.539	1.547	1.555	1.564	1.572	1.572
	Volllaststunden	h	432	395	469	473	433	385	386	377	324	346	338	456	4.812
	Stromerzeugung	GWh	639	588	701	712	656	586	590	580	501	538	529	716	7.337
Unteres Szenario	Leistung Monatsende	MW	1.457	1.462	1.467	1.472	1.477	1.482	1.487	1.492	1.497	1.502	1.507	1.512	1.512
	Volllaststunden	h	334	306	363	366	335	298	299	292	251	268	262	353	3.726
	Stromerzeugung	GWh	487	447	532	539	495	442	444	436	376	402	394	534	5.528

Quelle: Eigene Berechnungen.

3.3.2 Mittelfristprognose bis 2017

Die Tabelle 3-5 zeigt die Entwicklung der Volllaststunden und Stromerzeugung zwischen 2014 und 2017. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2013. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Es wird angenommen, dass die jährliche Auslastung mittelfristig konstant bleibt. Die jährliche Stromerzeugung erhöht sich aufgrund der höheren installierten Leistung von 6,6 TWh in 2014 auf 7,3 TWh in 2017. Die höheren Volllaststunden in 2016 ergeben sich aufgrund des Schaltjahreffekts.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Um die obere Bandbreite der EEG Vergütungen darstellen zu können, wird im oberen Szenario sowohl ein höherer Zubau als auch eine höhere Auslastung unterstellt. Dadurch ergibt sich eine Steigerung der jährlichen Stromerzeugung von 7,7 TWh in 2014 auf 8,7 TWh in 2017. Im unteren Szenario gelten die Annahmen vice versa. Es wird eine Erhöhung der Stromerzeugung von 5,8 TWh in 2014 auf 6,2 TWh in 2017 prognostiziert.

TABELLE 3-5: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG DER EEG-GEFÖRDERTEN WASSERKRAFT IN DEUTSCHLAND BIS 2017

Szenario	Jahr	Leistung zum Jahresende (MW)	Volllaststunden (h)	Stromerzeugung (GWh)
Trend-Szenario	2014	1.612	4.187	6.611
	2015	1.672	4.188	6.884
	2016	1.722	4.201	7.134
	2017	1.762	4.187	7.299
Oberes Szenario	2014	1.632	4.815	7.652
	2015	1.712	4.815	8.061
	2016	1.782	4.829	8.445
	2017	1.842	4.813	8.728
Unteres Szenario	2014	1.592	3.727	5.845
	2015	1.632	3.729	6.014
	2016	1.662	3.740	6.163
	2017	1.682	3.729	6.237

Quelle: Eigene Berechnungen.

3.4 Prognose der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen

Die Berechnung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen (Festpreisvergütung, Marktprämie, Grünstromprivileg und sonstige Direktvermarktung) erfolgt wie in Kapitel 2.4 dargestellt auf Basis eines Optimierungsmodells. Im Rahmen dieser Modellierung können sich die EEG geförderten Anlagen monatlich entscheiden, welche Vermarktungsform für sie am attraktivsten ist. Dies erfolgt unter Berücksichtigung einer Vielzahl an Rahmenbedingungen, die ebenfalls in Kapitel 2.4 dargestellt und erläutert sind. Als wesentliche Einflussgrößen für Wasserkraft sind folgende Annahmen hinterlegt:

- Vermarktungskosten in der in Tabelle 3-6 dargestellten Höhe bei Inanspruchnahme der Marktprämie, des Grünstromprivilegs oder der sonstigen Direktvermarktung
- Managementprämie in der in Tabelle 3-6 dargestellten Höhe
- Zusätzliche Erlösmöglichkeit (zusätzlich zum Erlös auf dem Strommarkt) der in Tabelle 3-6 dargestellten Höhe bei Vermarktung im Rahmen des Grünstromprivilegs
- Strompreis in der in Kapitel 2 dargestellten Höhe
- Fixierung kleiner Wasserkraftanlagen in der Festpreisvergütung, da davon ausgegangen wird, dass kleine Anlagen unter einer bestimmten Leistung für Direktvermarkter nicht ausreichend attraktiv sind. Dies gilt nicht für Anlagen, die bereits in 2012 direkt vermarktet wurden. Die Fixierung wurde auf Basis einer Auswertung der derzeitigen Inan-

spruchnahmen der einzelnen EEG-Anlagen in den jeweiligen Vermarktungsformen vorgenommen.²⁸ Dabei wurde analysiert, welche Anlagengrößen bereits in 2012 in die Direktvermarktung optiert sind. 2013 wurde unterstellt, dass gegenüber 2012 vermehrt auch kleinere Anlagen mit einer installierten Leistung größer 400 kW für die Direktvermarkter interessant werden. Bis 2016 vermindert sich die unterstellte Leistungsgrenze auf 100 kW.

- Anlagen, welche sich bisher in der Kategorie sonstige Direktvermarktung befanden, werden dort fixiert. Es wird davon ausgegangen, dass diese Anlagen auch weiterhin ihre zusätzlichen Erlöse (neben dem Strommarkterlös) auf anderen als im EEG ermöglichten Vermarktungswegen erwirtschaften können (bspw. europäische Guarantees of Origin).

TABELLE 3-6: ANNAHMEN ZU KOSTEN UND ERLÖSEN VON VERMARKTUNGSOPTIONEN BZGL. EEG-GEFÖRDERTER WASSERKRAFT

		Einheit	2013	2014	2015	2016	2017
alle Szenarien	Vermarktungskosten	€/MWh	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
	Managementprämie	€/MWh	2,75	2,50	2,25	2,25	2,25
	zusätzl. Erlösmöglichkeit bei Vermarktung über Grünstromprivileg	€/MWh	23,00	23,00	23,00	23,00	23,00

Quelle: Eigene Berechnungen.

Unter Berücksichtigung der genannten Rahmenbedingungen erfolgt im Modell eine monatliche Optimierung bzgl. der Inanspruchnahme der einzelnen Vermarktungsoptionen.

3.4.1 Jahresprognose 2013

In Tabelle 3-7 sind die ermittelten monatlichen Erzeugungsmengen der einzelnen Vermarktungsoptionen für das Jahr 2013 dargestellt. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien lassen sich wie folgt begründen:

- **Trend-Szenario:** Der überwiegende Teil (ca. 68 %) der Erzeugungsmengen wird im Jahr 2013 durch das Marktprämienmodell vermarktet. Es ist davon auszugehen, dass der Anteil an Wasserkraftanlagen, der monatlich zusätzlich in die Marktprämie optiert, in 2013 gegenüber den ersten neun Monaten des Jahres 2012 ansteigen wird. Zum einen sehen sich die Direktvermarkter zunehmender Konkurrenz ausgesetzt und versuchen daher möglichst schnell lukrative Anlagen in ihr Portfolio aufzunehmen. Zum anderen ist davon auszugehen, dass zukünftig vermehrt auch Anlagenbetreiber von Anlagen mit weniger als 1 MW installierter Leistung von den Direktvermarktern angesprochen werden. Für die Erzeugungsmengen im Grünstromprivileg werden keine wesentlichen Veränderungen gegenüber den Mengen in 2012 erwartet. Das Grünstromprivileg bleibt für diejenigen Anlagen mit der geringsten Vergütung auch weiterhin attraktiv. Insgesamt ver-

²⁸ EEG/KWK-G (2012b).

bleiben demnach rund 7 % der Erzeugungsmengen in dieser Vermarktungsform. Die sonstige Direktvermarktung wird auch in 2013 keine wesentliche Rolle spielen. Der Anteil wird auf unter 2 % prognostiziert.

- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen von Wasserkraft in diesen Szenarien (höherer/niedrigerer Wasserabfluss; höherer/geringerer Zubau).

TABELLE 3-7: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INANSPRUCHNAHME DER VERMARKTUNGSOPTIONEN DER EEG-GEFÖRDERTEN WASSERKRAFT IN DEUTSCHLAND IN 2013

Szenario	Vermarktungsart	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2013
Trend-Szenario	Festpreisvergütung	GWh	129	118	139	142	130	114	114	111	96	103	100	136	1.434
	Marktprämie	GWh	371	341	409	414	381	343	347	342	296	317	312	422	4.297
	Grünstromprivileg	GWh	42	39	44	45	42	36	35	34	29	32	31	43	452
	sonst. Direktvermarktung	GWh	10	9	11	11	10	9	9	9	8	8	8	11	113
Oberes Szenario	Festpreisvergütung	GWh	148	136	160	163	150	131	131	128	110	119	115	156	1.649
	Marktprämie	GWh	432	397	478	484	447	402	408	402	348	373	369	499	5.038
	Grünstromprivileg	GWh	48	44	51	52	48	42	41	39	34	37	35	49	520
	sonst. Direktvermarktung	GWh	12	10	12	12	12	11	11	11	9	9	9	12	130
Unteres Szenario	Festpreisvergütung	GWh	114	105	124	126	116	102	102	99	85	92	89	121	1.276
	Marktprämie	GWh	326	299	359	363	333	300	303	298	257	275	271	365	3.749
	Grünstromprivileg	GWh	42	39	44	45	42	36	35	34	29	32	31	43	452
	sonst. Direktvermarktung	GWh	9	8	10	10	9	8	8	8	7	7	7	9	101

Quelle: Eigene Berechnungen.

3.4.2 Mittelfristprognose bis 2017

Die Prognose der jährlichen Erzeugungsmengen der einzelnen Vermarktungsoptionen für den Zeitraum zwischen 2014 und 2017 ist in Tabelle 3-8 dargestellt. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2013. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien lassen sich wie folgt begründen:

- **Trend-Szenario:** Der Großteil der Erzeugungsmenge wird zwischen 2014 und 2017 durch das Marktprämienmodell vermarktet. Es wird angenommen, dass der Anteil an Wasserkraftanlagen, welcher in die Marktprämie optiert, mittelfristig weiter ansteigt und im Jahr 2017 83 % der Erzeugungsmenge über das Marktprämienmodell vergütet

wird. Durch zunehmende Konkurrenz werden Direktvermarkter versuchen ihr Portfolio möglichst schnell durch lukrative Anlagen zu optimieren. Des Weiteren werden vermehrt auch Anlagen mit weniger als 1 MW installierter Leistung von den Direktvermarktern berücksichtigt. Der Anteil der Festpreisvergütung sinkt von 19 % im Jahr 2014 auf 9 % im Jahr 2017. Die Erzeugungsmengen im Grünstromprivileg und sonstiger Direktvermarktung bleiben konstant. Während der Anteil im Grünstromprivileg 2017 6 % beträgt, werden lediglich 1,5 % der Erzeugungsmenge durch sonstige Direktvermarktung vergütet.

- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Entwicklung im oberen/ unteren Szenario verläuft aufgrund der höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen von Wasserkraft in diesen Szenarien (höherer/niedrigerer Wasserabfluss; höherer/geringerer Zubau) auf höherem/niedrigerem Niveau.

TABELLE 3-8: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INANSPRUCHNAHME DER VERMARKTUNGSOPTIONEN DER EEG-GEFÖRDERTEN WASSERKRAFT IN DEUTSCHLAND BIS 2017

Szenario	Vermarktungsart	Einheit	2014	2015	2016	2017
Trend-Szenario	Festpreisvergütung	GWh	1.243	936	679	677
	Marktprämie	GWh	4.803	5.382	5.889	6.057
	Grünstromprivileg	GWh	452	452	453	452
	sonstige Direktvermarktung	GWh	113	113	113	113
Oberes Szenario	Festpreisvergütung	GWh	1.429	1.077	781	778
	Marktprämie	GWh	5.573	6.334	7.012	7.300
	Grünstromprivileg	GWh	520	520	521	520
	sonstige Direktvermarktung	GWh	130	130	130	130
Unteres Szenario	Festpreisvergütung	GWh	1.106	833	604	602
	Marktprämie	GWh	4.236	4.678	5.055	5.131
	Grünstromprivileg	GWh	402	402	403	402
	sonstige Direktvermarktung	GWh	101	101	101	101

Quelle: Eigene Berechnungen.

3.5 Prognose der Vergütungszahlungen

Die Berechnung der Vergütungszahlungen für EEG-Bestandsanlagen erfolgt über die von den ÜNB bereit gestellten Bewegungsdaten der EEG-Anlagen der Jahre 2009 bis 2011.²⁹ Dabei ergibt sich der durchschnittliche Vergütungssatz je EEG-Anlage aus dem Quotient der jährlichen Vergütungszahlungen und der jährlichen gesamten Stromerzeugung der Anlage. Falls die Anlage im Laufe des Jahres in die Direktvermarktung optiert ist, fallen für diese Erzeugungsmengen keine Vergütungszahlungen an. Entsprechend wird der durchschnittliche jährliche Vergütungssatz unterschätzt. Diese Problematik gilt insbesondere für das Jahr 2011, weshalb die Vergütungssätze der vorangegangenen Jahre 2010 bzw. 2009 berücksichtigt wurden.

Zur Bestimmung der Vergütungssätze für Neuanlagen wurde in einem ersten Schritt die Zubaustruktur der vergangenen Jahre ausgewertet. Im Rahmen der Prognose wird davon ausgegangen, dass die Zubaustruktur (Anlagengröße, Modernisierung/Erweiterung oder Neubau) unverändert bleibt. Die Vergütungssätze für Neuanlagen wurden entsprechend der im EEG 2012 festgelegten Regelungen berücksichtigt. Für in 2013 zugebaute Anlagen ergibt sich auf dieser Basis ein mengengewichteter durchschnittlicher Vergütungssatz von 9,18 €-ct./kWh. Bis 2017 sinkt der durchschnittliche Vergütungssatz für neu zugebaute oder erweiterte Wasserkraftanlagen um 1 % pro Jahr.

Die gesamten Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung ergeben sich somit aus den individuellen Vergütungszahlungen aller in der Festpreisvergütung verbleibenden EEG-Anlagen sowie aller Vergütungszahlungen zusätzlich in Betrieb genommener Anlagen, sofern diese in der Festpreisvergütung verbleiben.

Die zu zahlenden Marktprämien ergeben sich aus den individuellen Festpreisvergütungssätzen abzgl. der Vermarktungserlöse zzgl. der Zahlungen für die Managementprämie.

Für die beiden Direktvermarktungsoptionen Grünstromprivileg und sonstige Direktvermarktung fallen keine Vergütungszahlungen an. Sie spielen daher für die Berechnung der Vergütungen keine Rolle.

Die vermiedenen Netznutzungsentgelte fallen nach § 35 Abs. 2 EEG i. V. m. § 18 StromNEV für die Strommengen in der Festpreisvergütung, der Marktprämie und den Grünstrommengen an und sind an die ÜNB auszuführen bzw. zu saldieren. Im Rahmen der Prognose wurde für die Bestandsanlagen die individuellen vermiedenen Netznutzungsentgelte des Jahres 2011 unterstellt. Für Neuanlagen wurden die durchschnittlichen vermiedenen Netznutzungsentgelte der Bestandsanlagen der jeweiligen Regelzonen für 2011 angesetzt.

3.5.1 Jahresprognose 2013

In den folgenden Tabellen sind die Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung und der Marktprämie sowie die vermiedenen Netznutzungsentgelte für die einzelnen Szenarien für das Jahr 2013 monatlich dargestellt. Die Einspeisevergütung nach Abzug der vermiedenen Netznut-

²⁹ ÜNB (2010), ÜNB (2011), ÜNB (2012a).

zungsentgelte ergibt sich durch die Summe der Festpreisvergütungen und der Marktprämienzahlungen abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte.

Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien stellen sich wie folgt dar:

- **Trend-Szenario:** Die Vergütungszahlungen der Marktprämie liegen insgesamt höher als die Festpreisvergütungszahlungen, obwohl die Marktprämienzahlungen bereits um die Vermarktungserlöse bereinigt sind. Dies liegt an der deutlich größeren Inanspruchnahme des Marktprämienmodells gegenüber der Festpreisvergütung. Die Vergütungszahlungen der Festpreisvergütung und der Marktprämie abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte werden für 2013 auf insgesamt 244 Mio. € prognostiziert.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen von Wasserkraft in diesen Szenarien (höherer/niedrigerer Wasserabfluss; höherer/geringerer Zubau). Die Bandbreite der Vergütungszahlungen bestehend aus der Festpreisvergütung und der Marktprämie abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte liegt zwischen 208 und 298 Mio. €.

TABELLE 3-9: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN DER EEG-GEFÖRDERTEN WASSERKRAFT IN DEUTSCHLAND IN 2013 IM TREND-SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (vNNe) (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNe (Mio. Euro)
Januar	11,2	12,4	2,1	21,4
Februar	10,3	12,2	2,0	20,5
März	12,1	16,7	2,4	26,5
April	12,4	14,9	2,4	24,9
Mai	11,3	13,8	2,1	22,9
Juni	9,9	11,9	1,9	19,9
Juli	9,9	12,3	1,9	20,4
August	9,7	12,7	1,8	20,5
September	8,3	8,5	1,6	15,3
Oktober	9,0	7,0	1,7	14,3
November	8,7	8,4	1,7	15,4
Dezember	11,9	12,7	2,4	22,2
Jahr 2013	124,8	143,4	24,0	244,3

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE 3-10: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN DER EEG-GEFÖRDERTEN WASSERKRAFT IN DEUTSCHLAND IN 2013 IM OBEREN SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNe (Mio. Euro)
Januar	12,9	15,6	2,5	26,0
Februar	11,8	15,1	2,3	24,7
März	14,0	20,8	2,7	32,0
April	14,2	18,8	2,8	30,2
Mai	13,0	17,4	2,5	27,9
Juni	11,4	15,2	2,2	24,4
Juli	11,4	15,7	2,2	24,9
August	11,2	16,0	2,2	25,0
September	9,6	11,1	1,9	18,8
Oktober	10,3	9,4	2,0	17,7
November	10,0	10,9	2,0	18,9
Dezember	13,6	16,4	2,8	27,3
Jahr 2013	143,5	182,4	28,0	297,9

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE 3-11: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN DER EEG-GEFÖRDERTEN WASSERKRAFT IN DEUTSCHLAND IN 2013 IM UNTEREN SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNe (Mio. Euro)
Januar	10,0	10,3	1,9	18,4
Februar	9,2	10,0	1,7	17,4
März	10,8	13,7	2,1	22,4
April	11,0	12,4	2,1	21,3
Mai	10,1	11,2	1,9	19,4
Juni	8,8	9,9	1,7	17,0
Juli	8,8	10,2	1,6	17,4
August	8,6	10,3	1,6	17,3
September	7,4	7,0	1,4	13,0
Oktober	8,0	5,7	1,5	12,2
November	7,8	6,9	1,5	13,2
Dezember	10,6	10,4	2,1	18,9
Jahr 2013	111,1	118,1	21,0	208,1

Quelle: Eigene Berechnungen.

3.5.2 Mittelfristprognose bis 2017

Die Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung und der Marktprämie sowie die vermiedenen Netznutzungsentgelte für die einzelnen Szenarien zwischen 2014 und 2017 sind in Tabelle 3-12 dargestellt. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2013. Die Einspeisevergütung nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich durch die Summe der Festpreisvergütungen und der Marktprämienzahlungen abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien stellen sich wie folgt dar:

- **Trend-Szenario:** Während die Vergütungszahlungen der Festpreisvergütung mittelfristig sinken, steigen die jährlichen Zahlungen der Marktprämie im gleichen Zeitraum kontinuierlich an. Dabei liegt die Summe der Marktprämien durchgehend höher als die Festpreisvergütungszahlungen, obwohl die Marktprämienzahlungen bereits um die Vermarktungserlöse bereinigt sind. Ursache ist die steigende Inanspruchnahme der Marktprämie, da davon ausgegangen wird, dass zunehmend auch kleinere Wasserkraftanlagen von den Direktvermarktern umworben werden. Es wird prognostiziert, dass die Vergütungszahlungen der Festpreisvergütung und der Marktprämie abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte von 244 Mio. € in 2014 auf 237 Mio. € in 2017 sinken werden. Hierbei sind insbesondere zwei Effekte erkennbar. Zum einen führt die steigende Inanspruchnahme der Marktprämie aufgrund des nicht berücksichtigten Marktwerts zu einer Verringerung der gesamten Einspeisevergütungen. Diese Verminderung wird zum Teil wieder kompensiert durch den jährlichen Zubau.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen von Wasserkraft in diesen Szenarien (höherer/niedrigerer Wasserabfluss; höherer/geringerer Zubau). Analog zum Trend-Szenario übersteigen in beiden Szenarien die Marktprämienzahlungen die Festpreisvergütung. Im unteren Szenario sinken die Einspeisevergütungen abzgl. der vermiedenen Netzentgelte auf 182 Mio. € in 2017. Umgekehrt steigen die Einspeisevergütungszahlungen im oberen Szenario auf 307 Mio. € in 2017.

TABELLE 3-12: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN DER EEG-GEFÖRDERTEN WASSERKRAFT IN DEUTSCHLAND BIS 2017

	Jahr	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug vNNe (Mio. Euro)
Trend- Szenario	2014	107	162	25	244
	2015	80	188	26	241
	2016	57	189	27	219
	2017	57	208	28	237
Oberes Szenario	2014	123	204	29	298
	2015	92	238	31	299
	2016	66	247	32	280
	2017	65	275	34	307
Unteres Szenario	2014	96	135	22	208
	2015	71	149	23	196
	2016	51	144	24	172
	2017	51	155	24	182

Quelle: Eigene Berechnungen.

4 Deponie-, Klär- und Grubengas (§§ 24-26 EEG)

4.1 Entwicklung bis 2011

Die in Tabelle 4-1 dargestellte Entwicklung der installierten Leistung von Deponie-, Klär- und Grubengasen (§§ 24-26 EEG) zeigt, dass zwischen 2003 und 2010 die installierte Leistung aller Gase jährlich angestiegen ist. Bei Betrachtung der installierten Leistung zum jeweiligen Jahresende ist zu berücksichtigen, dass ggf. im Betrachtungszeitraum erfolgte Stilllegungen nicht berücksichtigt sind, da die von den ÜNB zur Verfügung gestellten und ausgewerteten EEG-Anlagendaten³⁰ keine Informationen zu bereits stillgelegten Anlagen enthalten, die vor dem Jahr 2011 stillgelegt wurden. Es sind somit lediglich diejenigen Anlagen berücksichtigt, die am 01.01.2011 noch in Betrieb gewesen sind. Somit dürften die Angaben zur am Jahresende installierten Leistung für die Jahre vor 2011 vermutlich zu niedrig liegen. Für 2011 wurden neben dem Zubau auch die in diesem Jahr getätigten Stilllegungen berücksichtigt.

Bei Betrachtung der einzelnen Gase zeigt sich, dass Deponie- und Grubengase gegenüber Klärgas den deutlich größeren Anteil an der installierten Leistung stellen. Lediglich ein geringer Anteil der Anlagen lässt sich auf Basis der von den ÜNB zur Verfügung gestellten Daten³¹ nicht eindeutig den einzelnen Gasarten zuordnen.

TABELLE 4-1: BISHERIGE ENTWICKLUNG VON DEPONIE-, KLÄR- UND GRUBENGAS IN DEUTSCHLAND

	Einheit	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Leistungszubau ¹⁾	MW	86	72	15	10	7	5	12	11	-3
<i>davon:</i>										
Deponiegas	MW	10	21	6	3	3	1	8	4	-1
Klärgas	MW	13	2	2	2	4	4	1	1	-1
Grubengas	MW	63	48	7	4	0	0	4	7	-1
ohne Zuordnung	MW	0	0	0	1	0	0	0	0	-1
Leistung zum Jahresende ¹⁾	MW	471	542	557	567	574	579	592	602	599
<i>davon:</i>										
Deponiegas	MW	184	206	212	214	217	218	226	230	229
Klärgas	MW	80	83	85	87	92	95	96	97	96
Grubengas	MW	198	246	252	256	257	257	261	267	266
ohne Zuordnung	MW	8	8	8	9	9	9	9	9	8
Stromeinspeisung pro Jahr ²⁾	GWh	1.620	2.589	3.136	2.789	2.751	2.208	2.020	1.963	1.815

¹⁾ Quelle: ÜNB (2012a)

²⁾ Quelle: 2003: IE/Prognos (2006), ab 2004: EEG/KWK-G (2012a)

³⁰ ÜNB (2012a).

³¹ ÜNB (2012a).

In 2011 zeigt sich erstmals ein Rückgang der insgesamt installierten Leistung. Dies ist zum einen den rückläufigen Gasvorkommen geschuldet. Aufgrund solcher Ausgasungseffekte findet zunehmend ein sogenanntes Downsizing der Anlagen statt. Dabei wird die Leistung der Turbinen vermindert, da anderenfalls kein optimaler Anlagenbetrieb mehr möglich ist. Dieser Effekt zeigt sich insbesondere bei Deponie- und Grubengasanlagen. Seit 2005 dürfen bspw. keine zusätzlichen organischen Stoffe mehr in Deponien abgelagert werden, was mit einer sinkenden Gasausbeute verbunden ist. Zum anderen werden zunehmend Anlagen stillgelegt, deren Gasausbeute den kritischen Wert für einen wirtschaftlichen Betrieb unterschritten hat. Für das Jahr 2011 zeigen sich die genannten Effekte in Form eines Nettorückbaus von Gasanlagen.

Die in Tabelle 4-1 dargestellte Entwicklung der Stromeinspeisung zeigt, dass die Einspeisemengen seit 2006 trotz eines weiteren Anstiegs der installierten Kapazitäten stetig gesunken sind. Dies liegt zum einen daran, dass aufgrund des Ausgasungseffektes weniger Strom erzeugt werden kann. Eine weitere Erklärung könnte eine vermehrte Eigennutzung des erzeugten Stroms aufgrund von wirtschaftlichen Überlegungen sein.

4.2 Prognose der installierten Leistung

Für die Prognose der Entwicklung der installierten Leistung wird nach den unterschiedlichen Gasarten unterschieden.

Bei Deponiegasanlagen ist zu erwarten, dass zukünftig lediglich noch ein geringer Zubau erfolgen wird. Es wird angenommen, dass die Stilllegungen und das Downsizing aufgrund der Ausgasungseffekte den Zubau überkompensieren werden.

Für Klärgasanlagen wird auch zukünftig ein moderater Zubau angenommen, der sich jedoch von Jahr zu Jahr abschwächt. Es ist davon auszugehen, dass zukünftig weitere verfügbare Potenziale erschlossen werden.

Die Entwicklung von Grubengas ist zum einen davon abhängig, in wie weit die noch bestehenden Potenziale erschlossen werden können. Insbesondere ältere Schachtanlagen können hierbei noch eine Rolle spielen. Die Problematik bei der Erschließung neuer Standorte besteht insbesondere darin, die tatsächlichen Gasmengen und die Gasqualität einzuschätzen. Dies erhöht das wirtschaftliche Risiko einer solchen Investition. Zum anderen bestimmen zukünftig vermehrt auch Stilllegungen oder Leistungsminderungen die Entwicklung der installierten Grubengaskapazitäten. Für die nächsten Jahre wird von abnehmenden Zubauraten ausgegangen, was auch in Branchenkreisen erwartet wird.³²

Für die Jahresprognose 2013 sowie die Mittelfristprognose bis 2017 wurden in Ergänzung zu den bereits beschriebenen Auswertungen und Befragungen folgende Informationsquellen bzw. Auswertungen herangezogen:

- Rahmenbedingungen des aktuellen EEG und Zubauentwicklung der vergangenen Jahre: Unter Berücksichtigung der veränderten Rahmenbedingungen durch das EEG, wurde eine statistische Auswertung der EEG-Stammdaten vorgenommen.

³² Lohkamp, H.J. (2012).

- Prognosen veröffentlichter Studien: Hierbei wurde insbesondere die BMU-Leitstudie berücksichtigt.

4.2.1 Jahresprognose 2013

Die Prognosen der Entwicklung des jährlichen Zubaus sowie der installierten Leistung zum Jahresende 2013 für die jeweiligen Gasarten sind in Tabelle 4-2 dargestellt. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Es wird angenommen, dass bei Deponiegas sowohl in 2012 als auch in 2013 Stilllegungen oder Leistungsminderungen den Zubau von Anlagen übersteigen. Die Stilllegungen³³ für Deponiegas belaufen sich bis 2013 auf ca. 14 MW. Für Klär- und Grubengas wird unterstellt, dass insgesamt ein moderater Nettozubau erfolgt. Beim Nettozubau von Grubengasanlagen sind auch moderate Stilllegungen von insgesamt rund 5 MW bis Ende 2013 berücksichtigt. Die installierte Leistung von Gasen steigt demnach in 2012 an und sinkt in 2013 aufgrund der höheren Stilllegungen von Deponiegasanlagen in 2013.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Gegenüber dem Trend-Szenario wird im oberen Szenario ein höherer Zubau für alle Gasarten unterstellt. Umgekehrt wird im unteren Szenario ein vergleichsweise niedriger Zubau angenommen. Die Bandbreite der installierten Leistung Ende 2013 beträgt zwischen 589 und 604 MW.

³³ Stilllegungen werden im Rahmen der Prognose anlagenscharf berücksichtigt. Dabei wird unterstellt, dass die ältesten Anlagen der jeweiligen Gasart zuerst stillgelegt werden.

TABELLE 4-2: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG VON DEPONIE-, KLÄR- UND GRUBENGAS BIS 2013

		Einheit	2011 (Ist)	2012	2013
Trend-Szenario	Zubau	MW	-3	2	-6
	<i>davon:</i>				
	Deponiegas	MW	-1	-3	-8
	Klärgas	MW	-1	3	2
	Grubengas	MW	-1	2	0
	ohne Zuordnung	MW	-1		
	Leistung zum Jahresende	MW	599	602	596
	<i>davon:</i>				
	Deponiegas	MW	229	226	218
	Klärgas	MW	96	99	101
Grubengas	MW	266	268	268	
ohne Zuordnung	MW	8	8	8	
Oberes Szenario	Zubau	MW	-3	6	-1
	<i>davon:</i>				
	Deponiegas	MW	-1	-2	-7
	Klärgas	MW	-1	4	4
	Grubengas	MW	-1	4	2
	ohne Zuordnung	MW	-1		
	Leistung zum Jahresende	MW	599	605	604
	<i>davon:</i>				
	Deponiegas	MW	229	227	220
	Klärgas	MW	96	100	104
Grubengas	MW	266	270	272	
ohne Zuordnung	MW	8	8	8	
Unteres Szenario	Zubau	MW	-3	-1	-10
	<i>davon:</i>				
	Deponiegas	MW	-1	-4	-9
	Klärgas	MW	-1	2	1
	Grubengas	MW	-1	1	-2
	ohne Zuordnung	MW	-1		
	Leistung zum Jahresende	MW	599	599	589
	<i>davon:</i>				
	Deponiegas	MW	229	225	216
	Klärgas	MW	96	98	99
Grubengas	MW	266	267	265	
ohne Zuordnung	MW	8	8	8	

Quelle: Daten für 2011: ÜNB (2012a); Daten für 2012/2013: Eigene Berechnungen

Im Vergleich prognostiziert die BMU-Leitstudie³⁴ einen jährlichen Nettorückgang der installierten Leistung von Deponie- und Klärgas in Höhe von 1 MW (2012) und 2 MW (2013).

³⁴ DLR/Fraunhofer IWES/IfNE (2012).

4.2.2 Mittelfristprognose bis 2017

Tabelle 4-3 zeigt die Prognosen der Entwicklung des jährlichen Zubaus sowie der installierten Leistung zum Jahresende zwischen 2014 und 2017. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2013. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Insgesamt wird prognostiziert, dass aufgrund der vermehrten Stilllegungen von Deponie- und Grubengasanlagen die installierte Leistung zwischen 2014 und 2017 weiter abnimmt. Für Klärgas wird ein moderater Zubau angenommen. Für 2017 wird angenommen, dass die installierte Leistung aller Gasarten 497 MW betragen wird.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen Szenario wird im Vergleich zum Trend-Szenario ein höherer Zubau an Klärgasanlagen und ein etwas niedrigeres Stilllegungsniveau von Deponie- und Klärgasanlagen prognostiziert. Die installierte Kapazität in 2017 erreicht für alle Gasarten 503 MW. Im unteren Szenario wird umgekehrt vermehrte Stilllegungen für Deponie- und Grubengasanlagen angenommen. Außerdem wird unterstellt, dass mittelfristig keine weiteren Klärgasanlagen errichtet werden. Die installierte Kapazität sinkt im unteren Szenario auf 489 MW in 2017.

TABELLE 4-3: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG VON DEPONIE-, KLÄR- UND GRUBENGAS BIS 2017

		Einheit	2014	2015	2016	2017
Trend-Szenario	Zubau	MW	-15	-23	-30	-31
	<i>davon:</i>					
	Deponiegas	MW	-15	-20	-25	-24
	Klärgas	MW	2	1	1	0
	Grubengas	MW	-2	-4	-6	-7
	ohne Zuordnung	MW	0	0	0	0
	Leistung zum Jahresende	MW	581	558	528	497
	<i>davon:</i>					
	Deponiegas	MW	203	183	158	134
	Klärgas	MW	103	104	105	105
Grubengas	MW	266	262	256	249	
ohne Zuordnung	MW	8	8	8	8	
Oberes Szenario	Zubau	MW	-12	-22	-29	-30
	<i>davon:</i>					
	Deponiegas	MW	-14	-20	-25	-24
	Klärgas	MW	3	2	2	1
	Grubengas	MW	-1	-4	-6	-7
	ohne Zuordnung	MW	0	0	0	0
	Leistung zum Jahresende	MW	584	562	533	503
	<i>davon:</i>					
	Deponiegas	MW	204	184	159	135
	Klärgas	MW	104	106	108	109
Grubengas	MW	267	263	257	250	
ohne Zuordnung	MW	8	8	8	8	
Unteres Szenario	Zubau	MW	-19	-25	-31	-32
	<i>davon:</i>					
	Deponiegas	MW	-15	-20	-25	-25
	Klärgas	MW	0	0	0	0
	Grubengas	MW	-4	-5	-6	-7
	ohne Zuordnung	MW	0	0	0	0
	Leistung zum Jahresende	MW	577	552	521	489
	<i>davon:</i>					
	Deponiegas	MW	203	183	158	133
	Klärgas	MW	101	101	101	101
Grubengas	MW	264	259	253	246	
ohne Zuordnung	MW	8	8	8	8	

Quelle: Eigene Berechnungen

Im Vergleich prognostiziert die BMU-Leitstudie³⁵ einen Nettorückgang der installierten Leistung zwischen 2014 und 2017 von insgesamt 10 MW.

³⁵ DLR/Fraunhofer IWES/IfNE (2012).

4.3 Prognose der Volllaststunden und der Stromerzeugung

Die Prognose der Stromerzeugung ergibt sich aus der Entwicklung der bereits dargestellten installierten Leistung und der Volllaststunden. Die prognostizierten jährlichen Volllaststunden basieren auf den von den ÜNB bereit gestellten EEG-Bewegungsdaten der Jahre 2009 bis 2011.³⁶

Bei den Volllaststunden wird einerseits eine Unterscheidung nach den jeweiligen Gasarten und andererseits zwischen Bestandsanlagen und Zubau getroffen.

Für Deponiegas-Bestandsanlagen wurden im Trend-Szenario die mittleren Volllaststunden der Jahre 2009 bis 2011 unterstellt. Für Neuanlagen werden 2800 Volllaststunden angenommen. Der Ausgasungseffekt wirkt sich auf die Volllaststunden der bestehenden Anlagen aus und wird im Rahmen der Prognose mit einem jährlichen Rückgang der Auslastung um 1,1 % berücksichtigt.

Die unterstellten Volllaststunden für bestehende Klärgasanlagen entsprechen den mittleren Volllaststunden der Jahre 2009 bis 2011. Für Neuanlagen werden jährliche Effizienzverbesserungen in Höhe von zusätzlich 20 Volllaststunden unterstellt. Für 2013 liegen die Volllaststunden für neu in Betrieb genommene Anlagen bei 1920. Bis 2017 wird unterstellt, dass die Volllaststunden aufgrund von Effizienzverbesserungen auf 2000 ansteigen.

Zur Bestimmung der Volllaststunden von bestehenden Grubengasanlagen wird analog zu den anderen Gasen vorgegangen. Für Neuanlagen werden 3.500 Stunden angenommen. Aufgrund der Ausgasung wird unterstellt, dass die Volllaststunden jährlich um 0,4 % sinken werden.

Die monatliche Verteilung der Volllaststunden ergibt sich aus dem Durchschnitt der von den ÜNB bereitgestellten Zeitreihen der viertelstündlichen Einspeisemengen der einzelnen Regelzonen der Jahre 2009 bis 2011.³⁷

Die Unsicherheit bzgl. der zukünftigen Entwicklung der Erzeugung wird im Rahmen des oberen und unteren Szenarios abgebildet. Die unterstellten Abweichungen vom Trend-Szenario basieren auf einer Auswertung der jährlichen Volllaststunden der jeweiligen Gasarten für die Jahre 2009 bis 2011. Für das obere Szenario wird unterstellt, dass die monatliche Auslastung gegenüber dem Trend-Szenario um 15 % höher liegt. Für das untere Szenario wird eine um 10 % niedrigere Auslastung angenommen.

