



Leipziger Institut
für Energie

ENDBERICHT

Mittelfristprognose zur deutschland- weiten Stromerzeugung aus EEG- geförderten Kraftwerken für die Ka- lenderjahre 2017 bis 2021

Auftraggeber:

50Hertz Transmission GmbH

Amprion GmbH

TenneT TSO GmbH

TransnetBW GmbH

Leipzig, 05.10.2016

Projektpartner:

Energy Brainpool GmbH



Energy Brainpool

Impressum

Auftraggeber

50Hertz Transmission GmbH

Heidestraße 2

10557 Berlin

Amprion GmbH

TenneT TSO GmbH

TransnetBW GmbH

Auftragnehmer

Leipziger Institut für Energie GmbH

Lessingstraße 2

04109 Leipzig

Unterauftragnehmer

Energy Brainpool GmbH & Co. KG

Brandenburgische Str. 86/87

10713 Berlin

Ein Unternehmen der 
Technischen Universität Hamburg-Harburg
und der TuTech Innovation GmbH

Projektleiter

Matthias Reichmuth

Telefon 03 41 / 22 47 62 25

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

Mitarbeit

Marcel Ebert (IE Leipzig)

Alexander Fernahl (Energy Brainpool)

Philipp Götz (Energy Brainpool)

Dr. Sebastian Janczik (IE Leipzig)

Thorsten Lenck (Energy Brainpool)

Christian Lorenz (IE Leipzig)

Kyriakos Louca (IE Leipzig)

Anne Scheuermann (IE Leipzig)

Alexander Schiffler (IE Leipzig)

Laufzeit

Juni 2016 bis Oktober 2016

Datum

Leipzig, 05.10.2016

Inhaltsverzeichnis

1 Zusammenfassung	1
2 Methodik	6
2.1 Vorgehensweise	6
2.2 Definition der Szenarien	8
2.3 Leistungsentwicklung, Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung	8
2.4 Veräußerungsformen und Zahlungen	9
2.5 Bestimmung des Marktwertes	11
2.5.1 Stromnachfrage	12
2.5.2 Kraftwerke	12
2.5.3 Im- und Export	13
2.5.4 Erneuerbare Energien	13
2.5.5 Datenquellen	13
2.5.6 Ergebnisse der Strompreismodellierung	15
3 Mittelfristprognosen für EEG-geförderte Anlagen	16
3.1 Wasserkraft	16
3.1.1 Analyse der bisherigen Entwicklung	16
3.1.2 Leistungsentwicklung 2016 bis 2021	17
3.1.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2021	18
3.1.4 Marktwertfaktoren	20
3.1.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2021	20
3.1.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2021	22
3.1.7 Zusammenfassung	23
3.2 Deponiegas	24
3.2.1 Analyse der bisherigen Entwicklung	24
3.2.2 Leistungsentwicklung 2016 bis 2021	25
3.2.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2021	26
3.2.4 Marktwertfaktoren	28
3.2.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2021	28
3.2.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2021	29
3.2.7 Zusammenfassung	30
3.3 Klärgas	31
3.3.1 Analyse der bisherigen Entwicklung	31
3.3.2 Leistungsentwicklung 2016 bis 2021	32

3.3.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2021	32
3.3.4 Marktwertfaktoren	34
3.3.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2021	34
3.3.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2021	35
3.3.7 Zusammenfassung	36
3.4 Grubengas	37
3.4.1 Analyse der bisherigen Entwicklung	37
3.4.2 Leistungsentwicklung 2016 bis 2021	38
3.4.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2021	38
3.4.4 Marktwertfaktoren	39
3.4.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2021	40
3.4.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2021	41
3.4.7 Zusammenfassung	42
3.5 Biomasse	43
3.5.1 Analyse der bisherigen Entwicklung	43
3.5.2 Leistungsentwicklung 2016 bis 2021	44
3.5.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2021	46
3.5.4 Marktwertfaktoren	48
3.5.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2021	48
3.5.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2021	49
3.5.7 Zusammenfassung	52
3.6 Geothermie	53
3.6.1 Analyse der bisherigen Entwicklung	53
3.6.2 Leistungsentwicklung 2016 bis 2021	54
3.6.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2021	55
3.6.4 Marktwertfaktoren	57
3.6.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2021	57
3.6.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2021	58
3.6.7 Zusammenfassung	60
3.7 Windenergie an Land	61
3.7.1 Analyse der bisherigen Entwicklung	61
3.7.2 Leistungsentwicklung 2016 bis 2021	62
3.7.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2021	63
3.7.4 Marktwertfaktoren	65
3.7.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2021	66
3.7.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2021	67

3.7.7 Zusammenfassung	69
3.8 Windenergie auf See	70
3.8.1 Analyse der bisherigen Entwicklung	70
3.8.2 Leistungsentwicklung 2016 bis 2021	71
3.8.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2021	72
3.8.4 Marktwertfaktoren	74
3.8.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2021	75
3.8.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2021	76
3.8.7 Zusammenfassung	78
3.9 Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	79
3.9.1 Analyse der bisherigen Entwicklung	79
3.9.2 Leistungsentwicklung 2016 bis 2021	80
3.9.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2021	81
3.9.4 Marktwertfaktoren	83
3.9.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2021	85
3.9.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2021	86
3.9.7 Zusammenfassung	88
3.10 Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	89
3.10.1 Analyse der bisherigen Entwicklung	89
3.10.2 Leistungsentwicklung 2016 bis 2021	90
3.10.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2021	91
3.10.4 Marktwertfaktoren	94
3.10.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2021	94
3.10.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2021	95
3.10.7 Zusammenfassung	97
4 Versteigerungserlöse von Netzanbindungskapazitäten für Windenergie auf See	98
5 Verzeichnisse	99
Abkürzungsverzeichnis	100
Abbildungsverzeichnis	102
Tabellenverzeichnis	105
Quellenverzeichnis	107

1 Zusammenfassung

Die vorliegende Einspeiseprognose beschreibt die Entwicklung der EEG-Energieträger von 2015 bis 2021 hinsichtlich ihrer Leistung, der Stromerzeugung, der Vermarktungsformen und der daraus resultierenden Zahlungen.

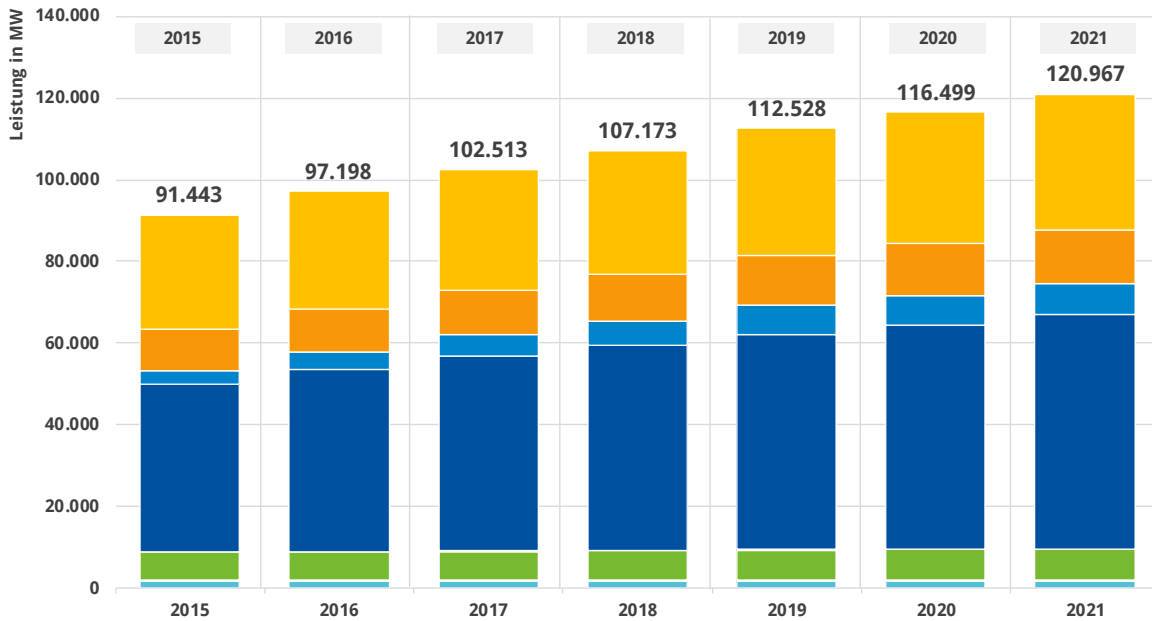
Die installierte Leistung der EEG-Energieträger wurde auf der Grundlage der von den ÜNB bereitgestellten Stamm- und Bewegungsdaten sowie auf der Grundlage der im Anlagenregister der BNetzA für das erste Halbjahr 2016 erfassten Neuanlagen ermittelt. Durch Auswertung verschiedener Quellen und Befragung von Branchenexperten wurde im IE Leipzig für jeden EEG-Energieträger eine Zubauprogno­se vorgenommen. Demnach wird im Laufe des Jahres 2017 die Gesamtmarke von 100.000 MW Leistung überschritten. Bis Ende 2021 wird sich der Zubau stetig fortsetzen und im Trend-Szenario ca. 120.000 MW erreichen (vgl. Abbildung 1).

Der größte Leistungszubau des Jahres 2015 fand im Bereich der Windenergie an Land statt. Bis etwa 2018 wird hier ein weiterhin starker Zubau erwartet, anschließend werden nur noch Projekte umgesetzt, die als Sieger in Ausschreibungsverfahren hervorgegangen sind – durch die damit wirksam gewordene Mengensteuerung wird sich der Zubau abflachen.

Bei der Windenergie auf See konzentriert sich der Zubau auf die Zeit bis Ende 2019, da das attraktive Stau­chungsmodell bei der Berechnung der Marktprämien zu diesem Zeitpunkt endet.

Bei der Solarenergie hat sich der Zubau bereits stark abgeflacht, durch die Realisierung der bezuschlagten Frei­flächenanlagen findet hier bereits jetzt eine Mengensteuerung statt – bei den übrigen PV-Anlagen wird ange­nommen, dass der Zubau neuer Anlagen ab 2016 allmählich wieder zunimmt.

Alle übrigen Energieträger tragen entweder sehr wenig zur Leistung bei (z. B. Geothermie), wachsen nur noch minimal (z. B. Wasserkraft) oder werden schrittweise zurückgebaut (z. B. Deponiegas).

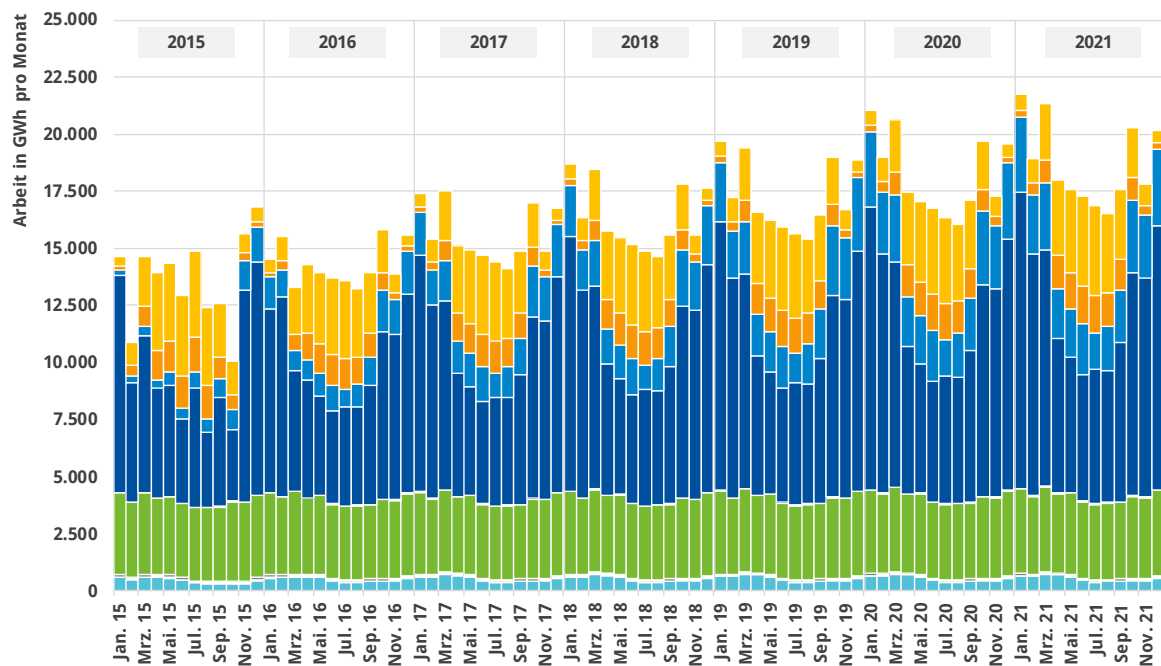


Leistung zum Jahresende in MW	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Wasserkraft	1.534	1.539	1.546	1.555	1.565	1.576	1.588
Deponiegas	197	189	182	176	171	166	161
Klärgas	80	80	81	81	82	82	83
Grubengas	220	222	221	220	219	218	217
Biomasse	6.738	6.873	7.008	7.141	7.311	7.451	7.542
Geothermie	30	39	46	52	59	67	77
Windenergie an Land	40.985	44.685	47.885	50.285	52.585	54.885	57.285
Windenergie auf See	3.283	4.157	5.011	5.782	7.237	7.237	7.585
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	10.393	10.642	11.023	11.582	12.113	12.644	13.175
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	27.983	28.772	29.510	30.298	31.186	32.173	33.255
Summe	91.443	97.198	102.513	107.173	112.528	116.499	120.967

Abbildung 1 Leistungsentwicklung der EEG-Energieträger bis 2021 im Trend-Szenario

Quelle: Berechnung und Darstellung: IE Leipzig 2016

Über die typischen Vollbenutzungsstunden je Kalendermonat wurde aus der im betreffenden Monat installierten Leistung die erwartete Stromerzeugung abgeleitet (Abbildung 2). Dabei zeigen sich die typischen jahreszeitlichen Schwankungen der Windenergie mit Maxima in den Wintermonaten sowie der Solarenergie mit Maxima in den Sommermonaten. Bei der Wasserkraft werden die Maxima im Frühjahr erreicht. Die Jahressummen sind unterhalb der Abbildung tabellarisch dargestellt. Durch die höhere Zahl der Vollbenutzungsstunden entfällt bei der Stromerzeugung ein größerer Anteil auf die Biomasse als bei der Leistung. Deponiegas, Klärgas, Grubengas und Geothermie bleiben auch bei der Stromerzeugung von untergeordneter Bedeutung. Bei Klärgas sind nur die eingespeisten Mengen enthalten, da zum (dominierenden) Eigenverbrauch keine gesicherten Daten vorliegen.



Jahresarbeit in TWh/a	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Wasserkraft	5.353	5.968	6.281	6.312	6.351	6.416	6.441
Deponiegas	393	373	353	333	317	302	287
Klärgas	64	65	67	68	70	72	74
Grubengas	983	993	969	956	943	932	916
Biomasse	40.633	40.843	40.770	40.981	41.312	41.893	41.969
Geothermie	133	173	190	250	287	347	406
Windenergie an Land	70.923	72.864	82.002	87.402	92.135	97.198	101.676
Windenergie auf See	8.162	14.589	20.033	22.115	26.658	30.593	30.566
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	10.680	10.113	10.600	11.022	11.562	12.096	12.597
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	26.469	25.365	25.963	26.641	27.384	28.254	29.134
Summe	163.791	171.346	187.227	196.081	207.017	218.103	224.066

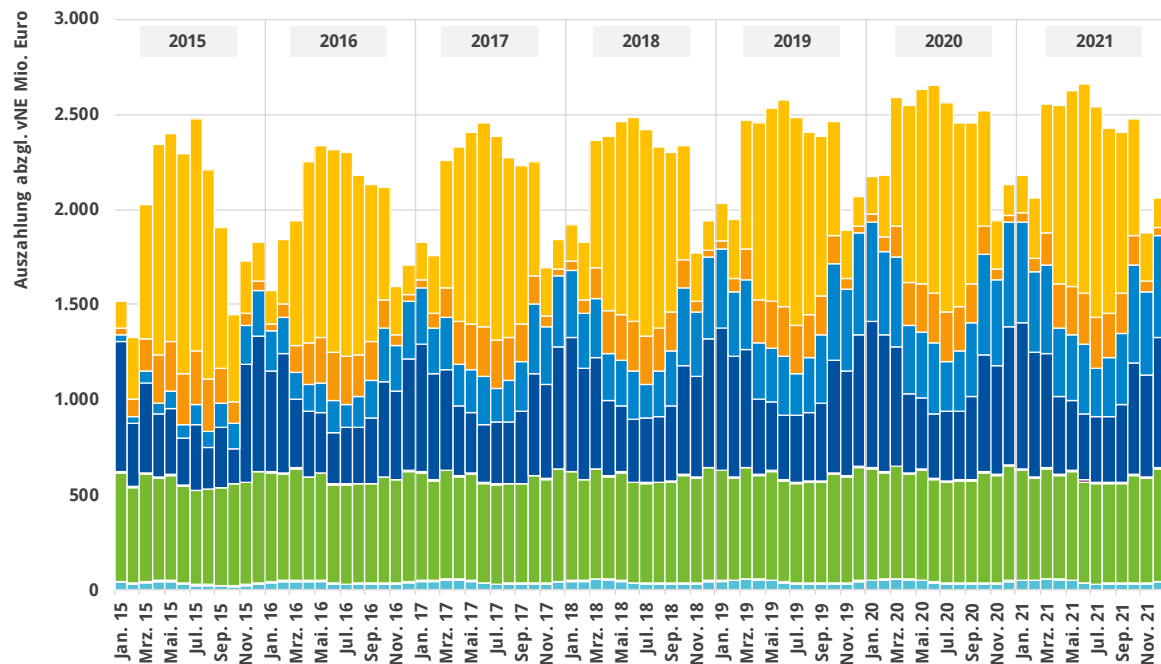
Abbildung 2 Entwicklung der Stromerzeugung aus EEG-Energieträgern bis 2021 im Trend-Szenario
Quelle: Berechnung und Darstellung: IE Leipzig 2016

Über eine Zuordnung der installierten Leistungen auf die Vermarktungsformen (feste Vergütung, geförderte Vergütung mit Marktprämie, sonstige Direktvermarktung) sowie unter Berücksichtigung von Strommengen, die nicht eingespeist, sondern selbst verbraucht wurden (unvergüteter Eigenverbrauch, bei Solarenergie teilweise auch vergüteter Eigenverbrauch) sowie unter Berücksichtigung der jeweils geltenden Vergütungssätze und anzulegenden Werte wurde in den nächsten Schritten bestimmt, welche Beträge von den Netzbetreibern an die Anlagenbetreiber ausbezahlt sind (Abbildung 3). Für einen Teil der anzulegenden Werte wurden Schätzungen zu Grunde gelegt, da deren Höhe von zukünftigen Ausschreibungen abhängt.

Von diesen Beträgen abgezogen wurden die vermiedenen Netznutzungsentgelte, die für alle Anlagen zu berücksichtigen sind, die ihren Strom nicht direkt in die höchste Spannungsebene einspeisen.

Dabei zeigt sich, dass durch das hohe Gewicht älterer Solaranlagen im Bestand, die überdurchschnittlich hohe Vergütungen erhalten, die Auszahlungen für die Solarenergie weiterhin dominieren. Auch die Auszahlungen für die Bioenergie sind aufgrund hoher Vergütungssätze für die meisten Anlagen überdurchschnittlich. Der Jahresgang der Zahlungen wird daher – anders als der der Stromerzeugung – stärker von der Solarenergie als von der Windenergie beeinflusst, hat also sein Maximum in den Sommermonaten. In den meisten Monaten des Prognosezeitraums fallen zwischen 1,5 Milliarden und 2,5 Milliarden Euro an, die letztlich über die EEG-Umlage zu finanzieren sind. Die Jahressummen sind unterhalb der Abbildung tabellarisch dargestellt.

Da die meisten Anlagen Bestandsanlagen mit häufig höheren Vergütungssätzen sind, fallen die neuen Anlagen mit meist niedrigeren Vergütungssätzen weniger stark ins Gewicht. Der Anstieg der erwarteten Zahlungen fällt daher deutlich geringer aus als der Anstieg der Stromerzeugung. Im Jahr 2021 wird erstmals der Anspruch auf Zahlungen für Altanlagen auslaufen, wenn diese vor dem 01.01.2001 in Betrieb gegangen sind (Ausnahme: Wasserkraft). Zwar ist die Anzahl dieser Anlagen bei den meisten Energieträgern noch gering, bei der Windenergie an Land ist der Effekt jedoch schon deutlich zu erkennen. Dadurch wird auch in der Summe das Zahlungsvolumen 2021 erstmals nicht mehr ansteigen, sondern leicht zurückgehen.



Auszahlung in Mio. Euro/a	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Wasserkraft	368,6	440,2	472,3	477,6	483,9	492,1	493,3
Deponiegas	19,3	19,7	18,4	17,5	16,7	16,0	7,2
Klärgas	3,7	3,9	4,0	4,1	4,2	4,3	2,8
Grubengas	39,7	44,0	41,9	41,8	41,6	41,5	34,3
Biomasse	6.398,3	6.577,1	6.527,8	6.585,4	6.649,4	6.744,5	6.605,7
Geothermie	27,8	39,4	42,6	55,7	63,9	77,3	89,6
Windenergie an Land	4.817,9	4.939,5	5.435,6	5.783,6	6.046,9	6.313,4	6.040,8
Windenergie auf See	1.262,2	2.313,0	3.227,0	3.592,4	4.338,1	4.988,0	4.922,9
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	2.041,2	1.876,7	1.908,5	1.929,6	1.953,4	1.981,5	1.994,4
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	8.525,5	8.023,8	8.017,3	8.047,6	8.105,0	8.181,9	8.220,0
Summe	23.504	24.277	25.695	26.535	27.703	28.841	28.411

Abbildung 3 Auszahlungen an Betreiber von EEG-Anlagen bis 2021 im Trend-Szenario
 Quelle: Berechnung und Darstellung: IE Leipzig 2016

2 Methodik

Dieses Kapitel beschreibt das grundsätzliche Vorgehen bei der Erstellung der Mittelfristprognose. Auf Besonderheiten der einzelnen Energieträger wird in Kapitel 3 eingegangen.

2.1 Vorgehensweise

Das Ziel dieser Mittelfristprognose war es, die Leistungsentwicklung, die Stromerzeugung, die Vermarktungsformen sowie die Zahlungsansprüche aller nach dem EEG geförderten Energieträger in Deutschland bis 2021 monats-scharf einzuschätzen. Grundlage dafür war ein umfassendes Rechenmodell, dessen Ergebnisse für die Übertragungsnetzbetreiber mit den entsprechenden Daten zu den zehn untersuchten Energieträgern (vgl. Kapitel 3.1 bis 3.10), allen Vermarktungsformen sowie Eigenverbrauch und den zu Grunde liegenden prognostizierten Strompreisen und Marktwertfaktoren in drei Szenarien übergeben wurden. Die in diesem Bericht dargestellten Ergebnisse fassen die wesentlichen Daten auf Jahresebene zusammen. Dazu werden die zu Grunde liegenden Annahmen beschrieben.

Für die Berechnungen kamen dabei zwei Modelle zum Einsatz: Das im IE Leipzig entwickelte Prognosemodell für die Einspeisung und Vergütung der EEG-Energieträger sowie das beim Unterauftragnehmer Energy Brainpool genutzte Strommarktmodell Power2Sim.

Als Grundlage für das Prognosemodell des IE Leipzig wurden zunächst die Datengrundlagen der ÜNB [ÜNB 2016a], [ÜNB 2016b], [ÜNB 2016c], [ÜNB 2016d], [ÜNB 2016e] sowie der Bundesnetzagentur [BNetzA 2016a] [BNetzA 2016b] ausgewertet, die das Jahr 2015 vollständig und die ersten Monate des Jahres 2016 teilweise beschreiben. Aus den testierten Bewegungsdaten des Jahres 2015 [ÜNB 2016b] konnten neben den Jahresdaten nur für die geförderte Direktvermarktung auch Monatswerte entnommen werden. Für die übrigen Strommengen wurde eine Verteilung auf Monate aus vorläufigen Werten [ÜNB 2016a] sowie aus den gemeldeten Leistungen in verschiedenen Formen der Direktvermarktung [ÜNB 2016d] abgeleitet. Für 2016 wurden hinsichtlich der Leistung der im Anlagenregister gemeldete Zubau [BNetzA 2016a] [BNetzA 2016b] bis Juni 2016 und hinsichtlich der Stromerzeugung die vorläufigen Einspeisemengen bis April 2016 [ÜNB 2016a] genutzt.

Anschließend wurden für die Zukunft bis 2021 Annahmen getroffen, die sowohl technische Erfahrungswerte etwa bei den Vollbenutzungsstunden und die Novelle des EEG [EEG 2017] als auch die Einschätzung zahlreicher befragter Branchenexperten und Marktexperten zur Entwicklung bei den verschiedenen Energieträgern berücksichtigen. Diese Annahmen wurden differenziert für drei Szenarien getroffen (vgl. Kapitel 2.2). Auch für den Anteil des selbst verbrauchten Stroms (vorwiegend bei Photovoltaik) wurde eine Prognose erstellt. Auf dieser Grundlage ergab sich die Prognose der Strommengen, die bis Dezember 2021 pro Energieträger und Vermarktungsform eingespeist werden.

Im nächsten Schritt wurden auf der Grundlage dieser Strommengen sowie des im Rahmen des parallel laufenden Gutachtens der Prognos AG „Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2017 bis 2021“ prognostizierten Stromabsatzes durch den Unterauftragnehmer Energy Brainpool die Strompreise und die Marktwertfaktoren je Szenario ermittelt (vgl. Kapitel 2.5).

Unter Berücksichtigung dieser Strompreise und Marktwertfaktoren und unter Beachtung der anzulegenden Werte bzw. fester Vergütungssätze für bestehende und neue Anlagen wurden im Prognosemodell des IE Leipzig anschließend die Zahlungen prognostiziert, die von den Netzbetreibern an die Anlagenbetreiber für die eingespeisten Strommengen zu zahlen sind. Ebenfalls berücksichtigt wurden die vermiedenen Netznutzungsentgelte.

Für Energieträger, bei denen im Prognosezeitraum Ausschreibungen stattfinden, wurde jeweils eingeschätzt, wie hoch der Anteil der bezuschlagten Gebote ist, deren Anlagen tatsächlich in Betrieb gehen, und mit welcher zeitlichen Verzögerung nach dem Zuschlag dies geschieht. Zudem wurde eine Einschätzung zu den typischen anzulegenden Werten getroffen, die sich aus den Ausschreibungen ergeben könnten.

Eine grafische Übersicht über die Vorgehensweise befindet sich in Abbildung 4.

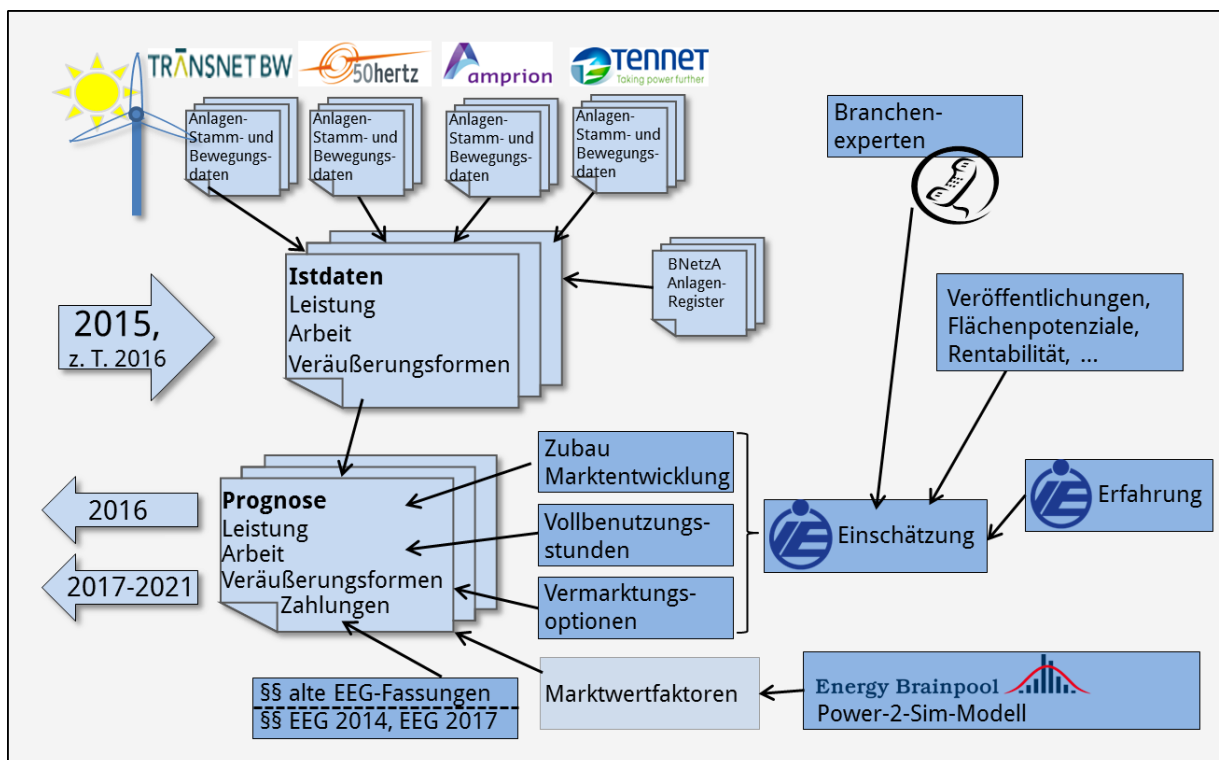


Abbildung 4 Vorgehensweise zur Erstellung der Mittelfristprognose
 Quelle: Eigene Darstellung des IE Leipzig

2.2 Definition der Szenarien

Die Annahmen zur Entwicklung des Anlagenbestands und der installierten Leistung sowie zu den zu erwartenden Vollbenutzungsstunden wurden jeweils für drei Szenarien getroffen. Betrachtet wurden pro Energieträger:

- ein **unteres Szenario** (minimaler Zubau sowie Ausnutzungsgrad am unteren Ende der wahrscheinlichen Bandbreite),
- ein **Trend-Szenario** (Zubau mit der höchsten erwarteten Eintrittswahrscheinlichkeit, Ausnutzungsgrad im Mittel der vergangenen Jahre) sowie
- ein **oberes Szenario** (maximaler Zubau sowie Ausnutzungsgrad am oberen Ende der wahrscheinlichen Bandbreite)

Die Bandbreite der Szenarien variiert je nach Energieträger und hängt jeweils vom Maß der Unsicherheit ab. Für einige Energieträger (z. B. Wasserkraft) sind eher meteorologische Abweichungen für die Unterschiede der Vollbenutzungsstunden ausschlaggebend, für andere (z. B. Geothermie) das Maß der Wärmeauskopplung. Bei Energieträgern mit Ausschreibungen (z. B. Windenergie) sind die Unsicherheiten bezüglich der Leistungsentwicklung geringer als bei solchen ohne Ausschreibungen (z. B. PV-Dachanlagen bis 750 kW).