4.3.1 Jahresprognose 2013

Die Prognosen der Entwicklung der monatlichen Volllaststunden und Stromerzeugung sind in Tabelle 4-4 für alle Gasarten insgesamt dargestellt. Die Stromerzeugung ergibt sich aus dem Produkt der Leistung zum Monatsende und den jeweiligen Volllaststunden. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

³⁶ ÜNB (2010), ÜNB (2011), ÜNB (2012a).

³⁷ ÜNB (2012b).

- **Trend-Szenario:** Es wird von einem über das Jahr gleichmäßigen Zubau von Anlagen ausgegangen, da in den vergangenen Jahren keine eindeutige monatliche Zubaustuktur festgestellt werden konnte. Die jeweiligen unterstellten Stilllegungen können jedoch zu monatlichen Schwankungen der installierten Leistung führen. Als Ergebnis zeigt sich in den ersten Monaten des Jahres eine leicht überdurchschnittliche Auslastung der Anlagen. Die jährliche Stromerzeugung der Gase beläuft sich für 2013 auf rund 1,9 TWh.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Da das obere Szenario die obere Bandbreite der EEG-Vergütungen abdecken soll, wird in diesem Szenario neben einem höheren monatlichen Zubau auch eine höhere monatliche Auslastung unterstellt. Umgekehrt gilt dies analog für das untere Szenario. Die Bandbreite der Erzeugungsmenge in 2013 liegt zwischen 1,7 und 2,2 TWh.

TABELLE 4-4: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG VON DEPONIE-, KLÄR- UND GRUBENGAS IN DEUTSCHLAND IN 2013

		Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2013
Trend-Szenario	Leistung Monatsende	MW	600	599	598	597	597	596	596	596	596	597	596	596	596
	Volllaststunden	h	289	287	281	281	267	263	254	264	259	254	252	245	3.195
	Stromerzeugung	GWh	173	172	168	167	159	156	151	157	154	152	150	146	1.907
Oberes Szenario	Leistung Monatsende	MW	603	603	602	601	602	601	602	602	603	604	604	604	604
	Volllaststunden	h	332	330	323	322	307	302	292	303	297	292	289	281	3.670
	Stromerzeugung	GWh	200	199	195	194	185	181	176	183	179	176	174	170	2.211
Unteres Szenario	Leistung Monatsende	MW	597	595	594	592	592	591	590	590	590	590	589	589	589
	Volllaststunden	h	257	255	251	250	238	234	226	235	231	226	224	218	2.846
	Stromerzeugung	GWh	153	152	149	148	141	138	134	139	136	134	132	129	1.684

Quelle: Eigene Berechnungen.

4.3.2 Mittelfristprognose bis 2017

Tabelle 4-5 zeigt die Entwicklung der Volllaststunden und Stromerzeugung zwischen 2014 und 2017. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2013. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Es wird angenommen, dass die jährliche Auslastung mittelfristig aufgrund der zunehmenden Ausgasungseffekte leicht abnimmt. Die jährliche Stromerzeugung verringert sich aufgrund der geringeren installierten Leistung sowie der Ausgasungen von 1,9 TWh in 2014 auf 1,6 TWh in 2017.

- **Oberes/Unteres Szenario:** Trotz der Unterstellung sowohl eines höheren Zubaus als auch einer höheren Auslastung im oberen Szenario, verringert sich die jährliche Stromerzeugung bei leicht abnehmenden Volllaststunden von 2,1 TWh in 2014 auf 1,8 TWh in 2017. Im unteren Szenario gelten die Annahmen vice versa. Die jährliche Stromerzeugung verringert sich somit bei leicht sinkenden Volllaststunden von 1,7 TWh in 2014 auf 1,4 TWh in 2017.

TABELLE 4-5: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG VON DEPONIE-, KLÄR- UND GRUBENGAS IN DEUTSCHLAND BIS 2017

Szenario	Jahr	Leistung zum Jahresende	Volllaststunden	Stromerzeugung
		(MW)	(h)	(GWh)
Trend-Szenario	2014	581	3.171	1.862
	2015	558	3.150	1.789
	2016	528	3.109	1.674
	2017	497	3.086	1.581
Oberes Szenario	2014	584	3.646	2.147
	2015	562	3.619	2.068
	2016	533	3.570	1.938
	2017	503	3.540	1.834
Unteres Szenario	2014	577	2.824	1.652
	2015	552	2.807	1.580
	2016	521	2.772	1.474
	2017	489	2.753	1.390

Quelle: Eigene Berechnungen.

4.4 Prognose der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen

Die Berechnung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen (Festpreisvergütung, Marktprämie, Grünstromprivileg und sonstige Direktvermarktung) erfolgt wie in Kapitel 2.4 dargestellt, auf Basis eines Optimierungsmodells. Im Rahmen dieser Modellierung können sich die EEG geförderten Anlagen monatlich entscheiden, welche Vermarktungsform für sie am attraktivsten ist. Dies erfolgt unter Berücksichtigung einer Vielzahl an Rahmenbedingungen, die ebenfalls in Kapitel 2.4 dargestellt und erläutert sind. Als wesentliche Einflussgrößen für Gase sind folgende Annahmen hinterlegt:

- Vermarktungskosten in Tabelle 4-6 dargestellten Höhe bei Inanspruchnahme der Marktprämie, des Grünstromprivilegs oder der sonstigen Direktvermarktung
- Managementprämie in der in Tabelle 4-6 dargestellten Höhe
- Zusätzliche Erlösmöglichkeit (zusätzlich zum Erlös auf dem Strommarkt) in der in Tabelle 4-6 dargestellten Höhe bei Vermarktung im Rahmen des Grünstromprivilegs
- Strompreis in der in Kapitel 2 dargestellten Höhe

- Fixierung kleiner Deponie-, Klär- und Grubengasanlagen in der Festpreisvergütung, da davon ausgegangen wird, dass kleine Anlagen unter einer bestimmten Leistung für Direktvermarkter nicht ausreichend attraktiv sind. Dies gilt nicht für Anlagen, die bereits in 2012 direkt vermarktet wurden. Die Fixierung wurde auf Basis einer Auswertung der derzeitigen Inanspruchnahmen der einzelnen EEG-Anlagen in den jeweiligen Vermarktungsformen vorgenommen.³⁸ Dabei wurde analysiert, welche Anlagengrößen bereits in 2012 in die Direktvermarktung optiert sind. Für 2013 wird unterstellt, dass Anlagen mit einer installierten Leistung < 1000 kW für Direktvermarkter noch nicht attraktiv sind, da noch genügend alternative Anlagen verfügbar sind. Für den Zeitraum nach 2013 wird unterstellt, dass sukzessive auch kleinere Anlagen an der Direktvermarktung teilnehmen werden bis zu einer Leistungsgrenze von 500 kW in 2017.
- Anlagen, welche sich bisher in der Kategorie sonstige Direktvermarktung befanden, werden dort fixiert. Es wird davon ausgegangen, dass diese Anlagen auch weiterhin ihre zusätzlichen Erlöse (neben dem Strommarkterlös) auf anderen als im EEG ermöglichten Vermarktungswegen erwirtschaften können (bspw. europäische Guarantees of Origin).

TABELLE 4-6: ANNAHMEN ZU KOSTEN UND ERLÖSEN VON VERMARKTUNGSOPTIONEN BZGL. DEPONIE-, KLÄR- UND GRUBENGAS

		Einheit	2013	2014	2015	2016	2017
alle Szenarien	Vermarktungskosten	€/MWh	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
	Managementprämie	€/MWh	2,75	2,50	2,25	2,25	2,25
	zusätzl. Erlösmöglichkeit bei Vermarktung über Grünstromprivileg	€/MWh	23,00	23,00	23,00	23,00	23,00

Quelle: Eigene Berechnungen.

Unter Berücksichtigung der genannten Rahmenbedingungen erfolgt im Modell eine monatliche Optimierung bzgl. der Inanspruchnahme der einzelnen Vermarktungsoptionen.

4.4.1 Jahresprognose 2013

In Tabelle 4-7 sind die ermittelten monatlichen Erzeugungsmengen der einzelnen Vermarktungsoptionen für das Jahr 2013 dargestellt. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien lassen sich wie folgt begründen:

- **Trend-Szenario:** Für Deponie-, Klär- und Grubengas ergibt sich eine vergleichsweise hohe Inanspruchnahme der Marktprämie mit einem Anteil von mehr als 60 % für das Jahr 2013. Das Grünstromprivileg wird auch in 2013 insbesondere für Grubengasanlagen attraktiv sein, da diese Anlagen die vergleichsweise niedrigsten Vergütungssätze der einzelnen Gasarten haben. Die Festpreisvergütung wird insbesondere für die kleinen An-

³⁸ EEG/KWK-G (2012b).

lagen weiterhin die relevante Vermarktungsart sein. Die sonstige Direktvermarktung wird in 2013 keine nennenswerte Rolle spielen.

Die aus Tabelle 4-7 ersichtlichen monatlichen Schwankungen zwischen den einzelnen Vermarktungsoptionen sind Ergebnis der modellgestützten Berechnungen der monatlich attraktivsten Vermarktungsstrategie. So ist bspw. im März 2013 das Grünstromprivileg im Trend-Szenario nicht attraktiv. Begründen lässt sich dies insbesondere durch einen vergleichsweise geringen Strompreis in diesem Monat. Ein solches monatliches Optieren aufgrund eines Optimierungskalküls zeigt sich auch in den Auswertungen der Inanspruchnahmen der einzelnen Vermarktungsoptionen im Jahr 2012. Diese Daten haben gezeigt, dass nicht alle Anlagen in einer bestimmten Vermarktungsoption verbleiben, wenn sie dort einmal hinein optiert sind. Für die nächsten Jahre ist zu erwarten, dass die Direktvermarkter vermehrt eine monatliche Optimierung der Vermarktungsoptionen anstellen werden, da die Erweiterung ihres Anlagenportfolios zunehmend schwieriger wird und daher weitere Optimierungsmöglichkeiten in den Vordergrund rücken.

- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren insbesondere durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen der Gase in diesen Szenarien (höhere/niedrigere Erzeugung; höherer/geringerer Zubau). Im oberen Szenario zeigt sich, dass das Grünstromprivileg in mehreren Monaten unattraktiv ist. Dies liegt daran, dass die höheren EE-Erzeugungsmengen im oberen Szenario zu einer stärkeren Reduktion des Strompreises führen. Umgekehrt ist das Grünstromprivileg im unteren Szenario durchgehend gleich attraktiv, da die Strompreise für das Grünstromprivileg in allen Monaten ausreichend hoch sind.

TABELLE 4-7: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INANSPRUCHNAHME DER VERMARKTUNGSOPTIONEN VON DEPONIE-, KLÄR- UND GRUBENGASANLAGEN IN DEUTSCHLAND IN 2013

Szenario	Vermarktungsart	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2013
Trend-Szenario	Festpreisvergütung	GWh	25	24	24	24	23	22	21	22	21	21	21	20	268
	Marktprämie	GWh	101	101	142	98	94	93	90	94	93	90	89	86	1.170
	Grünstromprivileg	GWh	45	44	0	43	40	39	38	39	38	38	38	37	441
	sonst. Direktvermarktung	GWh	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	28
Oberes Szenario	Festpreisvergütung	GWh	28	28	28	28	26	26	24	25	24	24	24	23	308
	Marktprämie	GWh	116	117	164	113	156	107	105	155	108	105	103	100	1.449
	Grünstromprivileg	GWh	53	51	0	50	0	45	44	0	45	45	45	44	421
	sonst. Direktvermarktung	GWh	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	33
Unteres Szenario	Festpreisvergütung	GWh	22	22	21	21	20	20	19	20	19	19	18	18	239
	Marktprämie	GWh	89	90	88	86	83	82	80	83	82	79	78	76	997
	Grünstromprivileg	GWh	40	38	38	38	35	34	33	34	33	34	33	33	424
	sonst. Direktvermarktung	GWh	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	25

Quelle: Eigene Berechnungen.

4.4.2 Mittelfristprognose bis 2017

Die Prognose der jährlichen Erzeugungsmengen der einzelnen Vermarktungsoptionen für den Zeitraum zwischen 2014 und 2017 ist in Tabelle 4-8 dargestellt. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2013. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien lassen sich wie folgt begründen:

- Trend-Szenario:** In den Jahren 2014 und 2015 wird das Grünstromprivileg und die Marktprämie in etwa zu gleichen Teilen in Anspruch genommen. Die Festpreisvergütung und die sonstige Direktvermarktung sind für alle Gasarten deutlich weniger attraktiv. Es zeigt sich, dass das Grünstromprivileg insbesondere für Stromerzeugungsmengen aus Gasen eine attraktive Vermarktungsoption darstellt, da diese im Durchschnitt vergleichsweise niedrige Vergütungssätze erhalten. Während diese Vermarktungsoption in 2014 noch 44 % an der gesamten Vermarktungsmenge ausmacht, steigt dieser Anteil bis 2017 auf mehr als 90 % an. Der deutliche Anstieg der Inanspruchnahme des Grünstromprivilegs ab 2016 erfolgt insbesondere aufgrund der steigenden Strompreise.

- **Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen Szenario ist die Marktprämie gegenüber dem Trend-Szenario stets attraktiver, da vergleichsweise niedrigere Strompreise bestehen. Dies führt gleichzeitig dazu, dass die Inanspruchnahmeanteile des Grünstromprivilegs vergleichsweise niedriger liegen. Im unteren Szenario werden gegenüber den anderen beiden Szenarien höhere Strompreise prognostiziert wegen des geringeren Merit Order Effekts der EE-Einspeisung, was zur Folge hat, dass die Attraktivität des Grünstromprivilegs in diesem Szenario tendenziell am höchsten ist.

TABELLE 4-8: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INANSPRUCHNAHME DER VERMARKTUNGSOPTIONEN VON DEPONIE-, KLÄR- UND GRUBENGASANLAGEN IN DEUTSCHLAND BIS 2017

Szenario	Vermarktungsart	Einheit	2014	2015	2016	2017
Trend-Szenario	Festpreisvergütung	GWh	229	191	140	125
	Marktprämie	GWh	790	774	0	0
	Grünstromprivileg	GWh	816	796	1.518	1.445
	sonstige Direktvermarktung	GWh	28	28	16	11
Oberes Szenario	Festpreisvergütung	GWh	263	219	161	144
	Marktprämie	GWh	1.052	1.080	156	149
	Grünstromprivileg	GWh	799	737	1.602	1.528
	sonstige Direktvermarktung	GWh	32	32	18	13
Unteres Szenario	Festpreisvergütung	GWh	203	170	125	111
	Marktprämie	GWh	307	300	0	0
	Grünstromprivileg	GWh	1.117	1.085	1.336	1.269
	sonstige Direktvermarktung	GWh	25	25	14	10

Quelle: Eigene Berechnungen.

4.5 Prognose der Vergütungszahlungen

Die Berechnung der Vergütungszahlungen für EEG-Bestandsanlagen erfolgt über die von den ÜNB bereit gestellten Bewegungsdaten der EEG-Anlagen der Jahre 2009 bis 2011.³⁹ Dabei ergibt sich der durchschnittliche Vergütungssatz je EEG-Anlage aus dem Quotient der jährlichen Vergütungszahlungen und der jährlichen gesamten Stromerzeugung der Anlage. Falls die Anlage im Laufe des Jahres in die Direktvermarktung optiert ist, fallen für diese Erzeugungsmengen keine Vergütungszahlungen an. Entsprechend wird der durchschnittliche jährliche Vergütungssatz

³⁹ ÜNB (2010), ÜNB (2011), ÜNB (2012a).

unterschätzt. Diese Problematik gilt insbesondere für das Jahr 2011, weshalb die Vergütungssätze der vorangegangenen Jahre 2010 bzw. 2009 berücksichtigt wurden.

Zur Bestimmung der Vergütungssätze für Neuanlagen wurde in einem ersten Schritt die Zubaustuktur der vergangenen Jahre analysiert. Im Rahmen der Prognose wird davon ausgegangen, dass die Zubaustuktur (Anlagengröße) unverändert bleibt. Die Vergütungssätze wurden entsprechend der im EEG 2012 festgelegten Regelungen für die einzelnen Gasarten berücksichtigt. Für in 2013 zugebaute Anlagen ergibt sich auf dieser Basis ein mengengewichteter durchschnittlicher Vergütungssatz von 7,47 €/ct./kWh für Deponiegasanlagen, 6,52 €/ct./kWh für Klärgasanlagen und 5,80 €/ct./kWh für Grubengasanlagen. Bis 2017 sinken diese Vergütungssätze jeweils um jährlich 1,5%.

Die gesamten Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung ergeben sich somit aus den individuellen Vergütungszahlungen aller in der Festpreisvergütung verbleibenden EEG-Anlagen sowie aller Vergütungszahlungen zusätzlich in Betrieb genommener Anlagen, sofern diese in der Festpreisvergütung verbleiben.

Die zu zahlenden Marktprämien ergeben sich aus den individuellen Festpreisvergütungssätzen abzgl. der Vermarktungserlöse zzgl. der Managementprämienzahlungen.

Für die beiden Direktvermarktungsoptionen Grünstromprivileg und sonstige Direktvermarktung fallen keine Vergütungszahlungen an. Sie spielen daher für die Berechnung der Vergütungen keine Rolle.

Die vermiedenen Netznutzungsentgelte fallen nach § 35 Abs. 2 EEG i. V. m. § 18 StromNEV für die Strommengen in der Festpreisvergütung, der Marktprämie und den Grünstrommengen an und sind an die ÜNB auszuführen bzw. zu saldieren. Im Rahmen der Prognose wurden für die Bestandsanlagen die individuellen vermiedenen Netznutzungsentgelte des Jahres 2011 unterstellt. Für Neuanlagen wurden die durchschnittlichen vermiedenen Netznutzungsentgelte der Bestandsanlagen der jeweiligen Regelzonen aus dem Jahr 2011 angesetzt.

4.5.1 Jahresprognose 2013

In den folgenden Tabellen sind die Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung und der Marktprämie sowie die vermiedenen Netznutzungsentgelte für die einzelnen Szenarien für das Jahr 2013 monatlich dargestellt. Die Einspeisevergütung ergibt sich durch die Summe der Festpreisvergütungen und der Marktprämienzahlungen abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte.

Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien stellen sich wie folgt dar:

- **Trend-Szenario:** Die Vergütungszahlungen der Marktprämie liegen insgesamt höher als die Festpreisvergütungszahlungen, obwohl die Marktprämienzahlungen bereits um die Vermarktungserlöse bereinigt sind. Dies liegt an der deutlich größeren Inanspruchnahme des Marktprämienmodells gegenüber der Festpreisvergütung. Die Vergütungszahlungen der Festpreisvergütung und der Marktprämie abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte werden für 2013 auf 41 Mio. € prognostiziert.

- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen der Gase in diesen Szenarien sowie der geringeren (oberes Szenario) bzw. höheren (unteres Szenario) Inanspruchnahme des Grünstromprivilegs.

TABELLE 4-9: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON DEPONIE-, KLÄR- UND GRUBENGAS IN DEUTSCHLAND IN 2013 IM TREND-SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNe (Mio. Euro)
Januar	1,9	2,3	0,6	3,6
Februar	1,9	2,6	0,6	3,9
März	1,9	4,6	0,6	5,9
April	1,9	2,4	0,6	3,7
Mai	1,8	2,4	0,6	3,6
Juni	1,7	2,2	0,6	3,4
Juli	1,6	2,2	0,5	3,3
August	1,7	2,5	0,6	3,6
September	1,7	1,7	0,6	2,8
Oktober	1,6	1,1	0,6	2,2
November	1,6	1,5	0,5	2,5
Dezember	1,6	1,7	0,5	2,7
Jahr 2013	20,9	27,2	6,9	41,2

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE 4-10: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON DEPONIE-, KLÄR- UND GRUBENGAS IN DEUTSCHLAND IN 2013 IM OBEREN SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNe (Mio. Euro)
Januar	2,2	3,0	0,7	4,5
Februar	2,2	3,2	0,7	4,7
März	2,2	5,7	0,7	7,2
April	2,1	3,1	0,7	4,6
Mai	2,1	4,7	0,7	6,1
Juni	2,0	2,9	0,7	4,2
Juli	1,9	2,9	0,6	4,1
August	2,0	4,8	0,7	6,1
September	1,9	2,2	0,6	3,5
Oktober	1,9	1,5	0,6	2,7
November	1,8	1,9	0,6	3,1
Dezember	1,8	2,2	0,6	3,3
Jahr 2013	24,1	38,2	8,0	54,3

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE 4-11: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON DEPONIE-, KLÄR- UND GRUBENGAS IN DEUTSCHLAND IN 2013 IM UNTEREN SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNe (Mio. Euro)
Januar	1,7	1,9	0,6	3,0
Februar	1,7	2,1	0,5	3,2
März	1,7	2,4	0,5	3,6
April	1,7	2,0	0,5	3,1
Mai	1,6	1,9	0,5	3,0
Juni	1,5	1,8	0,5	2,8
Juli	1,5	1,8	0,5	2,8
August	1,5	2,0	0,5	3,0
September	1,5	1,3	0,5	2,3
Oktober	1,5	0,8	0,5	1,7
November	1,4	1,1	0,5	2,1
Dezember	1,4	1,3	0,5	2,2
Jahr 2013	18,6	20,3	6,1	32,9

Quelle: Eigene Berechnungen.

4.5.2 Mittelfristprognose bis 2017

Die Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung und der Marktprämie sowie die vermiedenen Netznutzungsentgelte für die einzelnen Szenarien zwischen 2014 und 2017 sind in Tabelle 4-12 dargestellt. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2013. Die Einspeisevergütung nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich durch die Summe der Festpreisvergütungen und der Marktprämienzahlungen abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien stellen sich wie folgt dar:

- **Trend-Szenario:** Sowohl die Festpreisvergütungszahlungen als auch die jährlichen Zahlungen der Marktprämie sinken mittelfristig. Letztere fallen ab dem Jahr 2016 aufgrund fehlender Inanspruchnahme infolge steigender Strompreise vollständig aus. Es wird prognostiziert, dass die Vergütungszahlungen der Festpreisvergütung und der Marktprämie abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte von 31 Mio. € in 2014 auf 4 Mio. € in 2017 sinken werden. Ursache der sinkenden Einspeisevergütungen ist die deutlich steigende Inanspruchnahme des Grünstromprivilegs und die sinkende Erzeugungsmengen der Gase.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen und unteren Szenario sinken die Einspeisevergütungen analog zum Trend-Szenario. Im unteren Szenario sind die Marktprämienzahlungen vergleichsweise am niedrigsten, da in diesem Szenario das Grünstromprivileg aufgrund der höchsten Strompreise die höchste Bedeutung hat. Die Vergütungszahlungen der Festpreisvergütung und der Marktprämie abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte sinken im oberen Szenario von 42 Mio. € in 2014 auf 10 Mio. € in 2017 und im unteren Szenario von 17 Mio. € in 2014 auf 4 Mio. € in 2017.

TABELLE 4-12: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON DEPONIE-, KLÄR- UND GRUBENGAS IN DEUTSCHLAND BIS 2017

	Jahr	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (vNNe) (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug vNNe (Mio. Euro)
Trend- Szenario	2014	18	20	7	31
	2015	15	20	6	28
	2016	11	0	6	5
	2017	10	0	6	4
Oberes Szenario	2014	21	29	8	42
	2015	17	31	7	40
	2016	13	5	7	11
	2017	12	5	6	10
Unteres Szenario	2014	16	7	6	17
	2015	13	7	6	15
	2016	10	0	5	5
	2017	9	0	5	4

Quelle: Eigene Berechnungen.

5 Biomasse (§ 27 EEG)

5.1 Entwicklung bis 2011

Die in Tabelle 5-1 dargestellte bisherige Entwicklung der installierten Leistung von Biomasseanlagen (§ 27 EEG) zeigt, dass diese zwischen 2003 und 2011 kontinuierlich angestiegen ist.

Bei Betrachtung der installierten Leistung zum jeweiligen Jahresende ist zu beachten, dass ggf. im Betrachtungszeitraum erfolgte Stilllegungen nicht berücksichtigt sind, da die von den ÜNB zur Verfügung gestellten und ausgewerteten EEG-Anlagendaten⁴⁰ keine Informationen zu vor dem Jahr 2011 stillgelegten Anlagen enthalten. Es sind somit lediglich diejenigen Anlagen berücksichtigt, die am 01.01.2011 noch in Betrieb gewesen sind. Somit dürften die Angaben zur am Jahresende installierten Leistung für die Jahre vor 2011 vermutlich zu niedrig liegen. Dies dürfte insbesondere für flüssige Bioenergieanlagen gelten, die in den vergangenen Jahren aufgrund stark angestiegener Brennstoffpreise vermehrt unwirtschaftlich geworden sind und stillgelegt wurden. Weiterhin sei einschränkend darauf hingewiesen, dass die in Tabelle 5-1 dargestellte Unterscheidung nach den einzelnen Aggregatzuständen grundsätzlich auf den Auswertungen der EEG-Anlagenstammdaten beruhen. In einigen Fällen konnte jedoch keine eindeutige Zuordnung der Anlagen zu Aggregatzuständen sondern lediglich Abschätzungen diesbezüglich vorgenommen werden.

Ende 2011 waren gemäß der von den ÜNB zur Verfügung gestellten Daten⁴¹ in Deutschland Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt 5.284 MW in Betrieb. Davon entfiel der deutlich größere Teil auf Biogasanlagen, deren installierte Leistung Ende 2011 bereits 3.158 MW betrug. Die Entwicklung des Zubaus zeigt seit 2005 einen klaren Trend hin zu Biogasanlagen. Bereits in 2007 waren mehr Biogasanlagen als feste Biomasseanlagen installiert. Alleine in den Jahren 2010 und 2011 wurden Biogasanlagen mit einer Leistung von insgesamt knapp einem Gigawatt neu in Betrieb genommen. Die flüssigen Bioenergieanlagen können aufgrund der starken Preiserhöhungen der Brennstoffe größtenteils nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden, was an der abnehmenden Leistung in 2011 ersichtlich wird. Dieser Effekt hat bereits in den vorherigen Jahren eingesetzt, kann jedoch aufgrund der fehlenden Informationen zu den Stilllegungen hier nicht beziffert werden.

Die in Tabelle 5-1 dargestellte Entwicklung der Stromeinspeisung zeigt einen stetigen Anstieg der Einspeisemengen von Bioenergieanlagen. Zwischen 2003 und 2011 ist die eingespeiste und nach EEG vergütete Erzeugungsmenge aus Bioenergieanlagen um mehr als den Faktor acht angestiegen.

⁴⁰ ÜNB (2012a).

⁴¹ ÜNB (2012a).

TABELLE 5-1: BISHERIGE ENTWICKLUNG VON BIOMASSE IN DEUTSCHLAND

	Einheit	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Leistungszubau ¹⁾	MW	244	513	580	820	657	354	379	502	526
<i>davon:</i>										
fest	MW	201	342	157	252	200	131	102	46	54
gasförmig	MW	41	162	399	510	413	208	275	452	503
flüssig	MW	1	8	24	58	44	14	2	5	-32
Leistung zum Jahresende ¹⁾	MW	954	1.466	2.046	2.866	3.523	3.877	4.256	4.758	5.284
<i>davon:</i>										
fest	MW	658	1.000	1.157	1.410	1.609	1.741	1.843	1.889	1.943
gasförmig	MW	237	399	798	1.308	1.721	1.929	2.204	2.655	3.158
flüssig	MW	58	66	91	149	193	207	209	214	183
Stromeinspeisung pro Jahr ²⁾	GWh	3.484	5.241	7.367	10.902	15.924	18.947	22.980	25.155	27.977

¹⁾ Quelle: ÜNB (2012a)

²⁾ Quelle: 2003: IE/Prognos (2006), ab 2004: EEG/KWK-G (2012a)

5.2 Prognose der installierten Leistung

Für die Prognose der Entwicklung der installierten Leistung wird nach den unterschiedlichen Aggregatzuständen unterschieden.

Bei fester Biomasse ist auch zukünftig von einem weiteren Zubau auszugehen, wenngleich das jährliche Zubauniveau gegenüber den Zubauspitzen in den Jahren 2003 bis 2008 deutlich niedriger ausfallen wird. Die wirtschaftlich attraktiven Potenziale bspw. von Altholz, Industrierestholz und weiteren Abfallprodukten sind zu großen Teilen bereits erschlossen. Nicht zuletzt haben auch die steigenden Rohstoffpreise und erhöhten Nutzungskonkurrenzen für den Rohstoff Holz in seinen verschiedenen Nutzungsformen zu einer Minderung des Zubaus geführt.⁴²

Weiterhin attraktiver dürften Investitionen in Biogasanlagen sein. Die Neuregelung der Vergütung im Rahmen der Novellierung des EEG im Jahr 2012 wird voraussichtlich zu einem Rückgang des Zubaus an Biogasanlagen gegenüber den Jahren 2010 und 2011 führen.⁴³ Insgesamt wird jedoch auch weiterhin ein stabiles Wachstum von Biogas in Deutschland prognostiziert. Eine weiter steigende Bedeutung werden zukünftig voraussichtlich Biogasaufbereitungsanlagen erhalten. Bei diesen Anlagen wird der Strom nicht direkt in den Biomasseanlagen erzeugt. In den meisten Fällen wird das Biogas auf Erdgasqualität aufbereitet und ins Erdgasnetz eingespeist. Dieses Gas kann dann an anderer Stelle entnommen und in Strom umgewandelt werden. Somit lassen sich zum einen höhere Gesamtausnutzungsgrade erreichen und zum anderen kann das Erdgasnetz als längerfristiger Speicher fungieren. Diese Form der Stromerzeugung wird im Rahmen des EEG ebenfalls gefördert. Infolge der Novellierung des EEG im Jahr 2012 wurde zudem die sogenannte Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen eingeführt. Diese soll den Anlagenbe-

⁴² DBFZ (2012).

⁴³ DBFZ (2012).

treibern einen Anreiz bieten, die Anlagenleistung zu erhöhen und somit stärker bedarfsgerecht einzuspeisen. Je nachdem wie stark diese Prämie von den Betreibern angenommen wird, kann sie zu einer Erhöhung der installierten Leistung von Biogasanlagen führen. Im Rahmen der Prognose wird jedoch angenommen, dass die Flexibilitätsprämie lediglich zu einer geringen Leistungssteigerung von 20 bis 30 MW in 2013 führen wird. Mittelfristig wird eine jährliche Erhöhung der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie je nach Szenario von rund 25 MW in 2014 auf rund 35 MW in 2017 (unteres Szenario) und von rund 35 MW in 2014 auf rund 75 MW in 2017 (oberes Szenario) erwartet. Eine Umfrage unter Biogasanlagenbetreiber des Deutschen Biomasseforschungszentrums hat ergeben, dass lediglich rund 17 % der Anlagenbetreiber eine Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie zukünftig planen.⁴⁴

Da flüssige Bioenergieanlagen im Rahmen des EEG 2012 nicht mehr vergütet werden, ist zukünftig mit keinem weiteren Zubau zu rechnen. Vielmehr ist davon auszugehen, dass flüssige Bioenergieanlagen aufgrund der hohen Brennstoffpreise vermehrt stillgelegt werden. Es wird erwartet, dass in 2015 die letzten bestehenden flüssigen Bioenergieanlagen stillgelegt werden.

Für die Prognose bis 2013 sowie die Mittelfristprognose bis 2017 wurden in Ergänzung zu den bereits beschriebenen Auswertungen und Befragungen folgende Informationsquellen bzw. Auswertungen herangezogen:

- Rahmenbedingungen des aktuellen EEG und Zubauentwicklung der vergangenen Jahre: Es wurde eine statistische Auswertung der EEG-Stammdaten vorgenommen.
- Prognosen veröffentlichter Studien: Hierbei wurden insbesondere der Nationale Aktionsplan Erneuerbare Energien sowie die BMU-Leitstudie berücksichtigt.
- Experteninterview mit dem Fachverband Biogas⁴⁵

5.2.1 Jahresprognose 2013

Die Prognosen der Entwicklung des jährlichen Zubaus sowie der installierten Leistung zum Jahresende bis 2013 für die jeweiligen Aggregatzustände sind in Tabelle 5-2 dargestellt. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Im Trend-Szenario wird angenommen, dass sich der Zubau an fester Biomasse in 2012 gegenüber dem Zubau aus 2010 und 2011 nochmals verstärken wird. Das DBFZ geht von einer ähnlichen Entwicklung aus und prognostiziert für 2012 einen Zubau von 80 MW.⁴⁶ Für Biogas wird ein Anstieg der installierten Leistung um jährlich 360 MW für 2012 und 2013 unterstellt. Diese Entwicklungsprognose wurde vom Fachverband Biogas grundsätzlich bestätigt.⁴⁷ Bezüglich flüssiger Bioenergie wird unterstellt, dass bis 2013 vermehrt Anlagen stillgelegt werden. Wir gehen in der Prognose von Stilllegungen in Höhe von insgesamt knapp 100 MW in 2012 und 2013 aus. Zusammenge-

⁴⁴ DBFZ (2012).

⁴⁵ Drochner, U. (2012).

⁴⁶ DBFZ (2012).

⁴⁷ Drochner, U. (2012).

fasst würde die installierte Leistung von Biomasseanlagen in den Jahren 2012 und 2013 um rund 800 MW ansteigen und Ende 2013 6.086 MW betragen.

- **Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen Szenario wird ein stärkerer Zubau von Biogas- und Biomasseanlagen bspw. aufgrund sinkender Anlagen- und Brennstoffpreise unterstellt, während Stilllegungen von flüssiger Bioenergie in gleichem Maße wie im Trend-Szenario angenommen werden. Im unteren Szenario wird erwartet, dass sich die Rahmenbedingungen für Investitionen in Biomasseanlagen vergleichsweise ungünstig entwickeln werden.

TABELLE 5-2: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG VON BIOMASSE BIS 2013

		Einheit	2011 (Ist)	2012	2013
Trend-Szenario	Zubau	MW	526	384	419
	<i>davon:</i>				
	fest	MW	54	90	90
	gasförmig	MW	503	360	360
	flüssig	MW	-32	-66	-31
	Leistung zum Jahresende	MW	5.284	5.667	6.086
	<i>davon:</i>				
	fest	MW	1.943	2.033	2.123
gasförmig	MW	3.158	3.518	3.878	
flüssig	MW	183	116	85	
Oberes Szenario	Zubau	MW	526	464	619
	<i>davon:</i>				
	fest	MW	54	106	130
	gasförmig	MW	503	424	520
	flüssig	MW	-32	-66	-31
	Leistung zum Jahresende	MW	5.284	5.747	6.366
	<i>davon:</i>				
	fest	MW	1.943	2.049	2.179
gasförmig	MW	3.158	3.582	4.102	
flüssig	MW	183	116	85	
Unteres Szenario	Zubau	MW	526	304	269
	<i>davon:</i>				
	fest	MW	54	74	60
	gasförmig	MW	503	296	240
	flüssig	MW	-32	-66	-31
	Leistung zum Jahresende	MW	5.284	5.588	5.856
	<i>davon:</i>				
	fest	MW	1.943	2.017	2.077
gasförmig	MW	3.158	3.454	3.694	
flüssig	MW	183	116	85	

Quelle: Daten für 2011: ÜNB (2012a); Daten für 2012/2013: Eigene Berechnungen

Im Vergleich zu unserer Prognose sagt die BMU-Leitstudie⁴⁸ einen jährlichen Nettozubau von Biomasseanlagen in Höhe von 344 MW (2012) und 274 MW (2013) voraus. Im Rahmen des Na-

⁴⁸ DLR/Fraunhofer IWES/IfNE (2012).

tionalen Aktionsplans Erneuerbare Energien geht die Bundesregierung⁴⁹ von einem jährlichen Zubau von 314 MW (2012) und 280 MW (2013) aus.

5.2.2 Mittelfristprognose bis 2017

Tabelle 5-3 zeigt die Prognosen der Entwicklung des jährlichen Zubaus sowie der installierten Leistung zum Jahresende für die jeweiligen Aggregatzustände zwischen 2014 und 2017. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2013. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Für den Zeitraum zwischen 2014 und 2017 wird angenommen, dass ein abnehmender jährlicher Zubau erfolgen wird. Dies ist damit zu begründen, dass diejenigen Potenziale, die noch ausreichend vergütet werden zunehmend ausgeschöpft werden und für einen weiteren deutlichen Zubau die Vergütungen stärker angehoben werden müssten. Es wird davon ausgegangen, dass auch mittelfristig der überwiegende Zubau auf Basis von Biogas erfolgen wird, da hier die größeren erschließbaren Potenziale bestehen. Flüssige Bioenergieanlagen werden bis 2015 stillgelegt und nicht ersetzt. Die gesamte installierte Leistung von Biomasseanlagen wird von 6,5 GW in 2014 auf 7,6 GW in 2017 steigen.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Im Vergleich zum Trend-Szenario wird im oberen Szenario ein stärkerer Zubau von Biogas- und Biomasseanlagen u.a. aufgrund sinkender Anlagen- und Brennstoffpreise unterstellt. Im unteren Szenario wird umgekehrt ein geringerer Zubau erwartet. Stilllegungen von Anlagen flüssiger Bioenergie werden in gleicher Höhe wie im Trend-Szenario angenommen, da davon ausgegangen wird, dass eine Stilllegung der bestehenden Anlagen in jedem Fall erfolgen wird. Im oberen Szenario steigt die installierte Biomasseleistung auf 8,3 GW in 2017. Im unteren Szenario wird erwartet, dass die Leistung lediglich auf 7,1 GW bis 2017 ansteigen wird.

⁴⁹ Bundesregierung (2010).

TABELLE 5-3: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG VON BIOMASSE BIS 2017

		Einheit	2014	2015	2016	2017
Trend-Szenario	Zubau	MW	382	372	385	367
	<i>davon:</i>					
	fest	MW	86	82	77	73
	gasförmig	MW	342	329	308	293
	flüssig	MW	-46	-39		
	Leistung zum Jahresende	MW	6.468	6.840	7.225	7.592
	<i>davon:</i>					
	fest	MW	2.209	2.291	2.368	2.441
	gasförmig	MW	4.221	4.549	4.858	5.151
	flüssig	MW	39	0	0	0
Oberes Szenario	Zubau	MW	572	552	557	529
	<i>davon:</i>					
	fest	MW	124	118	111	106
	gasförmig	MW	494	473	446	424
	flüssig	MW	-46	-39		
	Leistung zum Jahresende	MW	6.658	7.210	7.767	8.297
	<i>davon:</i>					
	fest	MW	2.303	2.421	2.532	2.638
	gasförmig	MW	4.597	5.070	5.515	5.939
	flüssig	MW	39	0	0	0
Unteres Szenario	Zubau	MW	240	236	257	244
	<i>davon:</i>					
	fest	MW	57	55	51	49
	gasförmig	MW	228	220	206	195
	flüssig	MW	-46	-39		
	Leistung zum Jahresende	MW	6.326	6.562	6.819	7.063
	<i>davon:</i>					
	fest	MW	2.134	2.189	2.241	2.289
	gasförmig	MW	3.923	4.143	4.348	4.544
	flüssig	MW	39	0	0	0

Quelle: Eigene Berechnungen

Die BMU-Leitstudie⁵⁰ sagt im Vergleich eine installierte Leistung aus Bioenergieanlagen in Höhe von rund 6,5 GW in 2017 voraus. Im Rahmen des Nationalen Aktionsplans Erneuerbare Energien geht die Bundesregierung⁵¹ von einer installierten Leistung von 8,2 GW in 2017 aus.

⁵⁰ DLR/Fraunhofer IWES/IfNE (2012).

⁵¹ Bundesregierung (2010).

5.3 Prognose der Volllaststunden und der Stromerzeugung

Die prognostizierten jährlichen Volllaststunden basieren auf den von den ÜNB bereit gestellten EEG-Bewegungsdaten des Jahres 2011. Bei den Volllaststunden wird zwischen Bestandsanlagen und Zubau unterschieden. Zudem wird eine Unterscheidung hinsichtlich der Biomasetechnologie getroffen.

Für Bestandsanlagen wurden im Trend-Szenario auf Basis der Bewegungsdaten der ÜNB⁵² die mittleren Volllaststunden aus 2011 unterstellt. Für Neuanlagen werden je nach Technologie zwischen 6.000 (feste Biomasseanlagen) und 7.500 Volllaststunden (Biogas) angenommen. Die prognostizierten Volllaststunden für Neuanlagen werden im Rahmen der Prognose über dem Durchschnitt aller Bestandsanlagen angenommen. Dies entspricht dem derzeitigen Trend, da die Auslastung von Neuanlagen im Vergleich zum Durchschnitt aller Anlagen höher liegt.

Es wird eine gleiche monatliche Verteilung der Volllaststunden unterstellt, da die Auswertung der stündlichen Einspeisedaten der ÜNB⁵³ für die vergangenen Jahre keine eindeutige Struktur gezeigt hat. Somit ergeben sich die monatlichen Unterschiede der Volllaststunden lediglich aufgrund des Kalendereffekts.

Die Unsicherheit bzgl. der zukünftigen Entwicklung der Erzeugung wird im Rahmen des oberen und unteren Szenarios abgebildet. Für das obere Szenario wird unterstellt, dass die monatliche Auslastung gegenüber dem Trend-Szenario um 5 % höher liegt. Für das untere Szenario wird eine um 5 % niedrigere Auslastung angenommen.

5.3.1 Jahresprognose 2013

Die Prognosen der Entwicklung der monatlichen Volllaststunden und Stromerzeugung sind in Tabelle 5-4 dargestellt. Die Stromerzeugung ergibt sich aus dem Produkt der Leistung zum Monatsende und den jeweiligen Volllaststunden. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Im Rahmen der Prognose wurde basierend auf der Auswertung der EEG-Anlagenstammdaten für die Inbetriebnahmejahre ab 2001 folgende monatliche Zubaustuktur unterstellt: Demnach erfolgt in der ersten Jahreshälfte lediglich ein Zubau von 20 % des Gesamtjahreszubaus. Die Auswertung hat gezeigt, dass der stärkste Zubau am Jahresende erfolgt. In den beiden letzten Monaten des Jahres wurden im Durchschnitt 52 % der insgesamt zugebauten Jahresleistung in Betrieb genommen. Dies liegt insbesondere an der im Folgejahr anfallenden Degression der Vergütungssätze. Die monatliche Auslastung ist bei Biomasseanlagen nur geringen Schwankungen unterworfen. Für das Jahr 2013 ergibt sich somit insgesamt eine Einspeisung aus Biomasseanlagen von über 33,1 TWh.

⁵² ÜNB (2012a).

⁵³ ÜNB (2012b).

- **Oberes/Unteres Szenario:** Da das obere Szenario die obere Bandbreite der EEG-Vergütungen abdecken soll, wird in diesem Szenario neben einem höheren monatlichen Zubau auch eine höhere monatliche Auslastung unterstellt. Umgekehrt gilt dies analog für das untere Szenario. Die Bandbreite der biogenen Stromerzeugung liegt für 2013 demnach zwischen rund 31,7 und 35,9 TWh.

TABELLE 5-4: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG VON BIOMASSE IN DEUTSCHLAND IN 2013

		Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2013
Trend-Szenario	Leistung Monatsende	MW	5.681	5.687	5.698	5.707	5.723	5.741	5.761	5.786	5.818	5.858	5.915	6.086	6.086
	Volllaststunden	h	484	437	485	469	485	470	486	487	471	488	473	492	5.728
	Stromerzeugung	GWh	2.751	2.488	2.761	2.677	2.777	2.698	2.800	2.815	2.743	2.859	2.800	2.995	33.165
Oberes Szenario	Leistung Monatsende	MW	5.769	5.780	5.796	5.809	5.834	5.861	5.890	5.928	5.975	6.033	6.117	6.366	6.366
	Volllaststunden	h	510	461	511	495	511	496	513	513	498	516	500	521	6.045
	Stromerzeugung	GWh	2.943	2.664	2.959	2.873	2.984	2.905	3.021	3.044	2.974	3.110	3.061	3.318	35.857
Unteres Szenario	Leistung Monatsende	MW	5.595	5.598	5.605	5.610	5.620	5.631	5.643	5.660	5.680	5.706	5.743	5.856	5.856
	Volllaststunden	h	459	414	459	444	459	445	460	460	446	461	447	464	5.416
	Stromerzeugung	GWh	2.565	2.319	2.570	2.491	2.580	2.504	2.594	2.604	2.531	2.631	2.567	2.717	30.673

Quelle: Eigene Berechnungen.

5.3.2 Mittelfristprognose bis 2017

Tabelle 5-5 zeigt die Entwicklung der Volllaststunden und Stromerzeugung zwischen 2014 und 2017. Die Stromerzeugung ergibt sich aus dem Produkt der Leistung zum Monatsende und den jeweiligen Volllaststunden. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2013. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Für die Entwicklung der jährlichen Auslastung der gesamten Biomasse Anlagen wird ein leicht positiver Trend angenommen, da davon ausgegangen wird, dass die neuen Biomasseanlagen eine höhere Auslastung im Vergleich zum Durchschnitt der Bestandsanlagen haben werden. Zusammen mit der unterstellten, zunehmenden installierten Leistung steigt die Stromerzeugung demnach von 36 TWh in 2014 auf 44 TWh in 2017.

Oberes/Unteres Szenario: Um die gesamte Bandbreite möglicher Biomasseerzeugungsmengen darstellen zu können, wird neben einem höheren/niedrigeren monatlichen Zubau auch eine höhere/niedrigere Auslastung unterstellt. Die jährliche Stromer-

zeugung steigt daher zwischen 2014 und 2017 von 38 TWh auf knapp 51 TWh im oberen Szenario und von 34 TWh auf 39 TWh im unteren Szenario.

TABELLE 5-5: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG VON BIOMASSE IN DEUTSCHLAND IN 2017

Szenario	Jahr	Leistung zum Jahresende	Volllaststunden	Stromerzeugung
		(MW)	(h)	(GWh)
Trend-Szenario	2014	6.468	5.818	36.057
	2015	6.840	5.898	38.789
	2016	7.225	5.976	41.585
	2017	7.592	6.006	44.081
Oberes Szenario	2014	6.658	6.119	38.287
	2015	7.210	6.231	42.512
	2016	7.767	6.331	46.741
	2017	8.297	6.376	50.572
Unteres Szenario	2014	6.326	5.520	33.964
	2015	6.562	5.576	35.639
	2016	6.819	5.634	37.418
	2017	7.063	5.652	38.969

Quelle: Eigene Berechnungen.

5.4 Prognose der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen

Die Berechnung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen (Festpreisvergütung, Marktprämie, Grünstromprivileg und sonstige Direktvermarktung) erfolgt wie in Kapitel 2.4 dargestellt auf Basis eines Optimierungsmodells. Im Rahmen dieser Modellierung können sich die EEG geförderten Anlagen monatlich entscheiden, welche Vermarktungsform für sie am attraktivsten ist. Dies erfolgt unter Berücksichtigung einer Vielzahl an Rahmenbedingungen, die ebenfalls in Kapitel 2.4 dargestellt und erläutert sind. Als wesentliche Einflussgrößen für Biomasse sind folgende Annahmen hinterlegt:

- Vermarktungskosten in der in Tabelle 5-6 dargestellten Höhe bei Inanspruchnahme der Marktprämie, des Grünstromprivilegs oder der sonstigen Direktvermarktung
- Managementprämie in der in Tabelle 5-6 dargestellten Höhe
- Zusätzliche Erlösmöglichkeit (zusätzlich zum Erlös auf dem Strommarkt) in der in Tabelle 5-6 dargestellten Höhe bei Vermarktung im Rahmen des Grünstromprivilegs
- Strompreis in Höhe der in Kapitel 2 dargestellten Höhe
- Fixierung von kleineren Biomasseanlagen in der Festpreisvergütung, da davon ausgegangen wird, dass Anlagen auf Basis fester Biomasse mit einer Leistung kleiner 5.000 kW und Biogasanlagen mit einer Leistung kleiner 500 kW für Direktvermarkter in 2013 nicht ausreichend attraktiv sind. Dies gilt nicht für Anlagen, die bereits in 2012 direkt

vermarktet wurden. Die Fixierung wurde auf Basis einer Auswertung der derzeitigen Inanspruchnahmen der einzelnen EEG-Anlagen in den jeweiligen Vermarktungsformen vorgenommen.⁵⁴ Dabei wurde analysiert, welche Anlagengrößen bereits in 2012 in die Direktvermarktung optiert sind. Für den Zeitraum nach 2013 wurde unterstellt, dass gegenüber 2012 zunehmend auch kleinere Anlagen für die Direktvermarkter interessant werden.

- Zusätzlich wurden die Biomasseanlagen entsprechend ihrer potentiellen Flexibilitäten eingeteilt. So wurde bspw. im Rahmen der Modellierung unterstellt, dass je nach Anlagengröße Biogasanlagen unterschiedliche Speicheroptionen (bspw. Fermenter) nutzen können. Damit können diese Anlagen unter Einhaltung bestimmter Rahmenbedingungen (z.B. Mindestlast) innerhalb des Monats bestehende Flexibilitäten nutzen und die Einspeisung bedarfsgerechter ausgestalten. Dadurch können sie ihren individuellen Marktwert erhöhen, was die Attraktivität der Direktvermarktungsoptionen steigert. Es wird unterstellt, dass insbesondere Neuanlagen mit einer höheren Flexibilität ausgestattet werden.

TABELLE 5-6: ANNAHMEN ZU KOSTEN UND ERLÖSEN VON VERMARKTUNGSOPTIONEN BZGL. BIOMASSE

		Einheit	2013	2014	2015	2016	2017
alle Szenarien	Vermarktungskosten	€/MWh	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
	Managementprämie	€/MWh	2,75	2,50	2,25	2,25	2,25
	zusätzl. Erlösmöglichkeit bei Vermarktung über Grünstromprivileg	€/MWh	23,00	23,00	23,00	23,00	23,00

Quelle: Eigene Berechnungen.

Unter Berücksichtigung der genannten Rahmenbedingungen erfolgt im Modell eine monatliche Optimierung bzgl. der Inanspruchnahme der einzelnen Vermarktungsoptionen.

5.4.1 Jahresprognose 2013

In Tabelle 5-7 sind die ermittelten monatlichen Erzeugungsmengen der jeweiligen Vermarktungsoptionen für das Jahr 2013 dargestellt. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien lassen sich wie folgt begründen:

- **Trend-Szenario:** Betreiber von Biomasseanlagen werden sich auch zukünftig zwischen den beiden Optionen der Festpreisvergütung und der Marktprämie entscheiden. Die anderen beiden Optionen des Grünstromprivilegs und der sonstigen Direktvermarktung werden nicht in Anspruch genommen, da die Vollkosten bzw. die Vergütungssätze von Biomasseanlagen oberhalb der Grenze liegen, welche für eine Inanspruchnahme erforderlich wäre. Für Biomasseanlagen wird prognostiziert, dass bereits in 2013 ein deutlich höherer Anteil der eingespeisten Menge über die Marktprämie vermarktet wird. Es ist zu

⁵⁴ EEG/KWK-G (2012b).

erwarten, dass insbesondere größere Biomasseanlagen vermehrt von den Direktvermarktern angesprochen werden. Eine Auswertung der EEG-Datenbanken hat gezeigt, dass noch ein sehr hohes Potenzial an Anlagen besteht, die für eine Direktvermarktung potentiell attraktiv sind.

- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren insbesondere durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen aufgrund einer unterstellten höheren/niedrigeren Volllaststunden bzw. eines höheren/geringeren Zubaus. Analog zum Trend-Szenario sind auch in diesen Szenarien das Grünstromprivileg als auch die sonstige Direktvermarktung keine Option für die Anlagenbetreiber.

TABELLE 5-7: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INANSPRUCHNAHME DER VERMARKTUNGSOPTIONEN VON BIOMASSE IN DEUTSCHLAND IN 2013

Szenario	Vermarktungsart	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2013
Trend-Szenario	Festpreisvergütung	GWh	981	884	978	946	976	944	975	974	942	973	1.168	1.210	11.951
	Marktprämie	GWh	1.770	1.604	1.783	1.732	1.800	1.754	1.826	1.842	1.801	1.886	1.632	1.785	21.215
Oberes Szenario	Festpreisvergütung	GWh	1.030	928	1.027	993	1.025	992	1.023	1.023	989	1.099	1.154	1.276	12.559
	Marktprämie	GWh	1.913	1.736	1.933	1.880	1.959	1.914	1.997	2.022	1.985	2.011	1.907	2.042	23.298
Unteres Szenario	Festpreisvergütung	GWh	932	840	929	898	928	897	926	925	895	924	1.107	1.145	11.346
	Marktprämie	GWh	1.633	1.479	1.641	1.593	1.652	1.607	1.668	1.679	1.637	1.707	1.460	1.572	19.328

Quelle: Eigene Berechnungen.

5.4.2 Mittelfristprognose bis 2017

Die Prognose der jährlichen Erzeugungsmengen der jeweiligen Vermarktungsoptionen für den Zeitraum zwischen 2014 und 2017 ist in Tabelle 5-8 dargestellt. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2013. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien lassen sich wie folgt begründen:

- **Trend-Szenario:** Auch mittelfristig werden Betreiber von Biomasseanlagen sich zwischen den Optionen der Festpreisvergütung und der Marktprämie entscheiden. Das Grünstromprivileg und die sonstige Direktvermarktung werden nicht in Anspruch genommen, da die Vollkosten bzw. die Vergütungssätze von Biomasseanlagen oberhalb der Grenze liegen, welche für eine Inanspruchnahme erforderlich wäre. Es zeigt sich, dass sich der Trend zur Vermarktung über die Marktprämie weiter fortsetzen wird. Während 2014 rund 31 TWh über die Marktprämie vergütet werden, sind es im Jahr 2017 bereits rund 42 TWh. Die Erzeugungsmenge, welche über die Festpreisvergütung vermarktet wird, reduziert sich bis 2017 auf etwas über 2 TWh.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren insbesondere durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen aufgrund der

unterstellten höheren/niedrigeren Volllaststunden bzw. eines höheren/geringeren Zubaus. Über die Marktprämie werden 48 TWh im oberen Szenario in 2017 vermarktet. Insbesondere Neuanlagen optieren dabei in die Marktprämie. Im unteren Szenario werden rund 37 TWh über die Marktprämie in 2017 vermarktet. Die in der Festpreisvergütung verbleibenden Erzeugungsmenge liegt in beiden Szenarien analog zum Trend-Szenario bei lediglich etwas mehr als 2 TWh ab 2015.

TABELLE 5-8: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INANSPRUCHNAHME DER VERMARKTUNGSOPTIONEN VON BIOMASSE IN DEUTSCHLAND BIS 2017

Szenario	Vermarktungsart	Einheit	2014	2015	2016	2017
Trend-Szenario	Festpreisvergütung	GWh	5.250	2.324	2.270	2.284
	Marktprämie	GWh	30.807	36.465	39.315	41.798
Oberes Szenario	Festpreisvergütung	GWh	5.516	2.453	2.404	2.425
	Marktprämie	GWh	32.771	40.059	44.337	48.147
Unteres Szenario	Festpreisvergütung	GWh	4.986	2.198	2.146	2.151
	Marktprämie	GWh	28.978	33.441	35.272	36.817

Quelle: Eigene Berechnungen.

5.5 Prognose der Vergütungszahlungen

Die Berechnung der Vergütungszahlungen für EEG-Bestandsanlagen erfolgt über die von den ÜNB bereit gestellten Bewegungsdaten der EEG-Anlagen der Jahre 2009 bis 2011.⁵⁵ Dabei ergibt sich der durchschnittliche Vergütungssatz je EEG-Anlage aus dem Quotient der jährlichen Vergütungszahlungen und der jährlichen gesamten Stromerzeugung der Anlage. Falls die Anlage im Laufe des Jahres in die Direktvermarktung optiert ist, fallen für diese Erzeugungsmengen keine Vergütungszahlungen an. Entsprechend wird der durchschnittliche jährliche Vergütungssatz unterschätzt. Diese Problematik gilt insbesondere für das Jahr 2011, weshalb die Vergütungssätze der vorangegangenen Jahre 2010 bzw. 2009 berücksichtigt wurden.

Zur Bestimmung der Vergütungssätze für Neuanlagen wurde in einem ersten Schritt die Zubaustruktur der vergangenen Jahre analysiert. Im Rahmen der Prognose wird davon ausgegangen, dass sich die Zubaustruktur (Anlagengröße) nur geringfügig ändern wird. Es wird erwartet, dass der Anteil von in der Regel größeren Biogasaufbereitungsanlagen in den nächsten Jahren zu Lasten kleinerer Biogasanlagen ansteigen wird. Darauf aufbauend wurden die Vergütungssätze entsprechend der im EEG 2012 festgelegten Regelungen berücksichtigt. Für in 2013

⁵⁵ ÜNB (2010), ÜNB (2011), ÜNB (2012a).

zugebaute Biomasseanlagen ergibt sich auf dieser Basis ein mengengewichteter durchschnittlicher Vergütungssatz von 18,66 €-ct./kWh. Bis 2017 sinkt dieser mengengewichtete durchschnittliche Vergütungssatz auf 17,29 €-ct./kWh aufgrund der im EEG festgeschriebenen Degression.

Die gesamten Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung ergeben sich somit aus den individuellen Vergütungszahlungen aller in der Festpreisvergütung verbleibenden EEG-Anlagen sowie aller Vergütungszahlungen zusätzlich in Betrieb genommener Anlagen, sofern diese in der Festpreisvergütung verbleiben.

Die zu zahlenden Marktprämien ergeben sich aus den individuellen Festpreisvergütungssätzen abzgl. der Vermarktungserlöse zzgl. der Summe an Managementprämien.

Mit der Novellierung des EEG in 2012 wurde zusätzlich eine Flexibilitätsprämie eingeführt. Diese kann von Biogasanlagen in Anspruch genommen werden, sofern die Betreiber nachweisen können, dass sie die Anlage mit einer höheren Leistung ausgestattet haben, um flexibler einspeisen zu können. Für die zusätzliche Leistung wird dann eine Flexibilitätsprämie je eingespeister Stromeinheit ausgezahlt.

Die vermiedenen Netznutzungsentgelte fallen nach § 35 Abs. 2 EEG i. V. m. § 18 StromNEV für die Strommengen in der Festpreisvergütung, der Marktprämie und den Grünstrommengen an und sind an die ÜNB auszuführen bzw. zu saldieren. Im Rahmen der Prognose wurden für die Bestandsanlagen die individuellen vermiedenen Netznutzungsentgelte des Jahres 2011 unterstellt. Für Neuanlagen wurden die durchschnittlichen vermiedenen Netznutzungsentgelte der Bestandsanlagen der jeweiligen Regelzonen für 2011 angesetzt.

5.5.1 Jahresprognose 2013

In den folgenden Tabellen sind die Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung und der Marktprämie sowie die vermiedenen Netznutzungsentgelte für die einzelnen Szenarien für das Jahr 2013 monatlich dargestellt. Die gesamte Einspeisevergütung ergibt sich durch die Summe der Festpreisvergütungen, der Marktprämienzahlungen und der Flexibilitätsprämie abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte.

Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien stellen sich wie folgt dar:

- **Trend-Szenario:** Aufgrund der deutlich höheren Inanspruchnahme der Marktprämie gegenüber der Festpreisvergütung liegen die Vergütungszahlungen der Marktprämie insgesamt höher als die Festpreisvergütungszahlungen. Die zu zahlenden Flexibilitätsprämien spielen in 2013 für die gesamten Vergütungszahlungen noch nahezu keine Rolle. Die gesamten Einspeisevergütungen der Festpreisvergütung, der Marktprämie sowie der Flexibilitätsprämie abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte werden für 2013 auf 4,8 Mrd. € prognostiziert.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren insbesondere durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen aufgrund der höheren/niedrigeren Volllaststunden und des höheren/geringeren Zubaus. Im oberen Szenario ergeben sich gesamte Einspeisevergütungen von rund 5,2 Mrd. €. Im unteren Szenario summieren sich die Vergütungszahlungen in 2013 auf insgesamt 4,4 Mrd. €.

TABELLE 5-9: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON BIOMASSE IN DEUTSCHLAND IN 2013 IM TREND-SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	zu zahlende Flexibilitäts-prämie (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (vNNE) (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNE (Mio. Euro)
Januar	196,1	215,9	0,1	13,6	398,5
Februar	176,7	199,6	0,1	12,3	364,1
März	195,4	231,0	0,1	13,7	412,9
April	189,0	216,0	0,1	13,3	391,8
Mai	195,1	225,3	0,1	13,7	406,8
Juni	188,7	217,0	0,1	13,4	392,5
Juli	194,8	228,0	0,1	13,9	409,0
August	194,6	233,0	0,1	13,9	413,8
September	188,2	212,8	0,1	13,6	387,6
Oktober	194,4	209,7	0,1	14,1	390,1
November	211,1	204,4	0,2	13,9	401,9
Dezember	218,3	230,1	0,2	14,8	433,7
Jahr 2013	2.342,6	2.622,7	1,5	164,1	4.802,6

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE 5-10: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON BIOMASSE IN DEUTSCHLAND IN 2013 IM OBEREN SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	zu zahlende Flexibilitäts-prämie (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (vNNE) (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNE (Mio. Euro)
Januar	205,9	239,4	0,1	14,6	430,8
Februar	185,6	220,9	0,1	13,2	393,4
März	205,2	256,5	0,1	14,6	447,2
April	198,5	240,6	0,1	14,2	425,0
Mai	204,9	251,7	0,1	14,8	441,9
Juni	198,2	243,7	0,1	14,4	427,6
Juli	204,5	256,6	0,2	14,9	446,3
August	204,3	262,6	0,2	15,1	452,1
September	197,6	241,8	0,2	14,7	424,9
Oktober	212,5	235,6	0,2	15,4	433,0
November	213,8	239,6	0,2	15,1	438,5
Dezember	229,7	270,1	0,3	16,4	483,7
Jahr 2013	2.460,7	2.959,2	2,0	177,4	5.244,5

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE 5-11: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON BIOMASSE IN DEUTSCHLAND IN 2013 IM UNTEREN SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	zu zahlende Flexibilitäts-prämie (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (vNNE) (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNE (Mio. Euro)
Januar	186,3	193,8	0,1	12,7	367,5
Februar	167,9	179,8	0,1	11,5	336,3
März	185,7	207,7	0,1	12,7	380,7
April	179,6	193,9	0,1	12,3	361,2
Mai	185,4	201,8	0,1	12,8	374,5
Juni	179,3	193,5	0,1	12,4	360,5
Juli	185,0	203,0	0,1	12,8	375,3
August	184,9	207,3	0,1	12,9	379,3
September	178,8	187,8	0,1	12,5	354,2
Oktober	184,7	183,2	0,1	13,0	355,0
November	200,3	178,1	0,1	12,7	365,8
Dezember	207,0	197,0	0,2	13,4	390,7
Jahr 2013	2.224,8	2.326,8	1,1	151,8	4.400,9

Quelle: Eigene Berechnungen.

5.5.2 Mittelfristprognose bis 2017

Die Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung und der Marktprämie sowie die vermiedenen Netznutzungsentgelte für die einzelnen Szenarien zwischen 2014 und 2017 sind in Tabelle 5-12 dargestellt. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2013. Die Einspeisevergütung nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich durch die Summe der Festpreisvergütungen und der Marktprämienzahlungen abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien stellen sich wie folgt dar:

- **Trend-Szenario:** Der Trend zur höheren Inanspruchnahme der Marktprämie gegenüber der Festpreisvergütung führt auch mittelfristig zu höheren Vergütungszahlungen der Marktprämie. Die Flexibilitätsprämienzahlungen steigen zwar mittelfristig an, jedoch auf einem sehr niedrigen Niveau. Insgesamt wird prognostiziert, dass die Einspeisevergütung abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte von 4,8 Mrd. € in 2014 auf 5,6 Mrd. € in 2017 steigt.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Das obere/untere Szenario unterscheidet sich insbesondere durch die unterstellten höheren/niedrigeren Erzeugungsmengen aufgrund der höheren/niedrigeren Volllaststunden und des höheren/geringeren Zubaus. Es wird angenommen, dass die Vergütungszahlungen der Festpreisvergütung und der Marktprämie abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte im oberen Szenario von 5,2 Mrd. € in 2014 auf 6,6 Mrd. € in 2017 und im unteren Szenario von 4,5 Mrd. € in 2014 auf 4,8 Mrd. € in 2017 steigen.

TABELLE 5-12: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON BIOMASSE IN DEUTSCHLAND BIS 2017

	Jahr	Festpreis- vergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	zu zahlende Flexibilitäts- prämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (vNNe) (Mio. Euro)	Einspeisever- gütung nach Abzug vNNe (Mio. Euro)
Trend- Szenario	2014	984	4.026	3	178	4.835
	2015	380	4.860	5	192	5.053
	2016	368	5.073	8	206	5.243
	2017	368	5.468	10	218	5.629
Oberes Szenario	2014	1.034	4.372	4	189	5.220
	2015	400	5.441	7	210	5.637
	2016	388	5.856	10	231	6.024
	2017	389	6.466	14	250	6.620
Unteres Szenario	2014	935	3.709	3	168	4.479
	2015	360	4.331	4	176	4.519
	2016	348	4.425	6	185	4.594
	2017	348	4.673	7	193	4.836

Quelle: Eigene Berechnungen.

6 Geothermie (§ 28 EEG)

6.1 Entwicklung bis 2011

Das erste geothermische Kraftwerk in Deutschland wurde 2004 in Neustadt-Glewe in Betrieb genommen. Die installierte Leistung dieses Kraftwerks beträgt 230 kW. In 2007 wurde das Kraftwerk Landau mit einer installierten Leistung von 3.000 kW in Betrieb genommen. Das bisher größte geothermische Kraftwerk in Deutschland erzeugt in Unterhaching seit 2009 Strom. Die installierte Leistung beträgt 4.100 kW. Seitdem ist kein weiteres Kraftwerk mehr in Betrieb gegangen. Wie Tabelle 6-1 entnommen werden kann, betrug die installierte geothermische Leistung Ende 2011 7,5 MW. Die Stromeinspeisung war in 2011 gegenüber 2010 trotz unveränderter Leistung mit rund 19 GWh rückläufig, was auf Problemen bei der Betriebsführung und – genehmigung und damit verbundenen (vorübergehenden) Stilllegungen zurückzuführen ist. Das Geothermiekraftwerk in Unterhaching⁵⁶ produzierte bspw. 2011 mehr als 3 GWh und das Kraftwerk in Landau⁵⁷ mehr als 5 GWh weniger im Vergleich zu 2010.

TABELLE 6-1: BISHERIGE ENTWICKLUNG VON GEOTHERMIE IN DEUTSCHLAND

	Einheit	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Leistungszubau ¹⁾	MW	0,0	0,2	0,0	0,0	3,0	0,0	4,3	0,0	0,0
Leistung zum Jahresende ¹⁾	MW	0,0	0,2	0,2	0,2	3,2	3,2	7,5	7,5	7,5
Stromeinspeisung pro Jahr ²⁾	GWh	0,0	0,2	0,2	0,4	0,4	17,6	18,8	27,7	18,9

¹⁾ Quelle: ÜNB (2012a)

²⁾ Quelle: EEG/KWK-G (2012a)

6.2 Prognose der installierten Leistung

Durch die Novellierung des EEG in 2012 wurden neue geothermische Kraftwerke nochmals finanziell besser gestellt. So beträgt der Vergütungssatz für geothermische Kraftwerke 25 €-ct./kWh und wird bei Nutzung von petrothermalen Techniken nochmals um 5 €-ct./kWh aufgestockt. Trotz dieser Vergütungserhöhung ist jedoch nicht davon auszugehen, dass diese Technologie zukünftig einen Durchbruch beim Zubau erfahren wird. Vielmehr sprechen vielfältige Gründe gegen einen raschen und deutlichen Zubau an geothermischer Stromerzeugungskapazität. So sind zum einen die hohen geologischen Unsicherheiten und technischen Risiken zu nennen, die eine Finanzierung deutlich erschweren. Zum anderen bestehen langwierige Planungsphasen und Genehmigungsverfahren sowie sehr hohe und teilweise nicht kalkulierbare Investi-

⁵⁶ Geothermie Unterhaching (2012).

⁵⁷ Geox (2012).

tionskosten. Die schlechten Erfahrungsberichte bereits bestehender Anlagen wie in Landau oder Unterhaching wirken sich zusätzlich erschwerend auf den weiteren Zubau aus.

Trotz der Problematiken ist jedoch davon auszugehen, dass vereinzelte Projekte realisiert werden. Die geringe Anzahl an realisierten Projekten erschwert die Abschätzung des Zubaus auf der Basis historischer Installationsdaten. Ein eindeutiger historischer Trend lässt sich nicht ableiten.

Für die Jahresprognose 2013 sowie die Mittelfristprognose bis 2017 wurden in Ergänzung zu den bereits beschriebenen Auswertungen und Befragungen folgende Informationsquellen bzw. Auswertungen herangezogen:

- Rahmenbedingungen des aktuellen EEG 2012
- Auswertung der derzeit in Bau und Planung befindlichen Geothermieprojekte
- Prognosen veröffentlichter Studien: Hierbei wurden insbesondere der Nationale Aktionsplan Erneuerbare Energien sowie die BMU-Leitstudie berücksichtigt.
- Experteninterview mit dem Wirtschaftsforum Geothermie e.V.⁵⁸

6.2.1 Jahresprognose 2013

Die Prognosen der Entwicklung des jährlichen Zubaus sowie der installierten Leistung zum Jahresende bis 2013 für geothermische Stromerzeugungsanlagen sind in Tabelle 6-2 dargestellt. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Für 2012 wird prognostiziert, dass lediglich ein Kraftwerk mit einer Leistung von 5 MW in Betrieb genommen wird. Für das Jahr 2013 wird die Realisierung von weiteren Projekten in einer Größenordnung von 17 MW unterstellt. Es wird angenommen, dass nicht alle derzeit für 2013 geplanten Projekte realisiert werden, sondern dass sich ein Teil der Projekte verzögern wird. Bis Ende 2013 würden demnach 30 MW installiert sein.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen Szenario wird im Unterschied zum Trend-Szenario angenommen, dass alle für 2013 geplanten Projekte realisiert werden. Im unteren Szenario wird demgegenüber unterstellt, dass es zu vermehrten Verzögerungen kommen wird. Die Bandbreite der installierten Kapazitäten Ende 2013 liegt somit zwischen 24 und 36 MW.

⁵⁸ Hegele, H. (2012).

TABELLE 6-2: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG VON GEOTHERMIE BIS 2013

		Einheit	2011 (Ist)	2012	2013
Trend-Szenario	Zubau	MW	0	5	17
	Leistung zum Jahresende	MW	8	13	30
Oberes Szenario	Zubau	MW	0	5	23
	Leistung zum Jahresende	MW	8	13	36
Unteres Szenario	Zubau	MW	0	5	11
	Leistung zum Jahresende	MW	8	13	24

Quelle: Daten für 2011: ÜNB(2012a); Daten für 2012/2013: Eigene Berechnungen

Im Vergleich prognostizieren die BMU-Leitstudie⁵⁹ sowie die Bundesregierung⁶⁰ im Rahmen des Nationalen Aktionsplans Erneuerbare Energien einen jährlichen Nettozubau von geothermischen Stromerzeugungsanlagen in Höhe von 10 MW (2012) und 13 MW (2013). Das Wirtschaftsforum Geothermie⁶¹ schätzt unsere Zubauprognoze für 2013 als realistisch ein.

6.2.2 Mittelfristprognose bis 2017

Tabelle 6-3 zeigt die Prognosen der Entwicklung des jährlichen Zubaus sowie der installierten Leistung zum Jahresende zwischen 2014 und 2017. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2013. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Es wird angenommen, dass sich der jährliche Zubau zwischen 2014 und 2017 bei ca. 10 MW festigen wird. Ein stärkerer Zubau ist aufgrund der derzeitigen Komplikationen bestehender geothermischer Stromerzeugungsanlagen noch nicht in Sicht. Die gesamte installierte Leistung steigt von 39 MW in 2014 auf 69 MW in 2017.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen Szenario wird angenommen, dass sich der Zubau moderat stärker entwickelt als im Trend-Szenario. Es wird davon ausgegangen, dass die derzeit geplanten Projekte in der geplanten Zeit realisiert werden. Im unteren Szenario wird davon ausgegangen, dass sich aufgrund der Komplikationen die geplanten Projekte weiter verzögern werden bzw. gänzlich eingestellt werden. Die installierte Leistung zum Jahresende 2017 beträgt im oberen Szenario 87 MW und im unteren Szenario 51 MW.

⁵⁹ DLR/Fraunhofer IWES/IfNE (2012).

⁶⁰ Bundesregierung (2010).

⁶¹ Hegele, H. (2012).

TABELLE 6-3: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG VON GEOTHERMIE BIS 2017

		Einheit	2014	2015	2016	2017
Trend-Szenario	Zubau	MW	9	10	10	10
	Leistung zum Jahresende	MW	39	49	59	69
Oberes Szenario	Zubau	MW	12	15	15	15
	Leistung zum Jahresende	MW	42	57	72	87
Unteres Szenario	Zubau	MW	6	5	5	5
	Leistung zum Jahresende	MW	36	41	46	51

Quelle: Eigene Berechnungen

Im Vergleich prognostizieren die BMU-Leitstudie⁶² sowie die Bundesregierung⁶³ im Rahmen des Nationalen Aktionsplans Erneuerbare Energien eine installierte Leistung in 2017 in Höhe von 142 MW.