Die jeweiligen Annahmen und Ergebnisse für die drei Szenarien finden sich in Kapitel 3 bei den jeweiligen Energieträgern.

Hinsichtlich der Leistungsentwicklung lagen bis zur Jahresmitte 2016 Daten vor [BNetzA 2016a], hinsichtlich der Stromeinspeisung wurden vorläufige Daten der ÜNB bis einschließlich April 2016 [ÜNB 2016a] genutzt. Daher unterscheiden sich die drei Szenarien ab Mai 2016, für das Gesamtjahr 2016 ist somit die Spannbreite der Stromerzeugung und der daraus abgeleiteten Daten zwischen den Szenarien deutlich kleiner als in den Folgejahren.

2.3 Leistungsentwicklung, Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Zur Prognose der Leistungsentwicklung wurden im Rahmen des Prognosemodells jeweils zunächst ein Jahreszubau sowie ein Jahresrückbau für die einzelnen Kalenderjahre angenommen. Dieser Jahreswert wurde anschließend auf die 12 Kalendermonate des betreffenden Jahres verteilt. Für 2016 wurde jeweils nur ein Teil der Schätzung auf die Monate Juli bis Dezember verteilt, für das erste Halbjahr stand der Zubau gemäß Anlagenregister [BNetzA 2016a] [BNetzA 2016b] bereits fest.

Für Energieträger, bei denen sich in der Vergangenheit typische Muster abgezeichnet hatten (z. B. Zubau von Wasserkraft vorwiegend in Monaten mit geringerem Wasserabfluss) wurden diese Zubaumuster aus früheren Projekten [IE 2014] für die Inbetriebnahmejahre ab 2017 übernommen.

Für Energieträger, bei denen Ausschreibungen stattfinden (z. B. PV-Freiflächenanlagen) wurde je Ausschreibungsrunde ein wahrscheinlicher Realisierungszeitraum angesetzt, in dem die entsprechenden Zubauten mit höchster Wahrscheinlichkeit erfolgen. Zwar überlappen sich die Realisierungszeiträume mehrerer Ausschreibungsrunden, wie sich am Beispiel der ersten Ausschreibungen zu PV-Freiflächenanlagen gezeigt hat, eine Zuordnung jeder Ausschreibung auf bestimmte Inbetriebnahmemonate war jedoch vorteilhafter, weil damit auch eine klare Zuordnung der erwarteten anzulegenden Werte auf diese Inbetriebnahmemonate möglich war.

Die Prognose der Vollbenutzungsstunden basiert zum einen auf den Auswertungen für das Jahr 2015, die dort auch nach Inbetriebnahmejahren differenziert erfolgte, zum anderen auf detaillierteren Auswertungen über längere Zeiträume, die bereits in [IE 2014] zu Grunde gelegt worden waren. Letzteres gilt auch für die Festlegung der Spannbreiten für Vollbenutzungsstunden in den Szenarien.

Die Stromerzeugung wurde pro Monat, Regelzone, Inbetriebnahmejahrgang und Energieträger als Produkt aus den spezifischen Vollbenutzungsstunden und der installierten Leistung berechnet. Anschließend wurden monatliche Summen für die Regelzonen und für Deutschland gebildet, die dann wiederum zu Jahressummen zusammengefasst wurden.

2.4 Veräußerungsformen und Zahlungen

Grundsätzlich war zwischen folgenden Veräußerungsformen zu unterscheiden:

- Geförderte Direktvermarktung mit Marktprämie
- Sonstige Direktvermarktung (ohne Zahlung aus der EEG-Umlage)
- Einspeisevergütung in Ausnahmefällen mit verminderter Vergütungszahlung gemäß § 38 EEG 2014 Ausfallvermarktung (Ausfallvergütung)
- Feste Einspeisevergütung

Die wirksame installierte Leistung aller Anlagen wurde in jedem Monat einer dieser Vermarktungsformen zugeordnet. Dabei dienten sowohl die Auswertung der ÜNB-Daten für 2015 [ÜNB 2016b], [ÜNB 2016c], [ÜNB 2016d], [ÜNB 2016e] als auch die Befragung zahlreicher Experten für die einzelnen Branchen sowie für die Direktvermarktung zusammen mit den im EEG festgelegten Rahmenbedingungen als Grundlage der Prognose für diese Verteilung.

Für die Vermarktungsform „Einspeisevergütung in Ausnahmefällen“ mit verminderter Vergütungszahlung gemäß § 38 EEG 2014 wurde festgestellt, dass die Mengen 2015 bei allen Energieträgern marginal waren und in diesem Rahmen auch der Vergütungsunterschied zur festen Vermarktung nicht ins Gewicht fallen konnte. Zudem handelte es sich dabei um Einzelfälle, die mit zunehmendem Lerneffekt zukünftig möglicherweise vermieden werden können. Mit dem EEG 2017 wurde die Anwendung dieser Regel außerdem so eingeschränkt, dass

sie nicht an mehr als drei aufeinander folgenden Monaten genutzt werden kann. Daher wurden keine solchen Ausnahmefälle mehr prognostiziert, d. h. es wurde vereinfachend davon ausgegangen, dass diese Ausnahmefälle nicht mehr auftreten.

Neben diesen vier Vermarktungsformen gab es noch die Möglichkeit des Eigenverbrauchs, der in der Regel ohne Vergütung, für Photovoltaik-Anlagen mit Inbetriebnahme zwischen Januar 2009 und Juni 2012 auch mit Vergütung, erfolgte. Die Prognose des Eigenverbrauchs erfolgte separat und betraf jeweils Anlagen, die gleichzeitig einer anderen Vermarktungsform zugeordnet waren, da der Eigenverbrauch nie die gesamte Erzeugung, sondern jeweils nur einen zeitlich schwankenden Anteil umfasste.

Die gemäß Kapitel 2.3 berechnete gesamte Stromerzeugung gliedert sich somit in sechs Positionen auf:

- vier o. g. Vermarktungsformen
- unvergüteter Eigenverbrauch
- vergüteter Eigenverbrauch

Aus den testierten Bewegungsdaten für das Jahr 2015 [ÜNB 2016b] konnten in Kombination mit den Strammdaten [ÜNB 2106c] je Energieträger für diese sechs Positionen und alle jeweils betroffenen Inbetriebnahmejahrgänge typische Vollbenutzungsstunden abgeleitet werden, die in den meisten Fällen für dieselben Anlagen auch für die Zukunft angenommen wurden. Im Fall des unvergüteten Eigenverbrauchs von PV-Anlagen wurden diese Zahlen jedoch noch durch eine eigene Abschätzung nach oben korrigiert, da dieser nicht vollständig erfasst war. Sofern Wechsel zwischen den Veräußerungsformen prognostiziert wurden (insbesondere von der festen Vergütung hin zur Marktprämie) wurde den Anlagen, die die Vermarktungsform wechseln, ihr bisheriges Einspeisevolumen weiterhin zugeordnet, so dass sich die spezifischen Vollbenutzungsstunden einer Vermarktungsform durch solche Wechsel in der Prognose schrittweise verändern können.

Für Anlagen, die bereits im Jahr 2000 oder eher in Betrieb gegangen sind, endet der Anspruch auf feste Einspeisevergütung oder die Zahlung von Marktprämien mit dem 31.12.2020. Lediglich für Wasserkraftanlagen war in der ersten Fassung des EEG keine Befristung des Vergütungsanspruchs enthalten. Für die Anlagen, deren Vergütungsanspruch endet, wurde nur in wenigen Fällen eine Stilllegung angenommen. Vielmehr wird davon ausgegangen, dass diese – sofern vor Ort möglich – einen Teil des erzeugten Stroms selbst verbrauchen (bei PV-Dachanlagen) und den Rest ohne Vergütungsanspruch direkt vermarkten. Die Stromerzeugung dieser Inbetriebnahmejahrgänge wurde daher 2021 – soweit kein Eigenverbrauch möglich war – vollständig der Vergütungsform „sonstige Direktvermarktung“ zugeordnet.

Auf der Basis der so berechneten Strommengen sowie der für die Vermarktungsformen

- geförderte Direktvermarktung mit Marktprämie,
- feste Einspeisevergütung und
- vergüteter Eigenverbrauch

jeweils geltenden Vergütungssätze (bzw. der anzulegenden Werte) wurde für jede dieser Vermarktungsformen

- für jeden Energieträger,
- für jeden Inbetriebnahmejahrgang und
- für jeden Kalendermonat

der Zahlungsanspruch der Anlagenbetreiber ermittelt. Im Fall der Marktprämie wurde der am Markt erzielbare Erlös (Strommarktpreis mal Marktwertfaktor) vom Zahlungsanspruch abgezogen, um die tatsächlich auszahlenden Marktprämien zu berechnen.

Die Zahlungen werden in den einzelnen Kapiteln dann in Jahreswerten zusammengefasst dargestellt.

Den Auszahlungen der Netzbetreiber an die Anlagenbetreiber stehen vermiedene Netznutzungsentgelte gegenüber. Diese wurden aus den Erfahrungswerten des Jahres 2015 [ÜNB 2016b] für die Zukunft abgeleitet.

2.5 Bestimmung des Marktwertes

Die Marktwertfaktoren ergeben sich aus den erzeugten Strommengen je Energieträger sowie den Strompreisen. Die Strompreise wiederum hängen unter anderem ab von der Stromnachfrage und der Merit-Order der Kraftwerke, also neben der konventionellen Stromerzeugung auch von der Einspeisung erneuerbarer Energien. Da die Merit-Order und damit die Strompreisbildung am Markt auf Grund der Kraftwerkskosten, des „Market Couplings“ etc. nicht linear ist, wird statt einer analytischen Funktion zur Prognose der Marktwertfaktoren für die Jahre 2017 bis 2021 das von Energy Brainpool entwickelte Fundamentalmodell Power2Sim herangezogen.

Grundlage dieses Modells für die Berechnung des Strommarktpreises in Deutschland ist die Zusammenführung der sich unter den Modellannahmen ergebenden Angebots- und Nachfragekurven für Strom am Großhandelsmarkt.

Die nachfolgende Abbildung 5 zeigt den vereinfachten Aufbau von Power2Sim. Das Power2Sim besteht aus mehreren Modulen, in denen einzelne Modelle abgebildet sind, die nachfolgend erläutert werden.

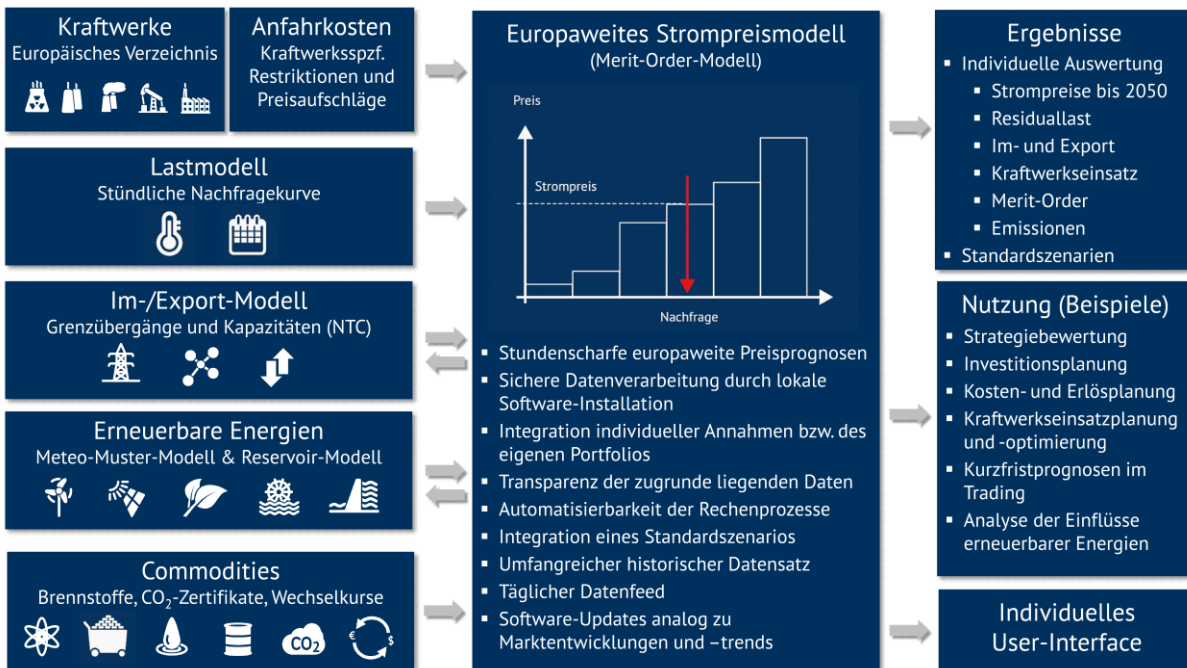


Abbildung 5 Funktionsschema des Fundamentalmodells Power2Sim
Quelle: [EBP 2016]

2.5.1 Stromnachfrage

Die Stromnachfrage wurde durch das Lastmodell auf Basis von Typtagprofilen, einem Ferien- und Feiertagskalendarer sowie der Vorgabe der zukünftigen Stromnachfrage für jedes einzelne europäische Land stundenscharf für die Zukunft modelliert.

Die monatliche Stromnachfrage für Deutschland wurde vom parallel laufenden Gutachten der Prognos AG „Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2017 bis 2021“ übernommen und mit Hilfe des Lastmodells in eine stundenscharfe Zeitreihe umgewandelt.

2.5.2 Kraftwerke

Mit Hilfe des „Europäischen Kraftwerksverzeichnis“ in Kombination mit Brennstoffpreisen, die als externe Parameter auf Basis von Metastudien, Terminmarktpreisen etc. vorgegeben werden müssen, berechnet das Power2Sim die kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung. Ausbau- und Ausstiegsszenarien einzelner Kraftwerkstechnologien können länderscharf festgelegt sowie Veränderungen in der Kraftwerkstechnik, wie Wirkungsgradverbesserungen oder der Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung, abgebildet werden.

2.5.3 Im- und Export

Das Im- und Exportmodell lässt die Stromaustauschvorgänge zwischen den Ländern iterativ berechnen. Strom wird solange vom Land mit den niedrigeren Strompreisen in das Land mit den höheren Strompreisen exportiert, bis sich alle Preise angeglichen haben oder die Grenzkupplungskapazitäten ausgeschöpft sind. Das Modell lässt dabei nur intuitive Stromflüsse zu, dies bedeutet, dass ein Land mit niedrigen Preisen in ein Land mit hohen Preisen nur exportieren kann.

2.5.4 Erneuerbare Energien

Die Erzeugung aus erneuerbaren Energien wird nach verschiedenen Energieträgern getrennt und unterschiedlich abgebildet:

- solare Strahlungsenergie,
- Windenergie an Land und auf See,
- Wasserkraft und
- andere erneuerbare Energien.

Die monatlichen Erzeugungsmengen für erneuerbare Energien werden wie in diesem Bericht beschrieben ermittelt und in das Modell übernommen. Aus den Erzeugungsmengen werden stündliche Erzeugungsmuster generiert und in das Modell Power2Sim integriert.

Aus dem Schnittpunkt der Angebotskurve mit der Nachfrage ergibt sich für jede Stunde der Strommarktpreis. Die unterschiedlichen Vermarktungsformen erneuerbarer Energien werden dabei in der Angebotskurve berücksichtigt.

2.5.5 Datenquellen

Die grundlegende Datenbasis ergibt sich aus öffentlich verfügbaren Quellen wie z. B. EUROSTAT und ENTSO-E. Anhand der historischen Strompreise, Erzeugungs- und Stromaustauschmengen sowie Emissionen wird das Modell kalibriert. Für Szenarien in die Zukunft ist auf Grund des Stromaustausches ein konsistentes Szenario für ganz Europa unerlässlich. Hierfür wird die Studie „EU Energy, transport and GHG emissions trends to 2050 – Reference Scenario 2013“ [Capros et al. 2013] herangezogen, die von der Generaldirektion für Transport und Energie der Europäischen Kommission in Auftrag gegeben wurde. Erarbeitet wurde die Studie durch das E3M-Lab des „Institute of Communication and Computer Systems of the National Technical University of Athens“ (ICCS-NTUA). Da diese Studie die (energiebezogene) Entwicklung aller EU-Mitgliedstaaten mit großer Detailtiefe beschreibt, eignet sie sich sehr gut als Grundlage aller Berechnungen. Mit der Europäischen Kommission als Auftraggeber kann sie als seriöse Quelle angesehen werden.

Die zukünftige Entwicklung von Brennstoffpreisen und CO₂-Zertifikatspreisen ergibt sich aus den Abrechnungspreisen des Terminmarktes der EEX zum Berechnungstichtag 15.08.2016.

Für den historischen Zeitraum werden die auf der Transparenzplattform der Übertragungsnetzbetreiber [ÜNB 2016f] veröffentlichten Daten in das Fundamentalmodell integriert. Für andere Energieträger werden die Erzeugungsmengen von EUROSTAT [EURO2016] und ENTSO-E [ENTS2016] verwendet. Das Modell berechnet dann auf Basis der getroffenen Annahmen den stundenscharfen Strompreis und wird anhand der historischen Strompreise, Stromaustauschmengen zwischen den Ländern, Erzeugungsmengen fossiler Energieträger und Emissionen für Deutschland und den wichtigsten europäischen Ländern kalibriert

Auf Basis der genannten Entwicklungsszenarien für Deutschland bzw. Europa werden danach die Marktwertfaktoren für die EEG-Stromeinspeisungen der einzelnen Energieträger für die Jahre 2017 bis 2021 prognostiziert. Bei Laufwasserkraftanlagen wird nur ein Bruchteil der tatsächlich erzeugten Strommengen durch das EEG vergütet. Power2Sim berücksichtigt hingegen alle Einspeisemengen, weshalb der Entwicklungstrend und die Saisonalität der bereitgestellten Daten auf Grundlage der gesamtdeutschen Einspeisung übernommen werden.

Die Marktwertfaktoren sind als Funktion des Ausbaus der erneuerbaren Energien anzusehen. Am Beispiel der Photovoltaik ist dies am anschaulichsten darzustellen: Die Einspeisung der Photovoltaikanlagen hat die Besonderheit, dass sie ihren Höchststand naturgemäß immer in den Mittagsstunden erreicht. Zu dieser Zeit ist die Nachfrage am Spotmarkt tendenziell ebenfalls vergleichsweise hoch. Der mittlerweile hohe Ausbaugrad der PV-Kapazitäten in Deutschland erhöht das Angebot am Spotmarkt und hat somit einen dämpfenden Effekt auf die Preisspitzen in den Mittagsstunden. Durch die stundenscharfe Modellierung sowohl der EEG-Einspeisemengen als auch der sich ergebenden Spotmarktpreise wird dieser Effekt im Power2Sim bei der Prognose der Marktwertfaktoren berücksichtigt.

Neben dem Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien existieren eine Reihe weiterer Faktoren, die die Marktwertfaktoren in den kommenden Jahren beeinflussen. Diese Faktoren haben jeweils unterschiedliche Einflüsse auf die Preis- bzw. Mengenstruktur des am Börsenmarkt der European Power Exchange (EPEX Spot) gehandelten Stroms. Zukünftige Einflüsse können sein:

- Lastverschiebungen durch zunehmende Nutzung von Smart-Metern/Smart-Grids bzw. Einspeise- und Verbrauchsmanagement
- Lastverschiebung durch Änderung der Anlagenfahrweise in der Kraft-Wärme-Kopplung
- Flexibilisierung der Einspeisung durch zunehmende Nutzung von Speichern

Diese Einflussfaktoren, die dahinter stehenden EEG-Stromeinspeisemengen und deren Auswirkung können derzeit nicht verlässlich vorhergesagt werden und werden daher bei der Prognose der Marktwertfaktoren in dieser Studie nicht berücksichtigt.

2.5.6 Ergebnisse der Strompreismodellierung

Zur Bestimmung der Marktwertfaktoren werden im ersten Schritt die Strompreise mit Hilfe der jeweiligen Erzeugungs- und Nachfrageszenarien stundenscharf berechnet. Die jährlichen, durchschnittlichen Ergebnisse sind in der nachfolgenden Tabelle 1 dargestellt.

Jahr	Trend-Szenario [Euro/MWh]	Oberes Szenario [Euro/MWh]	Unteres Szenario [Euro/MWh]
2017	26,88	25,98	27,59
2018	26,24	25,30	26,88
2019	25,64	24,54	26,29
2020	24,97	23,86	25,52
2021	25,79	24,68	26,32

Tabelle 1 Ergebnisse Strompreisszenario Deutschland

Der generelle Preistrend ist bis zum Jahr 2020 fallend. Die Preise für Brennstoffe stagnieren in den Szenarien für die nächsten Jahre. Die zunehmende Erzeugung aus erneuerbaren Energien sorgt für einen stärker werdenden, strompreissenkenden Effekt. Im Jahr 2021 wird die Hälfte der noch aktiven Atomkraftwerke abgeschaltet, mehr als 4 GW an installierter Bruttoerzeugungsleistung. Dies kehrt den Trend um, so dass die Strompreise im Jahr 2021 höher liegen.

Aus den stündlichen Strompreisen werden mit Hilfe der jeweiligen Erzeugungszeitreihe die zukünftigen Marktwertfaktoren errechnet.

3 Mittelfristprognosen für EEG-geförderte Anlagen

3.1 Wasserkraft

3.1.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Die Entwicklung der Wasserkraft in Deutschland wies in den letzten Jahren nur eine geringe Dynamik auf, da die größten Potenziale bereits im 20. Jahrhundert erschlossen wurden und die Wasserrahmenrichtlinie der EU sowie das Wasserhaushaltsgesetz der weiteren Entwicklung enge Grenzen setzen. So sind beispielsweise keine neuen Staustufen an größeren Flüssen in Deutschland vorstellbar, welche theoretisch noch das höchste zusätzliche Potenzial in sich bergen. Der Leistungszuwachs der letzten Jahre war daher weniger durch den Bau neuer Anlagen als durch die Modernisierung und Ertüchtigung vorhandener Anlagen bzw. Ersatzneubauten geprägt. In Abbildung 6 sind der Leistungszubau der letzten Jahre sowie die typischen Anlagengrößen dargestellt.



Abbildung 6 Entwicklung von Gesamtzubau und mittlerer Anlagengröße für EEG-Wasserkraft seit 2004
Quelle: [ÜNB 2016c]

Zum 31.12.2015 ergab sich ein Gesamtbestand von 1.534 MW [ÜNB 2016c]. Damit wird deutlich, dass mehr als 44 % der Leistung aller Wasserkraftanlagen ein Inbetriebnahmedatum in den zurückliegenden 12 Jahren aufweisen, was jedoch nicht bedeutet, dass Ende 2003 erst 56 % der heutigen Leistung installiert war, sondern dass das EEG für zahlreiche Anlagen einen Modernisierungsanreiz geschaffen hat. Größere Projekte wie etwa das Kraftwerk Rheinfelden an der Schweizer Grenze wurden zuletzt 2013 errichtet. Da für weitere Großprojekte keine Planungen bekannt sind, konzentriert sich die Entwicklung seither auf die Modernisierung und den Zubau von kleineren Anlagen.

Bei der Stromeinspeisung waren in den letzten Jahren zahlreiche Jahre mit unterdurchschnittlichem Ertrag zu verzeichnen, wenn die Mittelwerte von 30 hydrologischen Jahren [IE 2007] zu Grunde gelegt werden. Diese Schwankungen haben die Jahres-Gesamterträge stärker beeinflusst als der Leistungszubau.

3.1.2 Leistungsentwicklung 2016 bis 2021

Das EEG 2017 weist gegenüber dem EEG 2014 keine so wesentlichen Veränderungen auf, dass die bestehenden Entwicklungen befördert oder gehemmt werden. Die wesentlichen Entwicklungen vollziehen sich im Bereich der Modernisierung, die teilweise einer wasserrechtlichen Genehmigung und damit begleitender ökologischer Verbesserungen bedarf. Falls durch eine rein technische Modernisierung (z. B. andere Turbinen, andere Steuerung) mehr als 10 % Leistungssteigerung erreicht werden, sind Modernisierungen ohne dieses Verfahren möglich. Diese zweite Option wird bei Modernisierungsmaßnahmen vorrangig verfolgt [Reitter 2016]. Auf diesem Wege wurden und werden vorrangig Altanlagen umgerüstet, die früher noch handgesteuert betrieben wurden [Uphoff 2016]. Nach übereinstimmender Einschätzung der befragten Experten [Reitter 2016], [Thums 2016], [Uphoff 2016] betreffen Modernisierung und Zubau in den kommenden fünf Jahren lediglich kleinere Anlagen, die in der Regel weniger als 500 kW Nennleistung aufweisen. Nach Zahlen der Bundesnetzagentur [BNetzA 2016a] wurden im ersten Halbjahr 2016 Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von lediglich 4,2 MW neu in Betrieb genommen. Für das Jahr 2016 wird daher im Trend-Szenario ein noch niedriger Zubau als für 2015 (15,1 MW) angenommen. In den Folgejahren wird von einer leichten Steigerung des jährlichen Zubaus ausgegangen, der sich vorwiegend mit der Nutzung von Fördergeldern erklären lässt, die in einigen Bundesländern für solche Projekte demnächst besser verfügbar sein dürften [Uphoff 2016].

Parallel zum Zubau findet auch Rückbau statt, im Sinne des EEG betrifft dies auch alle Anlagen, die vom Netz gehen, um in modernisierter Form wieder betrieben zu werden, da diese nach ihrer Wiederinbetriebnahme als neu in Betrieb gegangen nach dem aktuell geltenden EEG vergütet werden. Daneben gibt es auch eine Anzahl sehr kleiner Anlagen, die außer Betrieb genommen werden, da sie die für den Weiterbetrieb erforderlichen Anforderungen der Naturschutzbehörden nicht so erfüllen können, dass sich deren Kosten über den späteren Betrieb wieder amortisieren. Diese Fälle machen aber aufgrund ihrer geringen Leistungen (meist unter 15 kW pro Anlage) insgesamt jedoch nur einen geringen Anteil aus. Im Trend-Szenario wird ab 2017 mit einem gleich bleibenden Rückbau in der Größenordnung von 4 MW p. a. gerechnet, nachdem dieser 2015 mit 6,2 MW – bei gleich-

zeitig etwas stärkerem Zubau – etwas höher ausgefallen war. Im oberen Szenario wird etwas weniger Rückbau prognostiziert, während im unteren Szenario der Rückbau ab 2017 rund 80 % des Zubauvolumens erreichen könnte. Alle Daten zur prognostizierten Leistungsentwicklung sind in Tabelle 2 zusammengefasst.

Leistung in MW	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Trend-Szenario (TS)							
Zubau	15,1	9,0	11,0	13,0	14,0	15,0	16,0
Rückbau	6,2	4,5	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Jahresendbestand	1.534	1.539	1.546	1.555	1.565	1.576	1.588
Oberes Szenario (OS)							
Zubau	15,1	11,0	15,0	17,0	19,0	20,0	21,0
Rückbau	6,2	4,5	3,4	3,3	3,3	3,2	3,1
Jahresendbestand	1.534	1.541	1.552	1.566	1.582	1.599	1.617
Unteres Szenario (US)							
Zubau	15,1	7,0	8,0	9,0	10,0	11,0	11,0
Rückbau	6,2	4,5	7,0	7,5	8,0	8,5	9,0
Jahresendbestand	1.534	1.537	1.538	1.539	1.541	1.544	1.546

Tabelle 2 Prognose der Leistungsentwicklung der Wasserkraftanlagen in Deutschland nach Szenarien bis 2021
 Quelle: Einschätzungen des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c], [BNetzA 2016a] u. a.

3.1.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2021

Die Zahl der Vollbenutzungsstunden ist grundsätzlich vom Abfluss in den genutzten Fließgewässern abhängig. Für den deutschlandweiten Mittelwert wurden auf der Basis früherer Gutachten [IE 2007], [IE 2014] 4.105 Jahresstunden angesetzt. Dieser Mittelwert wird zukünftig von folgenden Faktoren beeinflusst:

- Bei der Modernisierung der Technik wird das Leistungsvermögen erhöht.
- Durch ökologische Auflagen wird der auf das Wasserkraftwerk entfallende Abfluss in vielen Fällen verringert.
- Neuere Anlagen sind in der Regel effizienter.
- Die meisten Vollbenutzungsstunden werden von größeren Anlagen (z. B. an Flüssen wie Neckar) erreicht.
- Der Zubau und die Modernisierung finden derzeit vorwiegend im kleinen Leistungsbereich statt.

Diese Faktoren wirken mehrfach in gegenläufiger Richtung. Gleichzeitig betrifft der Bau neuer bzw. Umbau bestehender Anlagen in jedem Jahr nur einen sehr kleinen Teil des Gesamtbestandes.

Aufgrund dieser Tendenzen wurde von bundesweit gleich bleibenden Vollbenutzungsstunden ausgegangen, die jedoch – auf der Grundlage der Bewegungsdaten des Jahres 2015 – nach Inbetriebnahmejahrgängen differenziert betrachtet und entsprechend fortgeschrieben wurden. Die typischen jahreszeitlichen Schwankungen folgen im Normaljahr der Niederschlagswahrscheinlichkeit sowie der Schneeschmelze im Frühjahr. In Abbildung 7 ist der Monatsverlauf über den gesamten Prognosezeitraum dargestellt. Die Daten für 2015 beruhen auf den testierten Bewegungsdaten [ÜNB 2016b], diejenigen für Januar bis April 2016 auf vorläufigen Einspeisedaten der ÜNB [ÜNB 2016a]. Für das obere Szenario wurde pro Monat ein Mehrertrag von 15,0 % in wasserreichen Jahren gegenüber dem Trend-Szenario angenommen, für das untere Szenario ein Minderertrag von 14,5 % in besonders trockenen Jahren. Diese Abweichungen wurden in [IE 2007] aus Schwankungen von Pegeldata in einem Zeitraum von 30 Jahren abgeleitet.

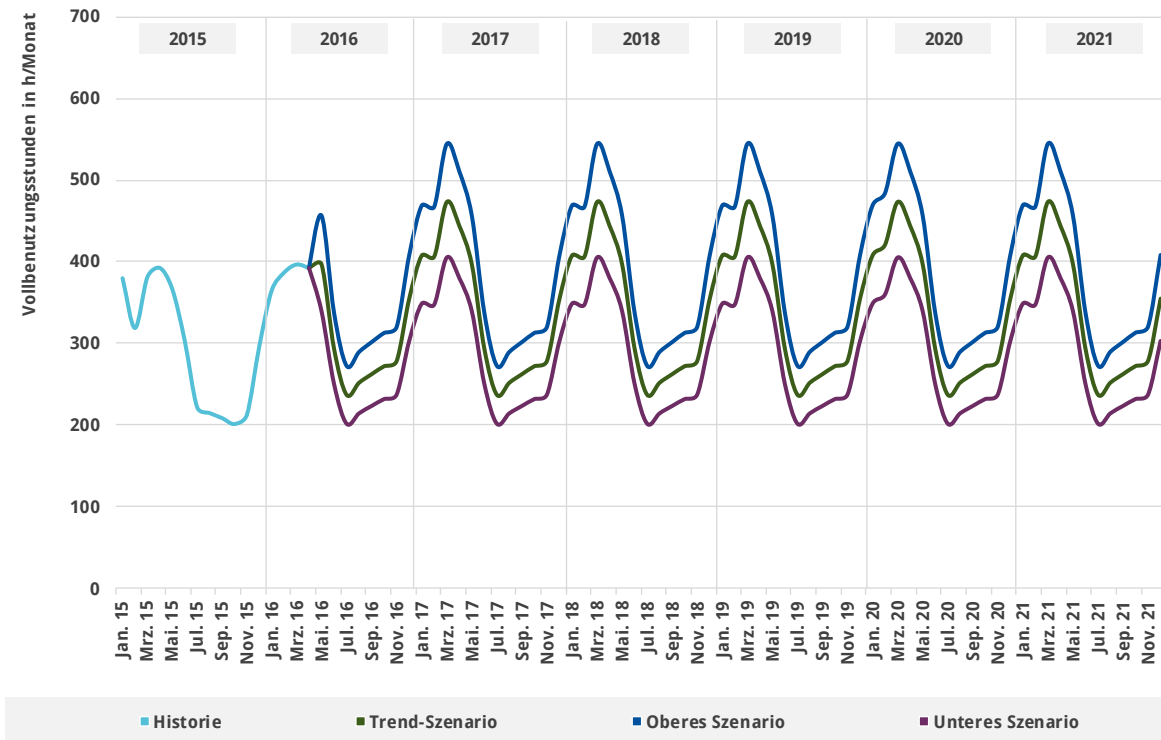


Abbildung 7 Monatliche Vollbenutzungsstunden für EEG-Wasserkraft bis Dezember 2021 nach Szenarien
Quelle: Einschätzungen des IE Leipzig auf Grundlage [ÜNB 2016b] und weiterer Quellen

Aus der Multiplikation der monatlichen Vollbenutzungsstunden der einzelnen Inbetriebnahmejahrgänge mit den bis Ende des Vormonats installierten und damit jeweils wirksamen Leistungen ergibt sich pro Monat und Szenario die Strommenge, die jahresweise in Tabelle 3 zusammengefasst ist. Dabei wird deutlich, dass das trockene Jahr 2015 etwa den Erwartungen an das untere Szenario entspricht, also am unteren Rand der erwarteten Spannweite lag.

Stromerzeugung in GWh/a	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Trend-Szenario (TS)	5.352,8	5.968,2	6.280,8	6.312,3	6.351,0	6.416,5	6.440,6
Oberes Szenario (OS)	5.352,8	6.508,3	7.236,0	7.294,3	7.362,6	7.465,6	7.520,9
Unteres Szenario (US)	5.352,8	5.445,1	5.356,8	5.360,9	5.366,8	5.393,6	5.382,8

Tabelle 3 Stromerzeugung aus Wasserkraft nach Szenarien bis 2021

Quelle: Berechnung des IE Leipzig 2016

3.1.4 Marktwertfaktoren

Der Marktwertfaktor für die Wasserkraft beträgt gemäß Anlage 1 zum EEG 2014 genau 1, d. h. die tatsächlichen Monatsmittelwerte der Stundenkontrakte der EPEX Spot sind ohne Zu- oder Abschlag zu Grunde zu legen.

3.1.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2021

Neu in Betrieb genommene Wasserkraftanlagen sind seit 01.01.2016 verpflichtet, die geförderte Direktvermarktung zu nutzen, sofern sie vom EEG profitieren wollen. Kleinere Anlagen haben weiterhin die Option einer festen Einspeisevergütung. Nach Einschätzung von Branchenexperten sowie Direktvermarktern wird sich an der derzeitigen Verteilung der Strommengen auf die Vermarktungsformen in den kommenden Jahren nur sehr wenig ändern, da es für fast alle Anlagenbetreiber inzwischen klare ökonomische und technische Gründe gibt, die für die gewählte Vermarktungsform sprechen [Hölder 2016], [Reitter 2016], [Uphoff 2016], [Werum 2016]. Eine leichte Verschiebung von der festen Vergütung zur Marktprämie ergibt sich danach noch

- durch die Akquisitionstätigkeit der Stromhändler, die versuchen, noch weitere Wasserkraftwerke als Vertragspartner zu binden sowie
- durch die Modernisierung bzw. den Ersatzneubau älterer Anlagen ab 100 kW, die anschließend verpflichtet sind, die Marktprämie zu nutzen.

Auf die sonstige Direktvermarktung, die außerhalb des EEG verläuft, entfielen Ende 2015 1,7 % der installierten Wasserkraftleistung. Dieser Prozentwert wurde für die Zukunft konstant gehalten, da für diese Form eher individuelle als ökonomische Gründe sprechen, so dass keine rationale Prognosegrundlage für Veränderungen besteht. Auch im Jahr 2021 steigt dieser Wert für Wasserkraft nicht an, da das EEG 2000 für Anlagen aus Wasserkraft keine Befristung ihrer Vergütung festgelegt hatte. Somit können alle alten Wasserkraftanlagen, die in den Jahren bis 2003 errichtet wurden, den damals geltenden Vergütungssatz unbefristet weiterhin erhalten und müssen aus dem Vergütungssystem des EEG nicht ausscheiden.

Im Dezember 2015 befanden sich 0,03 % der Leistung aller installierten Wasserkraftanlagen in der „Einspeisevergütung in Ausnahmefällen“ mit verminderter Vergütungszahlung gemäß § 38 EEG 2014. Für diese Vermark-

tungsform waren die Mengen 2015 marginal. In der Prognose ab dem Jahr 2016 wurden keine solchen Ausnahmefälle mehr angenommen (vgl. Kapitel 2.4).

In Abbildung 8 ist die Entwicklung der Vermarktung des erzeugten Stroms aus Wasserkraftanlagen nach den Vermarktungsformen, Jahren und Szenarien graphisch dargestellt. Es wird dabei deutlich, dass über die feste Einspeisevergütung über den gesamten Prognosezeitraum noch knapp die Mehrheit des Stroms in den Markt gelangt.

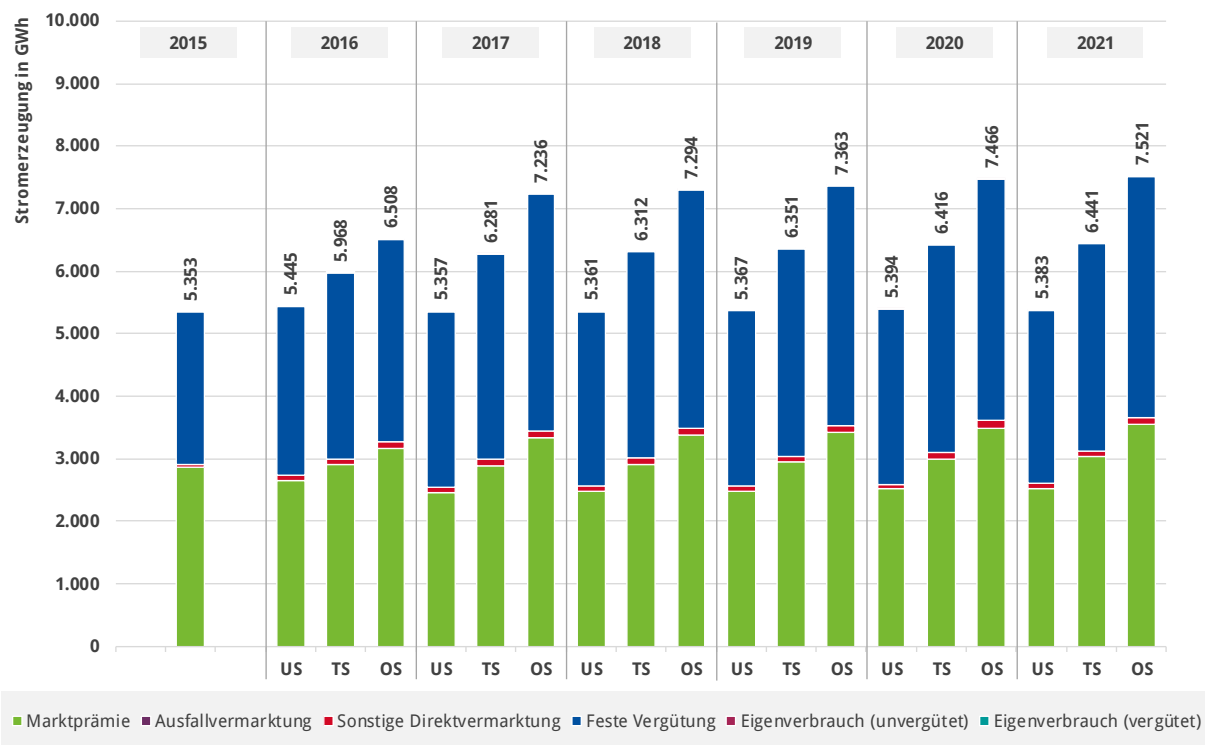


Abbildung 8 Stromerzeugung aus Wasserkraft nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021

Quelle: Berechnung des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c], [ÜNB 2016d] u. a.

In sehr geringem Umfang (0,05 % der Stromerzeugung) fand auch Eigenverbrauch aus Wasserkraftanlagen statt. Hier handelte es sich vermutlich meist um kleine Anlagen, die mit einer Mühle baulich verbunden sind, so dass im Mühlgebäude vom erzeugten Strom zunächst ein Teil genutzt und der ungenutzte Teil dann eingespeist wird. Dieser Umfang des Eigenverbrauchs wurde in den Prognosejahren – bezogen auf die Leistung – als konstant angenommen, Unterschiede bei der Stromerzeugung beruhen somit nur auf den Annahmen zu den Vollbenutzungsstunden in Normaljahren.

3.1.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2021

Aus der Zuordnung auf die Veräußerungsformen wurden im nächsten Schritt die Zahlungen abgeleitet. Dabei wurden jahrgangsweise die 2015 gezahlten spezifischen Vergütungen bzw. die spezifischen anzulegenden Werte beibehalten. Für neue Anlagen im Inbetriebnahmejahr 2016 wurde eine Degression von 0,5 % gegenüber dem Vorjahr berücksichtigt. Ab dem 01.01.2017 wurde für neu in Betrieb gehende Anlagen der anzulegende Wert bzw. die feste Vergütung angenommen, die das EEG 2017 für Anlagen in der Größenklasse bis 500 kW vorsieht, da davon auszugehen ist, dass alle oder fast alle Neuanlagen in diese Größenklasse fallen werden.

Da Ausschreibungen für die Wasserkraft nicht vorgesehen sind, konnten daraus dann unter Berücksichtigung einer Degression von 0,5 % p. a. auch die Vergütungssätze der Inbetriebnahmejahre 2018 bis 2021 abgeleitet werden.

Die Zahlungen, die von den Netzbetreibern als Marktprämie zu leisten sind, wurden errechnet, indem von den anzulegenden Werten die auf dem Strommarkt erzielbaren Erlöse abgezogen wurden, daher dominieren in Abbildung 9 die Zahlungen für feste Vergütungen in stärkerem Maße als diese Vermarktungsform bei den Strommengen dominiert.

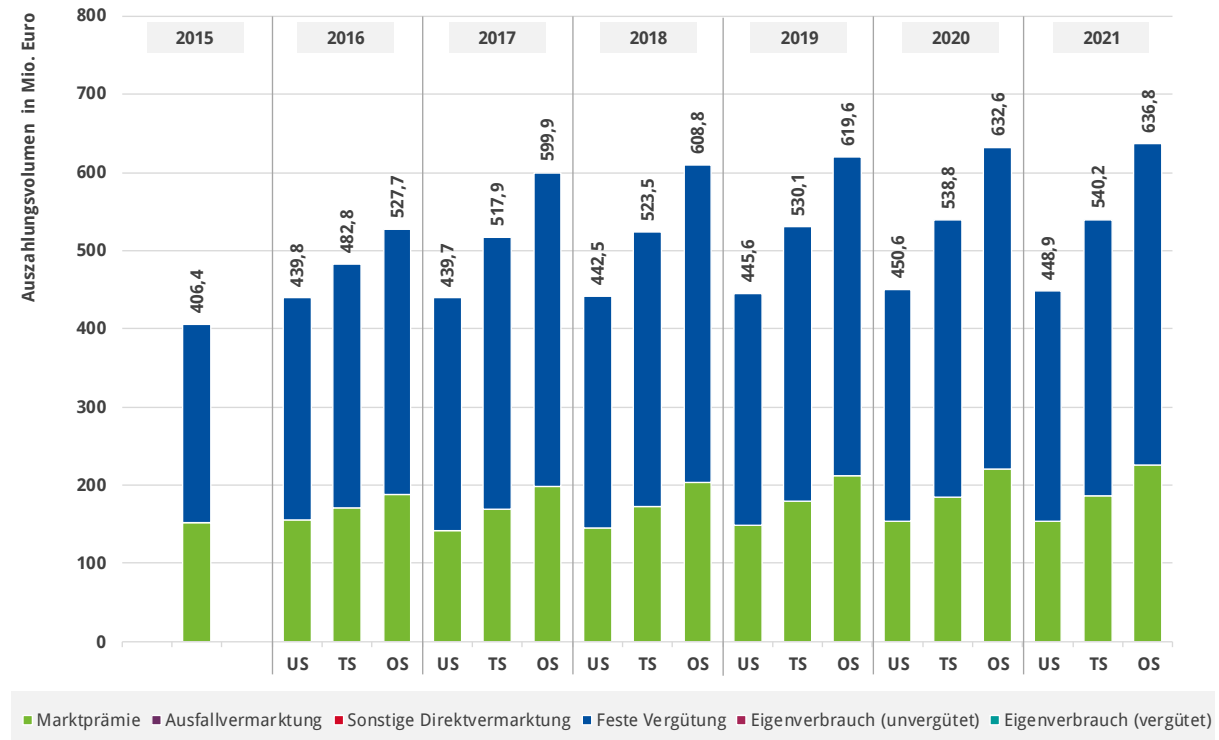


Abbildung 9 Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus EEG-Wasserkraft nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c], [ÜNB 2016d], [EEG 2017]

Den Auszahlungen der Übertragungsnetzbetreiber stehen vermiedene Netznutzungsentgelte gegenüber. Diese wurden gemäß Kapitel 2.4 berechnet. Dabei ergeben sich die in Tabelle 4 zusammengestellten vermiedenen Netznutzungsentgelte für EEG-Wasserkraftanlagen bis 2021.

vNE in Mio. Euro/a	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Trend-Szenario (TS)	37,79	42,67	45,62	45,87	46,19	46,69	46,90
Oberes Szenario (OS)	37,79	46,54	52,57	53,03	53,57	54,37	54,82
Unteres Szenario (US)	37,79	38,91	38,90	38,95	39,01	39,22	39,16

Tabelle 4 Vermiedene Netznutzungsentgelte für Stromerzeugung aus Wasserkraft nach Szenarien bis 2021
Quelle: Berechnungen des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c]

3.1.7 Zusammenfassung

Insgesamt sind bei der Wasserkraft somit keine Veränderungen zu erwarten, die die Größenordnung der eingespeisten Strommengen oder der dafür erforderlichen Auszahlungen deutlich verändern könnten. Der Ausbau hängt wesentlich von wasserrechtlichen Rahmenbedingungen sowie von der regionalen Förderpraxis außerhalb des EEG ab. Ausschreibungen sind nicht geplant.

3.2 Deponiegas

3.2.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Der Zubau von Deponiegas ist rückläufig. Im Jahr 2004 lag der Zubau bei 19,0 MW, im Jahr 2015 wurden nur noch 0,7 MW Leistung neu installiert. Der rückläufige Zubau hat seine Ursache in den zurückgehenden Deponiegasmengen. Seit Juli 2005 ist die Ablagerung unvorbehandelter organischer Abfälle verboten. Dadurch fallen nur noch geringe Mengen an Deponiegas mit geringem Methangehalt an, die in einer KWK-Anlage nicht mehr wirtschaftlich eingesetzt werden können. Das anfallende Deponiegas stammt fast ausschließlich aus Ablagerungen vor 2005. Bei bereits stillgelegten Deponien mit hohem Anteil organischer Abfälle sinkt die Deponiegasmenge mit zunehmendem Alter der Deponie. Nach Unterschreiten einer bestimmten Gasbildungsrate kann das Deponiegas nicht mehr wirtschaftlich und später auch nicht mehr technisch zur Stromerzeugung genutzt werden. Um die noch vorhandenen Deponierestgasmengen weiterhin nutzen zu können, werden mitunter die Gasmotoren durch neue Motoren mit geringerer Leistung ersetzt (Downsizing). Ist das Deponiegasaufkommen zu gering, werden die Anlagen ganz stillgelegt. In Abbildung 10 ist der Leistungszubau der letzten Jahre dargestellt. Zum 31.12.2015 ergab sich ein Gesamtbestand von 197 MW [ÜNB 2016c]. Über 80 % der Leistung aller Deponiegasanlagen weisen ein Inbetriebnahmedatum auf, das vor 2005 liegt.



Abbildung 10 Entwicklung von Gesamtzubau und mittlerer Anlagengröße für Deponiegas seit 2004
Quelle: [ÜNB 2016c]

3.2.2 Leistungsentwicklung 2016 bis 2021

Nach Angaben der Bundesnetzagentur [BNetzA 2016a] wurde im ersten Halbjahr 2016 eine Deponiegasanlage mit einer installierten Leistung von lediglich 0,137 MW neu in Betrieb genommen. Aufgrund des Ablagerungsverbot es unvorbehandelter organischer Abfälle und der zunehmenden Ausgasung von Altdeponien sinkt die Deponiegasmenge kontinuierlich. Im Trend-Szenario wird daher angenommen, dass keine weiteren Neuanlagen installiert werden. Um die Auslastung der Motoren zu optimieren, können diese im Rahmen eines „Downsizing“ durch effizientere und kleinere Anlagen ersetzt werden. Dadurch können Standorte länger genutzt werden. Insgesamt ist jedoch davon auszugehen, dass aufgrund der rückläufigen Menge an energetisch nutzbaren Deponiegas Bestandsanlagen vermehrt stillgelegt werden [Herbert 2016]. Für alle drei Szenarien wird daher von einem Netto-Rückbau ausgegangen. Alle Annahmen zur prognostizierten Leistungsentwicklung sind in Tabelle 5 dargestellt.

Leistung in MW	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Trend-Szenario (TS)							
Zubau	0,7	0,1	-	-	-	-	-
Rückbau	3,4	8,0	7,0	6,0	5,0	5,0	5,0
Jahresendbestand	197	189	182	176	171	166	161
Oberes Szenario (OS)							
Zubau	0,7	0,3	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Rückbau	3,4	8,0	5,0	4,0	3,0	3,0	3,0
Jahresendbestand	197	189	185	182	180	178	176
Unteres Szenario (US)							
Zubau	0,7	0,1	-	-	-	-	-
Rückbau	3,4	8,0	9,0	8,0	7,0	7,0	7,0
Jahresendbestand	197	189	180	172	165	158	151

Tabelle 5 Prognose der Leistungsentwicklung der Deponiegasanlagen in Deutschland nach Szenarien bis 2021
 Quelle: Einschätzungen des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c], [BNetzA 2016a] u. a.

3.2.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2021

Aus den Anlagenstamm- und Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber [ÜNB 2016b], [ÜNB 2016c] konnten für Bestandsanlagen etwa 1.980 Vollbenutzungsstunden ermittelt werden. Die Vollbenutzungsstunden der jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber wurden nach Inbetriebnahmejahrgängen differenziert betrachtet und entsprechend fortgeschrieben. In der Prognose wird davon ausgegangen, dass die Vollbenutzungsstunden aufgrund der rückläufigen Deponiegasmenge im Trend-Szenario um 2 % pro Jahr sinken. Im oberen Szenario sinken die Vollbenutzungsstunden mit 1 % pro Jahr etwas moderater. Im unteren Szenario wird von einer deutlichen Senkung der Deponiegasmenge ausgegangen. Insofern fällt der Wert mit 7 % auch deutlich stärker aus. In Abbildung 11 sind die Annahmen zu den monatlichen Vollbenutzungsstunden für Deponiegas zusammenfassend dargestellt.

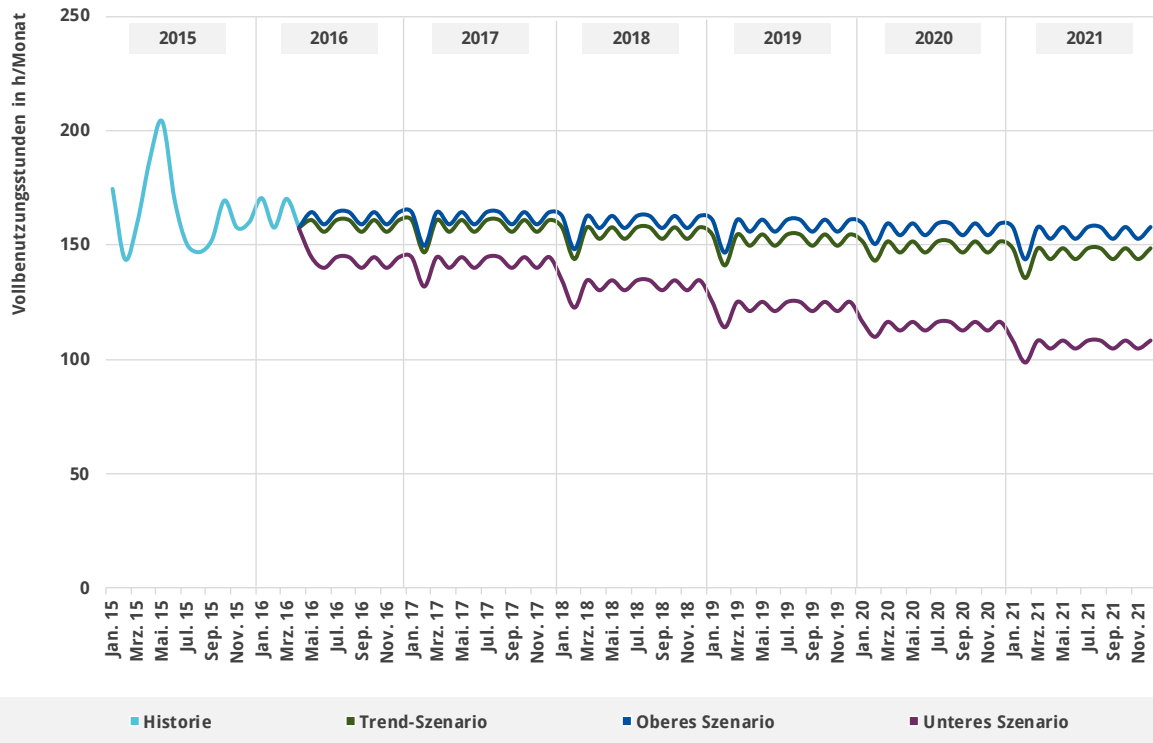


Abbildung 11 Monatliche Vollbenutzungsstunden für Deponiegas bis Dezember 2021 nach Szenarien
 Quelle: Einschätzungen des IE Leipzig auf Grundlage (ÜNB 2016b) und weiterer Quellen

Aus der Multiplikation der monatlichen Vollbenutzungsstunden der einzelnen Inbetriebnahmejahrgänge mit der bis Ende des Vormonats installierten und damit jeweils wirksamen Leistung ergibt sich pro Monat und Szenario die Stromerzeugung. In Tabelle 6 ist die Stromerzeugung jahresweise für jedes Szenario dargestellt.

Stromerzeugung in GWh/a	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Trend-Szenario (TS)	392,98	373,00	352,62	333,43	316,68	302,28	286,68
Oberes Szenario (OS)	392,98	378,07	362,84	352,44	344,10	337,84	329,83
Unteres Szenario (US)	392,98	348,69	316,00	280,33	249,58	223,14	198,01

Tabelle 6 Stromerzeugung aus Deponiegas nach Szenarien bis 2021
 Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig 2016

3.2.4 Marktwertfaktoren

Der Marktwertfaktor für Deponiegas beträgt gemäß Anlage 1 zum EEG 2014 genau 1, d. h. die tatsächlichen Monatsmittelwerte der Stundenkontrakte der EPEX Spot sind ohne Zu- oder Abschlag zu Grunde zu legen.

3.2.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2021

Seit dem 01.01.2016 sind neu in Betrieb genommene Deponiegasanlagen verpflichtet, die geförderte Direktvermarktung zu nutzen, sofern sie eine Förderung durch das EEG in Anspruch nehmen wollen. Kleine Anlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 100 kW haben weiterhin die Möglichkeit einer festen Einspeisevergütung.

Im Jahr 2015 entfielen etwa die Hälfte der Strommengen aus Deponiegas auf die feste Einspeisevergütung und 47 % auf die geförderte Direktvermarktung. Lediglich 3 % des erzeugten Stroms wurde über die sonstige Direktvermarktung veräußert. Für die Prognose wird davon ausgegangen, dass sich die bisherige Verteilung der Strommengen auf die Vermarktungsformen bis zum Jahr 2020 fortsetzt. Im Jahr 2021 kommt es dann zu einem sprunghaften Anstieg der Strommengen in der sonstigen Direktvermarktung, weil viele Deponiegasanlagen aufgrund ihrer Inbetriebnahme im Jahr 2000 oder davor aus dem Vergütungssystem des EEG ausscheiden und ihren Strom außerhalb des EEG vermarkten werden.

Nur 0,09 % der Strommengen aus Deponiegas entfielen auf die „Einspeisevergütung in Ausnahmefällen“. Für diese Vermarktungsform wurde keine eigenständige Prognose erstellt, da einerseits die Mengen 2015 marginal waren und andererseits vereinfachend davon ausgegangen wird, dass diese Ausnahmefälle nicht mehr auftreten.

Mit 0,6 % der Stromerzeugung fand 2015 ein sehr geringer Eigenverbrauch aus Deponiegasanlagen statt. In Bezug auf die Leistung wurde dieser Eigenverbrauch in den Prognosejahren als konstant angenommen. Die Abweichungen bei der Stromerzeugung beruhen somit auf den Annahmen zu den Vollbenutzungsstunden.

In Abbildung 12 ist die Entwicklung der Vermarktung des erzeugten Stroms aus Deponiegasanlagen nach Szenarien bis 2021 dargestellt.

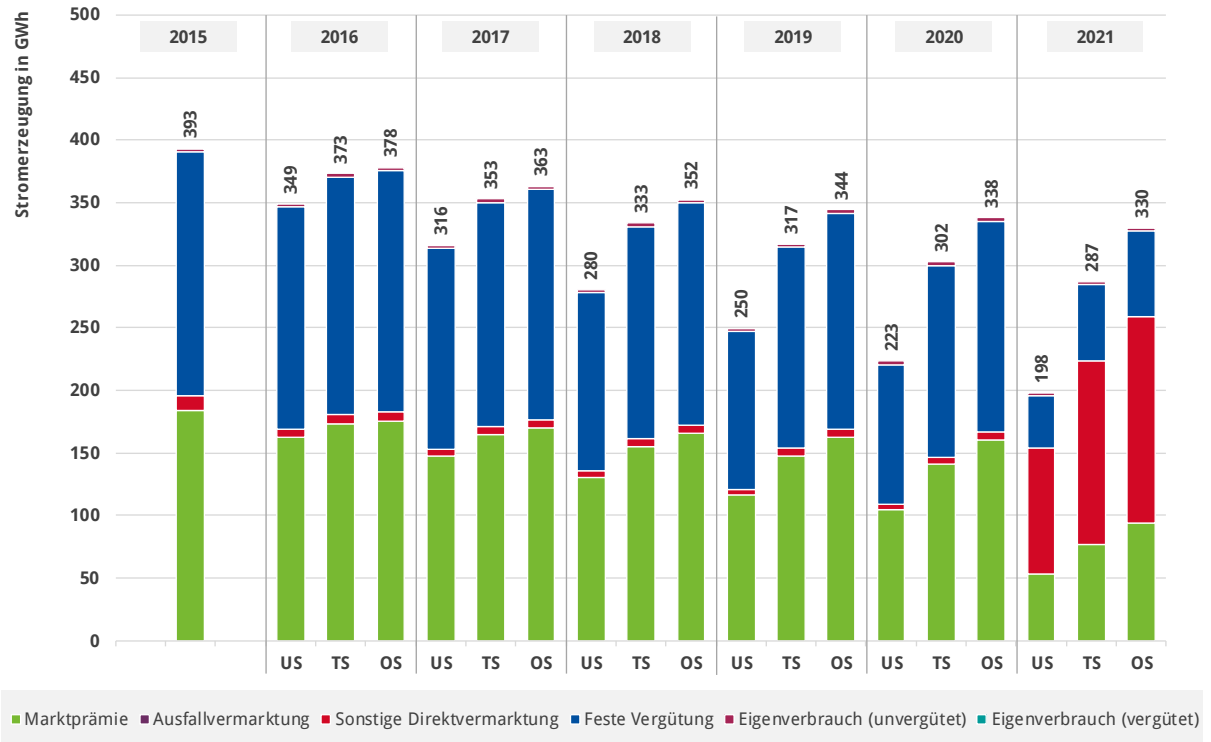


Abbildung 12 Stromerzeugung aus Deponiegas nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021

Quelle: Berechnung des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c], [ÜNB 2016d] u. a.