6.3 Prognose der Volllaststunden und der Stromerzeugung

Die Prognose der Stromerzeugung ergibt sich aus der Entwicklung der bereits dargestellten installierten Leistung und der Volllaststunden. Die prognostizierten jährlichen Volllaststunden basieren auf den von den ÜNB bereit gestellten EEG-Bewegungsdaten der Jahre 2009 bis 2011.⁶⁴

Bezüglich der Volllaststunden wird zwischen Bestandsanlagen und Zubau unterschieden. Für Bestandsanlagen wurden im Trend-Szenario die mittleren Volllaststunden der Jahre 2009 bis 2011 unterstellt. Für Neuanlagen werden je nach Regelzone zwischen 3.700 und 4.700 Volllaststunden angenommen. Es wird unterstellt, dass sich die Volllaststunden für Neuanlagen aufgrund technologischen Fortschritts bis 2017 um rund 300 auf 4.000 bis 5.000 erhöhen werden.

Des Weiteren wird eine monatlich gleichbleibende Verteilung der Volllaststunden zugrunde gelegt, da eine eindeutige Einspeisestruktur nicht zu erwarten ist. Dies ist bspw. darauf zurückzuführen, dass die Vielzahl ungeplanter Betriebsunterbrechungen einzelner Anlagen die gesamte Struktur aller Geothermieprojekte maßgeblich beeinflussen kann.

Die Unsicherheit bzgl. der zukünftigen Entwicklung der Erzeugung wird im Rahmen des oberen und unteren Szenarios abgebildet. Für das obere Szenario wird unterstellt, dass die monatliche Auslastung gegenüber dem Trend-Szenario um 10 % höher liegt. Für das untere Szenario wird eine um 10 % niedrigere Auslastung angenommen.

6.3.1 Jahresprognose 2013

Die Prognosen der Entwicklung der monatlichen Volllaststunden und Stromerzeugung sind in Tabelle 6-4 dargestellt. Die Stromerzeugung ergibt sich aus dem Produkt der Leistung zum Mo-

⁶² DLR/Fraunhofer IWES/IfNE (2012).

⁶³ Bundesregierung (2010).

⁶⁴ ÜNB (2010), ÜNB (2011), ÜNB (2012a).

natsende und den jeweiligen Volllaststunden. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Es wird von einem über das Jahr gleichmäßigen Zubau von Anlagen ausgegangen, da in den vergangenen Jahren keine eindeutige monatliche Zubaustuktur festgestellt werden konnte. Gleichzeitig gehen geothermische Kraftwerke in der Regel nicht direkt mit ihrer gesamten Leistung gleichzeitig ans Netz, sondern sukzessive. Die monatliche Auslastung ist bei Geothermieanlagen nur geringen Schwankungen unterworfen. Für das Jahr 2013 ergibt sich somit insgesamt eine Einspeisung aus geothermischen Stromerzeugungsanlagen von 77 GWh.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Da das obere Szenario die obere Bandbreite der EEG-Vergütungen abdecken soll, wird in diesem Szenario neben einem höheren monatlichen Zubau auch eine höhere monatliche Auslastung unterstellt. Umgekehrt gilt dies analog für das untere Szenario. Die Bandbreite der geothermischen Stromerzeugung liegt für 2013 demnach zwischen rund 59 und 96 GWh.

TABELLE 6-4: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG VON GEOTHERMIE IN DEUTSCHLAND IN 2013

		Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2013
Trend-Szenario	Leistung Monatsende	MW	14	15	17	18	20	21	22	24	25	27	28	30	30
	Volllaststunden	h	290	264	294	287	298	289	300	301	292	303	294	304	3.517
	Stromerzeugung	GWh	4	4	5	5	6	6	7	7	7	8	8	9	77
Oberes Szenario	Leistung Monatsende	MW	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36	36
	Volllaststunden	h	314	286	320	312	324	315	327	328	318	330	320	331	3.823
	Stromerzeugung	GWh	5	5	6	6	7	8	8	9	9	10	11	12	96
Unteres Szenario	Leistung Monatsende	MW	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	24
	Volllaststunden	h	261	237	264	257	267	259	269	270	262	271	263	272	3.152
	Stromerzeugung	GWh	4	3	4	4	5	5	5	5	5	6	6	6	59

Quelle: Eigene Berechnungen.

6.3.2 Mittelfristprognose bis 2017

Tabelle 6-5 zeigt die Entwicklung der Volllaststunden und Stromerzeugung zwischen 2014 und 2017. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2013. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Mittelfristig wird von einem gleichmäßigen Zubau von Geothermieanlagen ausgegangen. Die Entwicklung der Volllaststunden zeigt einen geringfügig ansteigenden Trend aufgrund des zunehmenden technischen Reifegrads der Neuanlagen. Insgesamt verdoppelt sich die jährliche Stromerzeugung aus geothermischen Stromerzeugungsanlagen von 125 GWh in 2014 auf 245 GWh in 2017.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Um die gesamte Bandbreite an möglichen EEG-Vergütungen darstellen zu können, wird ein höherer/niedrigerer jährlicher Zubau und eine höhere/niedrigere jährliche Auslastung im oberen/unteren Szenario unterstellt. Die jährliche Stromerzeugung steigt daher zwischen 2014 und 2017 von 141 GWh auf 333 GWh im oberen Szenario und von 107 GWh auf 164 GWh im unteren Szenario.

TABELLE 6-5: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG VON GEOTHERMIE IN DEUTSCHLAND BIS 2017

Szenario	Jahr	Leistung zum Jahresende	Volllaststunden	Stromerzeugung
		(MW)	(h)	(GWh)
Trend-Szenario	2014	39	3.616	125
	2015	49	3.695	163
	2016	59	3.785	204
	2017	69	3.829	245
Oberes Szenario	2014	42	3.912	141
	2015	57	4.020	200
	2016	72	4.131	267
	2017	87	4.182	333
Unteres Szenario	2014	36	3.263	107
	2015	41	3.309	127
	2016	46	3.367	146
	2017	51	3.396	164

Quelle: Eigene Berechnungen.

6.4 Prognose der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen

Für geothermische Erzeugungsanlagen wird im Rahmen dieser Prognose unterstellt, dass diese in der Festpreisvergütung verbleiben werden. Somit wird für diesen Energieträger keine modellgestützte Optimierung der monatlichen Vermarktungsoptionen durchgeführt. Der Grund dafür liegt darin, dass die Anlagen noch nicht attraktiv genug für Direktvermarkter sind, da bspw. noch teilweise große Unsicherheiten bzw. Probleme bzgl. der Betriebsführung bestehen.

6.4.1 Jahresprognose 2013

In Tabelle 6-6 sind die monatlichen Erzeugungsmengen für die Festpreisvergütung für das Jahr 2013 dargestellt. Für alle Szenarien wird unterstellt, dass die Anlagen nicht an einer Direktvermarktung teilnehmen werden.

TABELLE 6-6: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INANSPRUCHNAHME DER VERMARKTUNGSOPTIONEN VON GEOTHERMIE IN DEUTSCHLAND IN 2013

Szenario	Vermarktungsart	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2013
Trend-Szenario	Festpreisvergütung	GWh	4	4	5	5	6	6	7	7	7	8	8	9	77
Oberes Szenario	Festpreisvergütung	GWh	5	5	6	6	7	8	8	9	9	10	11	12	96
Unteres Szenario	Festpreisvergütung	GWh	4	3	4	4	5	5	5	5	5	6	6	6	59

Quelle: Eigene Berechnungen.

6.4.2 Mittelfristprognose bis 2017

Die jährlichen Erzeugungsmengen der einzelnen Vermarktungsoptionen für den Zeitraum zwischen 2014 und 2017 sind in Tabelle 6-7 dargestellt. Es wird auch für die Mittelfristprognose für alle Szenarien angenommen, dass die Anlagenbetreiber nicht an einer Direktvermarktung teilnehmen werden, sondern über die Festpreisvergütung vermarkten.

TABELLE 6-7: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INANSPRUCHNAHME DER VERMARKTUNGSOPTIONEN VON GEOTHERMIE IN DEUTSCHLAND BIS 2017

Szenario	Vermarktungsart	Einheit	2014	2015	2016	2017
Trend-Szenario	Festpreisvergütung	GWh	125	163	204	245
Oberes Szenario	Festpreisvergütung	GWh	141	200	267	333
Unteres Szenario	Festpreisvergütung	GWh	107	127	146	164

Quelle: Eigene Berechnungen.

6.5 Prognose der Vergütungszahlungen

Die Berechnung der Vergütungszahlungen für EEG-Bestandsanlagen erfolgt über die von den ÜNB bereit gestellten Bewegungsdaten der EEG-Anlagen der Jahre 2009 bis 2011.⁶⁵

Die Vergütungssätze für Neuanlagen werden entsprechend der Regelungen im EEG 2012 mit 25 €-ct./kWh angesetzt. Es wird unterstellt, dass keine petrothermale Technologie zum Einsatz

⁶⁵ ÜNB (2010), ÜNB (2011), ÜNB (2012a).

kommen wird, da dazu aufgrund der Erfahrungen vermutlich keine Genehmigungen erteilt werden und somit für Investoren ein unkalkulierbares Risiko besteht.

Die gesamten Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung ergeben sich aus den individuellen Vergütungszahlungen der bestehenden EEG-Anlagen sowie aller Vergütungszahlungen zusätzlich in Betrieb genommener Anlagen.

Die vermiedenen Netznutzungsentgelte fallen nach § 35 Abs. 2 EEG i. V. m. § 18 StromNEV für die Strommengen in der Festpreisvergütung, der Marktprämie und den Grünstrommengen an und sind an die ÜNB auszus zahlen bzw. zu saldieren. Im Rahmen der Prognose wurden für die Bestandsanlagen die individuellen vermiedenen Netznutzungsentgelte des Jahres 2011 unterstellt. Für Neuanlagen wurden die durchschnittlichen vermiedenen Netznutzungsentgelte der Bestandsanlagen der jeweiligen Regelzonen für 2011 angesetzt.

6.5.1 Jahresprognose 2013

In den folgenden Tabellen sind die Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung sowie die vermiedenen Netznutzungsentgelte für die einzelnen Szenarien für das Jahr 2013 monatlich dargestellt.

Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien stellen sich wie folgt dar:

- **Trend-Szenario:** Da für die geothermische Stromerzeugung unterstellt wird, dass diese in der Festpreisvergütung verbleiben wird, fallen keine Marktprämienzahlungen an. Die Vergütungszahlungen der Festpreisvergütung abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte werden für 2013 auf knapp 18 Mio. € prognostiziert.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen aufgrund der höheren/niedrigeren Volllaststunden und des höheren/geringeren Zubaus. Die Bandbreite der Vergütungszahlungen abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte liegt zwischen 13 und 23 Mio. €.

TABELLE 6-8: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON GEOTHERMIE IN DEUTSCHLAND IN 2013 IM TREND-SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNe (Mio. Euro)
Januar	0,9	0,0	0,0	0,9
Februar	0,9	0,0	0,0	0,9
März	1,1	0,0	0,0	1,1
April	1,2	0,0	0,0	1,2
Mai	1,4	0,0	0,0	1,3
Juni	1,4	0,0	0,0	1,4
Juli	1,6	0,0	0,0	1,6
August	1,7	0,0	0,0	1,7
September	1,8	0,0	0,0	1,7
Oktober	1,9	0,0	0,0	1,9
November	2,0	0,0	0,0	2,0
Dezember	2,2	0,0	0,0	2,1
Jahr 2013	18,1	0,0	0,2	17,9

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE 6-9: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON GEOTHERMIE IN DEUTSCHLAND IN 2013 IM OBEREN SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNe (Mio. Euro)
Januar	1,0	0,0	0,0	1,0
Februar	1,1	0,0	0,0	1,1
März	1,4	0,0	0,0	1,3
April	1,5	0,0	0,0	1,5
Mai	1,7	0,0	0,0	1,7
Juni	1,8	0,0	0,0	1,8
Juli	2,0	0,0	0,0	2,0
August	2,2	0,0	0,0	2,2
September	2,3	0,0	0,0	2,2
Oktober	2,5	0,0	0,0	2,5
November	2,6	0,0	0,0	2,6
Dezember	2,8	0,0	0,0	2,8
Jahr 2013	22,9	0,0	0,3	22,6

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE 6-10: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON GEOTHERMIE IN DEUTSCHLAND IN 2013 IM UNTEREN SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNe (Mio. Euro)
Januar	0,8	0,0	0,0	0,8
Februar	0,8	0,0	0,0	0,8
März	0,9	0,0	0,0	0,9
April	1,0	0,0	0,0	0,9
Mai	1,1	0,0	0,0	1,0
Juni	1,1	0,0	0,0	1,1
Juli	1,2	0,0	0,0	1,2
August	1,3	0,0	0,0	1,2
September	1,3	0,0	0,0	1,3
Oktober	1,4	0,0	0,0	1,4
November	1,4	0,0	0,0	1,4
Dezember	1,5	0,0	0,0	1,5
Jahr 2013	13,6	0,0	0,2	13,4

Quelle: Eigene Berechnungen.

6.5.2 Mittelfristprognose bis 2017

Die Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung und der Marktprämie sowie die vermiedenen Netznutzungsentgelte für die einzelnen Szenarien zwischen 2014 und 2017 sind in Tabelle 6-11 dargestellt. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2013. Die Einspeisevergütung nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich durch die Summe der Festpreisvergütungen und der Marktprämienzahlungen abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien stellen sich wie folgt dar:

- **Trend-Szenario:** Aufgrund der ausschließlichen Inanspruchnahme der Festpreisvergütung zur Vermarktung von geothermischer Stromerzeugung fallen keine Marktprämien an. Mittelfristig wird prognostiziert, dass die Einspeisevergütung abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte von knapp 30 Mio. € in 2014 auf knapp 60 Mio. € in 2017 ansteigt.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen aufgrund der höheren/niedrigeren Volllaststunden und des höheren/geringeren Zubaus. Während im oberen Szenario die Einspeisevergütung abzüglich der vermiedenen Netzentgelte von 34 Mio. € in 2014 auf 81 Mio. € in 2017 steigt, erhöht sich Dieselbe im unteren Szenario von knapp 26 Mio. € in 2014 auf 39 Mio. € in 2017.

TABELLE 6-11: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON GEOTHERMIE IN DEUTSCHLAND BIS 2017

	Jahr	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (vNNe) (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug vNNe (Mio. Euro)
Trend- Szenario	2014	30,0	0,0	0,4	29,7
	2015	39,6	0,0	0,5	39,0
	2016	50,0	0,0	0,7	49,2
	2017	60,2	0,0	1,0	59,2
Oberes Szenario	2014	34,1	0,0	0,4	33,7
	2015	48,8	0,0	0,7	48,1
	2016	65,6	0,0	1,0	64,6
	2017	82,2	0,0	1,4	80,8
Unteres Szenario	2014	25,8	0,0	0,3	25,5
	2015	30,7	0,0	0,4	30,3
	2016	35,4	0,0	0,5	34,9
	2017	40,0	0,0	0,6	39,4

Quelle: Eigene Berechnungen.

7 Wind Onshore (§§ 29 und 30 EEG)

7.1 Entwicklung bis 2011

Die in Tabelle 7-1 dargestellte Entwicklung von Wind Onshore seit 2003 zeigt, dass sich die installierte Leistung zwischen 2003 und 2011 mehr als verdoppelt hat. Ende 2011 waren entsprechend der von den ÜNB zur Verfügung gestellten Daten⁶⁶ in Deutschland Onshore Windenergieanlagen mit einer Leistung von rund 28,5 GW installiert. Im gleichen Zeitraum hat sich der jährliche Zubau sehr unterschiedlich entwickelt. Lag der durchschnittliche Zubau in den Jahren 2003 bis 2006 noch bei 2.228 MW, so ist dieser zwischen 2007 und 2011 auf durchschnittlich 1.665 MW pro Jahr gesunken.

Mit in Kraft treten des EEG 2009 wurde das sogenannte Repowering von Windenergieanlagen zusätzlich gefördert, so dass seitdem ein Teil des Zubaus aufgrund von Repowering-Maßnahmen erfolgte.

Bei Betrachtung der installierten Leistung zum jeweiligen Jahresende ist zu beachten, dass ggf. im Betrachtungszeitraum erfolgte Stilllegungen nicht berücksichtigt sind, da die von den ÜNB zur Verfügung gestellten und ausgewerteten EEG-Anlagendaten⁶⁷ keine Informationen zu vor dem Jahr 2011 stillgelegten Anlagen enthalten. Es sind somit lediglich diejenigen Anlagen berücksichtigt, die am 01.01.2011 noch in Betrieb gewesen sind. Somit dürften die Angaben zur am Jahresende installierten Leistung für die Jahre vor 2011 vermutlich zu niedrig liegen.

TABELLE 7-1: BISHERIGE ENTWICKLUNG VON WIND ONSHORE IN DEUTSCHLAND

	Einheit	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Leistungszubau ¹⁾	MW	2.777	2.062	1.843	2.229	1.695	781	2.732	1.417	1.701
davon Repowering	MW	0	0	0	0	0	0	322	255	330
Leistung zum Jahresende ¹⁾	MW	14.087	16.150	17.993	20.222	21.917	22.698	25.430	26.848	28.549
Stromeinspeisung pro Jahr ²⁾	GWh	18.713	25.509	27.229	30.710	39.713	40.574	38.542	37.619	48.315

¹⁾ Quelle: ÜNB (2012a)

²⁾ Quelle: 2003: IE/Prognos (2006), ab 2004: EEG/KWK-G (2012a)

Die in Tabelle 7-1 dargestellte Entwicklung der Stromeinspeisung zeigt einen deutlichen Anstieg von knapp 19 TWh in 2003 auf rund 48 TWh in 2011. Allerdings schwanken die Einspeisemengen in den einzelnen Jahren sehr deutlich. So sank bspw. die Einspeisemenge in 2009 gegenüber 2008 um rund 2 TWh obwohl die Leistung sogar um mehr als 2,7 GW zugenommen hat. Dies ist auf die sehr unterdurchschnittlichen Windbedingungen in 2009 zurückzuführen. Die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten lagen in 2009 deutlich unter dem lang-

⁶⁶ ÜNB (2012a).

⁶⁷ ÜNB (2012a).

jährigen Mittel. Mit im Vergleich zum langjährigen Mittel leicht überdurchschnittlichen Windgeschwindigkeiten betrug die eingespeiste und vergütete Erzeugungsmenge aus Onshore Windenergieanlagen in 2011 48,3 TWh.

7.2 Prognose der installierten Leistung

Zur Prognose der Entwicklung der dargebotsabhängigen EE-Technologien wie Windenergie und Photovoltaik wurde die methodische Vorgehensweise gegenüber den anderen EE-Technologien im Rahmen dieser Prognose angepasst. So wurde für die Prognose der installierten Leistung von Wind Onshore in Deutschland zunächst eine Einteilung in unterschiedliche Regionen vorgenommen. Auf Basis einer solchen Unterteilung lassen sich die regional teilweise sehr unterschiedlichen Windbedingungen berücksichtigen die wiederum Einfluss sowohl auf die Zubauentscheidung als auch auf die realisierten Volllaststunden haben. Zusätzlich resultieren daraus regional unterschiedliche Marktwertfaktoren, die wiederum für die Ermittlung der Inanspruchnahme der einzelnen Vermarktungsoptionen relevant sein können. Daher wurde Deutschland im Rahmen dieser Prognose in 25 Regionen für Wind Onshore Anlagen unterteilt. Diese Unterteilung orientiert sich an den sogenannten IWET-Windindex-Regionen, welche aufgrund der Landschaftsstruktur und meteorologischer Erfahrungen sowie mit Blick auf die Anzahl der berücksichtigten Anlagen festgelegt wurden. Sowohl die für die Einspeisestruktur unterstellten stündlichen Windganglinien als auch die prognostizierte Entwicklung der installierten Leistung von Wind Onshore erfolgen im Rahmen dieser Prognose bezogen auf diese 25 Regionen.

Weiterhin wurde im Rahmen dieser Prognose das Potenzial für Repowering-Maßnahmen analysiert und abgeschätzt. Hierzu wurden aus den von den ÜNB zur Verfügung gestellten Anlagendaten diejenigen Anlagen herausgefiltert, die eine hohe Attraktivität für Repowering aufweisen und folgende Anforderungen erfüllen:

- Inbetriebnahmejahr der Altanlagen muss entsprechend der Regelungen im EEG 2012 kleiner oder gleich 2001 sein.
- Installierte Leistung muss größer als 300 kW sein, da davon ausgegangen wird, dass insbesondere leistungsärmere Anlagen an windreichen Küstenstandorten stehen, für die heute meist keine Flächengenehmigungen mehr gewährt werden.
- Anlagen, deren Förderung aufgrund ihrer hohen Auslastung zu einem bestimmten Zeitpunkt auf die niedrigere Basisvergütung sinken wird.⁶⁸

Es wird unterstellt, dass die im Rahmen des Repowering neu errichteten Windenergieanlagen die dreifache Leistung gegenüber den ersetzten Anlagen besitzen werden.

⁶⁸ Onshore Windenergie Anlagen fallen auf die niedrige Basisvergütung, falls die Stromertragslage an einem Standort deutlich über dem Referenzenergieertrag für diese Anlage liegt. Im Rahmen dieser Untersuchung ermittelten wir zunächst den Zusammenhang zwischen der installierten Leistung einer Anlage und dem dazugehörigen Referenzenergieertrag. Über diesen Zusammenhang und die Angaben der installierten Leistung und den Volllaststunden der Anlagen in den Stammdaten konnten wir den Zeitpunkt bestimmen, wann diese Anlage erwartungsgemäß auf die Basisvergütung fällt.

Die Prognose der Entwicklung der installierten Leistung von Wind Onshore erfolgt unter Berücksichtigung der oben beschriebenen Methodik. Insgesamt wird auch in den nächsten Jahren mit einem weiteren Zubau gerechnet. Dabei ist die Höhe des zukünftigen Zubaus insbesondere abhängig von folgenden Entwicklungen:

- Zubau der bestehenden noch verfügbaren Vorranggebiete
- Flächenausweisungen neuer Eignungsgebiete
- Repowering
- Gesellschaftliche Akzeptanz
- Kosten und logistischer Aufwand für neue Standorte insbesondere in Waldgebieten

Die Erschließung neuer Standorte wird zunehmend schwieriger, da der Großteil der bestehenden Vorranggebiete bereits erschlossen ist. Derzeit werden jedoch viele regionale Flächennutzungspläne überarbeitet und es ist davon auszugehen, dass darin diejenigen Flächen, die für Windenergie genutzt werden dürfen, deutlich erweitert werden. Es ist allerdings nicht davon auszugehen, dass diese neuen Flächennutzungspläne sehr zeitnah finalisiert und umgesetzt werden. Zusätzlich kann beim Zubau von Windenergieanlagen eine Planungszeit von in der Regel 1,5 bis 2 Jahren unterstellt werden. Somit ist bis Ende 2013 nicht damit zu rechnen, dass der Zubau auf aktuell überarbeiteten Flächenausweisungen beruhen wird. Vielmehr wird der Zubau bis 2013 einerseits durch den Zubau noch verbleibender und genehmigter Flächen und andererseits auf Basis von Repowering-Maßnahmen beruhen. Für das Jahr 2014 wird ein weiterer Rückgang des Zubaus erwartet. Ab 2015 ist jedoch davon auszugehen, dass sich der Zubau der Onshore Windenergie wieder dynamischer entwickeln wird, da bis dahin die Flächennutzungspläne weitestgehend überarbeitet sein werden und die darauf aufbauenden Projektplanungen bereits umgesetzt werden können.

Für die Prognose bis 2013 sowie die Mittelfristprognose bis 2017 wurden in Ergänzung zu den bereits beschriebenen Auswertungen folgende Informationsquellen bzw. Auswertungen herangezogen:

- Rahmenbedingungen des aktuellen EEG und Zubauentwicklung der vergangenen Jahre: Es wurde eine statistische Auswertung der EEG-Stammdaten vorgenommen.
- Prognosen veröffentlichter Studien: Hierbei wurden insbesondere der Nationale Aktionsplan Erneuerbare Energien sowie die BMU-Leitstudie berücksichtigt.
- Experteninterviews mit dem Deutschen Windenergie-Institut (DEWI)⁶⁹ und dem Bundesverband Windenergie (BWE).⁷⁰

7.2.1 Jahresprognose 2013

Die Prognosen der Entwicklung des jährlichen Zubaus sowie der installierten Leistung zum Jahresende bis 2013 für die jeweiligen Aggregatzustände sind in Tabelle 7-2 dargestellt. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

⁶⁹ Neddermann, B. (2012).

⁷⁰ Schroth, G. (2012).

- **Trend-Szenario:** Im Trend-Szenario wird für 2012 mit knapp 2,3 GW ein deutliches Zubauwachstum gegenüber 2011 angenommen. Bereits in der ersten Jahreshälfte 2012 erfolgte ein Zubau von mehr als 900 MW. Üblicherweise erfolgt in der zweiten Jahreshälfte mit einem Anteil von ca. 58 % der stärkere Zubau. Für 2013 wird mit knapp 1,7 GW ein im Vergleich zu 2012 geringeres, gegenüber 2011 jedoch ähnliches Zubauvolumen, angenommen. Die Begründung für den sinkenden Zubau in 2013 liegt insbesondere am Mangel an kurzfristig attraktiven und verfügbaren Standorten, da der Großteil der attraktiven Vorranggebiete bereits erschlossen ist. Es ist derzeit nicht zu erwarten, dass die teilweise sehr ambitionierten Ausbauziele einzelner Bundesländer kurzfristig erreicht werden können. Insgesamt erhöht sich die installierte Leistung bis Ende 2013 im Trend-Szenario auf 32,5 GW.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen Szenario wird sowohl für 2012 als auch für 2013 ein im Vergleich zum Trend-Szenario höherer Zubau prognostiziert. Es wurde unterstellt, dass die noch bestehenden Vorranggebiete schneller und stärker zugebaut werden. Außerdem wird angenommen, dass vermehrt Regionen in Süddeutschland erschlossen werden (bspw. auch Waldgebiete). Im unteren Szenario wird umgekehrt erwartet, dass die verfügbaren Vorranggebiete vergleichsweise langsam zugebaut werden und dass der relativ kostenintensive Zubau von Windenergieanlagen bspw. in Waldgebieten in Süddeutschland in einem geringeren Umfang erfolgen wird. Insgesamt ergibt sich somit eine Bandbreite für den jährlichen Zubau zwischen rund 2,0 und 2,4 GW in 2012 und 1,3 und 2,1 GW in 2013. Die installierte Kapazität Ende 2013 liegt demnach zwischen 31,9 und 33,1 GW.

TABELLE 7-2: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG VON WIND ONSHORE BIS 2013

		Einheit	2011 (Ist)	2012	2013
Trend-Szenario	Netto-Zubau (gesamt)	MW	1.701	2.291	1.664
	<i>davon:</i>				
	Zubau (ohne Repow.)	MW	1.461	2.118	1.500
	Zubau (Repowering)	MW	330	260	246
	Rückbau (Repowering)	MW	91	87	82
	Leistung zum Jahresende	MW	28.549	30.840	32.504
Oberes Szenario	Netto-Zubau (gesamt)	MW	1.701	2.441	2.064
	<i>davon:</i>				
	Zubau (ohne Repow.)	MW	1.461	2.268	1.900
	Zubau (Repowering)	MW	330	260	246
	Rückbau (Repowering)	MW	91	87	82
	Leistung zum Jahresende	MW	28.549	30.990	33.054
Unteres Szenario	Netto-Zubau (gesamt)	MW	1.701	2.041	1.264
	<i>davon:</i>				
	Zubau (ohne Repow.)	MW	1.461	1.868	1.100
	Zubau (Repowering)	MW	330	260	246
	Rückbau (Repowering)	MW	91	87	82
	Leistung zum Jahresende	MW	28.549	30.590	31.854

Quelle: Daten für 2011: ÜNB (2012a); Daten für 2012/2013: Eigene Berechnungen

Im Vergleich zu unserer Prognose prognostiziert die BMU-Leitstudie⁷¹ einen jährlichen Nettozubau von Onshore Windenergieanlagen in Höhe von 1.341 MW (2012) und 1.256 MW (2013). Im Rahmen des Nationalen Aktionsplans Erneuerbare Energien geht die Bundesregierung⁷² von einem jährlichen Zubau von 1.391 MW (2012) und 1.106 MW (2013) aus.

Das Deutsche Windenergie-Institut (DEWI) geht für 2012 ebenfalls von einem Zubau von deutlich über 2 GW aus.⁷³ Für 2013 rechnet das DEWI jedoch mit einem deutlichen Rückgang des Zubaus auf bis zu 1 GW aufgrund mangelnder attraktiver und verfügbarer Standorte. Der Bundesverband Windenergie (BWE) erwartet für 2012 ebenfalls einen starken Zubau von 2.250 MW.⁷⁴ Für die folgenden Jahre wird ein durchschnittlicher jährlicher Zubau von 1.800 MW prognostiziert. Sowohl das DEWI als auch der BWE sind skeptisch gegenüber den sehr ambitionierten Ausbauzielen einzelner Bundesländer wie bspw. Schleswig-Holstein. Dem Repowering von Windenergieanlagen messen beide Institutionen für die nächsten Jahre eine steigende Bedeutung bei.

⁷¹ DLR/Fraunhofer IWES/IfNE (2012).

⁷² Bundesregierung (2010).

⁷³ Neddermann, B. (2012).

⁷⁴ Schroth, G. (2012).

7.2.2 Mittelfristprognose bis 2017

Tabelle 7-3 zeigt die Prognosen der Entwicklung des jährlichen Zubaus sowie der installierten Leistung zum Jahresende zwischen 2014 und 2017. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2013. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Für das Jahr 2014 wird davon ausgegangen, dass sich der Zubau gegenüber 2013 nochmals weiter abschwächt. Dies ist damit zu begründen, dass die derzeit in Überarbeitung befindlichen regionalen Flächennutzungspläne zunächst noch abgeschlossen werden müssen. Im Anschluss daran können die jeweiligen Projektplanungen und -umsetzungen erfolgen. Hierfür wird mit einem Planungszeitraum von bis zu 2 Jahren gerechnet. Ab 2015 wird daher erwartet, dass sich der Zubau wieder erhöhen wird, da die neu ausgewiesenen Flächen bis dahin zugebaut werden können. Gleichzeitig wird sich auch der Zubau auf Basis von Repowering in diesem Zeitraum verstärken, da dann voraussichtlich vermehrt Windenergieanlagen auf den Basisvergütungssatz absinken werden. Insgesamt erhöht sich die installierte Leistung von 34 GW in 2014 auf knapp 39 GW in 2017.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Aufgrund der unterstellten stärkeren Bebauung von Vorranggebieten sowie Flächen außerhalb von Vorranggebieten und der vermehrten Erschließung von Regionen in Süddeutschland wird im oberen Szenario ein stärkerer Zubau angenommen. Ab 2015 wird unterstellt, dass die neu ausgewiesenen Flächen vergleichsweise zügig zugebaut werden. Die installierte Leistung steigt daher von 34 GW in 2014 auf mehr als 40 GW in 2017. Für das untere Szenario gilt die umgekehrte Argumentation. Hier wird zudem eine höhere Kostenintensivität des Zubaus unterstellt. Die installierte Leistung entwickelt sich folglich von rund 33 GW in 2014 auf knapp 37 GW in 2017.

TABELLE 7-3: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG VON WIND ONSHORE BIS 2017

		Einheit	2014	2015	2016	2017
Trend-Szenario	Netto-Zubau (gesamt)	MW	1.266	1.579	1.621	1.777
	<i>davon:</i>					
	Zubau (ohne Repow.)	MW	1.100	1.200	1.400	1.600
	Zubau (Repowering)	MW	248	567	332	264
	Rückbau (Repowering)	MW	83	189	111	88
	Leistung zum Jahresende	MW	33.770	35.349	36.970	38.747
Oberes Szenario	Netto-Zubau (gesamt)	MW	1.566	1.979	2.021	2.177
	<i>davon:</i>					
	Zubau (ohne Repow.)	MW	1.400	1.600	1.800	2.000
	Zubau (Repowering)	MW	248	567	332	264
	Rückbau (Repowering)	MW	83	189	111	88
	Leistung zum Jahresende	MW	34.070	36.049	38.070	40.247
Unteres Szenario	Netto-Zubau (gesamt)	MW	966	1.179	1.121	1.177
	<i>davon:</i>					
	Zubau (ohne Repow.)	MW	800	800	900	1.000
	Zubau (Repowering)	MW	248	567	332	264
	Rückbau (Repowering)	MW	83	189	111	88
	Leistung zum Jahresende	MW	33.470	34.649	35.770	36.947

Quelle: Eigene Berechnungen

Im Vergleich zu unserer Prognose prognostiziert die BMU-Leitstudie⁷⁵ sowie die Bundesregierung⁷⁶ im Rahmen des Nationalen Aktionsplans Erneuerbare Energien eine installierte Leistung in 2017 von 36,6 GW.

Das Deutsche Windenergie-Institut (DEWI) rechnet ebenfalls mit einem deutlichen Rückgang des Zubaus bis 2015 und mit einem anschließend steigenden Wachstum aufgrund vermehrter Flächennutzungen für Windenergie.⁷⁷ Der Bundesverband Windenergie (BWE) erwartet einen durchschnittlichen jährlichen Zubau von 1.800 MW.⁷⁸ Dem Repowering von Windenergieanlagen messen beide Institutionen für die nächsten Jahre ebenfalls eine steigende Bedeutung bei.

7.3 Prognose der Volllaststunden und der Stromerzeugung

Da die Volllaststunden von Windenergie jährlich deutlichen Schwankungen unterworfen sind, wird im Rahmen der Prognose zunächst ein typisches Windjahr definiert. Dazu wurden unter-

⁷⁵ DLR/Fraunhofer IWES/IfNE (2012).

⁷⁶ Bundesregierung (2010).

⁷⁷ Neddermann, B. (2012).

⁷⁸ Schroth, G. (2012).

schiedliche Windindizes⁷⁹ ausgewertet und ein langjähriges Mittel bestimmt. Als weitere Informationsquelle wurden die von den ÜNB bereit gestellten EEG-Bewegungsdaten der Jahre 2009 bis 2011 genutzt.⁸⁰ Auf deren Basis wurden die Verhältnisse der jeweiligen anlagenindividuellen Volllaststunden bestimmt. Die im Rahmen des Trend-Szenarios unterstellten Volllaststunden der einzelnen Bestandsanlagen ergeben sich somit durch die durchschnittlichen anlagenindividuellen Volllaststunden der Jahre 2009 bis 2011 bereinigt um den langjährigen Durchschnitt.

Für Neuanlagen werden die durchschnittlichen anlagenindividuellen Volllaststunden der Jahre 2009 bis 2011 je Regelzone als Basis für ab 2010 in Betrieb genommene Anlagen unterstellt. Somit lässt sich berücksichtigen, dass neuere Anlagen tendenziell eine höhere Auslastung aufweisen. Diese Volllaststunden werden dann wiederum mit dem ermittelten Faktor zur Berücksichtigung eines langjährigen Durchschnitts skaliert.

Für das Jahr 2013 ergeben sich somit je nach Regelzone Volllaststunden für Neuanlagen zwischen 1.620 und 2.040. Aufgrund des technologischen Fortschritts und einer einfacheren Genehmigung höherer Nabenhöhen wird unterstellt, dass die Volllaststunden für Neuanlagen jährlich um 10 Stunden ansteigen werden.

Die monatliche Verteilung der Volllaststunden baut grundsätzlich auf den unterstellten Windstrukturen des Jahres 2008 auf, die für die jeweiligen IWET-Regionen hinterlegt sind. Diese Strukturen werden dann auf Basis monatlicher Windindizes für die einzelnen Monate so angepasst, dass sich für jeden Monat ein langjähriger Durchschnitt ergibt.

Die Unsicherheit bzgl. der zukünftigen Entwicklung der Erzeugung wird im Rahmen des oberen und unteren Szenarios abgebildet. Die unterstellten Abweichungen vom Trend-Szenario basieren auf einer Auswertung der Windindizes der vergangenen Jahre. Für das obere Szenario wird angenommen, dass die Windgeschwindigkeiten der einzelnen IWET-Regionen um 10 % höher liegen als im Trend-Szenario. Für das untere Szenario wird unterstellt, dass die Windgeschwindigkeiten gegenüber dem Trend-Szenario um 10 % niedriger liegen. Durch die Skalierung der Windgeschwindigkeiten lässt sich gegenüber einer Skalierung der Volllaststunden der Effekt berücksichtigen, dass die Volllaststunden bei steigender Nabenhöhe der Windenergieanlage überproportional ansteigen. Somit können die Auswirkungen unterschiedlicher Windbedingungen möglichst genau abgebildet werden.