3.2.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2021

Aus der Zuordnung der Strommengen auf die Veräußerungsform können im nächsten Schritt die Zahlungen abgeleitet werden. Dabei wurden jahrgangsweise die 2015 gezahlten spezifischen Vergütungen bzw. die spezifischen anzulegenden Werte beibehalten. Für 2016 neu in Betrieb gegangene Anlagen wurde eine Degression von 1,5 % gegenüber dem Vorjahr berücksichtigt. Die Vergütungssätze für Anlagen mit Inbetriebnahmedatum 2017 bis 2021 (oberes Szenario) konnten ebenfalls unter Berücksichtigung einer jährlichen Degression von 1,5 % abgeleitet werden.

Die Zahlungen der Marktpremie ergeben sich als Differenz zwischen dem Vergütungsanspruch, welcher im EEG als anzulegender Wert definiert ist, und den auf dem Strommarkt erzielbaren Erlösen. Daher sind die Zahlungen für die festen Vergütungen höher, obwohl die Strommengen in den Vermarktungsformen Marktpremie und feste Vergütung in etwa gleich sind. Analog zu den Strommengen sinken 2021 die Zahlungen für Deponiegas signifikant, da viele Anlagen aus dem EEG-Vergütungssystem ausscheiden. In Abbildung 13 sind die EEG-Zahlungen für Deponiegas bis zum Jahr 2021 dargestellt.

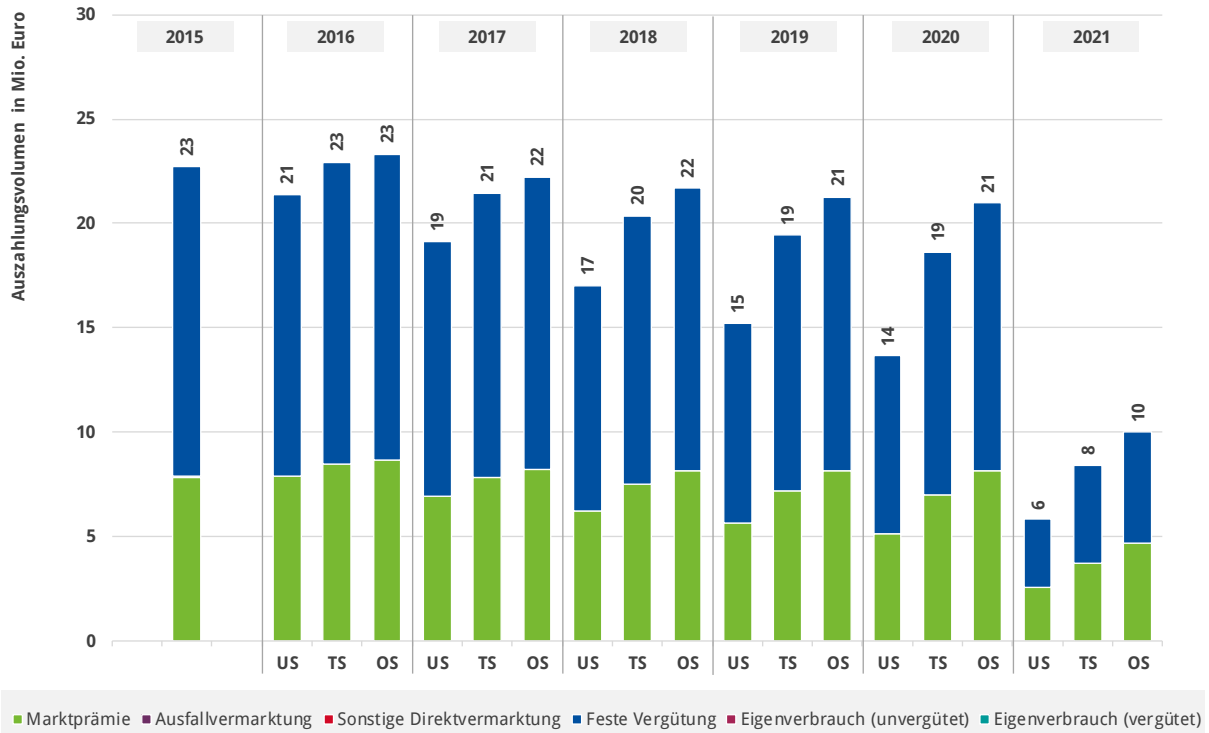


Abbildung 13 Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Deponiegas nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c], [ÜNB 2016d], [EEG 2017]

Die vermiedenen Netznutzungsentgelte wurden für die Zukunft aus Erfahrungswerten [ÜNB 2016b] abgeleitet. In Tabelle 7 sind die vermiedenen Netznutzungsentgelte für Deponiegas bis 2021 zusammengefasst.

vNE in Mio. Euro/a	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Trend-Szenario (TS)	3,38	3,21	3,03	2,87	2,72	2,60	1,19
Oberes Szenario (OS)	3,38	3,25	3,12	3,02	2,95	2,89	1,39
Unteres Szenario (US)	3,38	3,00	2,71	2,41	2,14	1,91	0,82

Tabelle 7 Vermiedene Netznutzungsentgelte für Stromerzeugung aus Deponiegas nach Szenarien bis 2021

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c]

3.2.7 Zusammenfassung

Die eingespeisten Strommengen aus Deponiegas sind vergleichsweise gering und in der Tendenz weiter abnehmend. Gleiches gilt für die Vergütungs- und Prämienzahlungen.

3.3 Klärgas

3.3.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Der höchste EEG-Zubau an Klärgasanlagen innerhalb eines Jahres fand 2007 mit 4,1 MW statt. In den Folgejahren nahm der EEG-Zubau ab und lag im Durchschnitt bei 1,3 MW pro Jahr. Auch in der Tendenz ist er weiter rückläufig. Diese Entwicklung ist darauf zurückzuführen, dass mittlerweile der größte Teil der Kläranlagen bereits mit Anlagen zur Klärgasverstromung ausgerüstet sind, so dass nur noch ein geringes zusätzliches Potenzial verbleibt. Zugebaut wurden vor allem Anlagen mit einer durchschnittlichen Anlagenleistung von über 100 kW. Zum 31.12.2015 ergab sich eine installierte Gesamtleistung von rund 80 MW [ÜNB 2016c]. Knapp die Hälfte der Leistung aller Klärgasanlagen mit EEG-Förderung wurde im Jahr 2000 oder eher installiert. In Abbildung 14 ist die Entwicklung des Gesamtzubaus und der mittleren Anlagengröße bei Klärgasanlagen seit 2004 dargestellt.



Abbildung 14 Entwicklung von Gesamtzubau und mittlerer Anlagengröße für Klärgas seit 2004

Quelle: [ÜNB 2016c]

3.3.2 Leistungsentwicklung 2016 bis 2021

Der EEG-Zubau von Klärgasanlagen hängt unter anderem von deren Altersstruktur ab. Vor allem größere Anlagen werden in nächster Zeit im Rahmen eines Repowerings durch neue effizientere Anlagen ersetzt. Darüber hinaus ist auch mit einzelnen Neubauprojekten zu rechnen [Herbert 2016]. Im ersten Halbjahr 2016 wurden nach Zahlen der Bundesnetzagentur [BNetzA 2016a] 0,035 MW zugebaut. In Anlehnung an den Trend der vergangenen Jahre wird im Trend-Szenario und oberen Szenario von einem mehr oder weniger starken Nettozubau ausgegangen. Im unteren Szenario bleibt die installierte Leistung konstant. In Tabelle 8 sind die Annahmen zur Leistungsentwicklung von Klärgasanlagen zusammengefasst.

Leistung in MW	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Trend-Szenario (TS)							
Zubau	0,4	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Rückbau	3,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Jahresendbestand	79,8	80,3	80,8	81,3	81,8	82,3	82,8
Oberes Szenario (OS)							
Zubau	0,4	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Rückbau	3,7	0,5	-	-	-	-	-
Jahresendbestand	79,8	80,3	81,3	82,3	83,3	84,3	85,3
Unteres Szenario (US)							
Zubau	0,4	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Rückbau	3,7	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Jahresendbestand	79,8	80,3	80,3	80,3	80,3	80,3	80,3

Tabelle 8 Prognose der Leistungsentwicklung der Klärgasanlagen in Deutschland nach Szenarien bis 2021
Quelle: Einschätzungen des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c], [BNetzA 2016a] u. a.

3.3.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2021

Die Vollbenutzungsstunden für 2015 wurden aus den Leistungszahlen und den real erzeugten Strommengen abgeleitet. Im Ergebnis konnten für Klärgasanlagen deutschlandweit rund 790 Vollbenutzungsstunden ermittelt werden. Die Vollbenutzungsstunden in den jeweiligen Regelzonen wurden nach Inbetriebnahmejahren differenziert ausgewertet und fortgeschrieben. Sie beziehen sich ausschließlich auf die Strommengen, die in das Netz eingespeist werden und für die ein Anspruch auf EEG-Vergütung besteht. Der überwiegende Teil der erzeugten Strommengen wird jedoch in den Klärwerken selbst verbraucht. Dieser Anteil wird im Rahmen der Prognose nicht abgeschätzt. Weiterhin wird in der Prognose davon ausgegangen, dass die neuen gegenüber den älteren Motoren deutlich höhere Wirkungsgrade aufweisen [Herbert 2016]. Aufgrund dieser technischen Effizienzentwicklung wird für das Trend-Szenario eine Steigerung der Vollbenutzungsstunden um 2 % pro Jahr angenommen. Im oberen Szenario wird dieser Wert auf 4 % pro Jahr erhöht. Im unteren Szenario verbleiben die

Vollbenutzungsstunden auf dem gleichen Niveau wie 2015. Die Annahmen zu den Vollbenutzungsstunden sind in Abbildung 15 dargestellt.

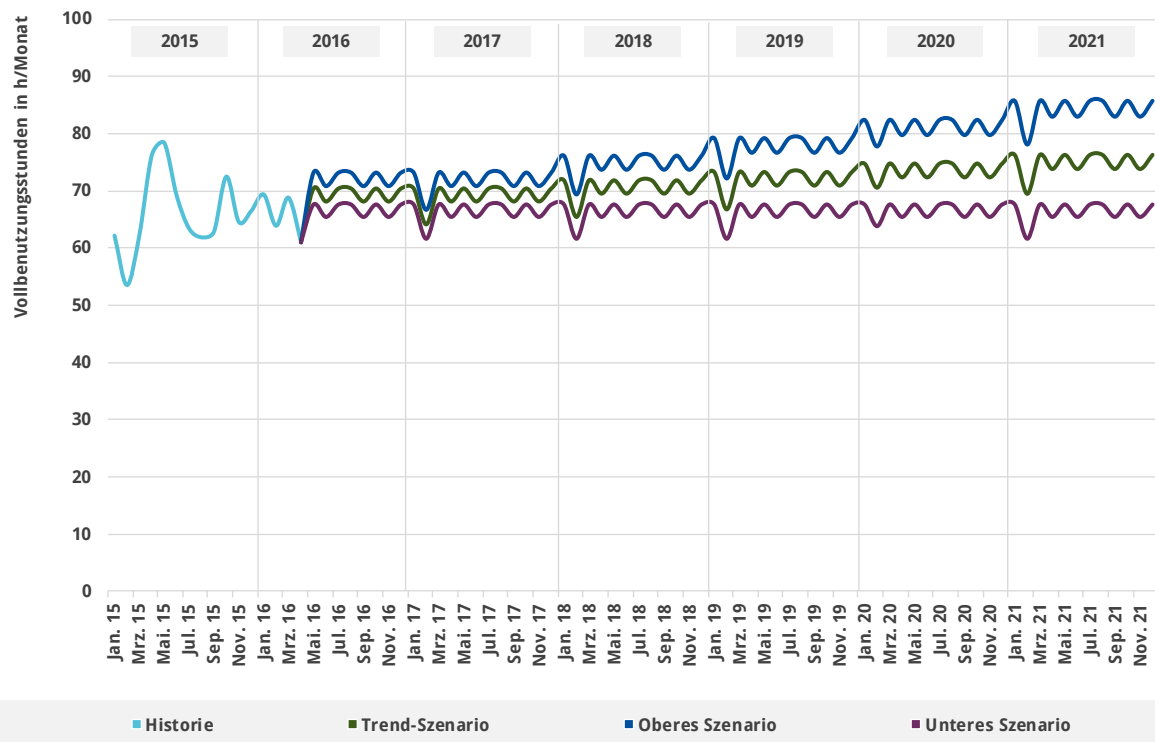


Abbildung 15 Monatliche Vollbenutzungsstunden für Stromerzeugung aus Klärgas bis Dezember 2021 nach Szenarien

Quelle: Einschätzungen des IE Leipzig auf Grundlage [ÜNB 2016b] und weiterer Quellen

Die Stromerzeugung in jedem Szenario ergibt sich rechnerisch für jeden Kalendermonat aus den prognostizierten Vollbenutzungsstunden und der wirksam installierten Leistung dieses Monats. In Tabelle 9 ist die Stromerzeugung aus Klärgas jahresweise für jedes Szenario dargestellt.

Stromeinspeisung in GWh/a	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Trend-Szenario (TS)	63,60	65,15	66,56	68,33	70,14	72,19	73,89
Oberes Szenario (OS)	63,86	67,16	69,67	73,36	77,24	81,54	85,59
Unteres Szenario (US)	63,86	63,68	64,04	64,04	64,04	64,22	64,04

Tabelle 9 Stromerzeugung aus Klärgas (ohne Eigenverbrauch) nach Szenarien bis 2021

Quelle: Berechnung des IE Leipzig 2016

3.3.4 Marktwertfaktoren

Der Marktwertfaktor für Strom aus Klärgas beträgt gemäß Anlage 1 zum EEG 2014 genau 1, d. h. die tatsächlichen Monatsmittelwerte der Stundenkontrakte der EPEX Spot sind ohne Zu- oder Abschlag zu Grunde zu legen.

3.3.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2021

Anlagenbetreiber von Klärgasanlagen müssen ihren erzeugten Strom im Rahmen des „Marktprämienmodells“ veräußern, sofern sie eine Vergütung nach dem EEG erhalten wollen. Für Kleinanlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 100 kW besteht jedoch weiterhin die Option der festen Einspeisevergütung.

Im Jahr 2015 wurden etwa drei Viertel des eingespeisten Stroms aus Klärgas über die feste Einspeisevergütung veräußert, auf die geförderte Direktvermarktung entfielen rund 20 %. Weitere 4 % des erzeugten Stroms aus Klärgas wurden im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung veräußert. Für die Prognose wird davon ausgegangen, dass sich die bisherige Verteilung der Strommengen auf die Vermarktungsformen bis zum Jahr 2020 fortsetzt. In der Praxis wird die Veräußerungsform nur selten hinterfragt, obwohl andere Vermarktungswege wirtschaftlich attraktiver wären [Herbert 2016]. Durch den Zubau bzw. Ersatz älterer Anlagen ab 100 kW ergibt sich eine leichte Verschiebung von der festen Vergütung zur Marktprämie. Ab 2021 wird dann ein Großteil des erzeugten Stroms über die sonstige Direktvermarktung veräußert, weil viele Klärgasanlagen aufgrund ihrer Inbetriebnahme im Jahr 2000 oder davor aus dem Fördersystem des EEG ausscheiden und in die sonstige Direktvermarktung wechseln. In Abbildung 16 ist die Entwicklung der Vermarktung des erzeugten Stroms aus Klärgasanlagen nach Szenarien bis 2021 dargestellt.

Der in den EEG-Daten registrierte Eigenverbrauch lag 2015 bei nur 0,4 %. Der bei weitem größte Teil des Eigenverbrauchs wird dagegen in den EEG-Bewegungsdaten nicht registriert und auch in der Prognose nicht quantifiziert.

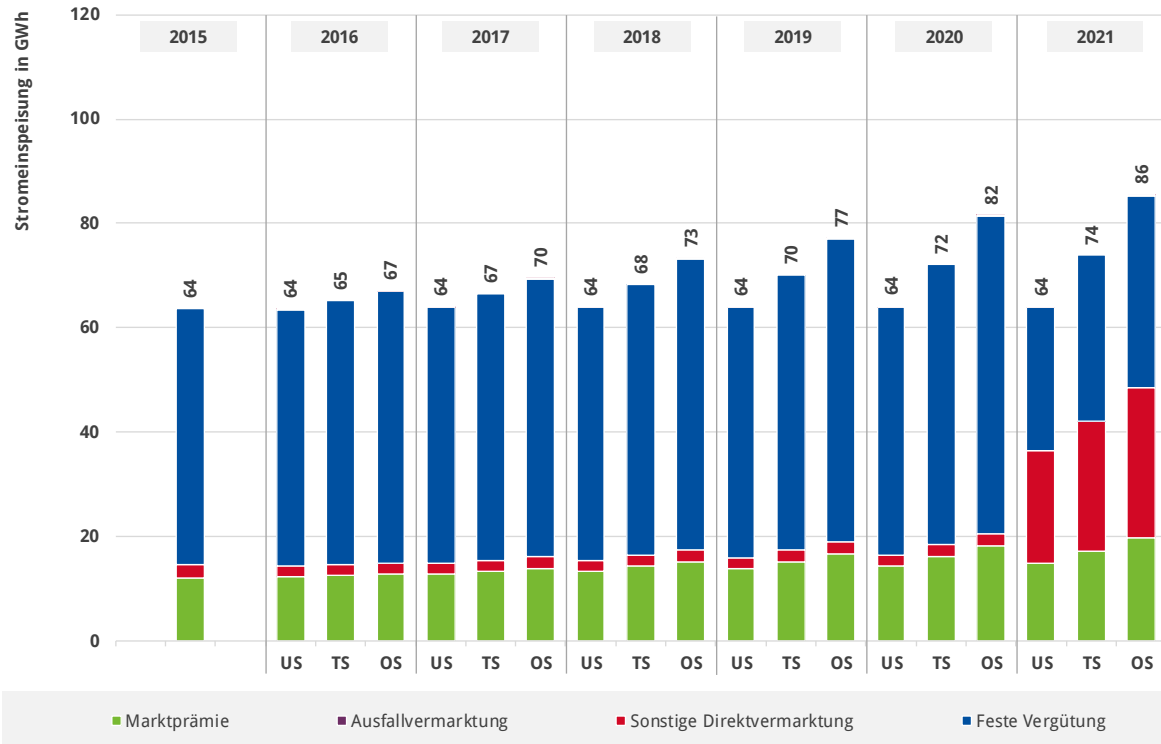


Abbildung 16 Stromerzeugung aus Klärgas nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021, ohne Berücksichtigung des Eigenverbrauchs der Kläranlagen

Quelle: Berechnung des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c], [ÜNB 2016d] u. a.

3.3.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2021

Nach der Zuordnung der Strommengen auf die Veräußerungsform können im nächsten Schritt die Zahlungen abgeleitet werden. Dabei wurden jahrgangsweise die 2015 gezahlten spezifischen Vergütungen bzw. die spezifischen anzulegenden Werte beibehalten. Die Zahlungen für Neuanlagen unterliegen einer jährlichen Degression von 1,5 %.

Die Zahlungen der Marktprämie ergeben sich als Differenzkosten zwischen fester Einspeisevergütung und durchschnittlichem Markterlös. Da viele Anlagen im Jahr 2000 oder davor in Betrieb genommen worden sind und ihr Anspruch auf Vergütung im Jahr 2021 endet, sinken die Zahlungen für Strom aus Klärgas deutlich. In Abbildung 17 sind die EEG-Zahlungen für Strom aus Klärgas bis zum Jahr 2021 dargestellt.

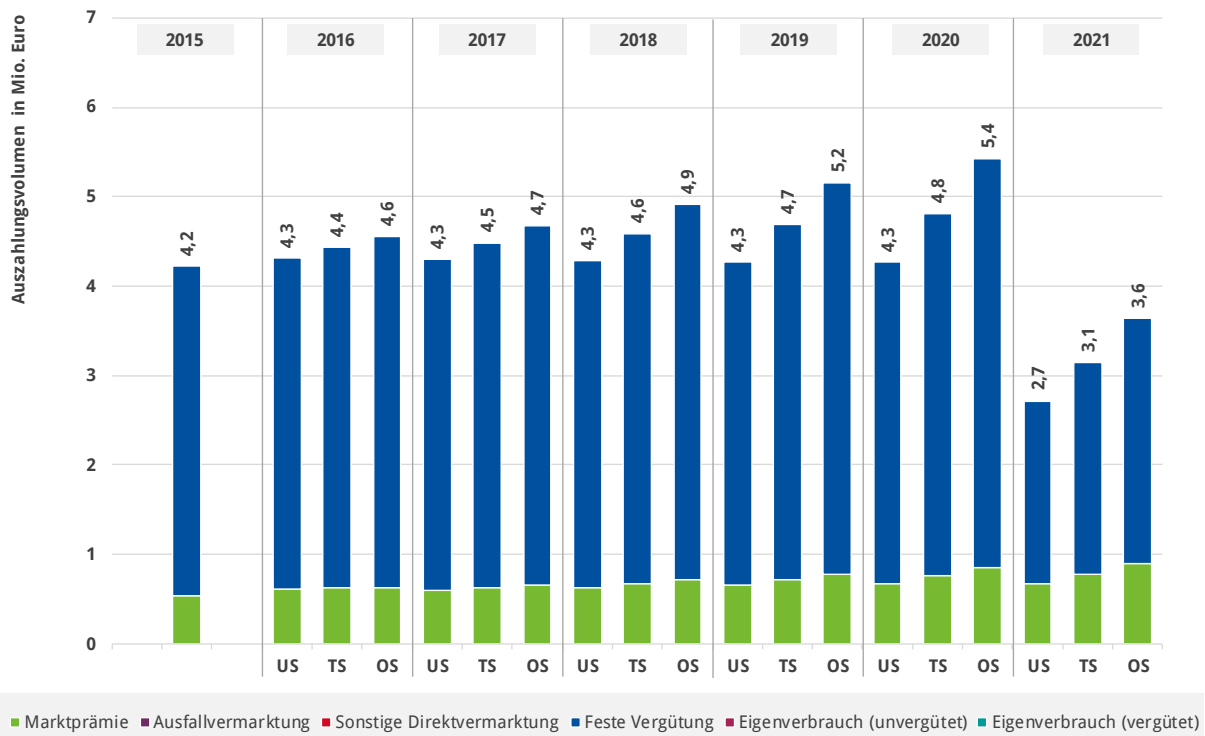


Abbildung 17 Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Klärgas nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c], [ÜNB 2016d], [EEG 2017]

Die vermiedenen Netznutzungsentgelte bis 2021 wurden aus Erfahrungswerten [ÜNB 2016b] abgeleitet. In Tabelle 10 sind die vermiedenen Netznutzungsentgelte für Klärgas bis 2021 zusammengefasst.

vNE in Mio. Euro/a	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Trend-Szenario (TS)	0,47	0,49	0,50	0,52	0,53	0,55	0,36
Oberes Szenario (OS)	0,47	0,50	0,53	0,55	0,59	0,62	0,42
Unteres Szenario (US)	0,47	0,48	0,48	0,48	0,48	0,49	0,31

Tabelle 10 Vermiedene Netznutzungsentgelte für Stromeinspeisung aus Klärgas nach Szenarien bis 2021

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c]

3.3.7 Zusammenfassung

Der Strom aus Klärgas wird in der Regel in den Klärwerken selbst verbraucht. Die darüber hinaus eingespeisten Strommengen sind vergleichsweise gering und in der Tendenz leicht ansteigend.

3.4 Grubengas

3.4.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Bei Grubengas zeigt sich eine ähnliche Entwicklung wie für Deponiegas. Im Jahr 2004 fand der stärkste Leistungszubau statt. In den Folgejahren war ein Rückgang der neu installierten Leistung zu verzeichnen. In den Jahren 2012 bis 2015 wurden keine neuen Grubengasanlagen errichtet. Zum 31.12.2015 ergab sich eine installierte Gesamtleistung von rund 220 MW, wobei etwa 95 % der Leistung bis 2004 in Betrieb genommen worden sind. In Abbildung 18 ist die bisherige Entwicklung von Grubengas zusammengefasst und die mittlere Anlagengröße seit 2004 dargestellt.



Abbildung 18 Entwicklung von Gesamtzubau und mittlerer Anlagengröße bei Grubengas seit 2004

Quelle: [ÜNB 2016c]

3.4.2 Leistungsentwicklung 2016 bis 2021

Im ersten Halbjahr 2016 ist eine Grubengasanlage mit einer installierten Leistung von rund 2,7 MW in Betrieb gegangen. Im Allgemeinen wird jedoch davon ausgegangen, dass sich der Trend der letzten Jahre fortsetzt und kein Zubau mehr stattfindet [Brandt 2016]. Alle bekannten Gasfelder sind weitestgehend erschlossen [Ilse 2014]. Aufgrund des rückläufigen Gasaufkommens ist in Zukunft mit Stilllegungen einzelner Anlagenmodule zu rechnen. Für das Trend-Szenario und untere Szenario wird daher von einem Netto-Rückbau ausgegangen. Im oberen Szenario wird angenommen, dass in Schachtanlagen noch Ausgasungen stattfinden, die verwertet werden sollen. Daher wird im oberen Szenario ein geringer Zubau unterstellt, der vor allem durch kleinere Anlagen geprägt ist. Alle Annahmen zur Leistungsentwicklung sind in Tabelle 11 dargestellt.

Leistung in MW	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Trend-Szenario (TS)							
Zubau	-	2,7	-	-	-	-	-
Rückbau	-	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Jahresendbestand	220	222	221	220	219	218	217
Oberes Szenario (OS)							
Zubau	-	2,7	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Rückbau	-	1,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Jahresendbestand	220	222	223	223	224	224	225
Unteres Szenario (US)							
Zubau	-	2,7	-	-	-	-	-
Rückbau	-	1,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Jahresendbestand	220	222	219	216	213	210	207

Tabelle 11 Prognose der Leistungsentwicklung der Grubengasanlagen in Deutschland nach Szenarien bis 2021

Quelle: Einschätzungen des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c], [BNetzA 2016a] u. a.

3.4.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2021

Die Auswertung der Anlagenstamm- und Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber [ÜNB 2016b], [ÜNB 2016c] ergab für Grubengas etwa 4.460 Vollbenutzungsstunden im Jahr 2015. Aufgrund der rückläufigen Gasmenge in den Lagerstätten wird angenommen, dass die Vollbenutzungsstunden im Trend-Szenario um 1 % pro Jahr sinken. Für das obere Szenario werden konstante Vollbenutzungsstunden unterstellt, im unteren Szenario sinken diese um 2 % pro Jahr. In Abbildung 19 sind die Annahmen zu den monatlichen Vollbenutzungsstunden für Grubengas dargestellt.

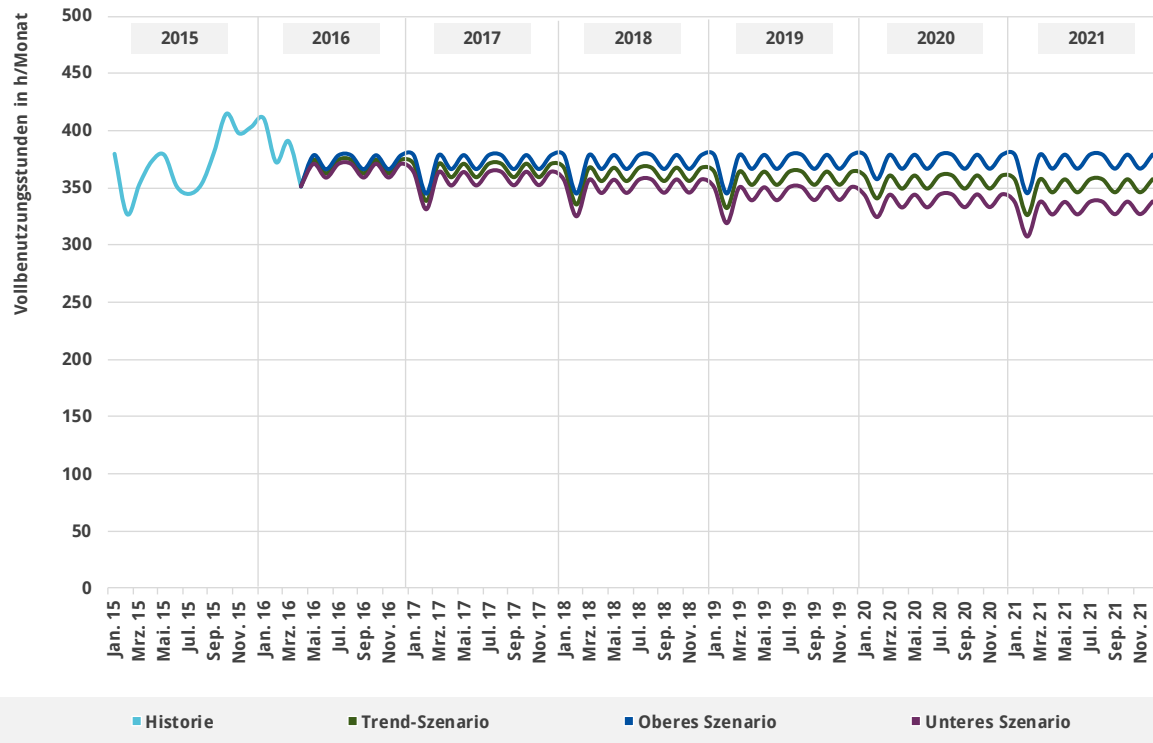


Abbildung 19 Monatliche Vollbenutzungsstunden für Grubengas bis Dezember 2021 nach Szenarien

Quelle: Einschätzungen des IE Leipzig auf Grundlage (ÜNB 2016b) und weiterer Quellen

Durch Multiplikation der monatlichen Vollbenutzungsstunden der einzelnen Inbetriebnahmejahrgänge mit der bis Ende des Vormonats installierten und damit jeweils wirksamen Leistung kann die Stromerzeugung pro Monat und Szenario berechnet werden. In Tabelle 12 ist die Stromerzeugung jahresweise für jedes Szenario dargestellt.

Stromerzeugung in GWh/a	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Trend-Szenario (TS)	982,7	992,9	969,4	955,9	942,5	931,9	916,3
Oberes Szenario (OS)	982,7	999,5	992,0	994,5	997,0	1.002,2	1.002,0
Unteres Szenario (US)	982,7	986,3	946,4	916,3	887,1	861,1	831,0

Tabelle 12 Stromerzeugung aus Grubengas nach Szenarien bis 2021

Quelle: Berechnung des IE Leipzig 2016

3.4.4 Marktwertfaktoren

Der Marktwertfaktor für Grubengas beträgt gemäß Anlage 1 zum EEG 2014 genau 1, d. h. die tatsächlichen Monatsmittelwerte der Stundenkontrakte der EPEX Spot sind ohne Zu- oder Abschlag zu Grunde zu legen.

3.4.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2021

Neu in Betrieb genommene Grubengasanlagen müssen ihren Strom über die geförderte Direktvermarktung veräußern, sofern die Anlagen über das EEG gefördert werden sollen. Kleinere Anlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 100 kW sind von dieser Verpflichtung ausgenommen und können weiterhin die Option der festen Einspeisevergütung nutzen.

Im Jahr 2015 entfielen etwa 70 % der Strommengen aus Grubengas auf die geförderte Direktvermarktung. Die übrigen Strommengen wurden über den Weg der festen Einspeisevergütung veräußert. Weder die sonstige Direktvermarktung noch der Eigenverbrauch spielten 2015 eine Rolle. Für die Prognose wird davon ausgegangen, dass sich die bisherige Verteilung der Strommengen auf die Vermarktungsformen bis zum Jahr 2020 fortsetzt. Im Jahr 2021 fallen Anlagen mit Inbetriebnahmedatum bis 2000 aus dem Vergütungssystem des EEG. Der Strom dieser Anlagen wird dann über die sonstige Direktvermarktung veräußert. In Abbildung 20 ist die Verteilung des erzeugten Stroms aus Grubengas auf die Veräußerungsformen bis 2021 dargestellt.

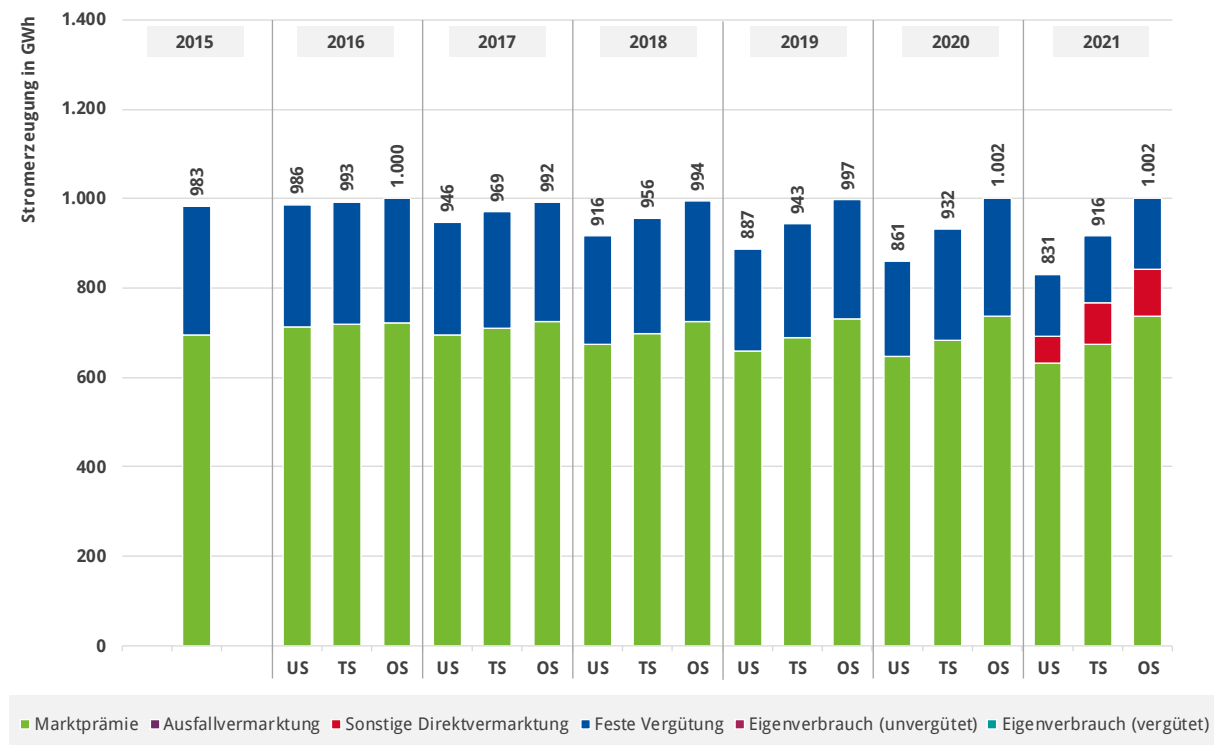


Abbildung 20 Stromerzeugung aus Grubengas nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021

Quelle: Berechnung des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c], [ÜNB 2016d] u. a.

3.4.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2021

Die EEG-Zahlungen können aus der Zuordnung der Strommengen auf die Veräußerungsform abgeleitet werden. Dabei wurden jahrgangswise die 2015 gezahlten spezifischen Vergütungen bzw. die spezifischen anzulegenden Werte beibehalten. Für 2016 neu in Betrieb gegangene Anlagen wurde eine Degression von 1,5 % gegenüber dem Vorjahr berücksichtigt. Für Anlagen mit Inbetriebnahmedatum 2017 bis 2021 (oberes Szenario) konnten die Vergütungssätze ebenfalls unter Berücksichtigung einer jährlichen Degression von 1,5 % berechnet werden.

Die Zahlungen der Marktprämie ergeben sich als Differenz zwischen der festen Einspeisevergütung und dem erzielbaren Marktpreis an der Strombörse. Daher fallen die Zahlungen für die feste Vergütung vergleichsweise hoch aus, obwohl die Strommengen in der Marktprämie deutlich dominieren. Im Jahr 2021 sinken die EEG-Zahlungen für Grubengas signifikant, da einzelne Anlagen aus dem EEG-Vergütungsmechanismus ausscheiden. In Abbildung 21 sind die EEG-Zahlungen für Deponiegas bis zum Jahr 2021 dargestellt.

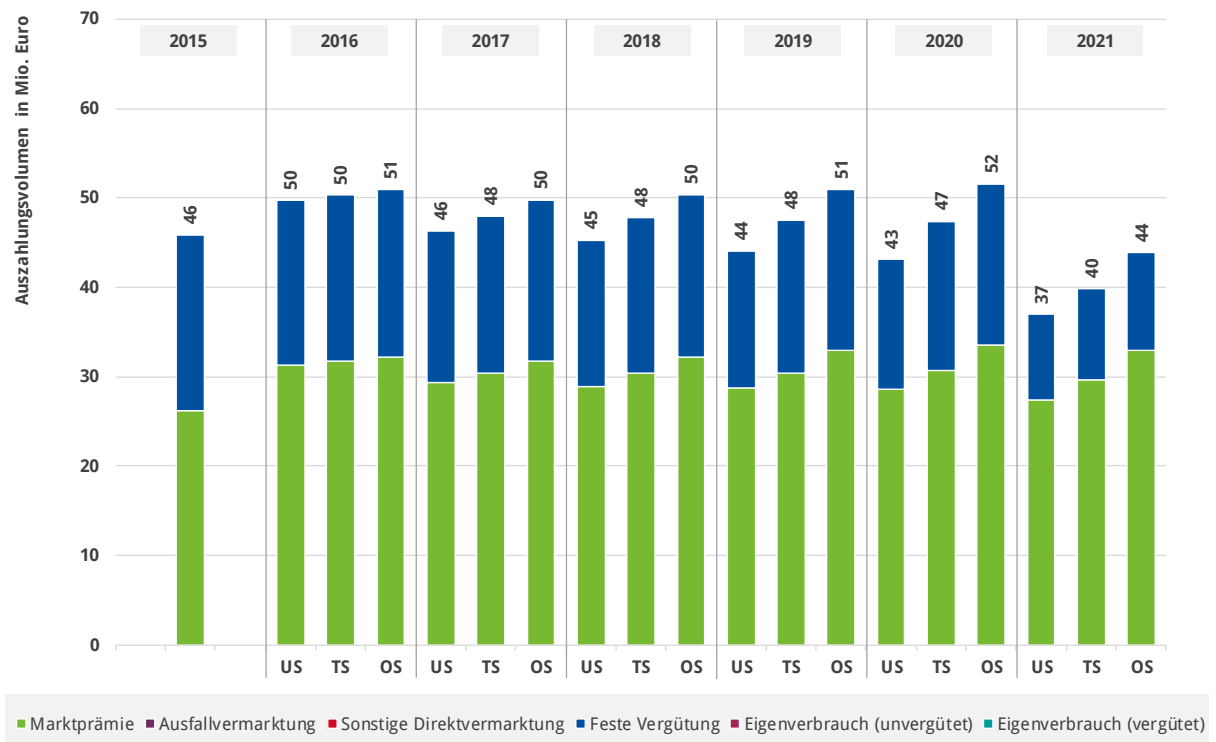


Abbildung 21 Gliederung der Stromerzeugung aus Grubengas nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c], [ÜNB 2016d], [EEG 2017]

Die vermiedenen Netznutzungsentgelte für die Zukunft wurden aus Erfahrungswerten [ÜNB 2016b] abgeleitet. In Tabelle 13 sind die vermiedenen Netznutzungsentgelte für Grubengas bis 2021 zusammengefasst.

vNE in Mio. Euro/a	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Trend-Szenario (TS)	6,20	6,26	6,12	6,05	5,98	5,92	5,59
Oberes Szenario (OS)	6,20	6,30	6,26	6,28	6,30	6,34	6,07
Unteres Szenario (US)	6,20	6,22	5,99	5,83	5,68	5,54	5,23

Tabelle 13 Vermiedene Netznutzungsentgelte für Stromerzeugung aus Grubengas nach Szenarien bis 2021
Quelle: Berechnungen des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c]

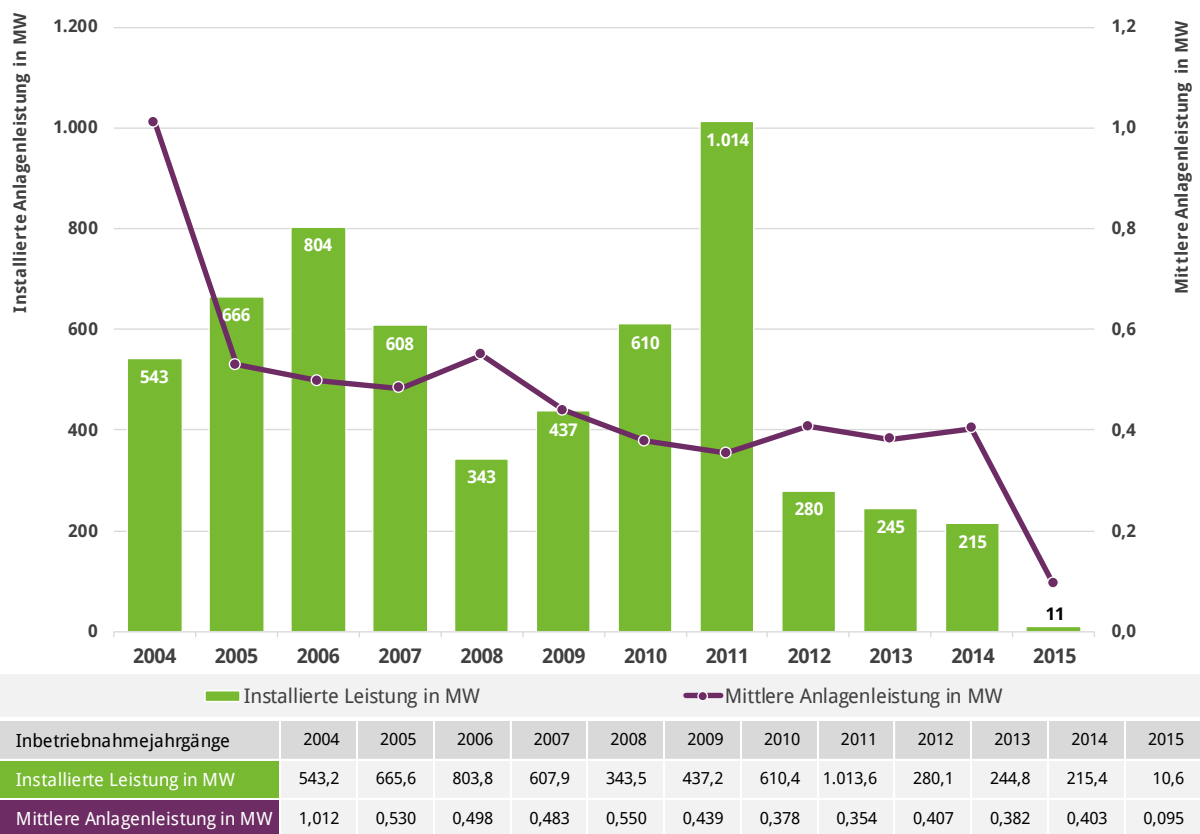
3.4.7 Zusammenfassung

Aufgrund der rückläufigen Gasmengen wird auch die Stromerzeugung aus Grubengas zurückgehen. Der Zubau an Anlagen stellt eher die Ausnahme dar.

3.5 Biomasse

3.5.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Die Entwicklung des Zubaus von Biomasseanlagen wurde in den vergangenen Jahren von den Förderbedingungen des EEG bestimmt. Der Höhepunkt des Anlagenneubaus konnte im Jahr 2011 mit über 1.000 MW neu installierter Leistung erreicht werden. Durch die geänderte Fördersystematik für Strom aus Biomasse im Rahmen des EEG 2012 und EGG 2014 ist der Leistungszubau seitdem deutlich gebremst worden, so dass im Jahr 2015 der geringste Zubau von Biomasseanlagen seit Bestehen des EEG verzeichnet wurde. Lediglich in der Klasse der Güllekleinanlagen konnte ein leichter Zubau erreicht werden. In Abbildung 22 sind der Leistungszubau der letzten Jahre sowie die typischen Anlagengrößen dargestellt.



Anmerkung: Im Jahr 2015 ist nur der Zubau der neu installierten Leistung dargestellt. Die Überbauung, die 2015 gemeldet wurde, verteilt sich auf alle Inbetriebnahmejahrgänge.

Abbildung 22 Entwicklung von Gesamtzubau und mittlerer Anlagengröße für Biomasse seit 2004
Quelle: [ÜNB 2016c]

Der Bestand der Biomasseanlagen in Deutschland umfasste Ende 2015 eine installierte Leistung von insgesamt 6.733 MW [ÜNB 2016c]. Der Anteil der Biogasanlagen betrug davon, inkl. der Stromeinspeisung durch Biomechan, etwa 60 % (4.018 MW). Darin enthalten ist auch der zur Flexibilisierung der Biogasanlagen notwendige Überbau. Diese Leistung erzeugt jedoch nicht kontinuierlich Strom, sondern steht zur Verfügung, wenn im Stromnetz ein Bedarf festgestellt wird. Die durchschnittliche Anlagenleistung bei Biogasanlagen (Bestand) hat sich wegen der Überbauung in den letzten zehn Jahren erhöht [FVB 2016a]. Die gesamte Stromerzeugung aus Biomasse stieg entsprechend des geringen Zubaus arbeitsrelevanter Leistung im vergangenen Jahr nur moderat an. Sie belief sich im Jahr 2015 auf ca. 40,6 TWh.

3.5.2 Leistungsentwicklung 2016 bis 2021

Durch die EEG-Novelle 2017 kommt es erneut zu Veränderungen im Bereich der Stromerzeugung aus Biomasse. Folgende Rahmenbedingungen wurden bei der Prognose berücksichtigt:

- Die Förderung von Strom aus Biomasse wird von der garantierten Festvergütung auf Ausschreibungen umgestellt. An den Ausschreibungen können Neuanlagen mit einer Leistung ab 150 kW und alle Bestandsanlagen teilnehmen (§ 22, § 30, § 39f). Altholzanlagen sind aufgrund der ordnungsrechtlichen Verwertungspflicht von einer weiteren Förderung ausgeschlossen.
- Für Neuanlagen beträgt die Dauer der Förderung 20 Jahre (§ 25). Bestandsanlagen können die Förderung einmalig für weitere 10 Jahre erhalten (Anschlussförderung, § 39g).
- Das jährliche Ausschreibungsvolumen liegt in den Jahren 2017 bis 2019 bei 150 MW brutto und in den Jahren 2020 bis 2022 bei 200 MW brutto (§ 4). Die Leistung der Biomasse-Neuanlagen, die außerhalb von Ausschreibungen zugebaut wird, wird beim Ausschreibungsvolumen des Folgejahres berücksichtigt.
- Anlagen, die an der Ausschreibung teilnehmen, müssen den Strom bedarfsgerecht und flexibel erzeugen. Die Förderung für Strom aus Biogasanlagen erfolgt nur noch für 50 % der installierten Leistung, für Strom aus Festbrennstoffen für 80 % der installierten Leistung (§ 39h).
- Nach dem 01.08.2014 in Betrieb genommene Biogasanlagen (> 100 kW) erhalten für die Bereitstellung flexibler Leistung einen Flexibilitätszuschlag in Höhe von 40 € je Kilowatt installierter Leistung und Jahr (§ 50 a bzw. § 53 EEG 2014). Für Biogasanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01.08.2014 wird die Flexibilitätsprämie beibehalten (§ 50b).
- Die Vergütung (Marktprämie oder Einspeisevergütung) für Anlagen außerhalb der Ausschreibung wird entsprechend dem EEG 2014 fortgeschrieben. Die Degression beträgt 0,5 % im Halbjahr. Ebenfalls fortgeführt wird die Regelung aus dem EEG 2014, dass für Anlagen, die nicht an der Direktvermarktung teilnehmen, die Förderung um 0,2 ct/kWh gesenkt wird.

Der Ausbaupfad für Biomasse ermöglicht mit Inkrafttreten des EEG 2017 nur einen geringen Zubau. Zwar liegt die Ausschreibungsmenge von Biomasse mit 150 MW brutto (in den Jahren 2020 bis 2022: 200 MW brutto) über dem im EEG 2014 vorgesehenen Zubaupfad von 100 MW brutto, allerdings bleibt abzuwarten, ob die wirtschaftlichen Anreize ausreichen, um den Zubau für neue Anlagen anzukurbeln und Bestandsanlagen ernsthafte Perspektiven bieten zu können [BBE et al 2016, Biogasrat 2016].

Da für Bestandsanlagen die Gebotshöchstgrenze höher ist als für Neuanlagen, werden sich an den Ausschreibungen überwiegend Bestandsanlagen beteiligen (sogenannte Anschlussförderung). Für diese Anlagen gelten ebenso entsprechende Flexibilisierungsanforderungen, so dass eine teilweise Modernisierung erforderlich ist. Der Zubau an Neuanlagen wird sich außerhalb der Ausschreibung auf kleine Gülleanlagen konzentrieren. Für den Zeitraum 2016 bis 2021 wird erwartet, dass der Ausbaukorridor für Biomasse (2016: 100 MW, 2017 bis 2019: 150 MW, ab 2020: 200 MW) nicht erreicht wird [DBFZ 2016, FVB 2016a, FVB 2016b]. Es wird davon ausgegangen, dass der Zubau bis 2018 überwiegend außerhalb der Ausschreibung durch Anlagen unter 100 kW installierter Leistung erfolgt und jährlich je nach Szenario zwischen 20 bis 70 MW liegt. Ab 2019 wird der Zubau durch Anlagen, die sich an der Ausschreibung beteiligen, bestimmt. Vor allem Bestandsanlagen werden die Möglichkeit der Anschlussförderung nutzen, so dass bei einer angenommenen durchschnittlichen Anlagengröße von 500 kW der Zubau ab 2019 moderat zunehmen wird und dann jährlich zwischen 95 bis 145 MW liegt.

Neben der Inbetriebnahme von Neuanlagen bzw. der Anschlussförderung von Bestandsanlagen wird durch die Überbauung von Biogasbestandsanlagen zum Erhalt der Flexibilitätsprämie ein Leistungszubau je nach Szenario zwischen 60 und 120 MW pro Jahr erwartet. Die gesetzliche Fördergrenze in Höhe von 1.350 MW wird im Betrachtungszeitraum nicht erreicht.

Parallel zum Zubau und zur Überbauung findet auch Rückbau statt. Die erste Förderperiode der Bioenergieanlagen mit Inbetriebnahme nach EEG 2000 läuft mit dem 31.12.2020 aus. Zugleich können sich Bestandsanlagen an der Ausschreibung beteiligen, wenn der bisherige Förderanspruch nur noch für höchstens acht Jahre besteht. Die Anlagen gehen dann zunächst vom Netz und gelten nach Zuschlagserteilung wieder als neu in Betrieb genommen. Bis 2018 wird von einem geringen Rückbau von jährlich 10 bis 25 MW ausgegangen. In den Folgejahren steigt die stillgelegte Leistung an und wird im Jahr 2021 – abhängig vom Szenario – mit 100 bis 150 MW prognostiziert [DBFZ 2016].

In Tabelle 14 ist die Prognose zur Leistungsentwicklung der Biomasseanlagen für die drei Szenarien angegeben. Im oberen Szenario werden gegenüber dem Trend-Szenario ein höherer Zubau durch Neuanlagen und Überbauung sowie weniger Rückbau angenommen. Die Tendenzen im unteren Szenario sind entsprechend entgegengesetzt.

Leistung in MW	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Trend-Szenario (TS)							
Zubau (inkl. Überbauung)	18	150	150	149	200	200	210
Rückbau	17	15	15	15	30	60	120
Jahresendbestand	6.738	6.873	7.008	7.141	7.311	7.451	7.542
Oberes Szenario (OS)							
Zubau (inkl. Überbauung)	18	161	180	190	261	242	256
Rückbau	17	15	10	10	20	50	100
Jahresendbestand	6.738	6.884	7.054	7.234	7.475	7.668	7.824
Unteres Szenario (US)							
Zubau (inkl. Überbauung)	18	139	115	119	157	158	174
Rückbau	17	15	20	25	50	100	150
Jahresendbestand	6.738	6.861	6.956	7.050	7.157	7.215	7.238

Tabelle 14 Prognose der Leistungsentwicklung der Biomasseanlagen in Deutschland nach Szenarien bis 2021
Quelle: Einschätzungen des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c], [BNetzA 2016a] u. a.

3.5.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2021

Die Prognose der Vollbenutzungsstunden von Biomasseanlagen orientiert sich an der Entwicklung der vergangenen Jahre für Bestandsanlagen. Hier zeigte sich in den letzten Jahren ein degressiv steigender Verlauf, der in eine Sättigung übergeht. Durch den geringen Zubau von Neuanlagen ändert sich der Anlagenbestand derzeit kaum, so dass für das Jahr 2016 von ähnlichen Vollbenutzungsstunden (ca. 6.030 Stunden) wie im Vorjahr ausgegangen wird. Diese Entwicklung kann grundsätzlich auch für den Zeitraum bis 2021 angenommen werden. Da für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie die installierte Leistung mit Überbauung jedoch nicht durchgängig abgerufen werden darf, ist, bezogen auf die gesamte installierte Leistung, zukünftig von einem leichten Rückgang der Vollbenutzungsstunden auszugehen.

In Abbildung 23 ist der Monatsverlauf über den Prognosezeitraum dargestellt. Die Daten von 2015 basieren auf den testierten Bewegungsdaten [ÜNB 2016b], die von Januar bis April 2016 auf den vorläufigen Einspeisedaten der ÜNB [ÜNB 2016a]. Die Verteilung der Vollbenutzungsstunden auf die Monate Mai 2016 bis Dezember 2021 erfolgte entsprechend der Verteilung des Jahres 2015. Für das obere und untere Szenario wurden die mittleren Abweichungen vom historischen Entwicklungsverlauf bestimmt und auf die Vollbenutzungsstunden des Trendszenarios bezogen [IE 2014]. Damit ergeben sich im Vergleich zum Trendszenario etwa 2 % höhere Vollbenutzungsstunden im oberen Szenario und etwa 6 % niedrigere Vollbenutzungsstunden im unteren Szenario.

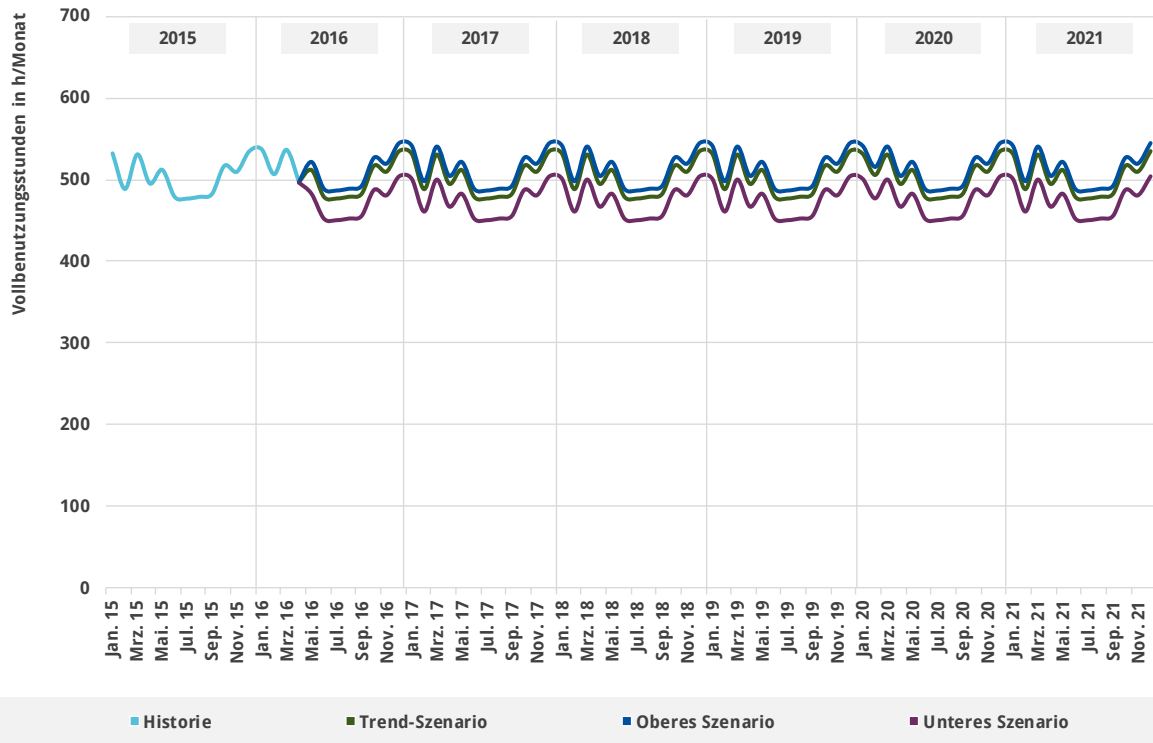


Abbildung 23 Monatliche Vollbenutzungsstunden für EEG-Biomasse bis Dezember 2021 nach Szenarien
 Quelle: Einschätzungen des IE Leipzig auf Grundlage [ÜNB 2016b] und weiterer Quellen

Die Stromerzeugung aus Biomasse ergibt sich aus den monatlichen Vollbenutzungsstunden der einzelnen Inbetriebnahmejahrgänge und den bis Ende des Vormonats installierten und damit jeweils wirksamen Leistungen. Die jahresweisen Strommengen sind in Tabelle 15 nach Szenarien zusammengefasst. Da sich die installierte Leistung insbesondere bis zum Jahr 2018 nur wenig ändert, zeigt sich bei der Stromerzeugung die Abhängigkeit von den Vollbenutzungsstunden (Schaltjahreseffekt in den Jahren 2016 und 2020).

Stromerzeugung in GWh/a	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Trend-Szenario (TS)	40.633	40.843	40.770	40.981	41.312	41.893	41.969
Oberes Szenario (OS)	40.633	41.388	41.681	42.012	42.522	43.316	43.620
Unteres Szenario (US)	40.633	39.318	38.369	38.452	38.597	38.850	38.594

Tabelle 15 Stromerzeugung aus Biomasse nach Szenarien bis 2021
 Quelle: Berechnung des IE Leipzig 2016

3.5.4 Marktwertfaktoren

Der Marktwertfaktor für die Biomasse beträgt gemäß Anlage 1 zum EEG 2014 genau 1, d. h. die tatsächlichen Monatsmittelwerte der Stundenkontrakte der EPEX Spot sind ohne Zu- oder Abschlag zu Grunde zu legen.

3.5.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2021

Die Nutzung der Marktprämie für Strom aus Biomasseanlagen hat in den letzten Jahren stark zugenommen und ist im Jahr 2015 auf ca. 72 % angestiegen. Insbesondere für Anlagen im mittleren und großen Leistungsbereich (ab 100 kW installierter elektrischer Leistung) nutzen die Betreiber die Möglichkeit der Marktprämie [DBFZ 2015]. Für den Fall der Inanspruchnahme von Flexibilitätsprämie oder Flexibilitätszuschlag ist die Teilnahme an der geförderten Direktvermarktung Voraussetzung. Die entsprechenden Strommengen sind daher in den Strommengen zur Marktprämie bereits enthalten (Abbildung 24). Zwischen August 2014 und Mai 2016 wurde eine Erhöhung der installierten Leistung von 166 MW neu zur Flexibilitätsprämie angemeldet [BNetzA 2016a]. Der Flexibilitätszuschlag wurde bisher kaum genutzt [ÜNB 2016b]. Die feste Einspeisevergütung wird von ca. 28 % der Anlagenbetreiber in Anspruch genommen, während die sonstige Direktvermarktung derzeit keine Bedeutung hat.

Für die zukünftigen Vermarktungsanteile wurden sämtliche Neuanlagen mit einer installierten Leistung größer 100 kW_{el} der verpflichtenden Direktvermarktung und die kleineren Anlagen (< 100 kW_{el}) der festen Einspeisevergütung zugeteilt. Bei Bestandsanlagen wurde davon ausgegangen, dass ein Wechsel zwischen den Vergütungsformen seltener stattfindet und damit nach einem leichten Anstieg der Direktvermarktung keine deutlichen Änderungen der Vermarktungsanteile mehr zu erwarten sind. Aufgrund der auf 20 Jahre befristeten Vergütungszahlungen scheiden Anlagen, die nach dem EEG 2000 in Betrieb genommen wurden, beginnend ab dem Jahr 2021 aus dem Vergütungssystem des EEG aus und werden dann der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet.