7.3.1 Jahresprognose 2013

Die Prognosen der Entwicklung der monatlichen Volllaststunden und Stromerzeugung sind in Tabelle 7-4 dargestellt. Die Stromerzeugung ergibt sich aus dem Produkt der Leistung zum Monatsende und den jeweiligen Volllaststunden. Die Annahmen zur monatlichen Zubaustuktur basieren auf einer Auswertung der EEG-Anlagenstammdaten. Demnach erfolgte in der Vergangenheit in der ersten Jahreshälfte mit einem Anteil von 42 % der geringere Jahreszubau. In der zweiten Jahreshälfte dominierten insbesondere der November und der Dezember mit zusam-

⁷⁹ IWR (2012), Fraunhofer IWES (2012).

⁸⁰ ÜNB (2010), ÜNB (2011), ÜNB (2012a).

men 34 % den Jahreszubau. Dies liegt an der jährlich im EEG festgelegten Degression der Vergütungssätze für Neuanlagen.

Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Es zeigt sich eine deutliche saisonale Struktur der Volllaststunden. Während in den Wintermonaten die deutlich höheren Volllaststunden bestehen, sinkt die monatliche Auslastung in den Sommermonaten erheblich ab. Für das Jahr 2013 ergibt sich somit insgesamt eine Einspeisung aus Onshore Windenergieanlagen von rund 55,8 TWh.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen Szenario wird neben einem höheren monatlichen Zubau auch eine höhere monatliche Auslastung unterstellt. Umgekehrt gilt dies analog für das untere Szenario. Die Bandbreite der Windenergieerzeugung liegt für 2013 demnach zwischen 42,5 und 69,6 TWh.

TABELLE 7-4: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG VON ONSHORE-WINDENERGIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND IN 2013

		Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2013
Trend-Szenario	Leistung Monatsende	MW	31.030	31.122	31.223	31.334	31.407	31.528	31.651	31.761	31.875	31.978	32.143	32.504	32.504
	Volllaststunden	h	236	195	186	123	107	98	88	84	112	160	171	205	1.766
	Stromerzeugung	GWh	7.331	6.072	5.809	3.857	3.347	3.095	2.796	2.668	3.563	5.127	5.507	6.657	55.831
Oberes Szenario	Leistung Monatsende	MW	31.229	31.344	31.470	31.602	31.694	31.845	31.994	32.123	32.263	32.394	32.600	33.054	33.054
	Volllaststunden	h	283	227	224	156	138	128	118	111	145	196	207	246	2.179
	Stromerzeugung	GWh	8.838	7.117	7.045	4.926	4.361	4.071	3.771	3.569	4.688	6.357	6.762	8.132	69.639
Unteres Szenario	Leistung Monatsende	MW	30.732	30.800	30.876	30.966	31.021	31.111	31.208	31.299	31.386	31.463	31.586	31.854	31.854
	Volllaststunden	h	186	160	148	92	79	72	63	60	82	124	135	162	1.363
	Stromerzeugung	GWh	5.728	4.938	4.561	2.851	2.435	2.231	1.967	1.890	2.559	3.904	4.248	5.170	42.483

Quelle: Eigene Berechnungen.

7.3.2 Mittelfristprognose bis 2017

Tabelle 7-5 zeigt die Entwicklung der Volllaststunden und Stromerzeugung zwischen 2014 und 2017. Die Stromerzeugung ergibt sich aus dem Produkt der Leistung zum Jahresende und den jeweiligen Volllaststunden. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2013. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Aufgrund des angenommenen konstanten Zubaus ergibt sich ein kontinuierlicher Anstieg der Leistung zum Jahresende. Zusammen mit der geringfügig an-

steigenden Auslastung der Wind Onshore Anlagen ergibt sich ein Anstieg der jährlichen Stromerzeugung von knapp 59 TWh in 2014 auf rund 68 TWh in 2017. Hierbei ist zu beachten, dass die durchschnittlichen Volllaststunden nicht linear ansteigen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass einerseits lediglich die Volllaststunden für Neuanlagen jährlich angepasst werden. Andererseits wirken sich auch der regionale Zubau und die regionalen Stilllegungen im Zuge des Repowerings mit regional unterschiedlichen Volllaststunden auf die Entwicklung der durchschnittlichen Volllaststunden in Deutschland aus.

- **Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen Szenario wird neben einem höheren monatlichen Zubau auch eine höhere monatliche Auslastung unterstellt. Folglich steigt die jährliche Erzeugung von 73 TWh in 2014 auf 87 TWh in 2017. Für das untere Szenario gelten die umgekehrten Annahmen. Demnach steigt die jährliche Stromerzeugung von 45 TWh in 2014 auf 51 TWh in 2017.

TABELLE 7-5: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG VON ONSHORE-WINDENERGIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND BIS 2017

Szenario	Jahr	Leistung zum Jahresende (MW)	Volllaststunden (h)	Stromerzeugung (GWh)
Trend-Szenario	2014	33.770	1.777	58.834
	2015	35.349	1.781	61.394
	2016	36.970	1.799	64.929
	2017	38.747	1.805	68.392
Oberes Szenario	2014	34.070	2.191	72.836
	2015	36.049	2.198	76.826
	2016	38.070	2.221	82.123
	2017	40.247	2.230	87.359
Unteres Szenario	2014	33.470	1.374	45.282
	2015	34.649	1.375	46.737
	2016	35.770	1.388	48.807
	2017	36.947	1.391	50.643

Quelle: Eigene Berechnungen.

7.4 Prognose der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen

Die Berechnung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen (Festpreisvergütung, Marktprämie, Grünstromprivileg und sonstige Direktvermarktung) erfolgt wie in Kapitel 2.4 dargestellt auf Basis eines Optimierungsmodells. Im Rahmen dieser Modellierung können sich die EEG geförderten Anlagen monatlich entscheiden, welche Vermarktungsform für sie am attraktivsten ist. Dies erfolgt unter Berücksichtigung einer Vielzahl an Rahmenbedingungen, die ebenfalls in Kapitel 2.4 dargestellt und erläutert sind. Als wesentliche Einflussgrößen für Wind Onshore sind folgende Annahmen hinterlegt:

- Vermarktungskosten in der in Tabelle 7-6 dargestellten Höhe bei Inanspruchnahme der Marktprämie, des Grünstromprivilegs oder der sonstigen Direktvermarktung. Durch die vergleichsweise niedrigen Vermarktungskosten im oberen Szenario soll eine möglichst hohe Inanspruchnahme der Marktprämie und damit möglichst hohe Vergütungszahlungen abgebildet werden. Umgekehrt sollen durch die vergleichsweise hohen Vermarktungskosten im unteren Szenario eine möglichst geringe Inanspruchnahme und damit möglichst niedrige Vergütungszahlungen berücksichtigt werden. In allen Szenarien sinken die Vermarktungskosten insbesondere im Zeitverlauf aufgrund der unterstellten Verbesserung der Prognosegüte und der Optimierung der Portfolios, was insgesamt zu einer Verminderung der Ausgleichsenergiekosten führt.
- Managementprämie entsprechend des aktuellen Entwurfs der Managementprämienverordnung.⁸¹ (siehe Tabelle 7-6) Im Rahmen der Prognose wird unterstellt, dass in 2013 rund 20 % der in die Marktprämie optierenden Windenergieanlagen über eine Fernsteuerung verfügen. Daher wird eine durchschnittliche Managementprämie von 6,7 €/MWh unterstellt. Es wird unterstellt, dass im Laufe des Jahres 2013 alle Windenergieanlagen, die an der Direktvermarktung teilnehmen möchten ihre Anlagen umrüsten und mit einer Fernsteuerung ausrüsten. Ab 2014 wird daher angenommen, dass alle Windenergieanlagen die höhere Managementprämie erhalten.
- Zusätzliche Erlösmöglichkeit (zusätzlich zum Erlös auf dem Strommarkt) in der in Tabelle 7-6 dargestellten Höhe bei Vermarktung im Rahmen des Grünstromprivilegs
- Strompreis in Höhe der in Kapitel 2 dargestellten Höhe
- Fixierung von kleineren Windenergieanlagen in der Festpreisvergütung, da davon ausgegangen wird, dass einzelne Anlagen und Windparks bis zu einer bestimmten Leistung für Direktvermarkter nicht ausreichend attraktiv sind.⁸² Dies gilt nicht für Anlagen, die bereits in 2012 direkt vermarktet wurden. Für 2013 wird angenommen, dass einzelne Anlagen und Windparks bis zu einer Gesamtleistung von 7 MW nicht in die Direktvermarktung wechseln werden. Bis 2017 wird unterstellt, dass diese Leistungsgrenze auf 2 MW sinken wird, da davon ausgegangen wird, dass die attraktivsten Anlagenparks vermehrt vergeben sind und daher das vergleichsweise weniger attraktive Potenzial verstärkt gehoben wird.
- Für Windenergieanlagen wurde unterstellt, dass eine geringe Inanspruchnahme des Grünstromprivilegs für Windenergieanlagen zur Optimierung des Gesamtportfolios bestehen bleibt, da entsprechend der Regelungen des EEG ein Teil der Grünstrommengen aus fluktuierenden Erzeugungstechnologien erfolgen muss.
- Fixierung der derzeit in der sonstigen Direktvermarktung befindlichen Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung. Es wird davon ausgegangen, dass diese Anlagen auch weiterhin ihre zusätzlichen Erlöse (neben dem Strommarkterlös) auf anderen als im EEG

⁸¹ BMU (2012b).

⁸² Aus den Anlagenstammdaten wurden diejenigen Anlagen herausgefiltert und in der Festpreisvergütung fixiert, deren installierte Gesamtleistung innerhalb eines einzelnen Ortes weniger als 7 MW beträgt.

ermöglichten Vermarktungswegen erwirtschaften können (bspw. europäische Guarantees of Origin).

TABELLE 7-6: ANNAHMEN ZU KOSTEN UND ERLÖSEN VON VERMARKTUNGSOPTIONEN BZGL. WIND ONSHORE

		Einheit	2013	2014	2015	2016	2017
Trend-Szenario	Vermarktungskosten	€/MWh	5,2	5,0	4,8	4,7	4,6
	Managementprämie	€/MWh	6,7	6,0	5,0	5,0	5,0
	zusätzl. Erlösmöglichkeit bei Vermarktung über Grünstromprivileg	€/MWh	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
Oberes Szenario	Vermarktungskosten	€/MWh	4,7	4,5	4,3	4,2	4,1
	Managementprämie	€/MWh	6,7	6,0	5,0	5,0	5,0
	zusätzl. Erlösmöglichkeit bei Vermarktung über Grünstromprivileg	€/MWh	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
Unteres Szenario	Vermarktungskosten	€/MWh	5,7	5,5	5,3	5,2	5,1
	Managementprämie	€/MWh	6,7	6,0	5,0	5,0	5,0
	zusätzl. Erlösmöglichkeit bei Vermarktung über Grünstromprivileg	€/MWh	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0

Quelle: Eigene Berechnungen.

Unter Berücksichtigung der genannten Rahmenbedingungen erfolgt im Modell eine monatliche Optimierung bzgl. der Inanspruchnahme der einzelnen Vermarktungsoptionen.

7.4.1 Jahresprognose 2013

In Tabelle 7-7 sind die ermittelten monatlichen Erzeugungsmengen der einzelnen Vermarktungsoptionen für das Jahr 2013 dargestellt. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien lassen sich wie folgt begründen:

- **Trend-Szenario:** Die Marktprämie wird auch im Jahr 2013 die dominante Vermarktungsform bleiben. Es ist davon auszugehen, dass die unterstellte Umsetzung der Managementprämienverordnung und die damit verbundene Reduktion der Managementprämie für Windenergieanlagen im Jahr 2013 keinen nennenswerten Einfluss auf die Inanspruchnahme der Marktprämie haben wird. Vielmehr wird prognostiziert, dass in 2013 bereits rund 84 % der erzeugten Strommenge im Rahmen der Marktprämie vermarktet wird. Es ist davon auszugehen, dass im Laufe des Jahres 2013 vermehrt Anlagen mit einer Fernsteuerung ausgerüstet werden und somit eine höhere Managementprämie erhalten werden, was die Attraktivität der Marktprämie erhöht. Der überwiegende noch verbleibende Anteil optiert nicht aus der Festpreisvergütung. Dies sind insbesondere Anlagen, die aufgrund ihres Standorts und/oder ihrer Größe nicht ausreichend attraktiv für eine Direktvermarktung sind. Auf Basis der monatlichen Optimierung ergibt sich für den

Oktober und November eine moderat höhere Inanspruchnahme der Festpreisvergütung. In diesen Monaten sinkt der Marktwert einzelner Anlagen aufgrund einer ungünstigen Einspeise- und Strompreisstruktur, so dass die Festpreisvergütung für diese Anlagen die günstigere Alternative ist. Das Grünstromprivileg wird wie bereits erläutert lediglich zur Optimierung des Gesamtportfolios in Anspruch genommen. Für die sonstige Direktvermarktung wird unterstellt, dass die derzeit dort vermarkteten Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung verbleiben werden.

- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren zum einen durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen aufgrund der unterstellten höheren/niedrigeren Volllaststunden bzw. eines höheren/geringeren Zubaus. Zum anderen zeigen sich die Auswirkungen der gegenüber dem Trend-Szenario unterschiedlichen Vermarktungskosten. So steigt der Anteil der in der Marktprämie vermarkteten Erzeugungsmenge an den Vermarktungsformen im oberen Szenario auf rund 86 %. Im unteren Szenario liegt die Inanspruchnahme insbesondere aufgrund der vergleichsweise hohen Vermarktungskosten mit knapp 78 % niedriger.

TABELLE 7-7: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INANSPRUCHNAHME DER VERMARKTUNGSOPTIONEN VON ONSHORE-WINDENERGIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND IN 2013

Szenario	Vermarktungsart	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2013
Trend-Szenario	Festpreisvergütung	GWh	1.029	783	777	503	456	506	350	321	450	1.260	714	888	8.038
	Marktprämie	GWh	6.183	5.193	4.937	3.293	2.833	2.542	2.401	2.306	3.053	3.786	4.708	5.667	46.902
	Grünstromprivileg	GWh	90	71	71	46	43	35	34	31	46	60	63	77	667
	sonst. Direktvermarktung	GWh	29	25	24	16	14	13	11	11	14	20	22	26	225
Oberes Szenario	Festpreisvergütung	GWh	1.245	921	933	641	579	483	469	427	589	798	826	1.050	8.962
	Marktprämie	GWh	7.450	6.084	5.999	4.207	3.708	3.526	3.242	3.087	4.020	5.460	5.833	6.959	59.575
	Grünstromprivileg	GWh	108	83	85	58	56	45	45	41	59	74	76	93	823
	sonst. Direktvermarktung	GWh	35	29	29	20	18	17	15	14	19	25	27	31	278
Unteres Szenario	Festpreisvergütung	GWh	903	637	766	506	603	516	249	363	461	1.427	1.361	845	8.638
	Marktprämie	GWh	4.730	4.223	3.721	2.300	1.790	1.680	1.686	1.498	2.053	2.414	2.821	4.244	33.159
	Grünstromprivileg	GWh	71	58	56	34	32	25	25	22	34	47	49	60	513
	sonst. Direktvermarktung	GWh	23	20	19	12	10	9	8	8	10	16	17	21	173

Quelle: Eigene Berechnungen.

7.4.2 Mittelfristprognose bis 2017

Die Prognose der jährlichen Erzeugungsmengen der einzelnen Vermarktungsoptionen für den Zeitraum zwischen 2014 und 2017 ist in Tabelle 7-8 dargestellt. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2013. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien lassen sich wie folgt begründen:

- **Trend-Szenario:** Infolge der Umsetzung der Managementprämienverordnung und der damit verbundenen Reduktion der Managementprämie wird die bisherige Dominanz der Marktprämie als bevorzugte Vermarktungsform zugunsten der Festpreisvergütung abgeschwächt. Insbesondere der deutliche Rückgang der Managementprämie in 2015 führt dazu, dass von 2014 nach 2015 viele Anlagenbesitzer in die Festpreisvergütung wechseln. Bei einer Managementprämie in Höhe von 5 €/MWh wird erwartet, dass ab 2015 im Wesentlichen diejenigen Direktvermarkter die Marktprämie weiter in Anspruch nehmen, die bereits über ein großes und optimiertes Portfolio verfügen, welches insgesamt vergleichsweise geringe Ausgleichsenergiekosten verursacht. Ab 2016 steigt wiederum die Attraktivität der Marktprämie, da angenommen wird, dass bei einer konstant bleibenden Managementprämie von 5 €/MWh die Vermarktungskosten weiter sinken. Insgesamt sinkt die Inanspruchnahme der Marktprämie von 47 TWh in 2014 auf 31 TWh in 2015 und steigt dann wieder auf 38 TWh in 2017. Das Grünstromprivileg wird auch mittelfristig lediglich zur Optimierung des Gesamtportfolios in Anspruch genommen. Für die sonstige Direktvermarktung wird unterstellt, dass die derzeit dort vermarkteten Anlagen innerhalb dieser Vermarktungsoption verbleiben werden und keine neuen Anlagen hinein optieren.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren zum einen durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen infolge der unterstellten höheren/niedrigeren Volllaststunden bzw. eines höheren/geringeren Zubaus. Zum anderen zeigen sich die Auswirkungen der gegenüber dem Trend-Szenario unterstellten unterschiedlichen Vermarktungskosten. Im oberen Szenario zeigt sich eine im Vergleich zum Trend-Szenario deutlich höhere Inanspruchnahme der Marktprämie aufgrund der unterstellten niedrigeren Vermarktungskosten in diesem Szenario. Im unteren Szenario sinkt umgekehrt die Inanspruchnahme der Marktprämie aufgrund der vergleichsweise hohen Vermarktungskosten ab 2015 unter das Niveau der Festpreisvergütung.

TABELLE 7-8: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INANSPRUCHNAHME DER VERMARKTUNGSOPTIONEN VON ONSHORE-WINDENERGIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND BIS 2017

Szenario	Vermarktungsart	Einheit	2014	2015	2016	2017
Trend-Szenario	Festpreisvergütung	GWh	10.617	29.455	28.563	28.963
	Marktprämie	GWh	47.326	31.047	35.471	38.538
	Grünstromprivileg	GWh	667	667	669	667
	sonstige Direktvermarktung	GWh	225	225	226	225
Oberes Szenario	Festpreisvergütung	GWh	6.658	20.880	19.675	21.990
	Marktprämie	GWh	65.077	54.844	61.342	64.267
	Grünstromprivileg	GWh	823	823	826	823
	sonstige Direktvermarktung	GWh	278	278	280	278
Unteres Szenario	Festpreisvergütung	GWh	16.040	31.926	31.140	32.958
	Marktprämie	GWh	28.555	14.125	16.978	16.999
	Grünstromprivileg	GWh	513	513	515	513
	sonstige Direktvermarktung	GWh	173	173	173	173

Quelle: Eigene Berechnungen.

7.5 Prognose der Vergütungszahlungen

Die Berechnung der Vergütungszahlungen für EEG-Bestandsanlagen erfolgt über die im EEG geregelten Vergütungssätzen nach Inbetriebnahmejahren und Boni. Ebenfalls wurde für einzelne Anlagen abgeschätzt, wann deren Vergütung auf den Basissatz sinkt.

Zur Bestimmung der Vergütungssätze für Neuanlagen wurde unterstellt, dass alle Neuanlagen den Systemdienstleistungsbonus in Höhe von 4,8 €/MWh erhalten. Für Repowering-Anlagen wird zudem ein Repowering-Bonus in Höhe von 5 €/MWh angenommen.

Die gesamten Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung ergeben sich somit aus den individuellen Vergütungszahlungen aller in der Festpreisvergütung verbleibenden EEG-Anlagen sowie aller Vergütungszahlungen zusätzlich in Betrieb genommener Anlagen, sofern diese in der Festpreisvergütung verbleiben.

Die zu zahlenden Marktprämien ergeben sich aus den individuellen Festpreisvergütungssätzen abzgl. der Vermarktungserlöse zzgl. der Managementprämienzahlungen.

Für die beiden Direktvermarktungsoptionen Grünstromprivileg und sonstige Direktvermarktung fallen keine Vergütungszahlungen an, wodurch sie für die Berechnung der Vergütungen keine Rolle spielen.

Die vermiedenen Netznutzungsentgelte fallen nach § 35 Abs. 2 EEG i. V. m. § 18 StromNEV für die Strommengen in der Festpreisvergütung, der Marktprämie und den Grünstrommengen an und sind an die ÜNB auszuführen bzw. zu saldieren. Im Rahmen der Prognose wurden für die Bestandsanlagen die individuellen vermiedenen Netznutzungsentgelte des Jahres 2011 unterstellt. Für Neuanlagen wurden die durchschnittlichen vermiedenen Netznutzungsentgelte der Bestandsanlagen der jeweiligen Regelzonen für 2011 angesetzt.

7.5.1 Jahresprognose 2013

In den folgenden Tabellen sind die Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung und der Marktprämie sowie die vermiedenen Netznutzungsentgelte für die einzelnen Szenarien für das Jahr 2013 monatlich dargestellt. Die Einspeisevergütung ergibt sich durch die Summe der Festpreisvergütungen und der Marktprämienzahlungen abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte.

Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien stellen sich wie folgt dar:

- **Trend-Szenario:** Aufgrund der deutlich höheren Inanspruchnahme der Marktprämie gegenüber der Festpreisvergütung liegen die Vergütungszahlungen der Marktprämie insgesamt höher als die Festpreisvergütungszahlungen. Die Einspeisevergütungen aus Festpreisvergütung und Marktprämie abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte saldieren sich in 2013 auf rund 3,1 Mrd. €.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren insbesondere durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen aufgrund der höheren/niedrigeren Volllaststunden und des höheren/geringeren Zubaus. Im oberen Szenario ergeben sich zusätzliche Kosten aufgrund der höheren Inanspruchnahme der Marktprämie. Umgekehrt führt die vergleichsweise geringe Inanspruchnahme der Marktprämie im unteren Szenario zu einer weiteren Verringerung der Vergütungszahlungen. Im oberen Szenario beläuft sich die Einspeisevergütung auf rund 3,9 Mrd. €. Im unteren Szenario summiert sich die Einspeisevergütung in 2013 auf insgesamt knapp 2,4 Mrd. €.

TABELLE 7-9: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON ONSHORE-WINDENERGIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND IN 2013 IM TREND-SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNe (Mio. Euro)
Januar	92,9	326,9	20,1	399,7
Februar	70,7	298,2	16,7	352,1
März	70,1	303,9	16,0	358,0
April	45,4	181,3	10,6	216,1
Mai	41,1	156,8	9,1	188,8
Juni	46,0	134,6	8,4	172,1
Juli	31,6	127,6	7,6	151,6
August	29,0	130,6	7,3	152,3
September	40,6	147,7	9,6	178,7
Oktober	114,3	172,8	14,0	273,1
November	64,5	226,1	15,1	275,5
Dezember	80,1	294,0	18,5	355,6
Jahr 2013	726,3	2.500,3	153,0	3.073,6

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE 7-10: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON ONSHORE-WINDENERGIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND IN 2013 IM OBEREN SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNe (Mio. Euro)
Januar	112,5	410,0	24,4	498,1
Februar	83,1	361,1	19,7	424,6
März	84,2	381,8	19,4	446,6
April	57,9	243,2	13,6	287,4
Mai	52,2	214,9	12,0	255,2
Juni	43,7	198,0	11,1	230,6
Juli	42,3	182,3	10,3	214,4
August	38,6	183,9	9,8	212,8
September	53,2	206,0	12,7	246,4
Oktober	72,1	261,6	17,4	316,3
November	74,6	294,4	18,6	350,4
Dezember	94,7	375,7	22,6	447,8
Jahr 2013	809,0	3.312,8	191,3	3.930,6

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE 7-11: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON ONSHORE-WINDENERGIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND IN 2013 IM UNTEREN SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNe (Mio. Euro)
Januar	81,7	238,8	15,7	304,8
Februar	57,5	233,2	13,6	277,1
März	69,1	221,2	12,5	277,8
April	45,9	120,2	7,8	158,3
Mai	54,0	95,4	6,6	142,8
Juni	46,8	84,1	6,0	124,9
Juli	22,4	85,0	5,3	102,1
August	33,0	80,6	5,1	108,5
September	41,9	93,5	6,9	128,6
Oktober	128,9	104,8	10,6	223,0
November	124,1	127,2	11,6	239,7
Dezember	76,5	209,9	14,3	272,2
Jahr 2013	781,9	1.693,9	116,1	2.359,7

Quelle: Eigene Berechnungen.

7.5.2 Mittelfristprognose bis 2017

Die Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung und der Marktprämie sowie die vermiedenen Netznutzungsentgelte für die einzelnen Szenarien zwischen 2014 und 2017 sind in Tabelle 7-12 dargestellt. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2013. Die Einspeisevergütung nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich durch die Summe der Festpreisvergütungen und der Marktprämienzahlungen abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien stellen sich wie folgt dar:

- **Trend-Szenario:** Aufgrund der hohen Inanspruchnahme der Marktprämie liegen die Marktprämienzahlungen in 2014 noch deutlich oberhalb der Festpreisvergütungszahlungen. Dies kehrt sich ab 2015 jedoch um, da aufgrund der sinkenden Managementprämie die Marktprämie an Attraktivität verliert. Während die Zahlungen der Festpreisvergütung von 0,9 Mrd. € in 2014 auf 2,6 Mrd. € in 2017 steigen, sinkt die Summe der Vergütungen aus der Marktprämie im selben Zeitraum von 2,4 Mrd. € auf 1,9 Mrd. €. Die gesamte Einspeisevergütung abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte steigt von 3,3 Mrd. € in 2014 auf 4,4 Mrd. € in 2017.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren u.a. durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen infolge höherer/niedrigerer Volllaststunden und eines höheren/geringeren Zubaus. Im oberen Szenario ergeben sich im Vergleich zum Trend-Szenario höhere Marktprämienzahlungen aufgrund einer höheren Inanspruchnahme dieser Vermarktungsoption. Umgekehrt lie-

gen die Marktprämienzahlungen im unteren Szenario deutlich unterhalb des Trend-Szenarios aufgrund der höheren unterstellten Vermarktungskosten und der daraus resultierenden niedrigeren Inanspruchnahme der Marktprämie. Insgesamt steigt die Einspeisevergütung nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte zwischen 2014 und 2017 von 3,9 Mrd. € auf 5,2 Mrd. € im oberen Szenario und von 2,8 Mrd. € auf 3,6 Mrd. € im unteren Szenario.

TABELLE 7-12: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON ONSHORE-WINDENERGIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND BIS 2017

	Jahr	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (vNNe) (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug vNNe (Mio. Euro)
Trend-Szenario	2014	961	2.472	161	3.271
	2015	2.685	1.595	168	4.112
	2016	2.596	1.614	178	4.032
	2017	2.617	1.924	187	4.354
Oberes Szenario	2014	601	3.546	200	3.947
	2015	1.898	2.975	211	4.662
	2016	1.781	2.968	225	4.523
	2017	1.981	3.470	240	5.211
Unteres Szenario	2014	1.459	1.415	124	2.750
	2015	2.917	669	127	3.459
	2016	2.839	707	133	3.413
	2017	2.990	785	138	3.638

Quelle: Eigene Berechnungen.

8 Wind Offshore (§ 31 EEG)

8.1 Entwicklung bis 2011

Die Entwicklung des Ausbaus der Windenergie-Offshore hat sich in den letzten Jahren immer wieder verzögert und ist bisher hinter den Erwartungen zurückgeblieben. Der Windenergieausbau auf dem Meer stellt in Deutschland eine erhebliche Herausforderung dar. Im Unterschied zu bereits vorhandenen Offshore-Windparks in anderen Ländern, wie z. B. Dänemark, Großbritannien und den Niederlanden, gilt für die überwiegende Zahl der geplanten Projekte in Deutschland, dass sie in großer Entfernung zur Küste und in großen Wassertiefen errichtet werden sollen. Dieses führt dazu, dass in vielen Bereichen neue technologische Lösungen gefunden werden müssen und eine entsprechende Infrastruktur für die Realisierung der Projekte entwickelt werden muss. Der Bau und der Betrieb der ersten Offshore-Windparks sind u. a. aus diesen Gründen mit vergleichsweise hohen Kosten und erheblichen Risiken verbunden. Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, die durch die Vergütungssätze des EEG 2004 gegeben waren, haben sich aus heutiger Sicht als nicht ausreichend herausgestellt, um die Kosten und Risiken für Unternehmen abzudecken. Zudem gab es in dem Zeitraum 2004 bis 2009 keine Anlagen (inklusive Fundamente, Innerparkverkabelung, Umspannwerk), die für den Einsatz an Standorten mit weiten Entfernungen von der Küste und in großen Wassertiefen optimal geeignet bzw. ausreichend getestet waren. Ebenfalls waren wesentliche Fragen der erforderlichen Infrastruktur bei der Errichtung und des Betriebs von Offshore Windparks mit den vorgesehenen Küstenentfernungen ungeklärt. Vergleichbares gilt und galt für den Anschluss der Anlagen über Seekabelverbindungen ans Netz der allgemeinen Versorgung.

Durch zahlreiche Anpassungen im rechtlichen und regulatorischen Rahmen und Entwicklungen im Bereich der Anlagentechnik in den letzten Jahren haben sich die Anreize und Voraussetzungen für den Ausbau der Windenergie Offshore verbessert. Hierzu zählten im Bereich der Wirtschaftlichkeit deutliche Erhöhungen der Vergütungssätze (Anfangsvergütungssätze) durch die Novellierungen des EEG (EEG 2009 und EEG 2012) sowie Entlastungen der Investoren von den Kosten für den Netzanschluss durch das sog. Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz im Jahr 2006. Zugleich wurden Risiken durch einen unzureichenden Ausbau der Übertragungsnetze zum Abtransport des von Windenergie Offshore erzeugten Stroms in die Verbrauchszentren mit der möglichen Folge eines erforderlichen Einspeisemanagements und der Reduktionen der Vergütungszahlungen durch die Einführung der sog. Härtefallregelung (EEG 2009 § 12) beseitigt.

Wie die Inbetriebnahme der ersten Windparks in den Jahren 2009 bis 2011 zeigen, konnten durch diese Entwicklungen die Voraussetzungen für den Beginn des Ausbaus der Windenergie Offshore grundsätzlich geschaffen werden.

Die in Tabelle 8-1 dargestellte Entwicklung von Wind Offshore zeigt, dass zwischen 2009 und 2011 Leistung von insgesamt 188 MW errichtet wurde. Bis Ende des Jahres 2011 speisten erst drei Offshore-Windparks in deutschen Gewässern Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung ein. Es handelt sich um die Windparks Alpha Ventus (60 MW) sowie Bard Offshore I (400 MW) in der Nordsee und EnBW Baltic 1 (48,3 MW) in der Ostsee. Dabei waren bis Ende des Jah-

res 2011 erst 16 Anlagen der insgesamt 80 geplanten Anlagen des Windparks Bard Offshore I mit einer gesamten Leistung von 80 MW in Betrieb. In Summe betrug die Stromeinspeisung von Offshore Anlagen im Jahr 2011 rund 568 GWh.

TABELLE 8-1: BISHERIGE ENTWICKLUNG VON WIND OFFSHORE IN DEUTSCHLAND

	Einheit	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Leistungszubau ¹⁾	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	35,0	45,0	108,3
Leistung zum Jahresende ¹⁾	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	35,0	80,0	188,3
Stromeinspeisung pro Jahr ²⁾	GWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	37,5	173,7	568,1

¹⁾ Quelle: ÜNB (2012a)

²⁾ Quelle: EEG/KWK-G (2012a)

8.2 Prognose der installierten Leistung

Analog zur Onshore-Windenergie wurde für die Prognose der installierten Leistung der Offshore-Windenergie zunächst eine Einteilung in unterschiedliche Regionen vorgenommen (2 Regionen in der Nordsee und 2 Regionen in der Ostsee). Auf Basis einer solchen Unterteilung lassen sich die räumlich unterschiedlichen Windbedingungen berücksichtigen. Diese unterschiedlichen Windbedingungen haben sowohl Einfluss auf die Zubauentscheidung als auch auf die realisierten Volllaststunden. Sowohl die für die Einspeisestruktur unterstellten stündlichen Windganglinien als auch die prognostizierte Entwicklung der installierten Leistung von Wind Offshore erfolgt im Rahmen dieser Prognose für diese 4 Regionen.

Die Prognose der Entwicklung der installierten Leistung von Wind Offshore erfolgt unter Berücksichtigung der oben beschriebenen Methodik. Trotz vielfältiger Ursachen für die bisher geringe Dynamik des Zubaus sind aktuell zahlreiche Entwicklungen zu beobachten, die – nach einer Beseitigung der verbleibenden Hemmnisse – einen dynamischen Ausbau der Windenergie Offshore möglich erscheinen lassen. So befinden sich aktuell zahlreiche Projekte in der Planung. Zum Teil sind diese Projekte bereits in einer fortgeschrittenen Planungsphase oder in der konkreten Umsetzung.

Von den geplanten Projekten in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) hatten Anfang Juli 2012 insgesamt 30 Windparks eine Genehmigung für die Errichtung der Anlagen durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH). Davon befinden sich 28 Projekte in der Nordsee und 2 Projekte in der Ostsee. Zusätzlich verfügen zwei Projekte in der 12-Seemeilen-Zone in der Nordsee und zwei Projekte in der 12-Seemeilen-Zone in der Ostsee über eine Genehmigung durch die entsprechenden Behörden. Unter Berücksichtigung der jeweils in der Genehmigung festgelegten Anlagenzahl sind bisher 1.899 Anlagen in der Nordsee und 266 Anlagen in der Ostsee genehmigt. Weitere 53 Projekte in der AWZ mit in Summe 3.753 Anlagen befinden sich aktuell (Stand Anfang Juli 2012) im Genehmigungsverfahren beim BSH.

Neben den drei bereits im Betrieb befindlichen Windparks wurde bei mehreren Windparks bereits mit dem Bau begonnen. Zahlreiche weitere Investoren haben Anlagen reserviert oder bestellt, Aufträge für die Innerparkverkabelung, die Errichtung von Fundamenten vergeben und ein Netzanschlussbegehren beim zuständigen ÜNB gestellt bzw. bereits eine (unbedingte) Netzanschlusszusage durch den zuständigen ÜNB erhalten.

Die Entwicklung der installierten Leistung von Windenergie Offshore in den nächsten Jahren wird im Rahmen der Prognose auf einer Einschätzung der Wahrscheinlichkeit und des möglichen Zeitpunkts der Realisierung der heute genehmigten und im Genehmigungsverfahren befindlichen Projekte vorgenommen.

Im Rahmen der Prognose haben wir bis 2015 den wahrscheinlichen Zubau auf Basis einer Einzelanalyse der sich derzeit in der Planung befindlichen Projekte analysiert. Für die Jahre 2016 und 2017 erfolgt die Prognose nicht mehr projektbezogen, da für diesen Zeitraum eine projektbezogene Abschätzung aufgrund der hohen Unsicherheiten bzgl. der geplanten Projekte nicht seriös vorgenommen werden kann. Für das Trend-Szenario schätzen wir den aus heutiger Sicht wahrscheinlichsten Zubau sowie den zeitlichen Verlauf ab. Dabei unterstellen wir bei einigen Projekten eine weitere Verzögerung der Planungen für die Inbetriebnahme gegenüber den offiziell veröffentlichten Angaben der Unternehmen. Um die verbleibenden Unsicherheiten – insbesondere hinsichtlich der zeitlichen Verteilung der Inbetriebnahme der einzelnen Parks – abzubilden, unterstellen wir im unteren Szenario zusätzliche Verzögerungen beim Ausbau. Im oberen Szenario gehen wir hingegen bis Ende 2015 von einer planmäßigen Inbetriebnahme der Anlagen aus, die den offiziellen Angaben aus Veröffentlichungen entsprechen.

Für die Jahresprognose 2013 sowie die Mittelfristprognose bis 2017 wurden in Ergänzung zu den bereits beschriebenen Auswertungen folgende Informationsquellen bzw. Auswertungen herangezogen:

- Rahmenbedingungen des aktuellen EEG und Zubauentwicklung der vergangenen Jahre: Es wurde eine statistische Auswertung der EEG-Stammdaten vorgenommen.
- Prognosen veröffentlichter Studien: Hierbei wurden insbesondere der Nationale Aktionsplan Erneuerbare Energien sowie die BMU-Leitstudie berücksichtigt.
- Experteninterviews mit dem Deutschen Windenergie-Institut (DEWI)⁸³ und dem Bundesverband Windenergie (BWE)⁸⁴.
- Homepages vorhandener und geplanter Windparks, Pressemitteilungen, Zeitungsartikel.
- Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV.
- vielzählige telefonische Interviews mit Anlagenbauern, Windparkentwicklern und Übertragungsnetzbetreibern.

⁸³ Neddermann, B. (2012).

⁸⁴ Schroth, G. (2012).