Für den Prognosezeitraum 2016 bis 2021 wird in den drei Szenarien von den in Abbildung 24 dargestellten Vermarktungsmengen ausgegangen. Für das Trendszenario wird erwartet, dass der Anteil der Anlagen, die die Marktprämie nutzen, im Jahr 2016 bei durchschnittlich 74 % liegt und sich in den weiteren Jahren bei 76 % stabilisiert. Es wird prognostiziert, dass im Jahr 2021 etwa 3 % des aus Biomasseanlagen erzeugten Stroms über die sonstige Direktvermarktung veräußert wird. Aus den unterschiedlichen Annahmen zum Leistungszuwachs sowie zu Vollbenutzungsstunden resultieren im Vergleich zum Trend-Szenario leicht höhere Vermarktungsmengen im oberen Szenario und geringfügig niedrigere Vermarktungsmengen im unteren Szenario.

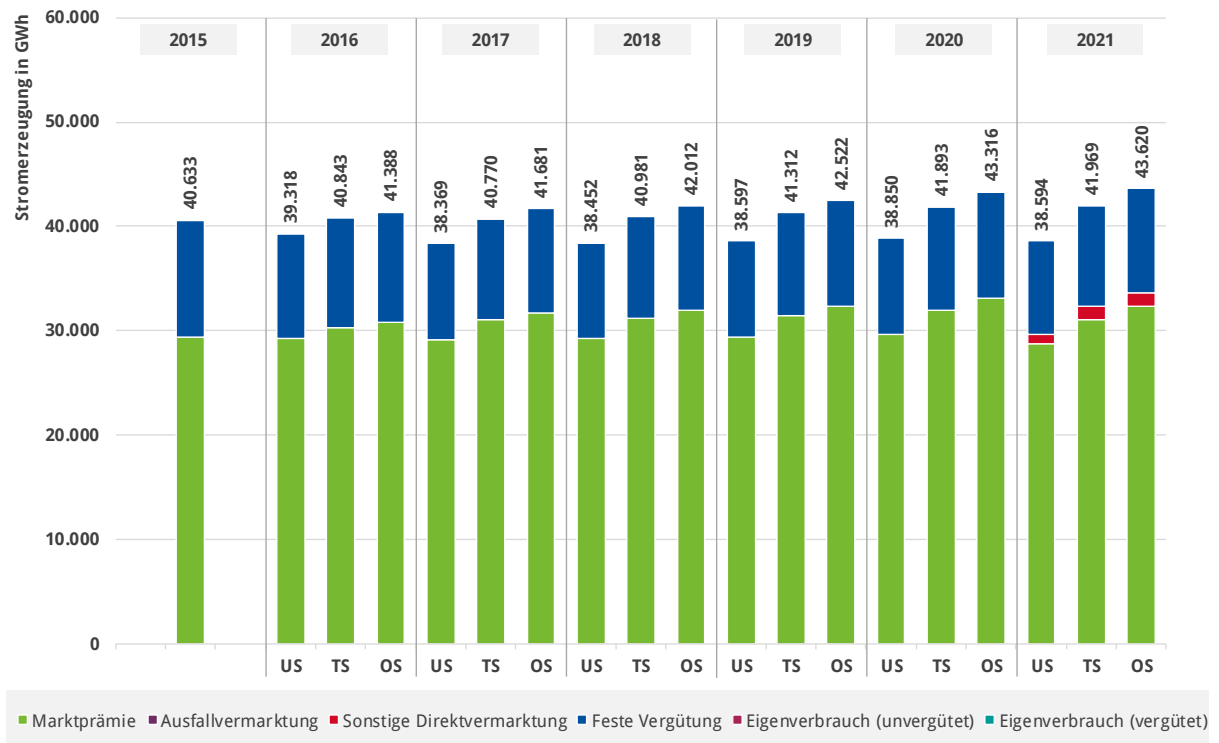


Abbildung 24 Stromerzeugung nach Veräußerungsformen aus Biomasse je Szenario bis 2021

Quelle: Berechnung und Darstellung: IE Leipzig 2016

3.5.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2021

Die EEG-Zahlungen wurden aus der Zuordnung auf die Veräußerungsformen abgeleitet. Für die Fortschreibung wurden die 2014 gezahlten spezifischen Vergütungen bzw. die spezifischen anzulegenden Werte jahrgangsweise unter Berücksichtigung einer halbjährlichen Degression von 0,5 % beibehalten. Damit wurde angenommen, dass zukünftig in Betrieb gehende Biomasseanlagen ähnlich hinsichtlich ihrer Größe und Einsatzstoffe sind, wie Anlagen aus dem Inbetriebnahmejahr 2014. Das Jahr 2015 eignete sich nicht als Vergleichswert, da kaum ein Zubau an Neuanlagen stattgefunden hat.

Für Biomasseanlagen sind ab September 2017 Ausschreibungen vorgesehen. Da Biomasseprojekte eine lange Vorlaufzeit haben, wurde davon ausgegangen, dass innerhalb der Ausschreibung zugebaute Anlagen erst ab 2019 in Betrieb gehen. Ab diesem Zeitpunkt wurden in den Vergütungssätzen die maximalen Gebotspreise für Neuanlagen und Bestandsanlagen (Anschlussförderung) des EEG 2017 einschließlich einer jährlichen Degression von 1 % berücksichtigt. Zudem wurde beachtet, dass für Biomasseanlagen in der Ausschreibung nur eine Förderung des Stroms aus Biogas für 50 % der installierten Leistung und aus Festbrennstoffen für 80 % der

installierten Leistung erfolgt. Die Vergütung (Marktprämie oder Einspeisevergütung) für Anlagen außerhalb der Ausschreibung wurde entsprechend dem EEG 2014 fortgeschrieben.

Neben der Marktprämie wurden für Biogasanlagen Flexibilitätsprämie und Flexibilitätszuschlag berücksichtigt. Für Anlagen mit einer Inbetriebnahme vor dem 01.08.2014 wird die Flexibilitätsprämie beibehalten. Die entsprechend prognostizierten Zubauleistungen wurden den Altanlagen zugeordnet. Die Berechnung wurde aus den Strommengen und den Vergütungszahlungen des Jahres 2015 abgeleitet. Für nach dem 01.08.2014 in Betrieb genommene Biogasanlagen wird ein Flexibilitätszuschlag für die gesamte installierte Leistung gewährt. Aufgrund der prognostizierten kleinen Anlagengrößen des Zubaus wurde angenommen, dass der Flexibilitätszuschlag im Jahr 2016 von Neuanlagen nicht in Anspruch genommen wird und erst mit den durch Ausschreibung zugebauten Anlagen (ab 2019) aufgrund der festgesetzten Flexibilitätsanforderungen wirkt.

Die prognostizierten Vergütungen (einschließlich Flexibilitätsprämie und Flexibilitätszuschlag) für Strom aus Biomasseanlagen sind in Abbildung 25 nach Szenarien für den Zeitraum bis 2021 dargestellt. Im Jahr 2021 scheiden die ersten Anlagen, die nach dem EEG 2000 in Betrieb genommen wurden, aus dem Vergütungssystem des EEG aus und bleiben damit beim Auszahlungsvolumen unberücksichtigt. Die Zahlungen, die von den Netzbetreibern als Marktprämie zu leisten sind, wurden errechnet, indem von den anzulegenden Werten die auf dem Strommarkt erzielbaren Erlöse abgezogen wurden. Daher ist der Anteil für Zahlungen für feste Vergütungen am Auszahlungsvolumen höher als der Anteil dieser Vermarktungsform bei den Strommengen.

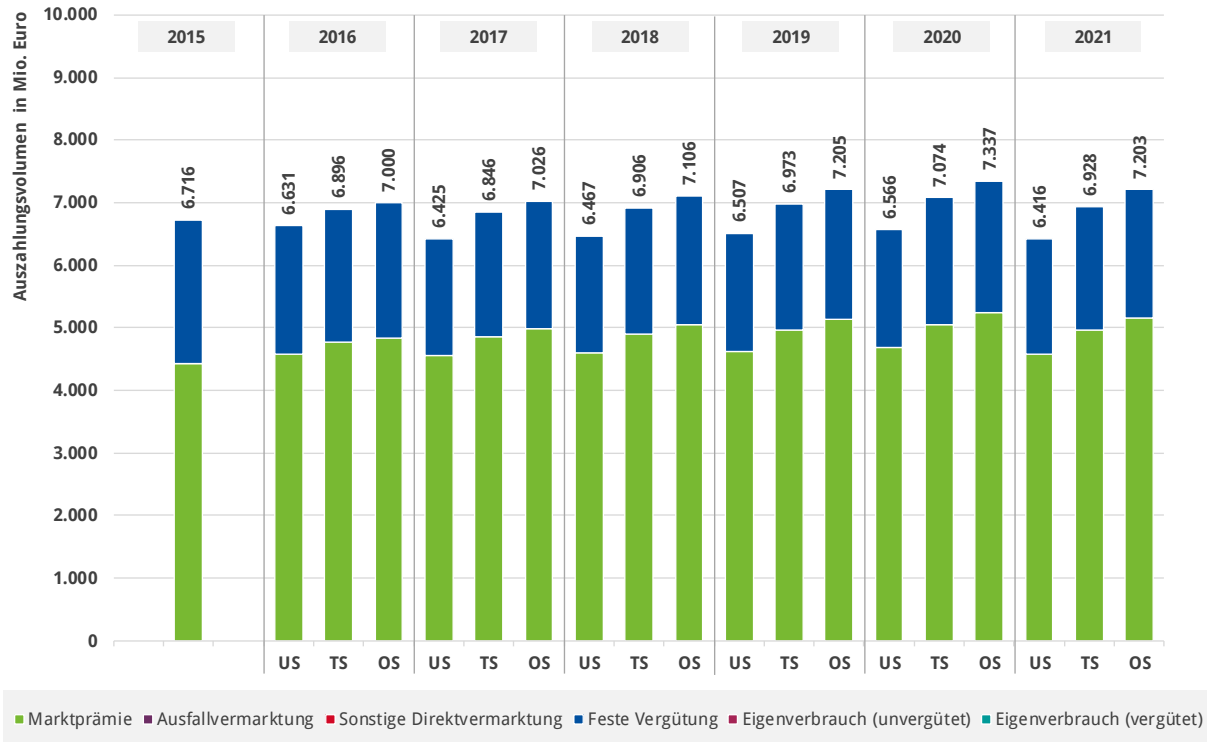


Abbildung 25 Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Biomasse nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021

Quelle: Berechnung und Darstellung: IE Leipzig 2016

Den Auszahlungen der Übertragungsnetzbetreiber stehen vermiedene Netznutzungsentgelte gegenüber. Aus den Erfahrungswerten des Jahres 2015 [ÜNB 2016b] wurden diese für die Zukunft gemäß Kapitel 2.4. abgeleitet. Insgesamt ergeben sich damit für den Prognosezeitraum bis zum Jahr 2021 für EEG-Biomasseanlagen die in Tabelle 16 zusammengestellten vermiedenen Netznutzungsentgelte.

vNE in Mio. Euro/a	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Trend-Szenario (TS)	289,49	318,91	318,50	320,73	323,93	329,45	322,40
Oberes Szenario (OS)	317,63	323,20	325,88	328,98	333,76	341,14	334,92
Unteres Szenario (US)	317,63	307,01	299,81	300,80	302,44	305,29	298,00

Tabelle 16 Vermiedene Netznutzungsentgelte für Stromerzeugung aus Biomasse nach Szenarien bis 2021

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c]

3.5.7 Zusammenfassung

Bei der Biomasse wird in den nächsten Jahren lediglich ein geringer Anlagenneubau stattfinden, so dass nur ein leichter Anstieg der Stromerzeugung erwartet wird (um etwa 3 % zwischen 2016 und 2021 im Trend-Szenario). Für Biomasseanlagen wird ab 2017 die Ausschreibung verpflichtend, ausgenommen sind hiervon Neuanlagen mit einer installierten Leistung bis 150 kW_{el}. An den Ausschreibungen können sich auch Bestandsanlagen beteiligen, denen damit eine Perspektive für eine Anschlussförderung geboten wird. Es bleibt abzuwarten, ob die wirtschaftlichen Anreize dafür ausreichen. Es wird davon ausgegangen, dass der Ausbaupfad für Biomasse (jährliches Ausschreibungsvolumen 150 bzw. 200 MW) nicht erreicht werden kann und es mittelfristig (beginnend ab 2021) zu weiteren Anlagenstilllegungen kommen könnte.

3.6 Geothermie

3.6.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Zusammengenommen waren in Deutschland Ende 2015 sechs geothermische Kraft- bzw. Heizkraftwerke mit einer elektrischen Leistung von ca. 30 MW am Netz wirksam (Strombereitstellung 2015: 133 MWh, vgl. Abbildung 28). Eine Anlage war dabei im Oberrheingraben (ausschließliche Strombereitstellung) und fünf Anlagen im süddeutschen Molassebecken (kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung) in Betrieb.

Das Kraftwerk in Landau steht wegen technischer Probleme seit 2013 still und erzeugte somit bis 2015 keinen Strom [ÜNB 2016b]. Das Kraftwerk in Bruchsal wurde im Rahmen verschiedener F & E Aktivitäten betrieben, hat aber 2015 keinen EEG-Strom in das Netz eingespeist [ÜNB 2016b]. Beide letztgenannten geothermischen Anlagen wurden bei der Analyse der bisherigen Entwicklung hinsichtlich elektrischer Leistung und Stromerzeugung nicht berücksichtigt.

Zusammengenommen ist nur eine verhaltene Entwicklung der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland zu beobachten (siehe Abbildung 26). Dies führt, im Vergleich zu den anderen Strombereitstellungsoptionen, zu einem sehr geringen Leistungszubau bis Ende 2015, welcher seinen Schwerpunkt in Süddeutschland hat (Oberrheingraben und insbesondere süddeutsches Molassebecken).

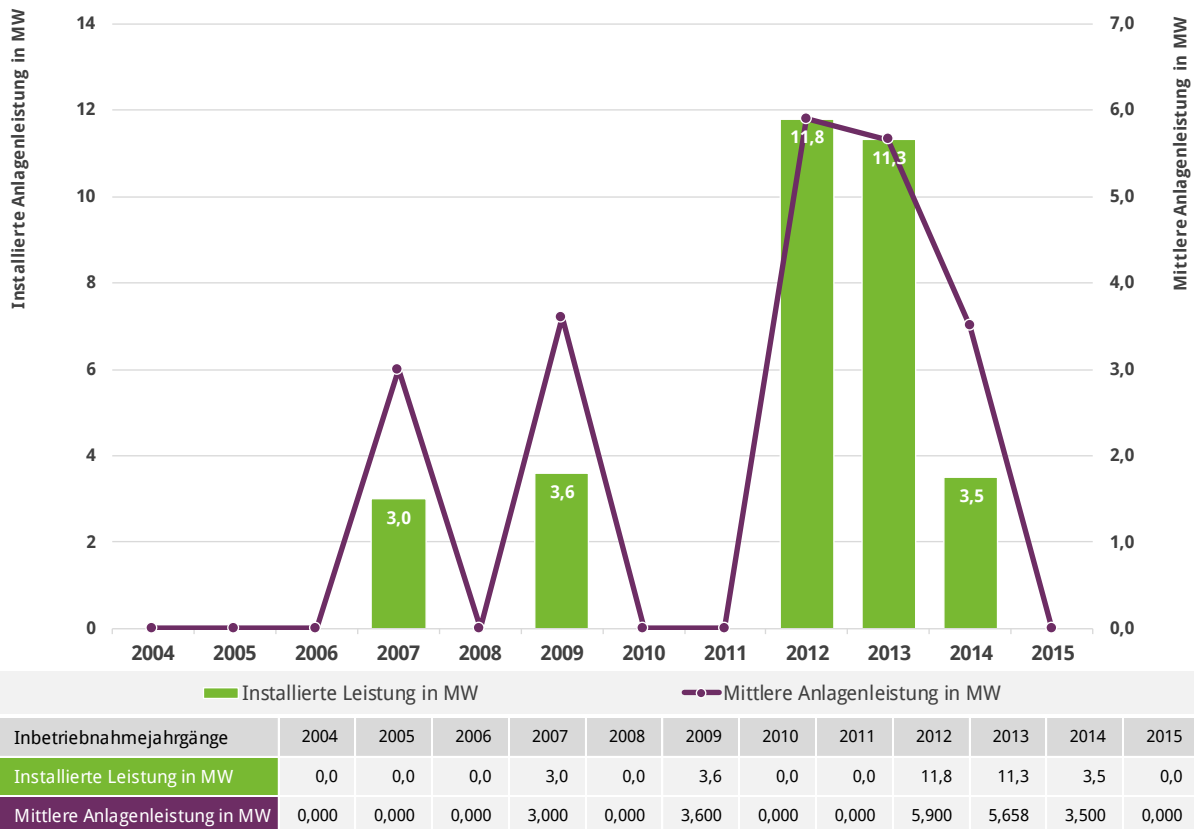


Abbildung 26 Entwicklung von Gesamtzubau und mittlerer Anlagengröße für Geothermie seit 2004
Quelle: [ÜNB 2016c]

3.6.2 Leistungsentwicklung 2016 bis 2021

Die Prognose für den Zubau der Anlagen für eine geothermische Stromerzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2021 wurde auf Grundlage einer Einzelprojektbetrachtung durchgeführt. Hierbei wurden zunächst ausgehend von einer Literatur- und Datenbankrecherche entsprechende Projekte identifiziert und dann ausgehend vom entsprechenden Projektstand sowie des durchschnittlichen Projektentwicklungszeitraums (ca. 5 bis 7 Jahre) der Zeitpunkt der Inbetriebnahme abgeschätzt. Im Einzelnen wurden folgende Datenbanken und Literatur verwendet:

- [GTV 2016a]
- [GTV 2016b]
- [Janczik 2016a]
- [Janczik 2016b]
- [Lenz 2016]

Leistung in MW	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Trend-Szenario (TS)							
Zubau	-	9,0	3,7	6,0	7,5	7,5	10,0
Rückbau	-	-	-	-	-	-	-
Jahresendbestand	30,2	39,2	45,9	51,9	59,4	66,9	76,9
Oberes Szenario (OS)							
Zubau	-	9,7	7,0	5,0	10,0	10,0	10,0
Rückbau	-	-	-	-	-	-	-
Jahresendbestand	30,2	39,2	49,9	54,9	64,9	74,9	84,9
Unteres Szenario (US)							
Zubau	-	7,5	2,0	2,0	5,0	5,0	5,0
Rückbau	-	-	-	-	-	-	-
Jahresendbestand	30,2	37,7	39,7	44,7	49,7	54,7	59,7

Tabelle 17 Prognose der Leistungsentwicklung der Geothermie in Deutschland nach Szenarien bis 2021

Quelle: Einschätzungen des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c], [BNetzA 2016a] u. a.

Im Rahmen des Zubaus im Trend-Szenario bis 2020 wurden exemplarisch die Geothermieanlagen in Traunreut, Taufkirchen, Kirchweidach, Holzkirchen, Groß-Gerau, Schnaitsee, Weilheim, Amerang und Garching an der Alz berücksichtigt. Darüber hinaus wurde für 2020 und 2021 der Zubau weiterer Anlagen unterstellt, deren Standorte noch offen sind. Hinsichtlich der Szenarien wurden unterschiedliche Inbetriebnahme-Zeitpunkte und insbesondere im unteren Szenario Projektabbrüche unterstellt; dies führt in Summe zu einer unterschiedlichen Entwicklung im Leistungszubau der geothermischen Kraft- und Heizkraftwerke in Deutschland (Tabelle 17). Zusammengefasst wird ein Zubau von 43,7 MW (Trend-Szenario), 51,7 MW (oberes Szenario) und 26,5 MW (unteres Szenario) abgeschätzt¹. Ein Rückbau von geothermischen Kraft- bzw. Heizkraftwerken wird nicht unterstellt; die entsprechenden Anlagen sind zu jung, um rückgebaut zu werden.

3.6.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2021

Im Rahmen der Prognose basieren die Vollbenutzungsstunden bis April 2016 auf den erhobenen realen Leistungszahlen und den real erzeugten Strommengen [ÜNB 2016a], [ÜNB 2016b]. Für die Jahre ab Mai 2016 wird eine unterschiedliche Entwicklung der Vollbenutzungsstunden für die drei Szenarien prognostiziert. Dabei wurde im Rahmen der Abschätzungen für das Trend-Szenario eine moderate Entwicklung und im oberen Szenario eine optimistische Entwicklung der Vollbenutzungsstunden unterstellt; hier kommt es in beiden Szenarien daher zu einem Anstieg der Vollbenutzungsstunden bis 2021. Für das untere Szenario werden die Vollbenutzungsstunden

¹ Im Rahmen der Szenarien wird ein unterschiedlicher Wiederinbetriebnahme-Zeitpunkt der Anlage in Landau unterstellt; die entsprechende Inbetriebnahme gilt hierbei nicht als Zubau, sondern als Änderung im Bestand.

den über den gesamten Betrachtungszeitraum nicht bzw. auf Grund der Methodik (Kapitel 2.1) nur geringfügig geändert (Abbildung 27).

Weiterhin erfolgt eine Unterteilung in strom- und wärmegeführte Anlagen. So wird unterstellt, dass alle vorhandenen und zukünftig gebauten Anlagen im Oberrheingraben stromgeführt betrieben werden. Aus der Erfahrung der letzten Jahre hat sich gezeigt, dass hier ein Wärmeabsatz, z. B. auf Grund von weniger guten infrastrukturellen Voraussetzungen, sehr schwierig ist und bis 2016 nicht realisiert werden konnte [Janczik 2016a]. Die Verteilung der Vollbenutzungsstunden über die Monate eines Jahre wurden hier aus den historischen Daten entnommen [ÜNB 2016a]. Für alle Anlagen im süddeutschen Molassebecken wurde dagegen eine wärmegeführte Betriebsweise unterstellt. Hier war in den vergangenen Jahren ein Absatz der geothermischen Wärme deutlich einfacher zu realisieren; dies wurde auch für die Zukunft prognostiziert [Janczik 2016a]. Aus diesem Grund wurden für die Wintermonate (d. h. in Zeiten einer wärmegeführten Betriebsweise) geringere und in den Sommermonaten höhere Vollbenutzungsstunden für die Stromerzeugung unterstellt.

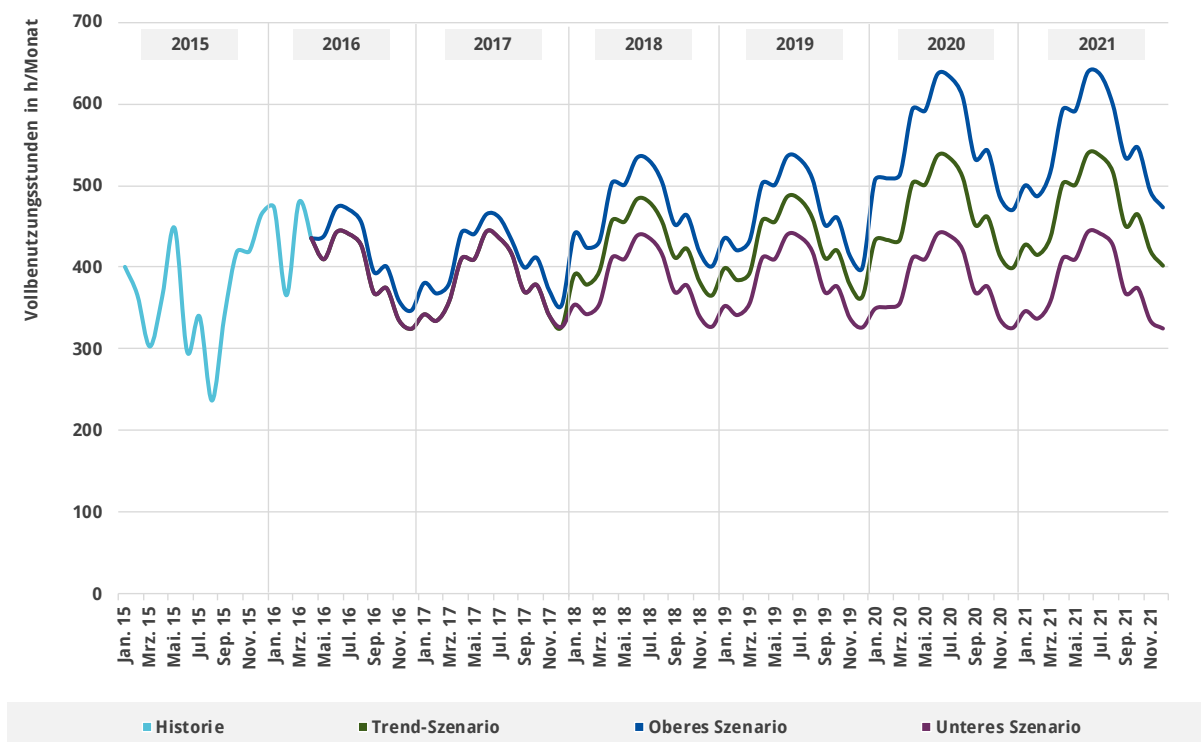


Abbildung 27 Monatliche Vollbenutzungsstunden für Geothermie bis Dezember 2021 nach Szenarien

Quelle: Einschätzungen des IE Leipzig auf Grundlage [ÜNB 2016b] und weiterer Quellen

Für die Berechnung der Stromerzeugung eines jeden Kalendermonats wurden je Szenario die prognostizierten Vollbenutzungsstunden eines Monats mit der zum Ende des Vormonats prognostizierten Anlagenleistung multipliziert. Durch aufsummieren der einzelnen Monate eines Jahres kann die in einem Jahr erzeugte Strommenge angegeben werden. Die entsprechenden Ergebnisse für die Geothermie in Deutschland zeigt hierzu Tabelle 18.

Die unterschiedlichen Prognosen der Vollbenutzungsstunden und des Leistungszubaus der unterschiedlichen Szenarien resultieren in unterschiedliche Entwicklungen hinsichtlich der Stromerzeugung. Das geringste Wachstum für die Stromerzeugung ergibt sich somit für das untere und das höchste Wachstum für das obere Szenario.

Stromerzeugung in GWh/a	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Trend-Szenario (TS)	133,1	172,7	189,5	249,6	286,8	346,8	405,6
Oberes Szenario (OS)	133,1	180,5	224,8	296,3	335,2	457,4	536,5
Unteres Szenario (US)	133,1	172,2	172,9	198,3	215,5	231,1	269,6

Tabelle 18 Stromerzeugung aus Geothermie nach Szenarien bis 2021

Quelle: Berechnung des IE Leipzig 2016

3.6.4 Marktwertfaktoren

Der Marktwertfaktor für die Geothermie beträgt gemäß Anlage 1 zum EEG 2014 genau 1, d. h. die tatsächlichen Monatsmittelwerte der Stundenkontrakte der EPEX Spot sind ohne Zu- oder Abschlag zu Grunde zu legen.

3.6.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2021

Werden neue Geothermieanlagen ab 100 kW Leistung am Netz installiert, so sind die Anlagenbetreiber verpflichtet, die geförderte Direktvermarktung zu nutzen, sofern sie vom EEG profitieren wollen. Anlagen unter 100 kW Leistung werden aus wirtschaftlichen Gründen (hoher Erschließungsaufwand) nicht errichtet. Daneben ist die Festvergütung der Altanlagen zu berücksichtigen. Sonstige Vermarktung und Ausfallvermarktung traten bei den Geothermieanlagen bisher nicht auf. Dies wurde auch für die Prognose der gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2021 beibehalten. Zusammengenommen wurden bzw. werden Geothermieanlagen somit ausschließlich im Rahmen der Direktvermarktung und Festvergütung vergütet. Es wurde unterstellt, dass Altanlagen, welche bis April 2016 (Primärdaten der ÜNB, [ÜNB 2016a]) in der Festvergütung eingruppiert waren, auch zukünftig diese Vergütungsform wählen. Hierfür sprechen klare ökonomische und technische Gründe. Ein Wechsel ist mit administrativen Aufwendungen verbunden, welche die geringfügig höheren Einnahmen nicht rechtfertigen. Zudem hat die Veräußerungsform des Stroms bei wärmegeführten Anlagen einen geringeren Einfluss.

Abbildung 28 zeigt die Entwicklung der Vermarktung des erzeugten Stroms aus Geothermieanlagen nach den Vermarktungsformen, Jahren und Szenarien. Es wird dabei deutlich, dass die feste Einspeisevergütung über den gesamten Prognosezeitraum nur leicht wächst (Änderungen sind hier über die Prognosen der Vollbenutzungsstunden begründet). Ab 2016 wird die Mehrzahl des erzeugten Stroms über die Direktvermarktung veräußert (Ende 2016: Festvergütung 44 %; Direktvermarktung 56 %). Dieser Trend nimmt mit wachsender Zeitreihe zu.