8.2.1 Jahresprognose 2013

Die Prognosen der Entwicklung des jährlichen Zubaus sowie der installierten Leistung zum Jahresende bis 2013 für Wind Offshore sind in Tabelle 8-2 dargestellt. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Bis Ende des Jahres 2013 werden ausschließlich Anlagen ans Netz gehen können, für die aktuell einerseits die Realisierung des Netzanschlusses bis zu diesem Zeitpunkt als gegeben angenommen werden kann und andererseits die Projektplanung des Windparks entsprechend weit fortgeschritten ist bzw. die Windparks sich bereits im Bau befinden. Auf Basis einer Einzelbewertung der Projekte unter Berücksichtigung der genannten Rahmenbedingungen wird davon ausgegangen, dass sich die installierte Leistung von Ende des Jahres 2011 bis Ende des Jahres 2013 um 700 MW auf 888 MW erhöhen wird.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen Szenario wird sowohl für das Jahr 2012 als auch für das Jahr 2013 unterstellt, dass die derzeitigen Projekte planmäßig realisiert werden und es zu keinerlei weiteren Verzögerungen oder gar einem Abbruch einzelner Projekte kommen wird, die im Trend-Szenario berücksichtigt wurden. Im unteren Szenario wird hingegen angenommen, dass sich die im Trend-Szenario berücksichtigten Projekte deutlich verzögern werden und teilweise erst in den späteren Jahren realisiert werden können. Insgesamt ergibt sich somit eine Bandbreite für den jährlichen Zubau zwischen 120 und 220 MW in 2012 sowie zwischen 408 und 696 MW in 2013.

TABELLE 8-2: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG VON WIND OFFSHORE BIS 2013

		Einheit	2011 (Ist)	2012	2013
Trend-Szenario	Zubau	MW	108	170	530
	Leistung zum Jahresende	MW	188	358	888
Oberes Szenario	Zubau	MW	108	220	696
	Leistung zum Jahresende	MW	188	408	1.104
Unteres Szenario	Zubau	MW	108	120	408
	Leistung zum Jahresende	MW	188	308	716

Quelle: Daten für 2011: ÜNB (2012a); Daten für 2012/2013: Eigene Berechnungen

Vergleicht man die Prognose mit alternativen Einschätzungen ergeben sich folgende Ergebnisse: Die BMU-Leitstudie⁸⁵ prognostiziert einen jährlichen Zubau von Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von 380 MW (2012) und 540 MW (2013). Im Rahmen des Nationalen Aktionsplans Erneuerbare Energien geht die Bundesregierung⁸⁶ von einem jährlichen Zubau von 360 MW (2012) und 510 MW (2013) aus. Damit liegen sowohl die BMU-Leitstudie als auch der Nationale Aktionsplan im Bereich des oberen Szenarios, wobei insbesondere der in den beiden Untersu-

⁸⁵ DLR/Fraunhofer IWES/IfNE (2012).

⁸⁶ Bundesregierung (2010).

chungen unterstellte Zubau für das Jahr 2012 aus heutiger Sicht mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit nicht erreicht werden kann. Sowohl das Deutsche Windenergie-Institut (DEWI)⁸⁷ als auch der Bundesverband Windenergie (BWE)⁸⁸ erwarten auf Basis einer aktuellen Einschätzung bis zum Jahr 2013 einen Zubau in vergleichbarer Größenordnung wie der im Rahmen dieser Prognose unterstellte Zubau.

8.2.2 Mittelfristprognose bis 2017

Tabelle 8-3 zeigt die Prognosen der Entwicklung des jährlichen Zubaus sowie der installierten Leistung zum Jahresende zwischen 2014 und 2017. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2013. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Auf Basis einer Einzelbewertung der Projekte und unter Berücksichtigung der genannten Rahmenbedingungen wird davon ausgegangen, dass der Zubau in 2014 deutlich ansteigen wird. Es wird erwartet, dass bis Ende 2015 bereits rund 5 GW installiert sein werden. Bis 2017 werden ca. 3 GW weitere Offshore-Parks erwartet, so dass 2017 rund 9 GW Offshore-Windenergie in Betrieb sein wird. Im Trend-Szenario wird insgesamt erwartet, dass die derzeit geplanten Projekte nicht planmäßig in Betrieb genommen werden, sondern dass es teilweise zu Verzögerungen kommen wird.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen Szenario wird von einer planmäßigen Umsetzung der derzeit geplanten Projekte bis 2015 ausgegangen. Die schwankende Höhe des jährlichen Zubaus ist auf die Einzelbewertung derzeitiger Planungen zurückzuführen. Ab 2016 werden im Vergleich zum Trend-Szenario ein höherer Zubau bzw. weniger Projektabbrüche unterstellt. Umgekehrt wird im unteren Szenario angenommen, dass es zu deutlichen Projektverzögerungen der aktuell geplanten Projekte kommen wird. Die installierte Leistung steigt im oberen Szenario mittelfristig von 3,4 GW auf 10 GW. Im unteren Szenario wird unterstellt, dass eine geringere Anzahl an Projekten finalisiert wird und sich die installierte Leistung von 2,4 GW in 2014 auf 6,7 GW in 2017 erhöht.

⁸⁷ Neddermann, B. (2012).

⁸⁸ Schroth, G. (2012).

TABELLE 8-3: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG VON WIND OFFSHORE BIS 2017

		Einheit	2014	2015	2016	2017
Trend-Szenario	Zubau	MW	2.037	1.975	1.302	1.650
	Leistung zum Jahresende	MW	2.926	4.901	6.203	7.853
Oberes Szenario	Zubau	MW	2.538	2.626	1.900	2.000
	Leistung zum Jahresende	MW	3.426	6.053	7.953	9.953
Unteres Szenario	Zubau	MW	1.512	1.649	1.272	1.332
	Leistung zum Jahresende	MW	2.400	4.049	5.321	6.653

Quelle: Eigene Berechnungen

Vergleicht man die Prognose mit alternativen Einschätzungen ergeben sich folgende Ergebnisse: Die BMU-Leitstudie⁸⁹ prognostiziert eine installierte Leistung von Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von 5,5 GW in 2017. Im Rahmen des Nationalen Aktionsplans Erneuerbare Energien geht die Bundesregierung⁹⁰ von einer installierten Leistung von 5,3 GW in 2017 aus. Das Deutsche Windenergie-Institut (DEWI)⁹¹ erachtet den prognostizierten Ausbau als relativ optimistisch aber durchaus möglich. Der Bundesverband Windenergie (BWE)⁹² erwartet bis 2020 eine installierte Leistung von lediglich 6 GW.

8.3 Prognose der Volllaststunden und der Stromerzeugung

Als Grundlage für die im Rahmen der Prognose angenommenen Volllaststunden von Offshore-Windenergieanlagen dienen die von den ÜNB bereit gestellten EEG-Bewegungsdaten für 2011.⁹³ Zur Berücksichtigung eines typischen Windjahrs werden die realisierten Volllaststunden aus 2011 mit einem Skalierungsfaktor multipliziert. Aufgrund mangelnder Erfahrungswerte für Wind Offshore spiegelt dieser Skalierungsfaktor das Verhältnis zwischen dem Windjahr 2011 und einem langjährigen Durchschnitt für Wind Onshore wider.

Für Neuanlagen werden für das Jahr 2013 Volllaststunden je nach Region zwischen 3.650 und 3.900 unterstellt. Bis 2017 wird erwartet, dass die Volllaststunden neuer Windenergieanlagen aufgrund höherer Effizienz und höherer Nabenhöhen um 350 ansteigen werden.

Die monatliche Verteilung der Volllaststunden baut grundsätzlich auf den unterstellten Windstrukturen des Jahres 2008 auf, die für die jeweiligen Regionen hinterlegt sind.

Die Unsicherheit bzgl. der zukünftigen Entwicklung der Erzeugung wird im Rahmen des oberen und unteren Szenarios abgebildet. Für das obere Szenario wird unterstellt, dass die im Trend-

⁸⁹ DLR/Fraunhofer IWES/IfNE (2012).

⁹⁰ Bundesregierung (2010).

⁹¹ Neddermann, B. (2012).

⁹² Schroth, G. (2012).

⁹³ ÜNB (2012a).

Szenario unterstellten Windgeschwindigkeiten der einzelnen berücksichtigten Regionen um 10 % höher liegen. Für das untere Szenario wird unterstellt, dass die Windgeschwindigkeiten gegenüber dem Trend-Szenario um 10 % niedriger liegen. Die unterstellten Abweichungen vom Trend-Szenario werden aufgrund mangelnder Erfahrungswerte analog zu Wind Onshore festgesetzt.

8.3.1 Jahresprognose 2013

Die Prognosen der Entwicklung der monatlichen Volllaststunden und Stromerzeugung sind in Tabelle 8-4 dargestellt. Die Stromerzeugung ergibt sich aus dem Produkt der Leistung zum Monatsende und den jeweiligen Volllaststunden. Aufgrund mangelnder Erfahrungswerte wurde eine monatlich gleichbleibende Struktur des Zubaus über das jeweilige Jahr unterstellt. Die tatsächliche zeitliche Verteilung des Zubaus ist für jeden Windpark unterschiedlich und hängt von einer Vielzahl an unsicheren Einflussfaktoren ab.

Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Analog zu Wind Onshore zeigt sich auch bei Wind Offshore eine deutliche saisonale Struktur der Volllaststunden. Während in den Wintermonaten die deutlich höheren Volllaststunden bestehen, sinkt die monatliche Auslastung in den Sommermonaten ab. Für das Jahr 2013 ergibt sich somit insgesamt eine Einspeisung aus Offshore-Windenergieanlagen von rund 2,5 TWh.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen Szenario wird neben einem höheren monatlichen Zubau auch eine höhere monatliche Auslastung unterstellt. Umgekehrt gilt dies analog für das untere Szenario. Die Bandbreite der Windenergieerzeugung liegt für 2013 demnach zwischen 1,7 und 3,4 TWh.

TABELLE 8-4: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG VON OFFSHORE-WINDENERGIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND IN 2013

		Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2013
Trend-Szenario	Leistung Monatsende	MW	403	444	489	533	578	621	666	711	755	800	843	888	888
	Volllaststunden	h	377	346	333	306	287	247	258	288	311	341	373	388	3.855
	Stromerzeugung	GWh	152	153	163	163	166	154	172	205	234	273	314	345	2.494
Oberes Szenario	Leistung Monatsende	MW	467	521	580	637	696	753	813	872	929	988	1.045	1.104	1.104
	Volllaststunden	h	427	378	379	345	329	307	308	337	359	397	417	401	4.385
	Stromerzeugung	GWh	199	197	220	220	229	231	250	294	333	392	436	443	3.446
Unteres Szenario	Leistung Monatsende	MW	343	374	409	442	477	511	545	580	613	648	682	716	716
	Volllaststunden	h	315	309	273	256	240	188	200	235	260	283	325	351	3.234
	Stromerzeugung	GWh	108	116	112	113	114	96	109	136	159	183	221	251	1.720

Quelle: Eigene Berechnungen.

8.3.2 Mittelfristprognose bis 2017

Tabelle 8-5 zeigt die Entwicklung der Volllaststunden und Stromerzeugung zwischen 2014 und 2017. Die Stromerzeugung ergibt sich aus dem Produkt der Leistung zum Jahresende und den jeweiligen Volllaststunden. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2013. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Bei leicht steigenden Volllaststunden infolge von technischen Effizienzsteigerungen kommt es zwischen 2014 und 2017 aufgrund des mittelfristigen Zubaus zu einer deutlichen Steigerung der Stromerzeugung bei Offshore Windkraftanlagen. Die Erzeugung steigt von 7,8 TWh in 2014 auf 28,5 TWh in 2017.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen/unteren Szenario basieren auf den Annahmen eines höheren/ niedrigeren Zubaus und einer höheren/ niedrigeren jährlichen Auslastung. Im oberen Szenario steigt die Stromerzeugung aus Offshore Windkraftanlagen demnach von 10 TWh in 2014 auf 41 TWh in 2017. Im unteren Szenario kommt es im gleichen Zeitraum zu einer Steigerung von 5,6 TWh auf 20,6 TWh.

TABELLE 8-5: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG VON OFFSHORE-WINDENERGIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND BIS 2017

Szenario	Jahr	Leistung zum Jahresende (MW)	Volllaststunden (h)	Stromerzeugung (GWh)
Trend-Szenario	2014	2.926	3.886	7.766
	2015	4.901	3.926	15.713
	2016	6.203	3.979	22.322
	2017	7.853	4.011	28.490
Oberes Szenario	2014	3.426	4.398	9.948
	2015	6.053	4.437	21.519
	2016	7.953	4.497	31.850
	2017	9.953	4.532	40.961
Unteres Szenario	2014	2.400	3.277	5.625
	2015	4.049	3.320	10.968
	2016	5.321	3.376	16.018
	2017	6.653	3.406	20.602

Quelle: Eigene Berechnungen.

8.4 Prognose der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen

Die Berechnung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen (Festpreisvergütung, Marktprämie, Grünstromprivileg und sonstige Direktvermarktung) erfolgt wie in Kapitel 2.4 dargestellt auf Basis eines Optimierungsmodells. Im Rahmen dieser Modellierung können sich die EEG geförderten Anlagen monatlich entscheiden, welche Vermarktungsform für sie am attraktivsten ist. Dies erfolgt unter Berücksichtigung einer Vielzahl an Rahmenbedingungen, die ebenfalls in Kapitel 2.4 dargestellt und erläutert sind. Als wesentliche Einflussgrößen für Wind Offshore sind folgende Annahmen hinterlegt:

- Vermarktungskosten in der in Tabelle 8-6 dargestellten Höhe bei Inanspruchnahme der Marktprämie, des Grünstromprivilegs oder der sonstigen Direktvermarktung. Durch die vergleichsweise niedrigen Vermarktungskosten im oberen Szenario soll eine möglichst hohe Inanspruchnahme der Marktprämie und damit möglichst hohe Vergütungszahlungen abgebildet werden. Umgekehrt sollen durch die vergleichsweise hohen Vermarktungskosten im unteren Szenario eine möglichst geringe Inanspruchnahme und damit möglichst niedrige Vergütungszahlungen berücksichtigt werden.
- Managementprämie in der in Tabelle 8-6 dargestellten Höhe entsprechend des aktuellen Entwurfs der Managementprämienverordnung⁹⁴, wobei davon ausgegangen wird, dass

⁹⁴ BMU (2012b).

alle Offshore-Windenergieanlagen mit einer Fernsteuerung ausgestattet werden und somit die höhere Managementprämie erhalten.

- Zusätzliche Erlösmöglichkeit (zusätzlich zum Erlös auf dem Strommarkt) in der in Tabelle 8-6 dargestellten Höhe bei Vermarktung im Rahmen des Grünstromprivilegs
- Strompreis in der in Kapitel 2 dargestellten Höhe
- Für Offshore-Windenergieanlagen wird keine Fixierung von einzelnen Anlagen in bestimmten Vermarktungsoptionen vorgenommen, da davon ausgegangen wird, dass grundsätzlich alle Anlagen für eine Direktvermarktung in Betracht kommen.

TABELLE 8-6: ANNAHMEN ZU KOSTEN UND ERLÖSEN VON VERMARKTUNGSOPTIONEN BZGL. WIND OFFSHORE

		Einheit	2013	2014	2015	2016	2017
Trend-Szenario	Vermarktungskosten	€/MWh	4,2	4,0	3,8	3,7	3,6
	Managementprämie	€/MWh	6,7	6,0	5,0	5,0	5,0
	zusätzl. Erlösmöglichkeit bei Vermarktung über Grünstromprivileg	€/MWh	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
Oberes Szenario	Vermarktungskosten	€/MWh	3,7	3,5	3,3	3,2	3,1
	Managementprämie	€/MWh	6,7	6,0	5,0	5,0	5,0
	zusätzl. Erlösmöglichkeit bei Vermarktung über Grünstromprivileg	€/MWh	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
Unteres Szenario	Vermarktungskosten	€/MWh	4,7	4,5	4,3	4,2	4,1
	Managementprämie	€/MWh	6,7	6,0	5,0	5,0	5,0
	zusätzl. Erlösmöglichkeit bei Vermarktung über Grünstromprivileg	€/MWh	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0

Quelle: Eigene Berechnungen.

Unter Berücksichtigung der genannten Rahmenbedingungen erfolgt im Modell eine monatliche Optimierung bzgl. der Inanspruchnahme der einzelnen Vermarktungsoptionen.

8.4.1 Jahresprognose 2013

In Tabelle 8-7 sind die ermittelten monatlichen Erzeugungsmengen der einzelnen Vermarktungsoptionen für das Jahr 2013 dargestellt. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien lassen sich wie folgt begründen:

- **Trend-Szenario:** Für 2013 ergibt sich, dass alle Offshore-Windenergieanlagen ins Marktprämienmodell optieren werden, da dies derzeit die wirtschaftlich attraktivste Vermarktungsform für Offshore-Windenergieanlagen ist. Diese Prognose wird auch durch die derzeitige Inanspruchnahme bestätigt, da bereits in 2012 alle bestehenden Offshore-Anlagen ihre Erzeugung im Rahmen des Marktprämienmodells vermarkten.

- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren ausschließlich durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen aufgrund der unterstellten höheren/niedrigeren Volllaststunden bzw. des höheren/geringeren Zubaus.

TABELLE 8-7: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INANSPRUCHNAHME DER VERMARKTUNGSOPTIONEN VON OFFSHORE-WINDENERGIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND IN 2013

Szenario	Vermarktungsart	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2013
Trend-Szenario	Marktprämie	GWh	152	153	163	163	166	154	172	205	234	273	314	345	2.494
Oberes Szenario	Marktprämie	GWh	199	197	220	220	229	231	250	294	333	392	436	443	3.446
Unteres Szenario	Marktprämie	GWh	108	116	112	113	114	96	109	136	159	183	221	251	1.720

Quelle: Eigene Berechnungen.

8.4.2 Mittelfristprognose bis 2017

Die Prognose der jährlichen Erzeugungsmengen der einzelnen Vermarktungsoptionen für den Zeitraum zwischen 2014 und 2017 ist in Tabelle 8-8 dargestellt. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2013. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien lassen sich wie folgt begründen:

- **Trend-Szenario:** Im Trend-Szenario erfolgt die Vermarktung der erzeugten Wind Offshore-Strommenge auch zukünftig ausschließlich über das Marktprämienmodell, da dies aufgrund der Rahmenbedingungen bzgl. der Vermarktungskosten, des Einspeiseprofils und der Managementprämie die attraktivste Vermarktungsform ist.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Auf Basis der Annahme höherer/niedrigerer Volllaststunden bzw. des höheren/geringeren Zubaus ergibt sich eine größere/geringere Inanspruchnahme der Marktprämie im oberen/unteren Szenario. Im unteren Szenario wechselt mittelfristig ein Teil der Anlagen für einen Monat in die Festpreisvergütung. Dies lässt sich insbesondere auf die vergleichsweise hohen Vermarktungskosten zurückführen. Je nach Standort und Einspeiseprofil der Anlage und Strompreisprofil kann die Differenz der Managementprämie und der Vermarktungskosten zu gering für eine Inanspruchnahme der Marktprämie in diesem Monat sein.

TABELLE 8-8: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INANSPRUCHNAHME DER VERMARKTUNGSOPTIONEN VON OFFSHORE-WINDENERGIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND BIS 2017

Szenario	Vermarktungsart	Einheit	2014	2015	2016	2017
Trend-Szenario	Festpreisvergütung	GWh	0	0	0	0
	Marktprämie	GWh	7.766	15.713	22.322	28.490
Oberes Szenario	Festpreisvergütung	GWh	0	0	0	0
	Marktprämie	GWh	9.948	21.519	31.850	40.961
Unteres Szenario	Festpreisvergütung	GWh	0	727	116	967
	Marktprämie	GWh	5.625	10.241	15.902	19.635

Quelle: Eigene Berechnungen.

8.5 Prognose der Vergütungszahlungen

Die Berechnung der Vergütungszahlungen für EEG-Bestandsanlagen erfolgt über die von den ÜNB bereit gestellten Bewegungsdaten der EEG-Anlagen der Jahre 2009 bis 2011.⁹⁵

Zur Bestimmung der Vergütungssätze für Neuanlagen wurde unterstellt, dass alle Neuanlagen die höhere Anfangsvergütung von 19 €/ct./kWh entsprechend EEG 2012 §31 Absatz 3 (sogenanntes Stauchungsmodell) in Anspruch nehmen werden und im Betrachtungszeitraum auch erhalten.

Für die Festpreisvergütung fallen keine Vergütungszahlungen an, weil alle Anlagen in die Marktprämie optieren.

Die zu zahlenden Marktprämien ergeben sich aus den individuellen Festpreisvergütungssätzen abzgl. der Vermarktungserlöse zzgl. der Managementprämienzahlungen.

Für Offshore-Windenergieanlagen fallen grundsätzlich keine vermiedenen Netznutzungsentgelte an. Eine Ausnahme bildet der Offshore-Park Alpha Ventus, der an das 110-kV-Netz angeschlossen ist. Im Rahmen der Prognose wurden für Alpha Ventus die individuellen vermiedenen Netznutzungsentgelte des Jahres 2011 unterstellt.

8.5.1 Jahresprognose 2013

In den folgenden Tabellen sind die Vergütungszahlungen in der Marktprämie sowie die vermiedenen Netznutzungsentgelte für die einzelnen Szenarien für das Jahr 2013 monatlich dargestellt.

⁹⁵ ÜNB (2010), ÜNB (2011), ÜNB (2012a).

Die Einspeisevergütung ergibt sich durch die Marktprämienzahlungen abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte.

Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien stellen sich wie folgt dar:

- **Trend-Szenario:** Aufgrund der ausschließlichen Inanspruchnahme der Marktprämie fallen lediglich für diese Vermarktungsform Zahlungen an. Unter Berücksichtigung der vermiedenen Netznutzungsentgelte summieren sich die Vergütungszahlungen im Jahr 2013 auf rund 343 Mio. €.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren ausschließlich durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen aufgrund der höheren/niedrigeren Volllaststunden und des höheren/geringeren Zubaus. Im oberen Szenario ergeben sich Einspeisevergütungen von in Summe 489 Mio. €. Im unteren Szenario summieren sich die Einspeisevergütungen im Jahr 2013 auf insgesamt knapp 229 Mio. €.

TABELLE 8-9: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON OFFSHORE-WINDENERGIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND IN 2013 IM TREND-SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNe (Mio. Euro)
Januar	0,0	20,0	0,1	19,9
Februar	0,0	21,2	0,1	21,1
März	0,0	23,5	0,1	23,4
April	0,0	22,7	0,1	22,7
Mai	0,0	23,3	0,1	23,3
Juni	0,0	21,4	0,1	21,3
Juli	0,0	24,1	0,1	24,0
August	0,0	29,3	0,1	29,3
September	0,0	31,8	0,1	31,7
Oktober	0,0	36,0	0,1	35,9
November	0,0	42,6	0,1	42,5
Dezember	0,0	48,4	0,1	48,3
Jahr 2013	0,0	344,4	1,1	343,3

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE 8-10: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON OFFSHORE-WINDENERGIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND IN 2013 IM OBEREN SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNe (Mio. Euro)
Januar	0,0	27,2	0,1	27,1
Februar	0,0	28,1	0,1	28,0
März	0,0	32,6	0,1	32,5
April	0,0	31,7	0,1	31,6
Mai	0,0	33,3	0,1	33,2
Juni	0,0	33,4	0,1	33,3
Juli	0,0	36,3	0,1	36,2
August	0,0	43,4	0,1	43,3
September	0,0	46,8	0,1	46,7
Oktober	0,0	53,3	0,1	53,1
November	0,0	60,9	0,1	60,7
Dezember	0,0	63,5	0,1	63,3
Jahr 2013	0,0	490,4	1,2	489,2

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE 8-11: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON OFFSHORE-WINDENERGIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND IN 2013 IM UNTEREN SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNe (Mio. Euro)
Januar	0,0	13,7	0,1	13,6
Februar	0,0	15,4	0,1	15,3
März	0,0	15,5	0,1	15,4
April	0,0	15,3	0,1	15,2
Mai	0,0	15,5	0,1	15,5
Juni	0,0	12,9	0,1	12,8
Juli	0,0	14,8	0,1	14,7
August	0,0	18,9	0,1	18,8
September	0,0	20,8	0,1	20,8
Oktober	0,0	23,4	0,1	23,3
November	0,0	29,0	0,1	28,9
Dezember	0,0	34,3	0,1	34,2
Jahr 2013	0,0	229,4	0,9	228,5

Quelle: Eigene Berechnungen.

8.5.2 Mittelfristprognose bis 2017

Die Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung und der Marktprämie sowie die vermiedenen Netznutzungsentgelte für die einzelnen Szenarien zwischen 2013 und 2017 sind in Tabelle 8-12 dargestellt. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2013. Die Einspeisevergütung nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich durch die Summe der Festpreisvergütungen und der Marktprämienzahlungen abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien stellen sich wie folgt dar:

- **Trend-Szenario:** Da im Trend-Szenario auch mittelfristig ausschließlich über das Marktprämienmodell vermarktet wird, entstehen keine Zahlungen durch die Festpreisvergütung. Abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte steigt die Einspeisevergütung von 1,1 Mrd. € in 2014 auf 4,2 Mrd. € in 2017. Die vermiedenen Netzentgelte fallen lediglich für den Windpark Alpha Ventus an.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen Szenario liegt die Einspeisevergütung abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte aufgrund der Annahme höherer Erzeugungsmengen auf einem höheren Niveau. Die Einspeisevergütungszahlungen abzgl. der vermiedenen Netzentgelte steigen von 1,5 Mrd. € in 2014 auf 6,1 Mrd. € in 2017. Im unteren Szenario entstehen aufgrund des vorübergehenden Wechsels einzelner Anlagen in die Festpreisvergütung auch Zahlungen innerhalb der Festpreisvergütung. Hier steigt die Einspeisevergütung abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte im gleichen Zeitraum von 0,8 Mrd. € auf 3 Mrd. €.

TABELLE 8-12: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON OFFSHORE-WINDENERGIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND BIS 2017

	Jahr	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (vNNe) (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug vNNe (Mio. Euro)
Trend- Szenario	2014	0	1.119	1	1.118
	2015	0	2.295	1	2.294
	2016	0	3.167	1	3.165
	2017	0	4.159	1	4.158
Oberes Szenario	2014	0	1.461	1	1.459
	2015	0	3.203	1	3.202
	2016	0	4.624	1	4.622
	2017	0	6.138	1	6.137
Unteres Szenario	2014	0	793	1	792
	2015	128	1.462	1	1.588
	2016	20	2.196	1	2.216
	2017	177	2.789	1	2.966

Quelle: Eigene Berechnungen.

9 Photovoltaik (§§ 32 und 33 EEG)

9.1 Entwicklung bis 2011

Die in Tabelle 9-1 dargestellte Entwicklung des Zubaus, der installierten Leistung und der Stromeinspeisung von Photovoltaikanlagen zeigt ein enormes Wachstum dieser Technologie seit 2003. So hat sich der jährliche Zubau von lediglich 0,1 GW in 2003 auf mehr als 7,2 GW in 2011 deutlich erhöht. Insbesondere seit der EEG-Novellierung im Jahre 2009 hat sich der Zubau nochmals beträchtlich verstärkt. Ende 2011 waren insgesamt 24.785 MW installiert. Berücksichtigt sind hierbei alle netzgekoppelten Anlagen, also auch Anlagen, deren Strom unmittelbar vor Ort verbraucht wird (Eigenverbrauch). Die gesamte eingespeiste Strommenge in 2011 betrug 19,3 TWh.

Einer der wesentlichen Gründe für den massiven Zubau in den vergangenen Jahren war die nicht erwartete Kostendegression von PV-Anlagen. So hat sich der durchschnittliche Endkundenpreis für fertig installierte Aufdachanlagen bis 100 kW von 5.000 €/kW im 2. Quartal 2006 auf 1.776 €/kW im 2. Quartal 2012 vermindert.⁹⁶ Dadurch, dass die Kosten stets stärker gesunken sind als die Vergütungssätze, konnten in den vergangenen Jahren hohe Renditen mit Photovoltaikprojekten erwirtschaftet werden.

TABELLE 9-1: BISHERIGE ENTWICKLUNG VON PHOTOVOLTAIK IN DEUTSCHLAND

	Einheit	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Leistungszubau ¹⁾	MW	141	652	921	842	1.249	2.029	4.446	6.988	7.231
Leistung zum Jahresende ¹⁾	MW	427	1.079	2.000	2.842	4.091	6.120	10.566	17.554	24.785
Stromeinspeisung pro Jahr ²⁾	GWh	313	557	1.282	2.220	3.075	4.420	6.578	11.683	19.340

¹⁾ Quelle: bis 2008: ÜNB (2012a), ab 2009: Bundesnetzagentur (2012)

²⁾ Quelle: 2003: IE/Prognos (2006), ab 2004: EEG/KWK-G (2012a)

Die in Tabelle 9-1 dargestellte Leistungsentwicklung basiert bis einschließlich 2008 auf den von den ÜNB zur Verfügung gestellten Anlagenstammdaten.⁹⁷ Ab 2009 wurden die veröffentlichten PV-Meldedaten der Bundesnetzagentur⁹⁸ verwendet. Die Daten der ÜNB weisen für 2011 eine um 978 MW niedrigere installierte Leistung im Vergleich zu den Daten der Bundesnetzagentur aus. Es ist zu vermuten, dass insbesondere zum Jahresende 2011 zugebaute Anlagen zwar bereits in 2011 bei der Bundesnetzagentur angemeldet, allerdings im selben Jahr noch nicht in den Stammdaten gänzlich erfasst wurden. Die Differenz der beiden Statistiken ist in 2011 besonders

⁹⁶ BSW (2012).

⁹⁷ ÜNB (2012a).

⁹⁸ Bundesnetzagentur (2012).

hoch, da alleine im Dezember 2011 Anlagen mit einer Leistung von insgesamt rund 3 GW zugebaut wurden.

9.2 Prognose der installierten Leistung

Zur Prognose der installierten Leistung von Photovoltaik in Deutschland wurde zunächst eine Einteilung in 84 unterschiedliche Regionen vorgenommen. Auf Basis einer solchen Unterteilung lassen sich einerseits die regionalen Potenziale (ermittelte Dachflächenpotenziale) und zum anderen die regional unterschiedlichen Globalstrahlungsbedingungen und Volllaststunden berücksichtigen. Sowohl die für die Einspeisestruktur unterstellten stündlichen Globalstrahlungsganglinien als auch die prognostizierte Entwicklung der installierten Leistung von Photovoltaik erfolgen im Rahmen dieser Prognose für diese 84 Regionen.

Die Entwicklung des Zubaus von Photovoltaikanlagen in den nächsten Jahren ist insbesondere von folgenden Einflussgrößen abhängig:

- Entwicklung der Systemkosten und Vergütungen für PV-Anlagen und der daraus resultierenden Renditen
- Entwicklung der möglichen Nutzung der Eigenverbrauchsoption sowie der Entwicklung der Strompreise für Endverbraucher (Kosteneinsparung in Form von vermiedenen Strombezugskosten durch Nutzung von Eigenverbrauch)

Es wird erwartet, dass die Systemkosten für PV-Anlagen auch bis 2017 weiter sinken werden. Folgende Gründe lassen sich hier anführen:

- weltweite Überkapazitäten werden voraussichtlich zunächst noch bestehen.⁹⁹
- Einbruch des italienischen Absatzmarkts für Photovoltaikanlagen: Durch Ausschöpfen der genehmigten Fördergelder für Photovoltaikanlagen im Herbst 2009 und Anpassungen der Förderpolitik sind in Italien deutliche Absatzeinbußen zu erwarten.
- starker Wettbewerb in der PV-Industrie¹⁰⁰
- weiterhin existierende Kosteneinsparpotenziale: Während bei den Modulen mit keinen massiven Kostendegressionen mehr zu rechnen ist, werden für Wechselrichter, Gestelle, Verkabelung und Installation noch deutliche Einsparpotenziale gesehen.¹⁰¹

Da die Netzparität von PV-Anlagen bereits erreicht ist, wird die Nutzung des Eigenverbrauchs auch ohne zusätzliche Förderung im Rahmen des EEG zunehmend attraktiver. Durch eine möglichst starke Nutzung des Eigenverbrauchs können Anlagenbetreiber ihre Renditen weiter erhöhen. Ein weiterer Anreiz zur Nutzung des Eigenverbrauchs erfolgt im Rahmen der Änderungen der EEG-Novelle zur Photovoltaik 2012. Durch das Marktintegrationsmodell werden bei Anlagen mit einer Leistung zwischen 10 und 1.000 kW lediglich 90 % der erzeugten Strommenge vergütet.

⁹⁹ Ziegler, M. (2012), Schüßler, B. (2012).

¹⁰⁰ Ziegler, M. (2012), Schüßler, B. (2012).

¹⁰¹ Ziegler, M. (2012), Schüßler, B. (2012).

In Tabelle 9-2 ist die Entwicklung des Anteils derjenigen Neuanlagen dargestellt, die grundsätzlich die Eigenverbrauchsoption nutzen. Dabei zeigt sich, dass sich der Anteil seit 2009 deutlich erhöht hat. So haben in 2011 bereits 69 % der Anlagenklasse <10 kW und 44 % der Anlagenklasse 10 bis 40 kW ihren Strom teilweise selbst verbraucht. Auch für größere Dachanlagen hat sich der Anteil deutlich erhöht. Für die Zukunft ist zu erwarten, dass sich der Anteil derjenigen Anlagen, die ihren erzeugten Strom teilweise selbst nutzen, weiter erhöhen wird. Bis 2013 wird erwartet, dass der überwiegende Teil der neu errichteten Dachanlagen mit einer Leistung kleiner 1.000 kW die Eigenverbrauchsoption nutzen wird. Für Neuanlagen mit einer Leistung über 1.000 kW wird ein Anteil von 7 % für 2013 unterstellt. Für die weiteren Jahre wird unterstellt, dass die jeweiligen Anteile konstant bleiben. Die unterstellten Anteile gelten nur solange, wie die PV gefördert wird. Sobald die Förderung aufgrund des Erreichens des im EEG vorgesehenen Zubaudeckels von 52 GW erreicht ist, werden voraussichtlich alle zukünftigen Anlagen einen Teil ihres Stroms selbst verbrauchen.

TABELLE 9-2: ENTWICKLUNG UND PROGNOSE DES ANTEILS DER NUTZUNG DER EIGENVERBRAUCHSOPTION VON PHOTOVOLTAIK

Leistungsklasse	Ist			Prognose (bei Förderung der PV)					
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
< 10 kW	7%	23%	69%	85%	95%	95%	95%	95%	95%
10 kW bis 40 kW	3%	10%	44%	70%	85%	85%	85%	85%	85%
40 kW bis 1000 kW	0%	2%	15%	40%	70%	70%	70%	70%	70%
> 1000 kW	0%	0%	1%	3%	7%	7%	7%	7%	7%

Quelle: bis 2011: ÜNB (2012a); ab 2012: Eigene Berechnungen

Die Entwicklung des durchschnittlich genutzten Eigenverbrauchsanteils derjenigen Anlagen, die die Eigenverbrauchsoption grundsätzlich nutzen, ist für die vergangenen Jahre sowie die Prognose bis 2017 in Tabelle 9-3 dargestellt. Demnach hat sich der Eigenverbrauchsanteil in allen Leistungsklassen für neu in Betrieb genommene PV-Anlagen in den vergangenen Jahren erhöht. Für die Prognose bis 2017 wird davon ausgegangen, dass der jeweilige Anteil auf dem Niveau von 2011 verbleiben wird. Auch hier ist zu beachten, dass die unterstellten Anteile nur solange gelten, wie die PV gefördert wird. Sobald die Förderung aufgrund des Erreichens des im EEG vorgesehenen Zubaudeckels von 52 GW erreicht ist, wird unterstellt, dass die PV-Anlagen insgesamt kleiner dimensioniert werden und daher ein durchschnittlicher Eigenverbrauchsanteil von 50 % erreicht wird.

TABELLE 9-3: ENTWICKLUNG UND PROGNOSE DES DURCHSCHNITTLICHEN ANTEILS DES EIGENVERBRAUCHS JE ANLAGENGRÖÖE VON PHOTOVOLTAIK

Leistungsklasse	Ist			Prognose (bei Förderung der PV)					
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
< 10 kW	23%	24%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%
10 kW bis 40 kW	21%	24%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%
40 kW bis 1000 kW	10%	38%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%
> 1000 kW	0%	0%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%

Quelle: bis 2011: ÜNB (2012a); ab 2012: Eigene Berechnungen

Bis zum Einstellen der PV-Förderung im Rahmen des EEG ist eine weitere Steigerung des Eigenverbrauchanteils zunächst nicht in Sicht, da zum einen die Vergütungen im Rahmen des EEG dazu führen, dass die PV-Anlage möglichst erzeugungsmaximierend dimensioniert wird.¹⁰² Zum anderen sind derzeit noch keine wirtschaftlich attraktiven Stromspeicherkonzepte für PV-Anlagen auf dem Markt, womit der Eigenverbrauchsanteil ebenfalls erhöht werden könnte.

Neben den bereits erläuterten Annahmen wird für die Prognose des Zubaus von Photovoltaikanlagen zusätzlich die Zubaustuktur der vergangenen Jahre nach Anlagengrößen ausgewertet und darauf basierend eine eigene Abschätzung für die zukünftige Entwicklung abgeleitet. Tabelle 9-4 zeigt die Entwicklung des Anteils der einzelnen Leistungsklassen am jährlichen Gesamtzubau für die Jahre 2009 bis 2011. Im Rahmen der Prognose wird angenommen, dass 10 % der Neuanlagen eine installierte Leistung von kleiner 10 kW, 30 % eine Leistung von 10 bis 40 kW, 40 % eine Leistung von 40 bis 1.000 kW und 20 % eine Leistung größer 1.000 kW aufweisen werden. Dies gilt jedoch nur solange, wie die PV im Rahmen des EEG gefördert wird. Sobald die Förderung eingestellt wird ist zu erwarten, dass insbesondere diejenigen PV-Anlagen und Standorte noch zugebaut werden, die einen hohen Eigenverbrauchsanteil erreichen können.

TABELLE 9-4: ENTWICKLUNG UND PROGNOSE DES ANTEILS DES ZUBAUS VON PHOTOVOLTAIK NACH ANLAGENGRÖÖE

Leistungsklasse	Ist			Prognose (bei Förderung der PV)					
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
< 10 kW	12%	9%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
10 kW bis 40 kW	38%	32%	25%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
40 kW bis 1000 kW	32%	40%	34%	40%	40%	40%	40%	40%	40%
> 1000 kW	17%	19%	31%	20%	20%	20%	20%	20%	20%

Quelle: bis 2011: ÜNB (2012a); ab 2012: Eigene Berechnungen

¹⁰² Durch eine kleinere Dimensionierung der PV-Anlage könnte der Eigenverbrauchsanteil erhöht werden. Die Höhe der Vergütungssätze für eingespeisten PV-Strom setzt jedoch Anreize, die verfügbare Fläche mit einer möglichst hohen Leistung auszustatten. Sobald die Förderung des eingespeisten Stroms wegfällt, ist eine kleinere Dimensionierung der Anlagen zu erwarten.

Um den Zubau von PV-Anlagen in Deutschland in den nächsten Jahren abschätzen zu können, wurde auf Basis der bereits dargestellten Annahmen die mögliche Renditeentwicklung einzelner Leistungsklassen bis 2017 analysiert. Dazu wurde zunächst der Zusammenhang der Rendite und des Zubaus an PV-Anlagen für die Jahre ab 2009 untersucht. Dabei hat sich ein eindeutiger Zusammenhang zwischen Rendite und Höhe des Zubaus gezeigt. Dieser Zusammenhang dient als Grundlage für die Prognose des Zubaus bis 2017.

Für die Prognose bis 2013 sowie die Mittelfristprognose bis 2017 wurden in Ergänzung zu den bereits beschriebenen Auswertungen folgende Informationsquellen bzw. Auswertungen herangezogen:

- Rahmenbedingungen des aktuellen EEG und Zubauentwicklung der vergangenen Jahre: Es wurde eine statistische Auswertung der EEG-Stammdaten vorgenommen.
- Prognosen veröffentlichter Studien: Hierbei wurden insbesondere der Nationale Aktionsplan Erneuerbare Energien sowie die BMU-Leitstudie berücksichtigt.
- Experteninterview mit der Fachzeitschrift Photon.¹⁰³
- Diverse Pressemitteilungen und Zeitungsartikel.

9.2.1 Jahresprognose 2013

Die Prognosen der Entwicklung des jährlichen Zubaus sowie der installierten Leistung Ende 2013 sind in Tabelle 9-5 dargestellt. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Im Trend-Szenario wird für 2012 ein Zubau von knapp 7,7 GW prognostiziert. Damit liegt der Zubau etwas höher als 2011. Bereits bis Ende August 2012 wurden Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 5,2 GW zugebaut. Für den September 2012 wird ein Zubauppeak erwartet, da dann eine EEG-Übergangsfrist für Großanlagen abläuft. In 2013 wird ein gegenüber 2012 leicht sinkendes, jedoch weiterhin hohes Zubauniveau erwartet, da davon ausgegangen wird, dass sich aufgrund bestehender Überkapazitäten auf der Angebotsseite und teilweise wegbrechender Absatzmärkte wie bspw. Italien die Systempreise noch weiter sinken werden. Gleichzeitig wird davon ausgegangen, dass die Renditen für Projektentwickler trotz deutlich geringerer EEG-Vergütungen nur moderat sinken werden. Insgesamt wird daher für 2013 ein Zubau von 6,5 GW unterstellt, womit sich Ende 2013 eine installierte PV-Gesamtkapazität von knapp 39 GW ergibt.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen Szenario wird sowohl für 2012 als auch für 2013 ein im Vergleich zum Trend-Szenario höherer Zubau unterstellt. Dabei wird insbesondere davon ausgegangen, dass die Systempreise für PV-Anlagen gegenüber dem Trend-Szenario stärker sinken werden. Umgekehrt wird im unteren Szenario erwartet, dass die Systempreise vergleichsweise langsam sinken. Für 2013 wird im unteren Szenario des Weiteren angenommen, dass in einzelnen Regionen zusätzliche Strafzölle auf importierte PV-Module verhängt werden, die wiederum zu steigenden Systempreisen führen wür-

¹⁰³ Schüßler, B. (2012).

den. Insgesamt ergibt sich somit eine Bandbreite für den jährlichen Zubau zwischen rund 6,8 und 8,8 GW in 2012 und 3,7 und 8,5 GW in 2013.

TABELLE 9-5: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG VON PHOTOVOLTAIK BIS 2013

		Einheit	2011 (Ist)	2012	2013
Trend-Szenario	Zubau	MW	7.231	7.682	6.508
	Leistung zum Jahresende	MW	24.785	32.467	38.975
Oberes Szenario	Zubau	MW	7.231	8.753	8.500
	Leistung zum Jahresende	MW	24.785	33.538	42.038
Unteres Szenario	Zubau	MW	7.231	6.840	3.740
	Leistung zum Jahresende	MW	24.785	31.625	35.366

Quelle: Daten für 2011: ÜNB(2012a); Daten für 2012/2013: Eigene Berechnungen

Im Vergleich prognostiziert die BMU-Leitstudie¹⁰⁴ einen jährlichen Zubau von PV-Anlagen in Höhe von rund 4 GW (2012) und 3,4 GW (2013). Im Rahmen des Nationalen Aktionsplans Erneuerbare Energien geht die Bundesregierung¹⁰⁵ von einem jährlichen Zubau von 3,5 GW für die Jahre 2012 und 2013 aus. Expertenbefragungen sowie die Auswertung der Prognosen weiterer Marktforschungsunternehmen haben ergeben, dass der prognostizierte Zubau als realistisch eingeschätzt werden kann. So geht die Fachzeitschrift Photon von einem Zubau von mehr als 8 GW für 2012 und einem gleichbleibenden Niveau für 2013 aus.¹⁰⁶ Das Marktforschungsunternehmen IHS iSuppli¹⁰⁷ rechnet für 2012 mit einem Zubau von 7,3 GW und für 2013 mit einem sinkenden Niveau.

9.2.2 Mittelfristprognose bis 2017

Tabelle 9-6 zeigt die Prognosen der Entwicklung des jährlichen Zubaus sowie der installierten Leistung zum Jahresende zwischen 2014 und 2017. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2013. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Bis 2015 wird weiterhin ein hohes Zubauniveau aufgrund weiter sinkender Anlagenpreise erwartet. Das im EEG definierte Gesamtausbauziel von 52 GW wird im Trend-Szenario bereits im Herbst 2015 erreicht. Da nach Erreichen des Ausbauziels die Förderung von PV eingestellt werden soll, ist bis dahin eine Zubau-Endrallye zu erwarten. Investoren werden versuchen kurz vor absehbarem Ende der Förderung noch PV-Anlagen zuzubauen um noch eine Förderung zu erhalten. Daher ist zu erwarten, dass der Zubau in 2015 nochmals deutlich auf mehr als 8 GW ansteigen wird. Die insgesamt installierte PV-Leistung Ende 2015 erreicht knapp 54 GW. Somit liegt die installierte

¹⁰⁴ DLR/Fraunhofer IWES/IfNE (2012).

¹⁰⁵ Bundesregierung (2010).

¹⁰⁶ Schüßler, B. (2012).

¹⁰⁷ IHS iSuppli (2012).

Leistung Ende des Jahres deutlich oberhalb des Ausbauziels. Begründet wird dies damit, dass erst in dem zweiten Monat nach Erreichen einer installierten Leistung von 52 GW keine Vergütung mehr erfolgt. Nach Beendigung der Förderung wird angenommen, dass der Zubau an PV-Anlagen nicht gänzlich eingestellt wird. Vielmehr ist zu erwarten, dass die PV-Anlagen kleiner dimensioniert werden um somit eine höhere Eigenverbrauchsquote erreicht werden kann. Würde bspw. die Eigenverbrauchsquote auf 50 % ansteigen, so könnte eine Anlage auch noch dann wirtschaftlich betrieben werden, wenn die Stromerzeugungskosten rund die Hälfte der alternativen Strombezugskosten (die durch den Eigenverbrauch eingespart werden könnten) betragen würden. Für den Zubau nach Auslaufen der Förderung wird daher angenommen, dass dieser im Trend-Szenario jährlich 500 MW betragen wird. Bis 2017 wird daher eine installierte Leistung aus PV-Anlagen von knapp 55 GW erwartet.

- **Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen Szenario wird im Vergleich zum Trend-Szenario ein insgesamt höheres Zubauniveau angenommen. Es wird erwartet, dass die Anlagenpreise nochmals stärker sinken werden und die Investitionsbedingungen insgesamt attraktiver sind. Hier wird das Gesamtausbauziel von 52 GW bereits im Frühjahr 2015 erreicht. Daher wird erwartet, dass die Zubau-Endrallye bereits im Jahr 2014 beginnen wird. Nach Auslaufen der Förderung wird analog zum Trend-Szenario angenommen, dass sich der Zubau mit jährlich 600 MW durch Optimierung des Eigenverbrauchs auf moderatem Niveau weiter fortsetzt. Bis 2017 wird prognostiziert, dass rund 56,5 GW PV-Leistung installiert sein wird. Im unteren Szenario wird hingegen unterstellt, dass sich die Investitionsbedingungen für PV-Anlagen in den nächsten Jahren weniger günstig entwickeln werden als in den anderen beiden Szenarien. So könnten bspw. zunehmende Importzölle für PV-Module in einzelnen Ländern/Regionen dazu führen, dass die Anlagenpreise weltweit weniger stark sinken werden. Für die Jahr 2014 und 2015 wird ein Zubau von rund 4 GW unterstellt. Das Erreichen des Gesamtausbauziels wird in diesem Szenario erst für Herbst 2016 erwartet und somit deutlich später als in den anderen beiden Szenarien. Trotz des geringeren Zubauniveaus wird auch in diesem Szenario eine Zubau-Endrallye für 2016 erwartet. Nach Erreichen der Fördergrenze wird ein weiterer jährlicher Zubau in Höhe von 400 MW unterstellt. Bis 2017 steigt die installierte Kapazität auf rund 54 GW.

TABELLE 9-6: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG VON PHOTOVOLTAIK BIS 2017

		Einheit	2014	2015	2016	2017
Trend-Szenario	Zubau	MW	6.500	8.363	500	500
	Leistung zum Jahresende	MW	45.475	53.838	54.338	54.838
Oberes Szenario	Zubau	MW	9.804	6.497	600	600
	Leistung zum Jahresende	MW	48.779	55.276	55.876	56.476
Unteres Szenario	Zubau	MW	4.000	4.114	6.467	400
	Leistung zum Jahresende	MW	42.975	47.089	53.556	53.956

Quelle: Eigene Berechnungen

Im Vergleich prognostiziert die BMU-Leitstudie¹⁰⁸ eine installierte Kapazität von 44,5 GW in 2017. Im Rahmen des Nationalen Aktionsplans Erneuerbare Energien geht die Bundesregierung¹⁰⁹ von einer installierten Leistung von 41,3 GW aus. Expertenbefragungen haben ergeben, dass der prognostizierte Zubau als realistisch eingeschätzt werden kann. So geht die Fachzeitschrift Photon zumindest bis 2014 von einem sehr hohen Zubau auf derzeitigem Niveau aus.¹¹⁰

9.3 Prognose der Volllaststunden und der Stromerzeugung

Da die Volllaststunden von Photovoltaik jährlich deutlichen Schwankungen unterworfen sind, wird im Rahmen der Prognose zunächst ein typisches Globalstrahlungsjahr definiert. Entsprechend Veröffentlichungen des Deutschen Wetterdienstes¹¹¹ lag die Summe der Globalstrahlung in 2011 im landesweiten Durchschnitt ca. 7 % über dem langjährigen Mittel. Daher wurden die jeweiligen Volllaststunden der von den ÜNB zur Verfügung gestellten Bewegungsdaten des Jahres 2011¹¹² abzüglich der Abweichung gegenüber dem langjährigen Mittel als Grundlage definiert.

Zusätzlich wurde für alle PV-Anlagen eine jährliche Degradation von 0,3 % angenommen.

Für Neuanlagen werden die durchschnittlichen anlagenindividuellen Volllaststunden aus 2011 je Regelzone als Basis unterstellt, jedoch lediglich der ab 2010 in Betrieb genommenen Anlagen. Somit kann berücksichtigt werden, dass neuere Anlagen tendenziell eine höhere Auslastung aufweisen. Diese Volllaststunden werden dann wiederum mit dem ermittelten Faktor zur Berücksichtigung eines langjährigen Durchschnitts skaliert.

¹⁰⁸ DLR/Fraunhofer IWES/IfNE (2012).

¹⁰⁹ Bundesregierung (2010).

¹¹⁰ Schüßler, B. (2012).

¹¹¹ DWD (2012).

¹¹² ÜNB (2012a).

Für das Jahr 2013 ergeben sich somit Volllaststunden für Neuanlagen zwischen 975 und 1.030. Für die Folgejahre wird unterstellt, dass die Volllaststunden für Neuanlagen aufgrund technologischen Fortschritts jährlich um 5 Stunden ansteigen werden.

Die monatliche Verteilung der Volllaststunden basiert grundsätzlich auf öffentlich zugänglichen Globalstrahlungsganglinien.¹¹³ Für jede der berücksichtigten 84 Regionen wurde eine Einspeiseganglinie errechnet.

Die Unsicherheit bzgl. der zukünftigen Entwicklung der Erzeugung wird im Rahmen des oberen und unteren Szenarios abgebildet. Für das obere Szenario wird unterstellt, dass die unterstellten Volllaststunden der einzelnen Regionen um 10 % höher liegen als im Trend-Szenario. Für das untere Szenario wird angenommen, dass die Volllaststunden gegenüber dem Trend-Szenario um 8 % niedriger liegen. Die zugrunde gelegten Abweichungen vom Trend-Szenario basieren auf einer Auswertung der vom Deutschen Wetterdienstveröffentlichten Globalstrahlungsdaten der vergangenen Jahre.

9.3.1 Jahresprognose 2013

Die Prognosen der Entwicklung der monatlichen Volllaststunden und Stromerzeugung sind in Tabelle 9-7 dargestellt. Die Stromerzeugung ergibt sich aus dem Produkt der Leistung zum Monatsende und den jeweiligen Volllaststunden. Dabei sind auch die eigenverbrauchten Strommengen berücksichtigt. Für die monatliche Zubaustruktur wird unterstellt, dass es zukünftig keine Jahresendrallyes geben wird, da die Vergütung in Zukunft monatlich abgesenkt wird.

Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Es zeigt sich eine sehr deutliche saisonale Struktur der Volllaststunden mit deutlich höheren Werten in den Sommermonaten. Für das Jahr 2013 ergibt sich somit insgesamt eine Einspeisung aus Photovoltaikanlagen von rund 34,7 TWh.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen Szenario wird neben einem höheren monatlichen Zubau auch eine höhere monatliche Auslastung unterstellt. Umgekehrt gilt dies analog für das untere Szenario. Die Bandbreite der photovoltaischen Stromerzeugung liegt für 2013 demnach zwischen 29,9 und 40,9 TWh.

¹¹³ JRC (2012).

TABELLE 9-7: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG VON PHOTOVOLTAIK IN DEUTSCHLAND IN 2013

		Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2013
Trend-Szenario	Leistung Monatsende	MW	33.010	33.553	34.095	34.638	35.181	35.723	36.265	36.807	37.350	37.892	38.434	38.975	38.975
	Volllaststunden	h	33	50	78	99	117	128	130	115	90	65	37	25	966
	Stromerzeugung	GWh	1.088	1.677	2.660	3.416	4.104	4.563	4.717	4.245	3.364	2.445	1.413	980	34.674
Oberes Szenario	Leistung Monatsende	MW	34.338	35.121	35.888	36.638	37.371	38.088	38.788	39.471	40.138	40.788	41.421	42.038	42.038
	Volllaststunden	h	36	55	86	109	129	141	144	128	100	71	41	28	1.068
	Stromerzeugung	GWh	1.251	1.941	3.096	3.997	4.822	5.381	5.581	5.035	3.998	2.910	1.683	1.169	40.864
Unteres Szenario	Leistung Monatsende	MW	31.999	32.361	32.712	33.052	33.380	33.697	34.003	34.298	34.582	34.854	35.116	35.366	35.366
	Volllaststunden	h	30	46	72	91	107	117	119	106	83	59	34	23	887
	Stromerzeugung	GWh	969	1.486	2.345	2.994	3.575	3.951	4.061	3.632	2.860	2.065	1.185	817	29.940

Quelle: Eigene Berechnungen.

9.3.2 Mittelfristprognose bis 2017

Tabelle 9-8 zeigt die Entwicklung der Volllaststunden und Stromerzeugung zwischen 2014 und 2017. Die Stromerzeugung ergibt sich aus dem Produkt der Leistung zum Jahresende und den jeweiligen Volllaststunden. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2013. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Bei nahezu konstanten Volllaststunden erhöht sich die Stromerzeugung von Photovoltaikanlagen aufgrund des ansteigenden Zubaus von 41 TWh in 2014 auf 52,9 TWh in 2017. Die sehr moderat schwankenden landesweiten Volllaststunden ergeben sich zum einen dadurch, dass je nach Potenzial regional unterschiedlich zugebaut wird und für die einzelnen Regionen unterschiedliche Volllaststunden hinterlegt sind. Zum anderen führen die Degradation zu einer Verminderung und der Zubau wiederum zu einer Erhöhung der Volllaststunden.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen Szenario wird neben einem höheren monatlichen Zubau auch eine höhere monatliche Auslastung unterstellt. Umgekehrt gilt dies analog für das untere Szenario. Folglich steigt die Stromerzeugung von Photovoltaikanlagen zwischen 2014 und 2017 von 46,5 TWh auf 60,1 TWh im oberen Szenario und von 36,9 TWh auf 47,9 TWh im unteren Szenario.

TABELLE 9-8: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG VON PHOTOVOLTAIK IN DEUTSCHLAND BIS 2017

Szenario	Jahr	Leistung zum Jahresende	Volllaststunden	Stromerzeugung
		(MW)	(h)	(GWh)
Trend-Szenario	2014	45.475	967	41.000
	2015	53.838	969	49.520
	2016	54.338	971	52.541
	2017	54.838	968	52.873
Oberes Szenario	2014	48.779	1.069	46.539
	2015	55.276	1.072	58.682
	2016	55.876	1.073	59.674
	2017	56.476	1.070	60.148
Unteres Szenario	2014	42.975	888	36.903
	2015	47.089	888	39.739
	2016	53.556	892	46.258
	2017	53.956	890	47.871

Quelle: Eigene Berechnungen.

9.4 Prognose der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen

Die Berechnung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen (Festpreisvergütung, Marktprämie, Grünstromprivileg und sonstige Direktvermarktung) erfolgt wie in Kapitel 2.4 dargestellt auf Basis eines Optimierungsmodells. Im Rahmen dieser Modellierung können sich die EEG geförderten Anlagen monatlich entscheiden, welche Vermarktungsform für sie am attraktivsten ist. Dies erfolgt unter Berücksichtigung einer Vielzahl an Rahmenbedingungen, die ebenfalls in Kapitel 2.4 dargestellt und erläutert sind. Als wesentliche Einflussgrößen für Photovoltaik sind folgende Annahmen hinterlegt:

- Vermarktungskosten in der in Tabelle 9-9 dargestellten Höhe bei Inanspruchnahme der Marktprämie, des Grünstromprivilegs oder der sonstigen Direktvermarktung. Durch die vergleichsweise niedrigen Vermarktungskosten im oberen Szenario soll eine möglichst hohe Inanspruchnahme der Marktprämie und damit möglichst hohe Vergütungszahlungen abgebildet werden. Umgekehrt sollen durch die vergleichsweise hohen Vermarktungskosten im unteren Szenario eine möglichst geringe Inanspruchnahme und damit möglichst niedrige Vergütungszahlungen berücksichtigt werden.
- Managementprämie entsprechend des aktuellen Entwurfs der Managementprämienverordnung¹¹⁴ in der in Tabelle 9-9 dargestellten Höhe. Im Rahmen der Prognose wird un-

¹¹⁴ BMU (2012b).

terstellt, dass in 2013 rund 80 % der in die Marktprämie optierenden PV-Anlagen über eine Fernsteuerung verfügen. Daher wird eine durchschnittliche Managementprämie von 7,3 €/MWh unterstellt. Es wird gegenüber Wind Onshore ein deutlich höherer Anteil an fernsteuerbaren PV-Anlagen unterstellt, da eine Umrüstung der PV-Anlagen deutlich kostengünstiger zu realisieren ist als bei Windenergieanlagen.¹¹⁵ Ab 2014 wird angenommen, dass alle in die Marktprämie optierenden Anlagen über eine Fernsteuerung verfügen und daher die höhere Managementprämie erhalten.

- Zusätzliche Erlösmöglichkeit (zusätzlich zum Erlös auf dem Strommarkt) in der in Tabelle 9-9 dargestellten Höhe bei Vermarktung im Rahmen des Grünstromprivilegs
- Strompreis in Höhe der in Kapitel 2 dargestellten Höhe
- Fixierung kleiner PV-Anlagen in der Festpreisvergütung, da davon ausgegangen wird, dass PV-Anlagen mit einer Leistung kleiner 5 MW für Direktvermarkter nicht ausreichend attraktiv sind. Weitere Fixierungen bspw. im Grünstromprivileg oder der sonstigen Direktvermarktung erfolgen nicht.

TABELLE 9-9: ANNAHMEN ZU KOSTEN UND ERLÖSEN VON VERMARKTUNGSOPTIONEN BZGL. PHOTOVOLTAIK

		Einheit	2013	2014	2015	2016	2017
Trend-Szenario	Vermarktungskosten	€/MWh	5,2	5,0	4,8	4,7	4,6
	Managementprämie	€/MWh	7,3	6,0	5,0	5,0	5,0
	zusätzl. Erlösmöglichkeit bei Vermarktung über Grünstromprivileg	€/MWh	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
Oberes Szenario	Vermarktungskosten	€/MWh	4,7	4,5	4,3	4,2	4,1
	Managementprämie	€/MWh	7,3	6,0	5,0	5,0	5,0
	zusätzl. Erlösmöglichkeit bei Vermarktung über Grünstromprivileg	€/MWh	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
Unteres Szenario	Vermarktungskosten	€/MWh	5,7	5,5	5,3	5,2	5,1
	Managementprämie	€/MWh	7,3	6,0	5,0	5,0	5,0
	zusätzl. Erlösmöglichkeit bei Vermarktung über Grünstromprivileg	€/MWh	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0

Quelle: Eigene Berechnungen.

Unter Berücksichtigung der genannten Rahmenbedingungen erfolgt im Modell eine monatliche Optimierung bzgl. der Inanspruchnahme der einzelnen Vermarktungsoptionen.

¹¹⁵ IKEM/Fraunhofer IWES/Fraunhofer ISI/BBH (2012).

9.4.1 Jahresprognose 2013

In Tabelle 9-10 sind die ermittelten monatlichen Erzeugungsmengen der einzelnen Vermarktungsoptionen für das Jahr 2013 dargestellt. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien lassen sich wie folgt begründen:

- **Trend-Szenario:** Der überwiegende Teil der Anlagen wird 2013 in der Festpreisvergütung verbleiben, da sich der Aufwand einer Direktvermarktung für die meisten Anlagen nicht lohnen wird. Jedoch wird davon ausgegangen, dass sich der Anteil derjenigen Anlagen, die ins Marktprämienmodell optieren, in 2013 weiter erhöhen wird. Unter Berücksichtigung einer monatlichen Optimierung ergibt sich für 2013 eine Inanspruchnahme des Marktprämienmodells in Höhe von rund 9 %. Dies sind insbesondere große Dach- und Freiflächenanlagen, für die sich aufgrund ihrer Größe der Aufwand einer Direktvermarktung lohnt.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren im Wesentlichen durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen aufgrund der unterstellten höheren/niedrigeren Volllaststunden bzw. des höheren/geringeren Zubaus.

TABELLE 9-10: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INANSPRUCHNAHME DER VERMARKTUNGSOPTIONEN VON PHOTOVOLTAIK IN DEUTSCHLAND IN 2013

Szenario	Vermarktungsart	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2013
Trend-Szenario	Festpreisvergütung	GWh	937	1.439	2.274	2.909	3.482	3.869	3.994	3.588	2.842	2.061	1.193	827	29.415
	Marktprämie	GWh	92	142	228	294	355	387	397	355	278	202	113	78	2.921
Oberes Szenario	Festpreisvergütung	GWh	1.073	1.657	2.632	3.383	4.066	4.533	4.692	4.225	3.352	2.435	1.410	979	34.436
	Marktprämie	GWh	106	164	263	340	411	450	463	415	326	236	133	91	3.399
Unteres Szenario	Festpreisvergütung	GWh	837	1.280	2.013	2.562	3.051	3.373	3.464	3.094	2.437	1.758	1.011	697	25.577
	Marktprämie	GWh	82	127	202	260	313	340	347	310	241	174	97	66	2.560

Quelle: Eigene Berechnungen.

9.4.2 Mittelfristprognose bis 2017

Die Prognose der jährlichen Erzeugungsmengen der einzelnen Vermarktungsoptionen für den Zeitraum zwischen 2014 und 2017 ist in Tabelle 9-11 dargestellt. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2013. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien lassen sich wie folgt begründen:

- **Trend-Szenario:** Auch mittelfristig wird der Großteil der Erzeugung aus Photovoltaikanlagen in der Festpreisvergütung vermarktet. Bis 2017 steigt die Erzeugungsmenge in dieser Vermarktungsform auf 39,8 TWh. Die Inanspruchnahme der

Markprämie steigt zwischen 2014 und 2017 von 3,6 TWh auf 5,8 TWh. Insbesondere große Dach- und Freiflächenanlagen optieren in das Marktprämienmodell, da sich hier aufgrund ihrer Größe der Aufwand einer Direktvermarktung lohnt. In der sonstigen Direktvermarktung sind diejenigen Anlagen berücksichtigt, die keine Förderung mehr erhalten aber trotzdem nach Erreichen des Gesamtausbauziels zugebaut werden. Diese Menge steigt auf knapp 0,5 TWh in 2017.

- **Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen Szenario wird eine höhere Erzeugungsmenge infolge höherer Volllaststunden bzw. des höheren/geringeren Zubaus unterstellt. Es zeigt sich eine mit dem Trend-Szenario vergleichbare Entwicklung auf einem höheren Niveau. Die nicht mehr geförderten Strommengen in der sonstigen Direktvermarktung steigen auf 0,7 TWh in 2017. Im unteren Szenario zeigt sich, dass die Marktprämie ab 2015 nicht mehr interessant für PV-Anlagen ist. Dies liegt insbesondere an den vergleichsweise hohen Vermarktungskosten in diesem Szenario. Die sonstige Direktvermarktung erfolgt erst ab 2016, da erst ab diesem Jahr ein Zubau ohne Förderung erfolgt.

TABELLE 9-11: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INANSPRUCHNAHME DER VERMARKTUNGSOPTIONEN VON PHOTOVOLTAIK IN DEUTSCHLAND BIS 2017

Szenario	Vermarktungsart	Einheit	2014	2015	2016	2017
Trend-Szenario	Festpreisvergütung	GWh	33.650	39.214	40.478	39.791
	Marktprämie	GWh	3.616	4.520	5.234	5.769
	sonstige Direktvermarktung	GWh	0	9	213	462
Oberes Szenario	Festpreisvergütung	GWh	38.064	45.941	45.546	44.775
	Marktprämie	GWh	4.064	5.300	5.950	6.552
	sonstige Direktvermarktung	GWh	0	94	419	749
Unteres Szenario	Festpreisvergütung	GWh	30.379	35.766	40.671	41.558
	Marktprämie	GWh	3.271	36	48	113
	sonstige Direktvermarktung	GWh	0	0	12	173

Quelle: Eigene Berechnungen.

9.5 Prognose der Vergütungszahlungen

Die Berechnung der Vergütungszahlungen für EEG-Bestandsanlagen erfolgt über die von den ÜNB bereit gestellten Bewegungsdaten der EEG-Anlagen der Jahre 2009 bis 2011.¹¹⁶

Zur Bestimmung der Vergütungssätze für Neuanlagen wurde die in Tabelle 9-4 dargestellte Zubaustuktur berücksichtigt. Die durchschnittlichen mengengewichteten Vergütungssätze für Neuanlagen sind in Tabelle 9-12 dargestellt. Demnach liegen diese in 2013 im Trend-Szenario bei 13,24 €-ct./kWh, im oberen Szenario bei 13,01 €-ct./kWh und im unteren Szenario bei 13,99 €-ct./kWh. Die szenarienspezifischen Vergütungssätze ergeben sich aufgrund des atmenden Deckels im Rahmen des EEG, bei der mit zunehmendem Zubau die Vergütungsdegression ansteigt. Während im Trend-Szenario sowie im oberen Szenario bereits in 2015 aufgrund des Erreichens des Gesamtausbauziels von 52 GW für einige Monate keine Förderung mehr erfolgt, werden im unteren Szenario erst im Laufe des Jahres 2016 keine neuen PV-Anlagen mehr vergütet. Aufgrund der zubauabhängigen Steuerung der Vergütungssätze liegen diese im unteren Szenario höher als in den anderen beiden Szenarien. Aufgrund des geringeren Zubaus erfolgt eine geringere Degression der Fördersätze. Der im Vergleich zum Trend-Szenario höhere mengengewichtete Vergütungssatz im oberen Szenario in 2015 ist das Ergebnis des schnelleren Erreichens des Gesamtausbauziels im Frühjahr 2015 sowie der im EEG vorgesehenen maximalen Vergütungsdegression, welche im oberen Szenario mehrfach erreicht wird.

TABELLE 9-12: ENTWICKLUNG DER DURCHSCHNITTLICHEN EEG-VERGÜTUNGSSÄTZE FÜR PHOTOVOLTAIK

Szenario	Vermarktungsart	Einheit	2013	2014	2015	2016	2017
Trend-Szenario	Festpreisvergütung	€-ct./kWh	13,24	9,78	7,48	0,00	0,00
Oberes Szenario	Festpreisvergütung	€-ct./kWh	13,01	9,62	7,93	0,00	0,00
Unteres Szenario	Festpreisvergütung	€-ct./kWh	13,99	10,13	7,98	7,13	0,00

Quelle: Eigene Berechnungen.

Die gesamten Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung ergeben sich somit aus den individuellen Vergütungszahlungen aller in der Festpreisvergütung verbleibenden EEG-Anlagen sowie aller Vergütungszahlungen zusätzlich in Betrieb genommener Anlagen, sofern diese in der Festpreisvergütung verbleiben.

Die zu zahlenden Marktprämien ergeben sich aus den individuellen Festpreisvergütungssätzen abzgl. der Vermarktungserlöse zzgl. der Managementprämienzahlungen.

Die vermiedenen Netznutzungsentgelte fallen nach § 35 Abs. 2 EEG i. V. m. § 18 StromNEV für die Strommengen in der Festpreisvergütung, der Marktprämie und den Grünstrommengen an

¹¹⁶ ÜNB (2010), ÜNB (2011), ÜNB (2012a).

und sind an die ÜNB auszuzahlen bzw. zu saldieren. Im Rahmen der Prognose wurden für die Bestandsanlagen die individuellen vermiedenen Netznutzungsentgelte des Jahres 2011 unterstellt. Für Neuanlagen wurden die durchschnittlichen vermiedenen Netznutzungsentgelte der Bestandsanlagen der jeweiligen Regelzonen für 2011 angesetzt.

Zusätzlich fallen bei der Photovoltaik zu zahlende Eigenverbrauchsvergütungen an. Da der Eigenverbrauch seit 01. April 2012 nicht mehr vergütet wird, werden hier nur Anlagen berücksichtigt, die vor diesem Datum in Betrieb genommen wurden und tatsächlich Vergütungszahlungen für den Eigenverbrauch erhalten.

9.5.1 Jahresprognose 2013

In den folgenden Tabellen sind die Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung und der Marktprämie sowie die vermiedenen Netznutzungsentgelte und die Vergütungen für den Eigenverbrauch für die einzelnen Szenarien für das Jahr 2013 monatlich dargestellt. Die Einspeisevergütung ergibt sich durch die Summe der Festpreisvergütungen und der Marktprämienzahlungen abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte und zzgl. der Eigenverbrauchsvergütungen.

Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien stellen sich wie folgt dar:

- **Trend-Szenario:** Da der überwiegende Teil der PV-Anlagen in der Festpreisvergütung verbleibt, sind auch die dort anfallenden Vergütungen gegenüber der Marktprämienzahlungen deutlich höher. Die Einspeisevergütungen bestehend aus der Festpreisvergütung, der Marktprämie und der Eigenverbrauchsvergütung abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte saldieren sich in 2013 auf 10,0 Mrd. €.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren insbesondere durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen aufgrund der höheren/niedrigeren Volllaststunden und des höheren/geringeren Zubaus. Im oberen Szenario ergibt sich für 2013 eine Einspeisevergütung bestehend aus der Festpreisvergütung, der Marktprämie und der Eigenverbrauchsvergütung abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte von rund 11,4 Mrd. €. Im unteren Szenario summieren sich die Einspeisevergütungen nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte in 2013 auf insgesamt knapp 9,0 Mrd. €.

TABELLE 9-13: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON PHOTOVOLTAIK IN DEUTSCHLAND IN 2013 IM TREND-SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (vNNE) (Mio. Euro)	zu zahlende Eigenverbrauchsvergütung (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNE (Mio. Euro)
Januar	315,7	20,0	4,8	3,3	334,3
Februar	479,6	31,4	7,4	5,1	508,6
März	750,7	51,7	11,7	8,0	798,6
April	949,2	63,7	15,1	10,2	1.008,0
Mai	1.125,1	76,2	18,1	12,1	1.195,2
Juni	1.242,8	82,1	20,0	13,2	1.318,2
Juli	1.273,7	84,8	20,6	13,4	1.351,3
August	1.135,6	76,5	18,5	11,9	1.205,5
September	894,2	56,4	14,6	9,2	945,3
Oktober	643,8	38,8	10,6	6,6	678,6
November	370,9	22,3	6,1	3,7	390,8
Dezember	256,1	15,4	4,2	2,5	269,8
Jahr 2013	9.437,4	619,3	151,8	99,2	10.004,2

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE 9-14: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON PHOTOVOLTAIK IN DEUTSCHLAND IN 2013 IM OBEREN SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (vNNE) (Mio. Euro)	zu zahlende Eigenverbrauchsvergütung (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNE (Mio. Euro)
Januar	354,7	22,8	5,5	3,7	375,7
Februar	540,2	35,8	8,5	5,7	573,2
März	847,6	59,2	13,6	8,8	902,1
April	1.074,1	73,2	17,5	11,2	1.141,0
Mai	1.275,4	87,5	21,1	13,3	1.355,1
Juni	1.410,8	94,7	23,4	14,6	1.496,6
Juli	1.447,4	97,9	24,2	14,8	1.535,9
August	1.291,7	88,4	21,8	13,1	1.371,5
September	1.017,8	65,2	17,2	10,2	1.076,0
Oktober	733,2	44,7	12,5	7,3	772,6
November	422,5	25,6	7,2	4,1	445,0
Dezember	291,7	17,7	5,0	2,8	307,2
Jahr 2013	10.707,1	712,7	177,6	109,6	11.351,9

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE 9-15: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON PHOTOVOLTAIK IN DEUTSCHLAND IN 2013 IM UNTEREN SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (vNNE) (Mio. Euro)	zu zahlende Eigenverbrauchsvergütung (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNE (Mio. Euro)
Januar	286,4	17,9	4,3	3,1	303,1
Februar	434,1	28,0	6,6	4,7	460,3
März	678,1	46,1	10,4	7,3	721,2
April	855,6	56,7	13,3	9,4	908,4
Mai	1.011,9	67,8	15,9	11,1	1.074,9
Juni	1.115,6	72,9	17,5	12,1	1.183,1
Juli	1.140,8	75,1	17,9	12,3	1.210,4
August	1.015,0	67,6	16,0	10,9	1.077,6
September	797,7	49,9	12,5	8,5	843,5
Oktober	573,1	34,3	9,1	6,0	604,4
November	329,5	19,7	5,2	3,4	347,5
Dezember	227,1	13,5	3,5	2,3	239,5
Jahr 2013	8.464,9	549,5	132,0	91,2	8.973,6

Quelle: Eigene Berechnungen.