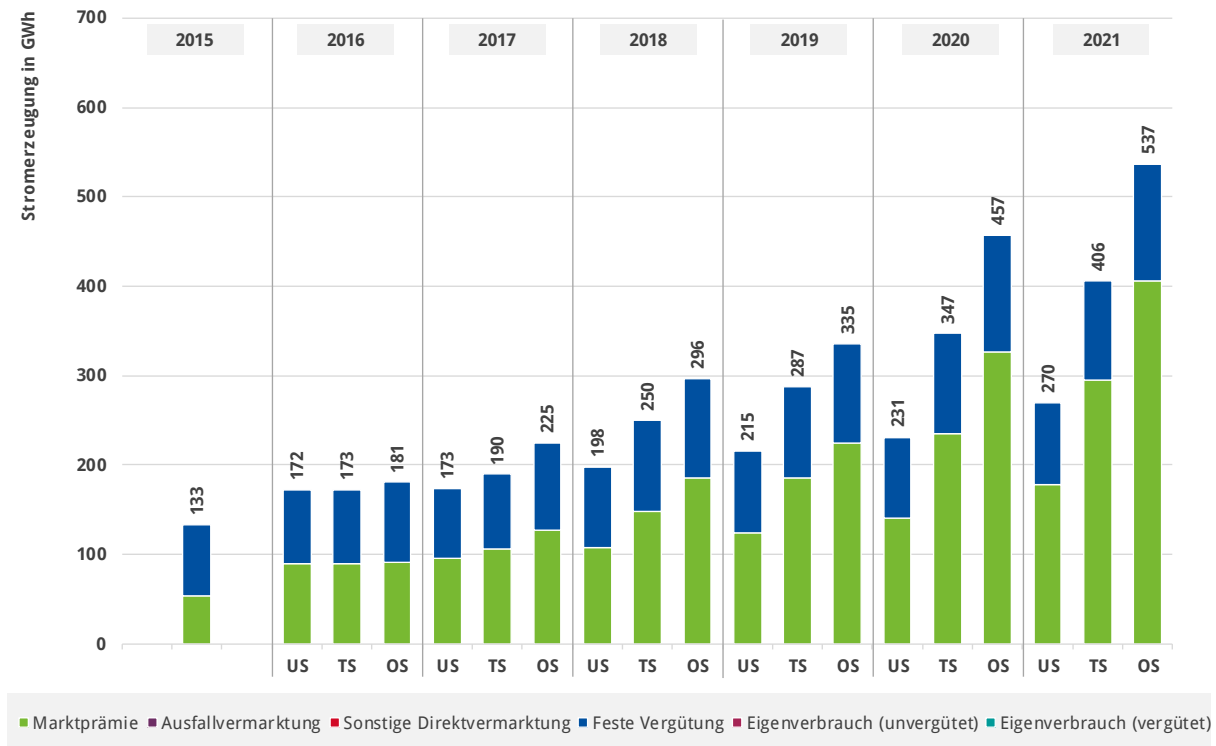


Abbildung 28 Stromerzeugung aus Geothermie nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021

Quelle: Berechnung des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c], [ÜNB 2016d] u. a.

3.6.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2021

Über eine Zuordnung der Veräußerungsformen aus dem vorangegangenen Kapitel wurden die damit verbundenen Zahlungen abgeleitet. Dabei wurden pro Jahr die 2015 gezahlten spezifischen Vergütungen bzw. die spezifischen anzulegenden Werte beibehalten.

Ausgehend von den im EEG 2017 gegebenen Vergütungen (Festvergütung und Direktvermarktung) und Degressionssätzen sowie der unterstellten Prognose zur Leistungsentwicklung und zu den Vollbenutzungsstunden ergeben sich bis 2021 für die drei Szenarien die in Abbildung 29 dargestellten Auszahlungen nach Veräußerungs-

form. Es zeigt sich analog zu Kapitel 3.6.5, dass die Zahlungen im Rahmen der Direktvermarktung ab 2016 in der Zukunft weiter wachsen. Dies resultiert aus der Verpflichtung, dass neue Anlagen den erzeugten Strom über die Direktvermarktung zu veräußern haben. Der Anteil der Zahlungen im Rahmen der Festvergütung steigt gering, da die Anzahl der Anlagen in der Festvergütung konstant bleibt (Altanlagen) und lediglich Änderungen im Rahmen der Stromerzeugung dieser Anlagen über Veränderungen der Vollbenutzungsstunden berücksichtigt wurden.

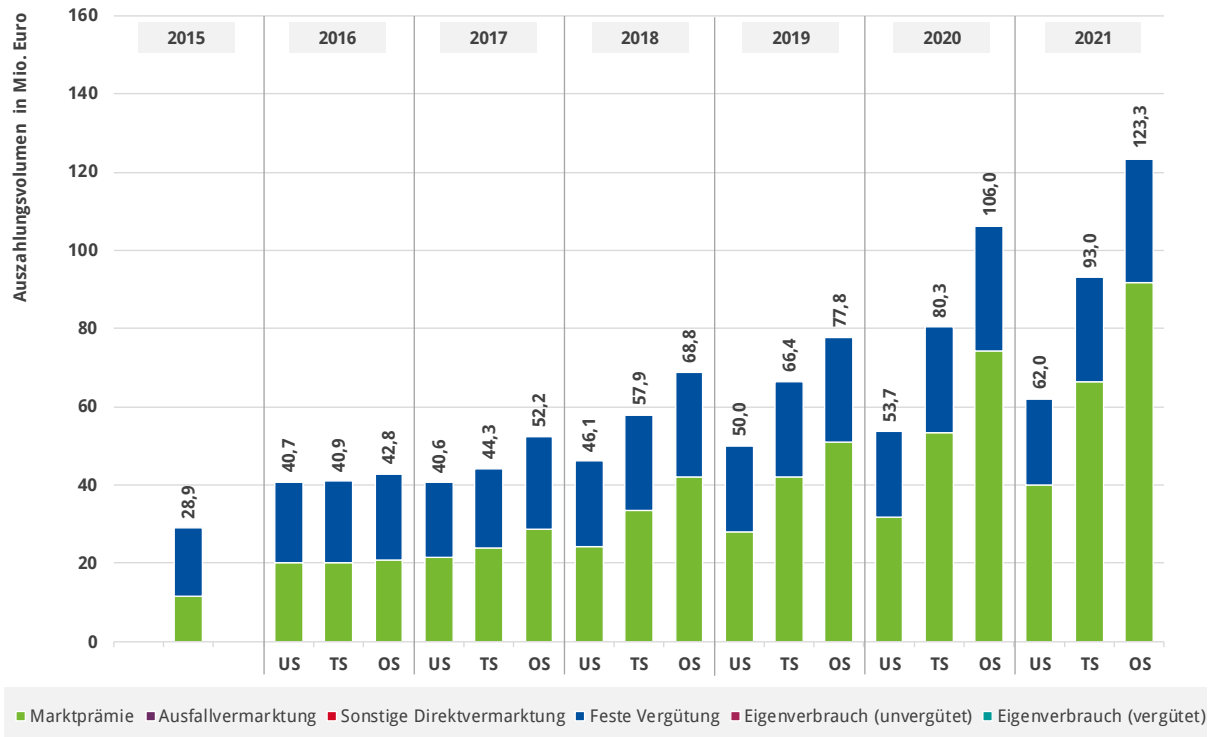


Abbildung 29 Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Geothermie nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c], [ÜNB 2016d], [EEG 2017]

Den Auszahlungen der Übertragungsnetzbetreiber stehen vermiedene Netznutzungsentgelte gegenüber. Insgesamt ergeben sich dabei die in Tabelle 19 zusammengestellten vermiedenen Netznutzungsentgelte für EEG-Geothermieanlagen bis 2021. Zusammengenommen steigen in jedem Szenario die vermiedenen Netznutzungsentgelte.

vNE in Mio. Euro/a	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Trend-Szenario (TS)	1,18	1,51	1,62	2,17	2,50	2,99	3,39
Oberes Szenario (OS)	1,18	1,59	1,99	2,61	2,90	3,90	4,42
Unteres Szenario (US)	1,18	1,51	1,50	1,67	1,80	1,93	2,22

Tabelle 19 Vermiedene Netznutzungsentgelte für Stromerzeugung aus Geothermie nach Szenarien bis 2021
Quelle: Berechnungen des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c]

3.6.7 Zusammenfassung

Zusammengenommen ist auch für die Zukunft ein nur verhaltener Zubau an geothermischen Kraft- und Heizkraftwerken zu erwarten. Im Vergleich zu den anderen Technologien zur EEG-Strombereitstellung wird die Größenordnung der eingespeisten Strommengen und der dafür erforderlichen Auszahlungen auch weiterhin sehr gering sein. Der Ausbau der Geothermie in Deutschland wird auch weiterhin von den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen bestimmt. Ausschreibungen sind nicht geplant.

3.7 Windenergie an Land

3.7.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Ende 2015 waren Anlagen mit insgesamt 40.283 MW installiert, die rund 70,9 TWh Strom erzeugten und somit fast 28 % mehr Strom produzierten als 2014. Die installierte Leistung stieg jährlich an, der Zubau schwankte allerdings von Jahr zu Jahr erheblich. 2014 wurde mit 4.669 MW der höchste Zubau von Windenergieanlagen an Land innerhalb eines Jahres verzeichnet. Mit der Anhebung der Vergütung im Jahr 2009 stieg der Zubau im Vergleich von 2008 zu 2009 erheblich an. Viele Anlagen wurden 2008 errichtet, sind aber erst im Jahr 2009 in Betrieb genommen worden. Nach dem Zwischenhoch 2009 halbierte sich 2010 der Zubau fast, um in den Folgejahren dann wieder kontinuierlich anzusteigen. Erst 2015 wurde dieser Trend wieder unterbrochen. Im Jahr 2015 wurden rund 1.300 MW weniger installiert als im Rekordjahr davor. In Abbildung 30 sind der Leistungszubau der letzten Jahre sowie die typischen Anlagengrößen dargestellt.



Abbildung 30 Entwicklung von Gesamtzubau und mittlerer Anlagengröße für Windenergie an Land seit 2004

Quelle: [ÜNB 2016c]

Die neu zugebauten Anlagen unterscheiden sich durch die mittlere Turbinengröße, die im Trend seit 2004 von rund 1,7 MW bis 2015 auf 2,7 MW anstieg. Zudem werden neue Anlagen auch mit höheren Türmen errichtet, was sich positiv auf die Stromerzeugung dieser Anlagen auswirkte [IE 2014a]. Das Ersetzen älterer Anlagen mit Hilfe von neuen Anlagen, das sogenannte Repowering, sollte mit dem Repowering-Bonus (EEG 2009) zusätzlich angereizt werden. Der Repowering-Bonus wurde mit dem EEG 2014 wieder abgeschafft, da das Repowering auch ohne zusätzlichen Anreiz stattfinden kann. Eine Unterscheidung der jährlichen installierten Leistung nach Repowering und „reinem“ Neuanlagenzubau ist somit nicht mehr möglich.

3.7.2 Leistungsentwicklung 2016 bis 2021

Durch die EEG-Novellen 2014 und 2017 kommt es erneut zu Veränderungen im Bereich der Stromerzeugung aus Windenergie an Land. Folgende Rahmenbedingungen wurden bei der Prognose berücksichtigt:

- Durch Einführen des atmenden Deckels im EEG 2014 wirkt sich der Zubau in starken Jahren unmittelbar auf die Höhe der zukünftigen Vergütung aus. Die dadurch bestimmte Degression der Vergütung hat Einfluss auf den Zubau neuer Anlagen im Jahr 2016.
- Ab 2017 wird der Zubau neuer Anlagen mit Hilfe von Ausschreibungsmengen gesteuert.
- 2017: Zum Gebotstermin am 1. Mai werden 800 MW und zu den Gebotsterminen am 1. August und 1. November werden jeweils 1.000 MW ausgeschrieben.
- 2018 und 2019: Zu den Gebotsterminen am 1. Februar, 1. Mai, 1. August und 1. Oktober werden jeweils 700 MW ausgeschrieben.
- Ab 2020: Zum jährlichen Gebotstermin am 1. Februar werden jeweils 1.000 MW und zu den jährlichen Gebotsterminen am 1. Juni und 1. Oktober werden jeweils 950 MW ausgeschrieben.
- Der Zubau von Neuanlagen bis 2018 hat Anspruch auf eine Vergütung nach §§ 46 und 46a EEG 2017 bzw. Anlagen 2016 nach §§ 29 und 49 EEG 2014. Es wird davon ausgegangen, dass alle Anlagen, die in den Jahren 2017 bis 2018 errichtet werden, bereits eine Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz bis Ende 2016 erhalten haben.
- Alle Neuanlagen ab dem Jahr 2019 haben Anspruch auf eine Vergütung nach §§ 36b, 36h und 46b.

Für den Zeitraum 2016 bis 2021 wird im Trend erwartet, dass der Ausbaukorridor für Windenergie an Land (2016: 2.500 MW, 2017 bis 2019: 2.800 MW, ab 2020: 2.900 MW) anfänglich überschritten bzw. später nicht ganz erreicht wird. Im oberen Szenario wird davon ausgegangen, dass zunächst der angepeilte Ausbaukorridor überschritten und ab dem Jahr 2019 erreicht wird. Im unteren Szenario wird der Ausbaukorridor ab 2018 unterschritten. Zur besseren Einschätzung der zukünftigen Leistungsentwicklung wurden Institute, Firmen und Verbände befragt [BWE 2016], [Bohle Zeller 2016], [DEWI 2016], [Schulze Langenhorst 2016]. Es wird davon

ausgegangen, dass der Zubau bis 2018 überwiegend außerhalb der Ausschreibung erfolgt und je nach Szenario zwischen 2016 von 3.500 MW bis 4.500 MW, 2017 von 3.000 bis 4.000 MW und 2018 von 2.200 bis 3.200 MW beträgt.

Ab 2019 wird der Zubau durch Anlagen, die sich an der Ausschreibung beteiligen, bestimmt. In allen Szenarien wird der Rückbau ab 2016 bis 2021 mit jährlich 200 MW gleich angenommen. In Tabelle 20 ist die Prognose zur Leistungsentwicklung der Windenergieanlagen an Land für die drei Szenarien angegeben.

Leistung in MW	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Trend-Szenario (TS)							
Zubau	3.364	3.900	3.400	2.600	2.500	2.500	2.600
Rückbau	183	200	200	200	200	200	200
Jahresendbestand	40.985	44.685	47.885	50.285	52.585	54.885	57.285
Oberes Szenario (OS)							
Zubau	3.364	4.500	4.000	3.200	2.800	2.800	2.900
Rückbau	183	200	200	200	200	200	200
Jahresendbestand	40.985	45.285	49.085	52.085	54.685	57.285	59.985
Unteres Szenario (US)							
Zubau	3.364	3.500	3.000	2.200	2.100	2.100	2.200
Rückbau	183	200	200	200	200	200	200
Jahresendbestand	40.985	44.285	47.085	49.085	50.985	52.885	54.885

Tabelle 20 Prognose der Leistungsentwicklung der Windenergie an Land in Deutschland nach Szenarien bis 2021
Quelle: Einschätzungen des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c], [BNetzA 2016a] u. a.

3.7.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2021

Die Vollbenutzungsstunden wurden für den Bestand (Großteil der Anlagen) und für neu gebaute Anlagen unterschieden, da Neuanlagen aufgrund des technischen Fortschritts (größere Rotordurchmesser und Nabenhöhen) höhere Vollbenutzungsstunden aufweisen. Zur Bestimmung der durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden wurde an eine Auswertung der Kapazitätsfaktoren des damaligen Instituts für Solare Energieversorgungstechnik [ISET 2009] auf Basis eines Windszenarios über 20 Jahre angeknüpft, die neben mittleren Kapazitätsfaktoren auch Standardabweichungen und Extremwerte für jeden Monat und jede Regelzone umfasste. Mit Hilfe der Vergangenheitsdaten und der 20 Jahre umfassenden Datenreihe der Kapazitätsfaktoren wurde ein mengengewichteter und auf ein Normalwindjahr normierter Mittelwert bestimmt. Für Neuanlagen wurden jahrgangsspezifische Kapazitätsfaktoren aus den Angaben der ÜNB bestimmt, um hier eine Trend-Entwicklung ableiten zu können. Die Vollbenutzungsstunden neuer Windkraftanlagen liegen dementsprechend höher als die der Bestandsanlagen.

Dieses Vorgehen wurde bereits in [IE 2014] angewendet, sodass die in dieser Prognose verwendeten Vollbenutzungsstunden für Deutschland so übernommen und für die Jahre 2020 und 2021 dem Trend entsprechend fortgeschrieben wurden.

Die Windenergieerträge schwanken aufgrund des natürlichen Windangebotes von Jahr zu Jahr. Diesbezüglich wurde für das obere Szenario die berechnete Standardabweichung des Windangebotes (im Mittel 8,7 Prozent) nach oben aufgeschlagen. Für das untere Szenario wurde der gleiche Prozentwert der Vollbenutzungsstunden des Trends entsprechend abgezogen. In Abbildung 31 ist der Monatsverlauf über den gesamten Prognosezeitraum dargestellt. Die Daten für 2015 beruhen vorwiegend auf den testierten Bewegungsdaten [ÜNB 2016b] (vgl. Kapitel 1), diejenigen für Januar bis April 2016 auf vorläufigen Einspeisedaten der ÜNB [ÜNB 2016a].

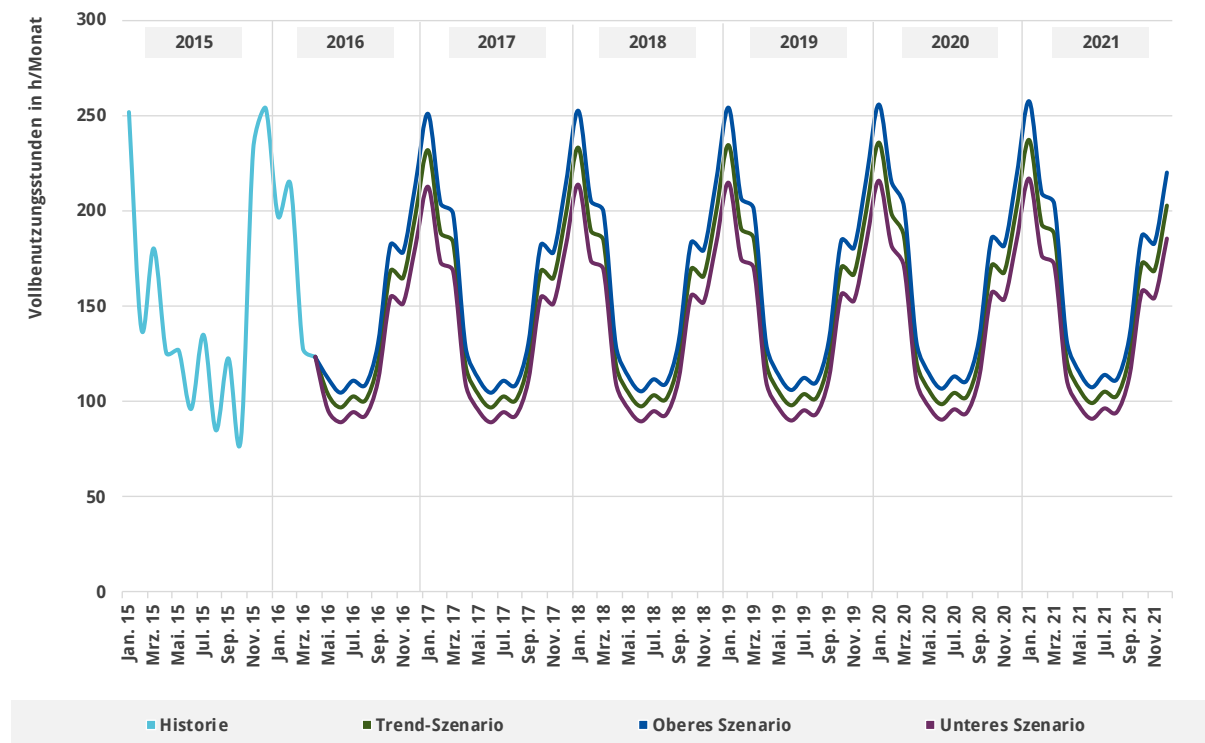


Abbildung 31 Monatliche Vollbenutzungsstunden für Windenergie an Land bis Dezember 2021 nach Szenarien
 Quelle: Einschätzungen des IE Leipzig auf Grundlage [ÜNB 2016b] und weiterer Quellen

Die Stromerzeugung aus Windenergie an Land ergibt sich aus den monatlichen Vollbenutzungsstunden der einzelnen Inbetriebnahmejahrgänge und den bis Ende des Vormonats installierten und damit jeweils wirksamen Leistungen. Die Strommengen sind in Tabelle 21 jahresweise nach Szenarien zusammengefasst.

Stromerzeugung in GWh/a	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Trend-Szenario (TS)	70.923	72.864	82.002	87.402	92.135	97.198	101.676
Oberes Szenario (OS)	70.923	76.967	90.498	97.549	103.684	109.888	115.444
Unteres Szenario (US)	70.923	68.747	73.961	78.200	81.797	85.678	89.033

Tabelle 21 Stromerzeugung aus Windenergie an Land nach Szenarien bis 2021

Quelle: Berechnung des IE Leipzig 2016

3.7.4 Marktwertfaktoren

Die Erzeugung von Windanlagen an Land ist geprägt durch eine hohe Volatilität auf Grund sich ständig verändernder Windgeschwindigkeiten in Abhängigkeit von der Wettersituation. Die hohen installierten Kapazitäten führen zu starken Preisbeeinflussungen (Merit-Order-Effekt). Die Ergebnisse sind in Abbildung 32 dargestellt. Der jährliche Marktwert für Windenergie an Land liegt deutlich unter 1. Somit erzielt die Vermarktung des Stromes aus diesen Anlagen geringere Erlöse im Vergleich zum Jahresdurchschnittspreis für Strom. Die Ergebnisse sind gewichtet. Aus diesem Grund ergibt sich der dargestellte Jahreswert nicht aus dem Mittelwert der einzelnen Monate.

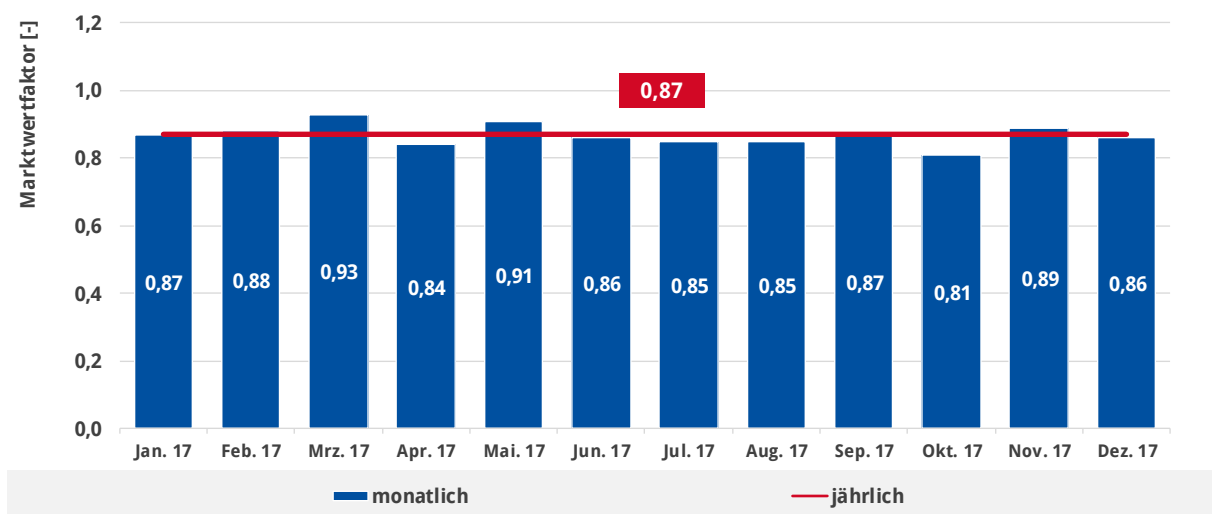


Abbildung 32 Marktwertfaktoren 2017 für Windenergie an Land

Die mittelfristige Entwicklung der Marktwerte zeigt einen fallenden Trend (Abbildung 33). Dies ist vor allem bedingt durch den stetigen Ausbau von Windkraftanlagen. Die große Anzahl an Anlagen und die gleichzeitige Einspeisung führen zu stärkeren und häufigeren Preisrückgängen durch den Merit-Order-Effekt.

Im Jahr 2021 steigen die Marktwerte durch höhere Strompreise auf Grund der Abschaltung von Kernkraftwerken („Kernenergieausstieg“) an.

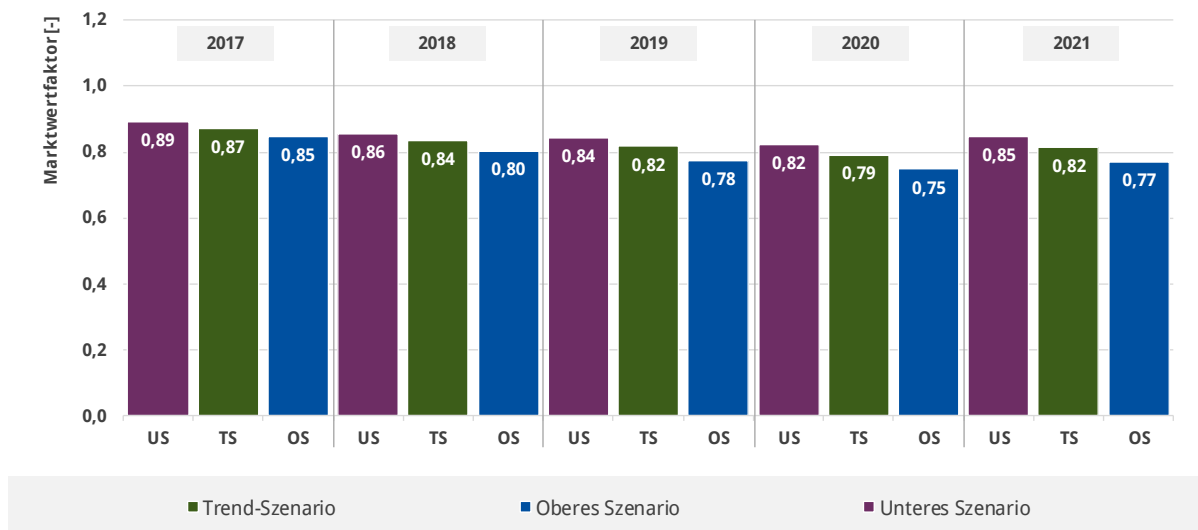


Abbildung 33 Marktwertfaktoren für Windenergie an Land nach Szenarien bis 2021

3.7.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2021

Die Nutzung der Marktprämie für Strom aus Windenergieanlagen an Land hat in den letzten Jahren noch weiter zugenommen und beträgt im Jahr 2015 ca. 90 %. Dieser Anteil steigt bis 2020 auf 94 % an, währenddessen der Anteil der festvergüteten Strommengen von 8 % auf 6 % sinkt. Die feste Einspeisevergütung kann nur für Anlagen kleiner 750 kW installierter Leistungen erhalten werden. Die neu zugebauten Anlagen sind alle in der Regel größer als 750 kW, so dass die feste Einspeisevergütung in Zukunft keine Rolle spielen wird.

Im Jahr 2021 scheiden erstmals Altanlagen aus der EEG Förderung aus, sodass der Anteil der Marktprämien-Nutzer auf 91 % ansteigt und der Anteil von Betreibern, welche die feste Einspeisevergütung nutzen, weiter auf 4 % sinkt. Es wird davon ausgegangen, dass es durch den automatischen Wechsel der Altanlagen zur sonstigen Direktvermarktung zu einer Erhöhung des Anteils dieser Vermarktungsform kommen wird, dieser beträgt 2021 dann etwa 5 %.

Für den Prognosezeitraum 2016 bis 2021 wird in den drei Szenarien von den in Abbildung 34 dargestellten Vermarktungsmengen ausgegangen.

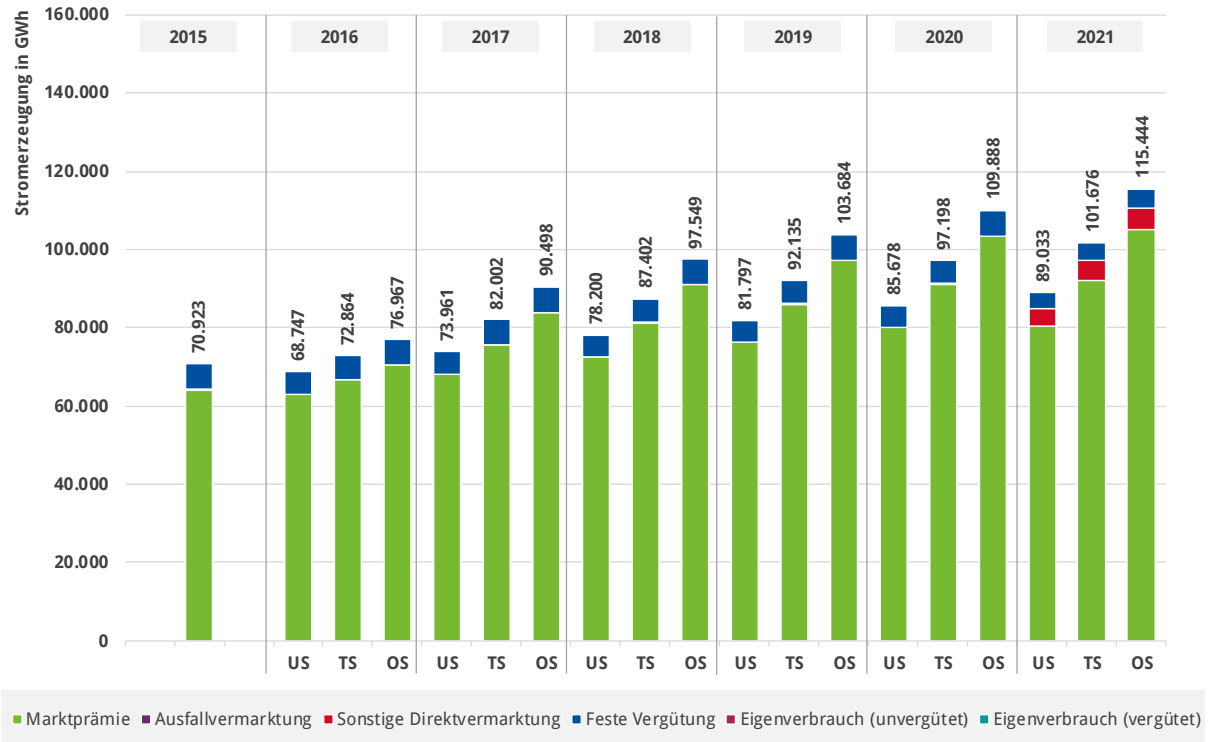


Abbildung 34 Stromerzeugung aus Windenergie an Land nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021

Quelle: Berechnung des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c], [ÜNB 2016d] u. a.

3.7.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2021

Die EEG-Zahlungen wurden aus der Zuordnung auf die Veräußerungsformen abgeleitet. Für die EEG-Zahlungen der Marktprämie wurde zunächst der sich errechnende anzulegende Wert bis zum Jahresende 2016 aus der in Abhängigkeit des dokumentierten Zubaus im Betrachtungszeitraum (EEG 2014 – atmender Deckel) ergebenden Degression bestimmt. Die quartalsweisen Degressionen 2016 unterscheiden sich innerhalb der Szenarien nicht, da der Zubau im Betrachtungszeitraum der gleiche ist. Die vom 1. März bis 1. August 2017 jeweils monatlichen Degressionen von 1,05 % verringern die Höhe der anzulegenden Werte zusätzlich. Ab Oktober 2017 bis Oktober 2018 wurden die nach dem EEG 2017 geltenden quartalsweisen Degressionssätze in Abhängigkeit vom jeweiligen Zubau in den Szenarien bestimmt. Diese verringern die Höhe der anzulegenden Werte nochmals.