9.5.2 Mittelfristprognose bis 2017

Die Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung und der Marktprämie sowie die vermiedenen Netznutzungsentgelte für die einzelnen Szenarien zwischen 2013 und 2017 sind in Tabelle 9-16 dargestellt. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2013. Die Einspeisevergütung nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich durch die Summe der Festpreisvergütungen, der Marktprämienzahlungen und der Eigenverbrauchsvergütung abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien stellen sich wie folgt dar:

- **Trend-Szenario:** Da auch mittelfristig der überwiegende Teil der PV-Anlagen in der Festpreisvergütung verbleibt, fallen verglichen mit den Marktprämienzahlungen deutlich höhere Vergütungen an. Die zu zahlenden Eigenverbrauchsvergütungen bleiben nahezu konstant, da nach März 2012 neu errichtete Anlagen keine Eigenverbrauchsförderung mehr erhalten. Die Einspeisevergütung bestehend aus der Festpreisvergütung, der Marktprämie und der Eigenverbrauchsvergütung abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte steigt von 10,5 Mrd. € in 2014 auf 10,9 Mrd. € in 2017.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Die unterschiedliche Höhe der Vergütungszahlungen im oberen/unteren Szenario ergibt sich insbesondere durch die prognostizierten höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen infolge der unterstellten höheren/niedrigeren Volllaststunden und des höheren/geringeren Zubaus. Es wird prognostiziert, dass die Einspeisevergütung bestehend aus der Festpreisvergütung, der Marktprämie und der Eigenverbrauchsvergütung abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte zwischen

2014 und 2017 von 11,7 Mrd. € auf 12,2 Mrd. € im oberen Szenario und von 9,6 Mrd. € auf 10,3 Mrd. € im unteren Szenario steigt.

TABELLE 9-16: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON PHOTOVOLTAIK IN DEUTSCHLAND BIS 2017

	Jahr	Festpreis- vergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (vNNE) (Mio. Euro)	zu zahlende Eigenverbrauchs- vergütung (Mio. Euro)	Einspeisever- gütung nach Abzug der vNNE (Mio. Euro)
Trend- Szenario	2014	9.882	679	175	99	10.485
	2015	10.294	738	205	99	10.925
	2016	10.345	770	215	99	10.999
	2017	10.228	830	214	98	10.943
Oberes Szenario	2014	10.990	766	198	109	11.668
	2015	11.610	842	241	109	12.320
	2016	11.538	878	242	109	12.283
	2017	11.408	950	241	109	12.226
Unteres Szenario	2014	9.057	613	158	91	9.603
	2015	9.986	6	168	91	9.915
	2016	10.342	7	191	91	10.248
	2017	10.362	16	196	90	10.272

Quelle: Eigene Berechnungen.

10 Zusammenfassende Gesamtbetrachtungen

10.1 Prognose der installierten Leistung

Die Entwicklung der installierten Leistung von im Rahmen des EEG vergütungsberechtigten Stromerzeugungsanlagen im Zeitraum 2007 bis Ende 2011 ist in Abbildung 10-1 dargestellt. Die Daten beruhen auf Auswertungen der von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten EEG-Anlagenstammdaten¹¹⁷. Ergänzt wird diese Darstellung durch die im Rahmen dieses Gutachtens erstellte Zubau- und Stilllegungsprognose für die Jahre 2012 bis 2017 für das Trend-Szenario. Es zeigt sich, dass in den letzten Jahren der Anteil an Stromerzeugungsanlagen aus Erneuerbaren Energien stetig angestiegen ist und sich bis Ende 2017 gegenüber 2007 mehr als verdreifachen wird. Während in 2007 Wind Onshore der bedeutendste regenerative Energieträger im EEG darstellte, nahm die Photovoltaik innerhalb der vergangenen Jahre einen zunehmenden Stellenwert ein. Wir erwarten, dass Ende 2012 die installierte Leistung der Photovoltaik diejenige der Windenergie übersteigt.

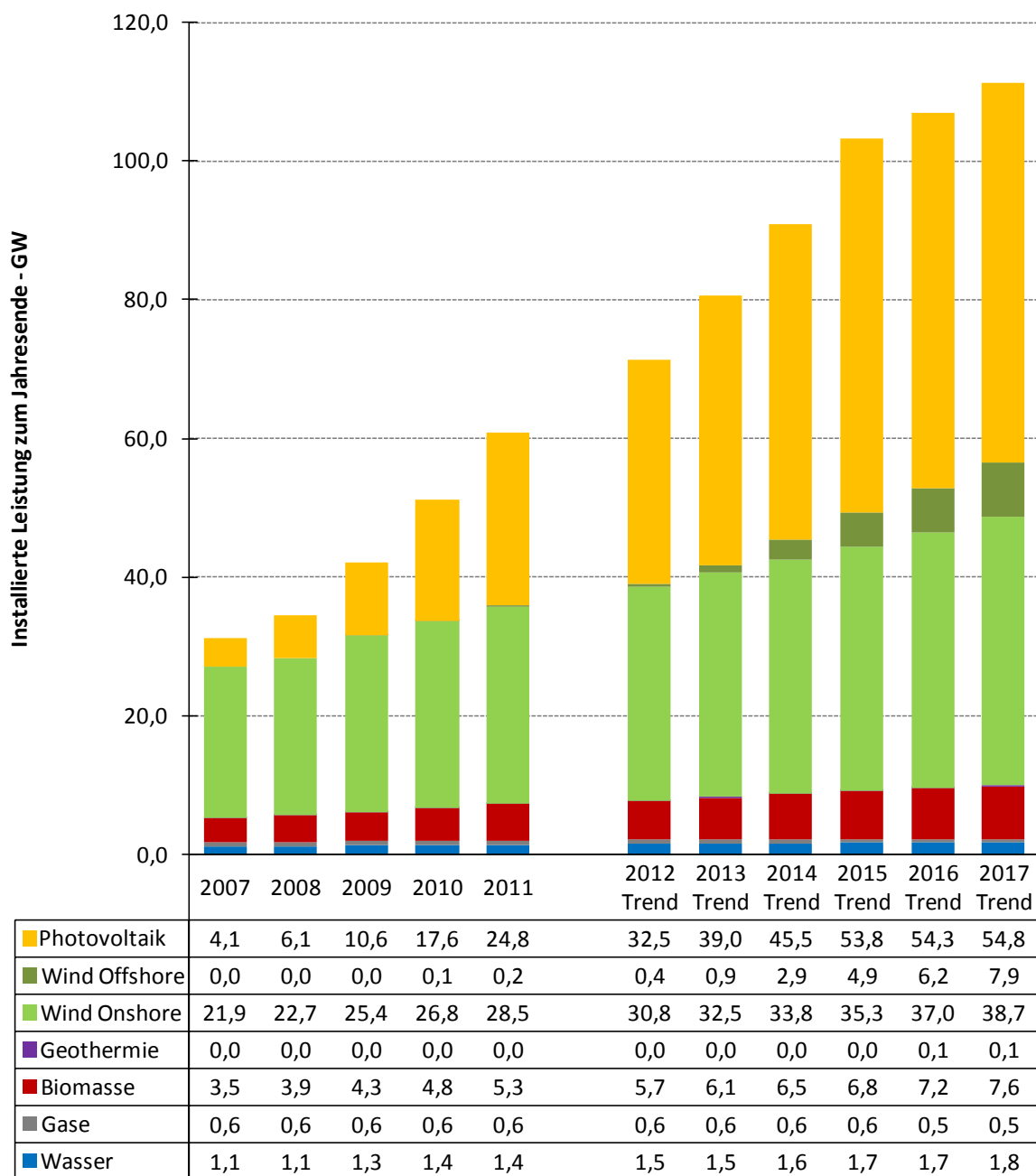
Für die Prognose für den Zeitraum zwischen 2012 und 2017 gehen wir bei den Energieträgern Wasser, Biomasse, Windenergie On- und Offshore sowie Photovoltaik und Geothermie von einem anhaltenden Wachstum der installierten Leistung aus, wobei sich die Zubauraten je nach Energieträger allerdings deutlich unterscheiden.

Dabei wird das stärkste Wachstum aufgrund erwarteter weiter sinkender Anlagenpreise bei der Photovoltaik gesehen. Bis 2015 wird erwartet, dass das im EEG verankerte Gesamtausbauziel der Photovoltaik in Höhe von 52 GW erreicht wird. Es ist damit zu rechnen, dass die Vorgabe eines Gesamtausbauziels zu einer Zubau-Endrallye kurz vor Erreichen dieses Ziels führen wird. Damit verbunden ist ein Ende der Förderung dieser Technologie. Für die Folgejahre wird jedoch davon ausgegangen, dass trotz Beendigung der Förderung ein weiteres moderates Wachstum bestehen bleiben wird, da bei Optimierung des Eigenverbrauchs ein wirtschaftliches Betreiben der Anlagen möglich ist.

Ebenfalls einen weiteren erheblichen Zuwachs an installierter Leistung wird bei der Windenergie erwartet. Für Wind Onshore werden sich mittelfristig insbesondere die derzeitigen Überarbeitungen der regionalen Flächennutzungspläne und die damit einhergehenden neuen Flächenausweisungen für Windstandorte positiv auswirken. Bei Wind Offshore wird prognostiziert, dass diese Technologie zunehmend an Fahrt aufnimmt. Bis 2017 wird bereits eine installierte Leistung von 7,9 GW erwartet. Die restlichen Energieträger werden mit Zubauraten kleiner 500 MW pro Jahr eingeschätzt.

¹¹⁷ ÜNB (2012a).

ABBILDUNG 10-1: ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG IM TREND-SZENARIO



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis ÜNB (2012a) und eigene Berechnungen.

10.2 Prognose der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen

Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, welche im Rahmen des EEG gefördert wird, erfuhr in den Jahren zwischen 2007 und 2011 einen deutlichen Anstieg, wie Abbildung 10-2 zu entnehmen ist. Dargestellt sind hier die in den von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten Jahresabrechnungen¹¹⁸ enthaltenen Daten sowie die von uns im Rahmen dieses Gutachtens erstellte Prognose der Stromerzeugung¹¹⁹ für die Jahre bis 2017 für das Trend-Szenario. Dabei zeigt sich die bedeutende Rolle der Onshore Windenergie. Mit rund 48 TWh stellt sie trotz anhaltenden Wachstums der anderen Energieträger auch im Jahr 2011 den höchsten Beitrag der EE-Stromerzeugung. Ebenfalls einen maßgeblichen Beitrag an der EE-Stromerzeugung leistete im Jahr 2011 die Biomasse mit 28 TWh.

Mittelfristig wird für die Photovoltaik neben der Offshore Windenergie das stärkste Wachstum in der Stromerzeugung erwartet. Bereits für 2013 wird erwartet, dass die PV nach der Onshore Windenergie die zweitbedeutendste EE-Technologie sein wird.

Für Wind Offshore wird ebenfalls ein rasantes Wachstum prognostiziert, so dass die Stromerzeugung bis 2017 auf knapp 29 TWh ansteigt.

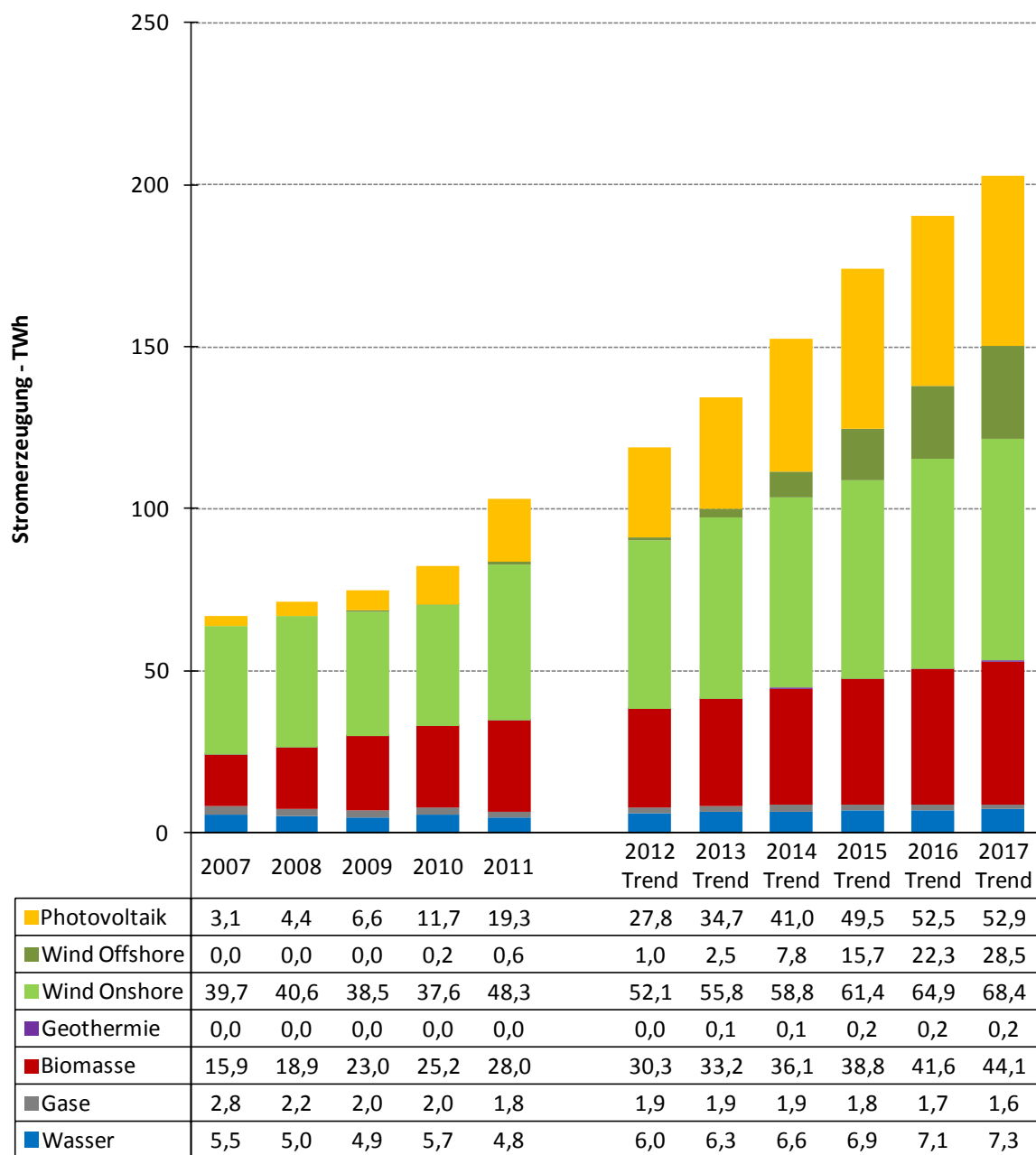
Bei der Biomasse und der Onshore Windenergie ist ein kontinuierliches Wachstum auf hohem Niveau zu erwarten. Beide Technologien steigern zwischen 2012 und 2017 demnach ihre Stromerzeugung um rund 30 TWh.

Bei den restlichen Energieträgern wird von einem deutlich geringeren Zuwachs bzw. einem Rückgang der Erzeugungsmengen ausgegangen.

¹¹⁸ EEG/KWK-G (2012a).

¹¹⁹ Für Photovoltaik sind auch die eigenverbrauchten Strommengen enthalten.

ABBILDUNG 10-2: ENTWICKLUNG DER EEG-STROMERZEUGUNG IM TREND-SZENARIO



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis EEG/KWK-G (2012a) und eigene Berechnungen.

10.3 Prognose der Inanspruchnahme der unterschiedlichen Vermarktungsmodelle

Mit dem Ziel der Heranführung der EEG-Anlagen an den wettbewerblichen Strommarkt, wurden in den vergangenen Jahren vermehrt Optionsmöglichkeiten für eine Direktvermarktung im Rahmen des EEG geschaffen, so dass ein EEG-Anlagenbetreiber derzeit monatlich zwischen folgenden Vermarktungsmodellen wählen kann:

- Festpreisvergütung,
- Marktprämienmodell,
- Grünstromprivileg,
- und sonstige Direktvermarktung.

Da diese unterschiedlichen Vermarktungsformen von EE-Strom zu maßgeblichen Unterschieden in den umzulegenden Förderkosten für Erneuerbare Energien führen, wurde im Rahmen dieses Gutachtens eine Methodik¹²⁰ entwickelt und eingesetzt, welche diese Vermarktungsmengen für die unterschiedlichen Energieträger ermittelt. Dabei sind neben den Rahmenbedingungen des EEG auch weitere energiewirtschaftliche Bestimmungsfaktoren wie bspw. die Entwicklung der Strompreise in die Analysen eingeflossen. Das Ergebnis dieser Berechnungen für die Prognosejahre 2013 bis 2017 (Trend-Szenario) sind in Abbildung 10-3 dargestellt.

Wie Abbildung 10-3 zeigt, sind die Vermarktungsmodelle für die jeweiligen Energieträger unterschiedlich attraktiv. Dabei hängt diese Attraktivität von diversen Faktoren wie bspw. der Höhe der Festpreisvergütung, Höhe von Ausgleichsenergiekosten sowie Flexibilität und Steuerbarkeit von unterschiedlichen EE-Anlagen ab.

Für die im Rahmen des EEG geförderten Wasserkraftanlagen wird eine weiter ansteigende Inanspruchnahme der Marktprämie erwartet. Lediglich kleinere Anlagen verbleiben in der Festpreisvergütung, da diese nicht ausreichend attraktiv für eine Direktvermarktung sind. Die Inanspruchnahme des Grünstromprivilegs wird bis 2017 nahezu unverändert bleiben.

Für die Gase wird ein deutlicher Anstieg der Inanspruchnahme des Grünstromprivilegs prognostiziert. Dies resultiert insbesondere durch die steigenden Strompreise. Von allen EEG-Technologien besitzen die Gase somit die größte Attraktivität für das Grünstromprivileg. Analog zu Wasser verbleiben lediglich kleinere Anlagen in der Festpreisvergütung.

Die Biomasseanlagen werden in den nächsten Jahren entsprechend der Prognose zunehmend in die Marktprämie optieren. Ein Teil dieser Anlagen wird vermehrt versuchen durch eine zunehmend bedarfsgerechte Einspeisung ihre Wertigkeit zu erhöhen. Dadurch steigt die Attraktivität des Marktprämienmodells.

Für die geothermische Stromerzeugung wird erwartet, dass diese vollständig in der Festpreisvergütung verbleiben wird, da die Anlagen aufgrund großer Unsicherheiten bzw. Probleme bzgl. der Betriebsführung noch nicht attraktiv genug für Direktvermarkter sind.

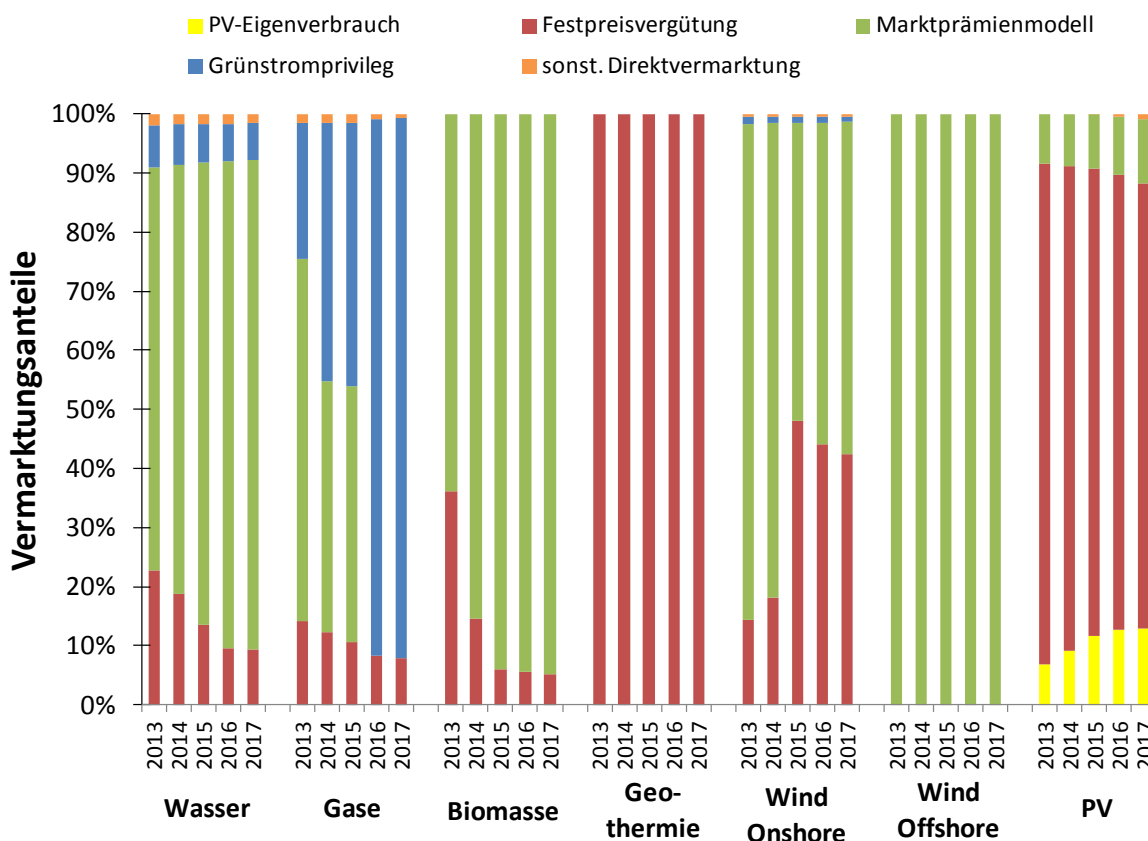
¹²⁰ Die genaue Methodikbeschreibung erfolgt in den jeweils vorangegangenen Kapiteln dieses Gutachtens.

Die Attraktivität des Marktprämienmodells sinkt für Wind Onshore im Trend-Szenario zwischen 2013 und 2015 wieder. Während in 2013 mehr als 80 % der Stromerzeugung über das Marktprämienmodell vermarktet wird, sinkt dieser Anteil bis 2015 auf rund 50 %. Diese Minderung liegt insbesondere an der deutlichen Absenkung der Managementprämie bis 2015. Nach 2015 wird wiederum erwartet, dass die Inanspruchnahme der Marktprämie wieder ansteigt aufgrund unterstellter weiter abnehmender Vermarktungskosten.

Für den Prognosezeitraum optieren alle Wind Offshore-Anlagen ins Marktprämienmodell, da diese die attraktivste Vermarktungsoption darstellt.

Für Photovoltaikanlagen wird die Festpreisvergütung auch weiterhin die wesentliche Vermarktungsoption darstellen. Die Marktprämie wird lediglich für große Dachanlagen und Freiflächenanlagen attraktiv sein. Weiter ansteigen wird der Anteil des Eigenverbrauchs auf bis zu 13 % in 2017.

ABBILDUNG 10-3: INANSPRUCHNAHME DER UNTERSCHIEDLICHEN VERMARKTUNGSFORMEN VON EE-STROM IM JAHR 2013 IM TREND-SZENARIO



Quelle: Eigene Berechnungen.

10.4 Prognose der EEG-Einspeisevergütungen und vermiedenen Netznutzungsentgelte

Ein wesentlicher (aber nicht der einzige) Bestandteil zur Berechnung der EEG-Umlage sind die direkten Kosten der Förderung der Erneuerbaren Energien. Diese gesamten Einspeisevergütungen entsprechen der Summe der Vergütungszahlungen im Festpreisvergütungssystem und im Marktprämienmodell. Davon abzuziehen sind die vermiedenen Netznutzungsentgelte.

In Abbildung 10-4 ist die Entwicklung der gesamten Einspeisevergütungen sowie – mit negativem Vorzeichen – die Entwicklung der vermiedenen Netznutzungsentgelte im Zeitraum 2007 bis Ende 2011¹²¹ dargestellt. Ergänzt wird diese Darstellung durch die im Rahmen dieses Gutachtens entwickelten Erwartungen für die Jahre 2012 bis 2017.

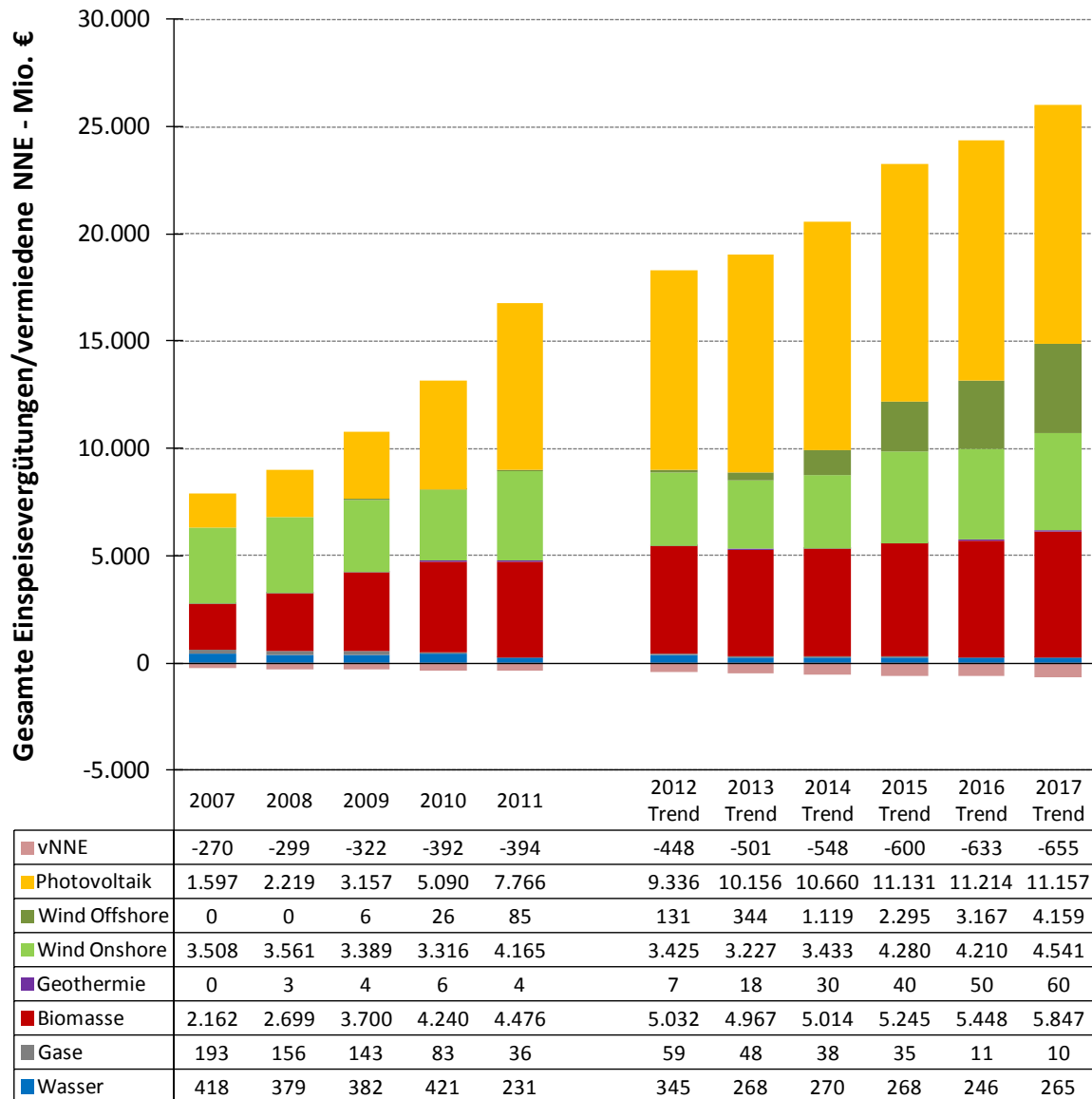
Im Jahr 2011 wurde die Photovoltaik mit rund 7,8 Mrd. € am stärksten gefördert, gefolgt von der Biomasse mit 4,5 Mrd. € und der Onshore Windenergie mit 4,2 Mrd. €. Die Förderung der restlichen Energieträger fiel im Vergleich dazu deutlich niedriger aus.

Für die Prognose der gesamten Einspeisevergütungen in den Jahren 2012 bis 2017 müssen zwei Effekte berücksichtigt werden. Auf der einen Seite führt der Zubau an neuen EEG-berechtigten Stromerzeugungsanlagen zu einem Anstieg der gesamten Zahlungen. Auf der anderen Seite kann die Optionsmöglichkeit in der Direktvermarktung zu einem Rückgang der Einspeisevergütungen führen, da in der Direktvermarktung im Gegensatz zur Festpreisvergütung keine Vermarktungserlöse beinhaltet sind. Dieser zweite Effekt dominiert beispielsweise bei den prognostizierten Einspeisevergütungen der Onshore Windenergie (Rückgang in 2012 um 0,7 Mrd. € und 2013 um 0,2 Mrd. €). An dieser Stelle ist anzumerken, dass ein Rückgang der Einspeisevergütungen nicht automatisch zu einer Verringerung der EEG-Umlage führen muss.

Die gesamten Vergütungszahlungen abzüglich der vermiedenen Netzentgelte steigen von rund 16 Mrd. € in 2011 auf rund 25 Mrd. € in 2017 an. Einen wesentlichen Beitrag zu dieser Erhöhung trägt die Photovoltaik, die Offshore Windenergie sowie die Biomasse.

¹²¹ EEG/KWK-G (2012a).

ABBILDUNG 10-4: ENTWICKLUNG DER GESAMTEN EINSPEISEVERGÜTUNGEN UND DER VERMIEDENEN NETZ-NUTZUNGSENTGELTE IM TREND-SZENARIO



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis EEG/KWK-G (2012a) und eigene Berechnungen.

11 Literaturverzeichnis

BEE Bundesverband Erneuerbarer Energien (2009)

Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche für Deutschland. Berlin, 2009, im Internet unter
http://www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/studien/2010/100125_BEE-Roadmap_AusbauEE_2020.pdf.

BMU Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2011)

Erfahrungsbericht zum Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht), Mai 2011.

BMU Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2012a) Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland, Excel-Datei, Berlin, 2012.

BMU Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2012b)

Entwurf „Verordnung über die Höhe der Managementprämie für Strom aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie (Managementprämienverordnung – MaPrV). Stand: 24. August 2012. Berlin, August 2012.

BSW Bundesverband Solarwirtschaft (2012)

Preisindex Solaranlagen, im Internet unter
http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/Grafiken/pdf/BSW_Preisindex_120815.pdf.

Bundesnetzagentur (2012)

Photovoltaikanlagen: Datenmeldungen sowie EEG-Vergütungssätze, Excel-Dateien mit Meldungen zwischen Januar 2009 und August 2012.

Bundesregierung (2010)

Nationaler Aktionsplan für Erneuerbare Energien gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Berlin, 2010.

DBFZ Deutsches BiomasseForschungszentrum gGmbH (2012)

Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse, Leipzig, März 2012.

DLR/Fraunhofer IWES/IfNE (2012)

Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global (BMU-Leitstudie), März 2012.

Drochner, U. (2012)

Fachverband Biogas e.V.: Telefonische Auskunft, 13.09.2012.

DWD Deutscher Wetterdienst (2012)

Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland – Abweichung der Jahressumme 2011 zum langjährigen Mittel.

EEG / KWK-G (2012a)

Internetplattorm der deutschen Übertragungsnetzbetreiber: Jahresabrechnungen 2004 bis 2009, August 2012, im Internet unter
http://www.eeg-kwk.net/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm.

EEG / KWK-G (2012b)

Internetplattorm der deutschen Übertragungsnetzbetreiber: EEG-Anlagenstammdaten mit Angaben über monatliche Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der Marktprämie, der Erfüllung des Grünstromprivilegs und der sonstigen monatlichen Vermarktung, Excel-Datei, im Internet unter
<http://www.eeg-kwk.net/de/Monatsprognosen.htm>.

Fraunhofer IWES (2012)

Wind-Index zur Beurteilung des langfristigen Windenergieangebots, im Internet unter
http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=255&lang=de

Geox (2012)

Geox GmbH 2012, Betriebsdaten, Landau, im Internet unter
<http://www.geox-gmbh.de/media/Downloadbereich/Betriebsdaten.pdf>.

Geothermie Unterhaching (2012)

Daten und Fakten, Unterhaching, im Internet unter
https://www.geothermie-unterhaching.de/cms/geothermie/web.nsf/id/pa_daten_fakten.html.

Hegele, H. (2012)

Wirtschaftsforum Geothermie: Telefonische Auskunft, 17.09.2012.

Heilig, H.-D. (2012)

IGW Interessengemeinschaft Wasserkraft Baden-Württemberg e.V.: Telefonische Auskunft, 17.09.2012.

IE Institut für Energetik und Umwelt gGmbH / Prognos AG (2006)

Auswirkungen der Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes hinsichtlich des Gesamtvolumens der Förderung, der Belastung der Stromverbraucher sowie der Lenkungswirkung der Fördersätze für die einzelnen Energiearten. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Leipzig, November 2006.

IHS iSuppli (2012)

Photovoltaik in Deutschland: 4,37 Gigawatt Zubau im ersten Halbjahr; IHS prognostiziert 7,3 GW für das Gesamtjahr. Meldung vom 03. August 2012, Quelle: IHS iSuppli, Hrsg.: solarserver.de@Heindl Server GmbH, im Internet unter <http://www.solarserver.de/solar-magazin/nachrichten/aktuelles/2012/kw31/photovoltaik-in-deutschland-437-gigawatt-zubau-im-ersten-halbjahr-ih-prognostiziert-73-gw-fuer-das-gesamtjahr.html>.

IKEM/Fraunhofer IWES/Fraunhofer ISI/BBH (2012)

Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen. Kurzgutachten im Rahmen des Projektes „Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien“, Juli 2012.

Ingenieurbüro Floecksmühle (2011)

Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2011 gemäß § 65 EEG im Auftrag des BMU; Vorhaben IId Spartenspezifisches Vorhaben Wasserkraft. Endbericht, Juni 2011.

IWR (2012)

Der IWR Windertragsindex für Regionen, im Internet unter <http://www.iwr.de/wind/wind/windindex/index.html>.

JRC Joint Research Centre (2012)

Solar resource data and tools for an assessment of photovoltaic systems, im Internet unter <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/solrad/index.htm>.

Lohkamp, H.J. (2012)

Interessenverband Grubengas e. V.: Telefonische Auskunft, 17.09.2012.

Neddermann, B. (2012)

Deutsches Windenergie-Institut (DEWI): Telefonische Auskunft, 02.08.2012.

Schroth, G. (2012)

Bundesverband Windenergie e.V.: Telefonische Auskunft, 08.08.2012.

Schüßler, B. (2012)

Fachzeitschrift „Photon“: Telefonische Auskunft, 26.07.2012.

Sensfuß, F./Ragwitz, M. (2007)

Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel-Analyse für das Jahr 2006-, Gutachten des Fraunhofer Instituts für System- und Innovationsforschung für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 30. April 2007.

Übertragungsnetzbetreiber (2010)

Anlagenstammdaten und Bewegungsdaten zum Datenstand 31.12.2009 der 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH vom Juli 2010. Dortmund, Bayreuth, Berlin, Stuttgart, Juli 2010.

Übertragungsnetzbetreiber (2011)

Anlagenstammdaten und Bewegungsdaten zum Datenstand 31.12.2010 der 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH vom Juli 2011. Dortmund, Bayreuth, Berlin, Stuttgart, Juli 2011.

Übertragungsnetzbetreiber (2012a)

Anlagenstammdaten und Bewegungsdaten zum Datenstand 31.12.2011 der 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH vom Juli 2012. Dortmund, Bayreuth, Berlin, Stuttgart, Juli 2012.

Übertragungsnetzbetreiber (2012b)

Stündliche Einspeiseganglinien der einzelnen Regelzonen nach Technologie für die Jahre 2009 bis 2011. Dortmund, Bayreuth, Berlin, Stuttgart, Juli 2012.

Ziegler, M. (2012)

Photovoltaik macht große Schritte in Richtung Wettbewerbsfähigkeit. Artikel in der photovoltaik-guide.de vom 22. Juni 2012, im Internet unter <http://www.photovoltaik-guide.de/photovoltaik-macht-grosse-schritte-in-richtung-wettbewerbsfaehigkeit-25815>.