Zusätzlich zur Berücksichtigung der jeweiligen Degressionen wurde mit Hilfe der Betreiberdatenbasis [BDB 2016] ein Absenkungsfaktor der durchschnittlichen Vergütungen gerade älterer Zubaujahrgänge bestimmt. Mit Hilfe dieses Faktors wurde der Wechsel von der erhöhten Anfangsvergütung zur Grundvergütung von älteren Anlagen oder Anlagen besserer Windstandorte berücksichtigt. Für neue Zubaujahrgänge ab 2019 wurde zunächst der zulässige Höchstwert der Gebote von 7,00 ct/kWh für Ausschreibungen aus dem Jahr 2017 angenommen.

Dabei wird unterstellt, dass Anlagen, die mit Hilfe der Ausschreibungen aus dem Jahr 2017 einen Zuschlag bekommen haben, erst 2019 errichtet werden. Für die Folgejahre wurde eine jährliche Degression von 2,3 % des zulässigen Höchstwertes der Gebote angenommen.

Für die Berechnung der festen Einspeisevergütungsmengen wurden die anzulegenden Werte der Marktprämien um den Wert für die Managementprämie in Höhe von 4 Euro/MWh verringert. Die prognostizierten Vergütungen für Strom aus Windenergieanlagen an Land sind in Abbildung 35 nach Szenarien für den Zeitraum bis 2021 dargestellt. Im Jahr 2021 scheiden die ersten Anlagen, die nach dem EEG 2000 in Betrieb genommen wurden, aus dem Vergütungssystem des EEG aus und bleiben damit beim Auszahlungsvolumen unberücksichtigt.

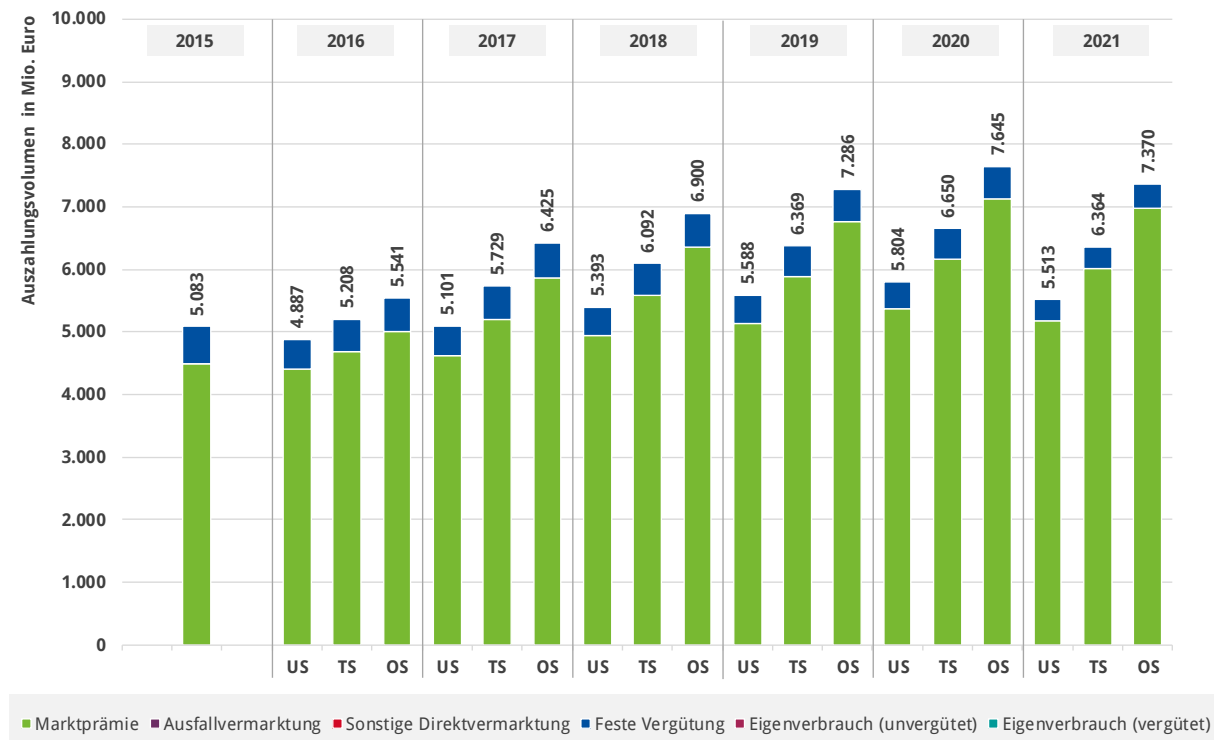


Abbildung 35 Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie an Land nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c], [ÜNB 2016d], [EEG 2017]

Den Auszahlungen der Übertragungsnetzbetreiber stehen vermiedene Netznutzungsentgelte gegenüber. Diese wurden gemäß der in Kapitel 2.4 beschriebenen Methodik berechnet. Dabei ergeben sich die in Tabelle 22 zusammengestellten vermiedenen Netznutzungsentgelte für Windenergieanlagen an Land bis 2021.

vNE in Mio. Euro/a	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Trend-Szenario (TS)	264,64	268,88	293,01	308,07	321,68	336,50	323,36
Oberes Szenario (OS)	264,64	283,82	322,15	341,98	359,64	377,84	365,59
Unteres Szenario (US)	264,64	253,57	266,16	277,95	288,30	299,69	285,69

Tabelle 22 Vermiedene Netznutzungsentgelte für Strom aus Windenergie an Land nach Szenarien bis 2021

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c]

3.7.7 Zusammenfassung

Für die Jahre 2016 (+3.900 MW) und 2017 (+3.400 MW) wird im Trend ein starker Zubau erwartet, der über dem Ausbaukorridor von 2.500 MW liegt. Die Einmaldegressionen und der atmende Deckel verringern die Höhe der Vergütungen besonders ab 2018. Daher dürfte sich dann ein Zubauniveau leicht unterhalb des angepeilten Ausbaukorridors des EEG 2017 einstellen (Trend).

3.8.2 Leistungsentwicklung 2016 bis 2021

Die Annahme zum Zubau erfolgt bezogen auf Einzelprojekte. Dabei werden Windparks auf See (innerhalb der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone bzw. des Küstenmeeres) berücksichtigt, welche zumindest eine Genehmigung erhalten haben. Die Entwicklung der Windenergie auf See bzgl. des Zubaus, des Rückbaus und der installierten Leistung zum jeweiligen Jahresende kann der Tabelle 23 entnommen werden. Grundlage der vorliegenden Leistungsprognose bis 2021 sind vor allem die Einschätzungen des IE Leipzig sowie Angaben aus dem Offshore-Netzentwicklungsplan der ÜNB [ÜNB 2015]. Bezüglich der Prognose für Einzelprojekte hielten sich die befragten Branchenakteure weitestgehend zurück. Sofern Aussagen zum Leistungszubau bei der Windenergie auf See für die einzelnen Jahre ab 2016 vorsichtig formuliert wurden, fanden diese bei der eigenen Einschätzung Berücksichtigung.

Als Quellen für die Zubauprognose der Windparks auf See dienten

- Der Offshore-Netzentwicklungsplan 2025 der Übertragungsnetzbetreiber [ÜNB 2015]
- die Baufortschrittsberichte sowie die Bundesfachpläne Offshore des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (inkl. Fristverlängerung Baubeginn),
- das Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV der TenneT TSO GmbH (Stand: 11.04.2016),
- das Internetportal der Stiftung Offshore-Windenergie, der Arbeitsgemeinschaft Offshore-Windenergie e.V. und des Bundesverband WindEnergie e.V. sowie
- Angaben zum Baufortschritt der in Errichtung befindlichen bzw. geplanten Projekte auf den Seiten der Betreiber.

Sowohl der Zeitpunkt der vollständigen Inbetriebnahme an das Netz als auch die Dauer der Inbetriebnahmephase wird für jeden Park einzeln abgeschätzt. Bei früheren Inbetriebnahmen in den Jahren 2009 bis 2013 konzentrierten sich die Bautätigkeiten auf die Monate April bis September. Seit 2014 wurden Anlagen auch vermehrt in den Monaten Oktober bis März zugebaut. Dieser Umstand ist z. T. auf die vorherrschenden Windgeschwindigkeiten zurückzuführen, als auch auf den Einsatz wetterunabhängiger Installationstechniken. Somit kann nicht mehr davon ausgegangen werden, dass ein Zubau nur noch in den Sommermonaten stattfinden wird.

Bereits 2016 wurden die Windparks Gode Wind I und II vollständig fertiggestellt. Jedoch liegt bisher nur für den Windpark Gode Wind II die vollständige Inbetriebnahme vor. Für Gode Wind I wird diese im Laufe des Jahres noch erwartet. Außerdem wird damit gerechnet, dass ab der zweiten Jahreshälfte 2016 weitere Windparks teilweise ihren Betrieb aufnehmen werden. Aufgrund von Annahmen bzgl. der Ausbaugeschwindigkeit weisen alle drei Szenarien Ende 2016 unterschiedliche installierte Leistungen am Jahresende auf. Der durch den schnelleren Ausbau im oberen Szenario resultierende Leistungsunterschied im Vergleich zu den anderen beiden Szenarien gleicht sich 2017 wieder aus. Im Jahr 2019 werden voraussichtlich die zweithöchsten jährlichen Zubauraten nach 2015 zu verzeichnen sein. Dies beruht auf dem ab 2020 geltenden Wegfall der Option, die produzierten Strommengen über das Stauchungs-Modell zu vermarkten. Durch den starken Zubau im Jahr 2019 wird bereits Ende

des Jahres das Ziel der Bundesregierung für 2020 von 6,5 GW an installierter Windenergieleistung auf See überschritten.

Nach den zwei schwachen Zubaujahren 2020 und 2021 wird Ende 2021 im oberen Szenario eine auf See installierte Leistung von etwa 8,0 GW erwartet. Im Trend-Szenario und im unteren Szenario liegen die Jahresleistungen zum Jahresende bei ca. 7,6 GW bzw. 7,5 GW.

Leistung in MW	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Trend-Szenario (TS)							
Zubau	2.290	874	854	771	1.455	-	348
Rückbau	-	-	-	-	-	-	-
Jahresendbestand	3.283	4.157	5.011	5.782	7.237	7.237	7.585
Oberes Szenario (OS)							
Zubau	2.290	994	734	771	1.715	-	500
Rückbau	-	-	-	-	-	-	-
Jahresendbestand	3.283	4.277	5.011	5.782	7.497	7.497	7.997
Unteres Szenario (US)							
Zubau	2.290	671	1.057	651	1.335	240	250
Rückbau	-	-	-	-	-	-	-
Jahresendbestand	3.283	3.954	5.011	5.662	6.997	7.237	7.487

Tabelle 23 Prognose der Leistungsentwicklung der Windenergie auf See in Deutschland nach Szenarien bis 2021
Quelle: Einschätzungen des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c], [BNetzA 2016a] u. a.

3.8.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2021

Die Vollbenutzungsstunden bis Anfang 2016 basieren auf den realen Leistungszahlen und den real erzeugten Strommengen. In den Jahren ab 2016 wird sich die Anzahl der Vollbenutzungsstunden in allen drei Szenarien im Vergleich zu 2015 erhöhen. Für die Vollbenutzungsstunden findet keine Differenzierung zwischen der Nord- und Ostsee statt. Für beide werden in Zukunft dieselben Vollbenutzungsstunden angenommen. Die Einschätzung zu den Vollbenutzungsstunden basiert auf einer Auswertung des IE Leipzig aus dem Jahr 2010 zu den Windverhältnissen in der Nord- und Ostsee [IE 2010]. Diese Auswertung wurde zusätzlich ergänzt um die Erfahrungswerte der letzten Jahre aus den Windparks Alpha Ventus und EnBW Baltic I sowie den Ergebnissen einer Studie zu Kostensenkungspotenzialen der Offshore-Windenergie aus dem Jahr 2013 [Prognos/Fichtner 2013].

Durch anhaltenden technologischen Anlagenfortschritt steigen die Vollbenutzungsstunden im Bezugszeitraum ein wenig an. Die Entwicklung der Vollbenutzungsstunden in den einzelnen Szenarien ist in der Abbildung 37 dargestellt. Die Daten für 2015 basieren auf den testierten Bewegungsdaten [ÜNB 2016b], während diejenigen

für Januar bis April 2016 auf vorläufigen Einspeisedaten der ÜNB [ÜNB 2016a] beruhen. Der Jahresverlauf der Vollbenutzungsstunden folgt in etwa dem typischen Jahresgang der Windgeschwindigkeit. Während in den Sommermonaten aufgrund von zumeist stabilen Hochdruckwetterlagen verhältnismäßig schwacher Wind vorherrscht, sorgen die im Frühling, Herbst und Winter vermehrt auftretenden zyklonalen Wetterlagen für höhere Windgeschwindigkeiten und somit für mehr Vollbenutzungsstunden.

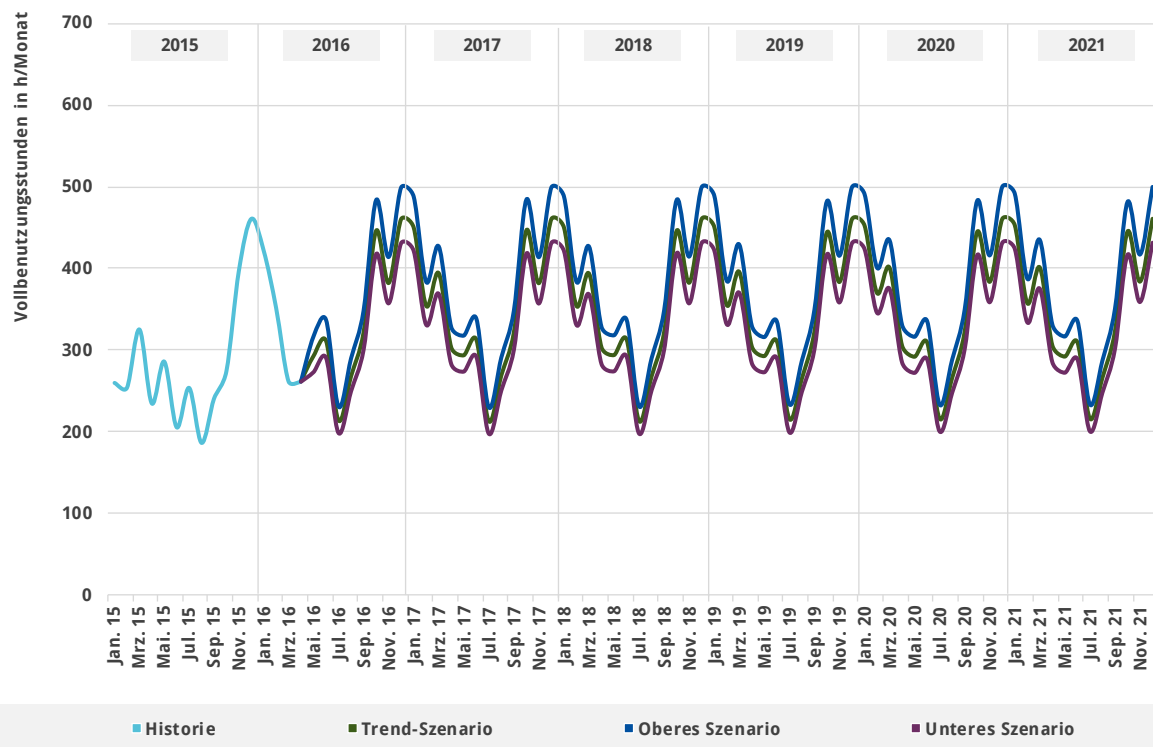


Abbildung 37 Monatliche Vollbenutzungsstunden für Windenergie auf See bis Dezember 2021 nach Szenarien
Quelle: Einschätzungen des IE Leipzig auf Grundlage [ÜNB 2016b] und weiterer Quellen

Zur Berechnung der Stromerzeugung eines jeden Kalendermonats wurde in jedem Szenario der prognostizierte spezifische Ertrag dieses Monats mit der zu Ende des Vormonats prognostizierten Anlagenleistung multipliziert. Die Ergebnisse für die Jahre bis 2021 sind in Tabelle 24 aufgeführt.

Aufgrund des Schaltjahreseffektes 2020 und des geringen Zubaus im Trend-Szenario Ende 2021, fällt die Stromerzeugung für das Jahr 2021 etwas geringer aus als für das Jahr 2020. Im oberen Szenario macht sich der Schaltjahreseffekt im oberen Szenario nicht so deutlich bemerkbar wie im Trend-Szenario. Dies liegt daran, dass mehr neue Anlagen in Betrieb gehen und dies im Jahresverlauf 2021 auch schon recht zeitig erfolgt. Im unteren Szenario

rio ist – anders als im Trend-Szenario – auch im Jahr 2020 ein Zubau berücksichtigt, der erstmals ganzjährig einspeist. Daher sinkt die Stromerzeugung 2021 – anders als im Trend-Szenario – nicht.

Stromerzeugung in GWh/a	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Trend-Szenario (TS)	8.162	14.589	20.033	22.115	26.658	30.593	30.566
Oberes Szenario (OS)	8.162	15.587	21.884	24.190	29.734	34.333	35.188
Unteres Szenario (US)	8.162	13.708	18.304	20.402	23.574	28.465	28.527

Tabelle 24 Stromerzeugung aus Windenergie auf See nach Szenarien bis 2021
 Quelle: Berechnung des IE Leipzig 2016

3.8.4 Marktwertfaktoren

Die aggregierten Erzeugungsmengen von Windanlagen auf See sind stark abhängig von den Verfügbarkeiten der einzelnen Windparks und besitzen eine Einspeisecharakteristik, die mit der Einspeisung aus Anlagen an Land hoch korreliert, jedoch gleichmäßiger verläuft als diese. In den nächsten Jahren wird von weiterem Zuwachs der installierten Kapazitäten ausgegangen.

Die sich ergebenden Marktwertfaktoren sind in Abbildung 38 dargestellt. Der Zubau, vor allem im Jahr 2015, führt dazu, dass Windenergieanlagen auf See die Marktpreise beeinflussen und dass sich die Marktwerte durch den Merit-Order-Effekt verringern.

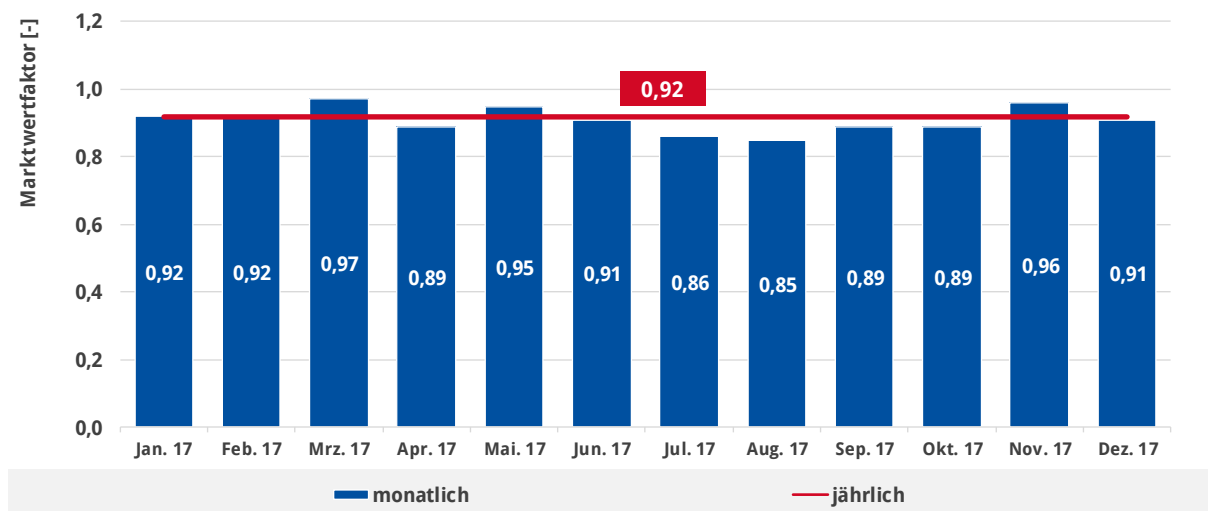


Abbildung 38 Marktwertfaktoren 2017 für Windenergie auf See

In der mittelfristigen Entwicklung (Abbildung 39) fallen die Marktwerte bis zum Jahr 2020. Im Jahr 2021 bleiben die Marktwerte durch höhere Strompreise stabil bzw. steigen leicht an.

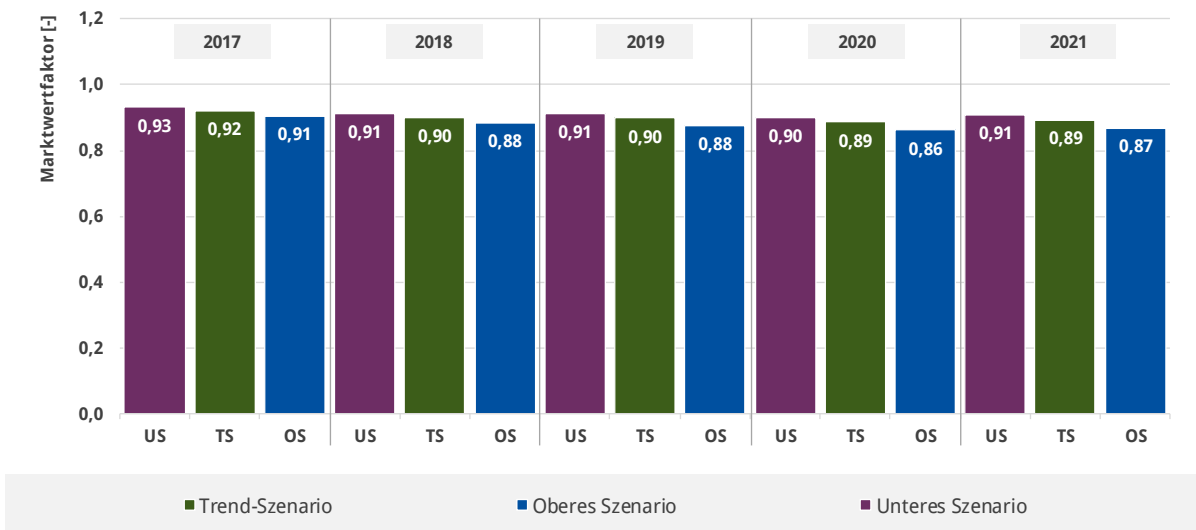


Abbildung 39 Marktwertfaktoren für Windenergie auf See nach Szenarien bis 2021

3.8.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2021

2014 erhielt von Februar bis einschließlich Mai ein Teil der erzeugten Strommengen eine feste Vergütung nach dem EEG. Dies stellte jedoch eine Ausnahme dar. Dieselbe Leistung wurde ab Juni 2014 – so wie die restlichen Offshore-Windenergieanlagen nach dem Marktprämienmodell direkt vermarktet. Demnach wurde die gesamte installierte Leistung auf See ab Juni 2014 komplett direkt vermarktet. Im Februar und April 2015 wurden geringe Strommengen mit einer Ausfallvermarktung nach § 38 EEG 2014 vergütet.

Durch die Pflicht zur Direktvermarktung werden alle neuen Anlagen ihren Strom direkt vermarkten. Sonstige Veräußerungsformen wurden in der Vergangenheit für die Windenergie auf See (bis auf kurzzeitige Ausnahmen) nicht in Anspruch genommen. Die sonstige Direktvermarktung für Neuanlagen wird in Zukunft keine Rolle spielen. Alle Anlagen bzw. die gesamte erzeugte Strommenge wird direkt über die Marktprämie vermarktet. Somit ist und bleibt die geförderte Direktvermarktung die einzig relevante Veräußerungsform bei der Windenergie auf See.

Die Entwicklung der Stromerzeugung nach Vermarktungsform und für alle drei Szenarien bis 2021 ist in Abbildung 40 dargestellt.

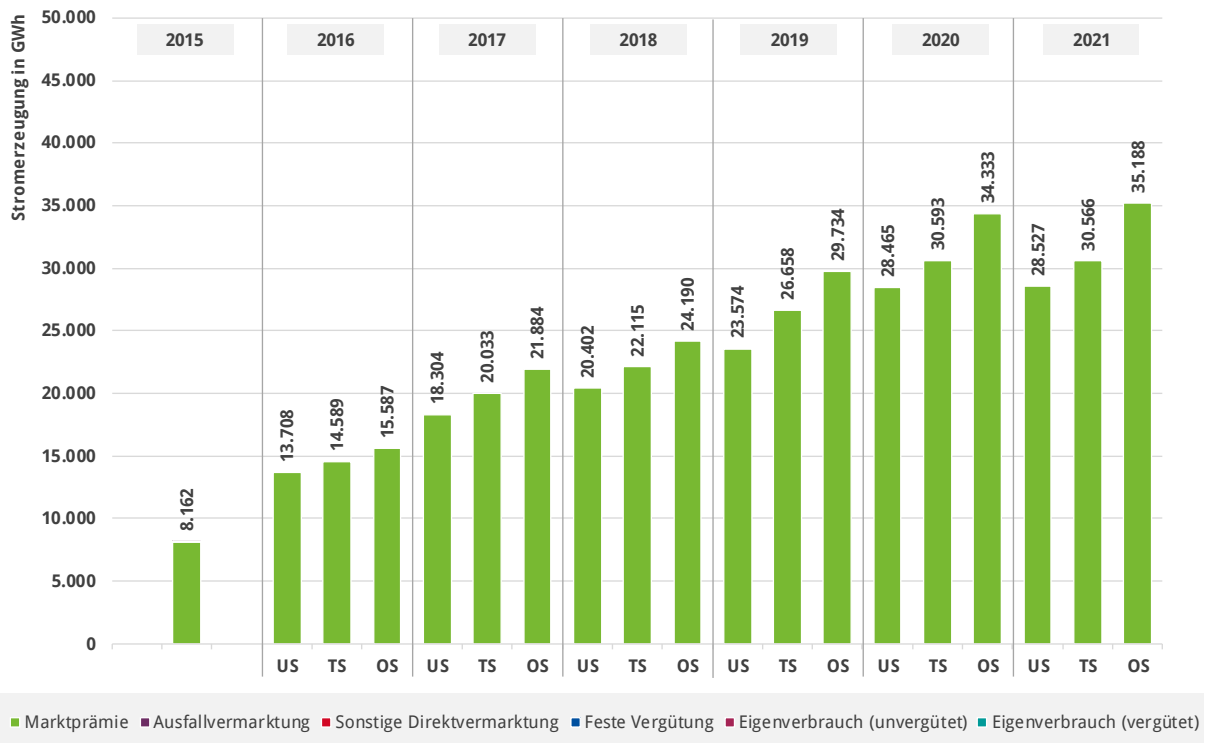


Abbildung 40 Stromerzeugung aus Windenergie auf See nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021

Quelle: Berechnung des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c], [ÜNB 2016d] u. a.

3.8.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2021

In der Vergangenheit (2014 und 2015) erhielt kurzzeitig ein Teil der erzeugten Strommengen eine feste Vergütung nach dem EEG. Seit dem Mai 2015 werden sämtliche Strommengen über die Marktprämie direkt vermarktet. Es wird davon ausgegangen, dass alle neuen Windparks bzw. Windenergieanlagen, die bis zum 31.12.2019 in Betrieb genommen werden, das Stauchungsmodell mit erhöhter Anfangsvergütung über 8 Jahre gemäß § 50 Abs. 3 EEG 2014 bzw. § 47 Abs. 3 EEG 2017 als Option wählen. Die Option des Stauchungsmodells endet mit Ablauf des Jahres 2019. Für Anlagen die 2020 in Betrieb genommen werden, kann die erhöhte Anfangsvergütung von 14,4 ct/kWh für mindestens 12 Jahre in Anspruch genommen werden. Die Förderhöhe für Anlagen, die ab 2021 in Betrieb genommen werden, wird über erstmals im Jahr 2017 stattfindende Ausschreibungen ermittelt. Der angesetzte Höchstwert für die erste Ausschreibungsrunde liegt nach § 33 des [WindSeeG 2016] bei 12 ct/kWh. Um eine Abschätzung über den bezuschlagten Gebotswert treffen zu können, wurden Befragungen von Branchenakteuren durchgeführt. Aufgrund fehlender Erfahrung mit Ausschreibungen bei der Windenergie auf See in Deutschland und des zeitlichen Horizontes, hielten sich die befragten Branchenakteure mit präzisen Aussagen zurück. In Anbetracht der gewonnenen Erkenntnisse wird eingeschätzt, dass der Zuschlagswert bei 11,5 ct/kWh liegen wird.

Unter Berücksichtigung der jeweiligen Marktprämien und des prognostizierten Zubaus ergeben sich bis 2021 in den drei Szenarien die in Abbildung 41 dargestellten Auszahlungen nach Veräußerungsform.



Abbildung 41 Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie auf See nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c]

In der Vergangenheit fielen bei der Windenergie auf See lediglich bei einem Windpark vermiedene Netznutzungsentgelte (vNE) an. Dies betraf den Offshore-Windpark Alpha Ventus, da dieser in das 110-kV-Netz einspeist. Für alle zukünftig erwarteten Windparks wird davon ausgegangen, dass sie in das Höchstspannungsnetz einspeisen und somit keine Netznutzungsentgelte vermieden werden.

Somit finden lediglich die durch Alpha Ventus entstehenden vNE in allen drei Szenarien Berücksichtigung (siehe Tabelle 25).

vNE in Mio. Euro/a	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Trend-Szenario (TS)	0,22	0,24	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
Oberes Szenario (OS)	0,22	0,26	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
Unteres Szenario (US)	0,22	0,23	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24

Tabelle 25 Vermiedene Netznutzungsentgelte für Windenergie auf See nach Szenarien bis 2021

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c]

3.8.7 Zusammenfassung

In den Anfangsjahren bis 2013 nahm die Windenergie auf See lediglich eine Nischenrolle bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ein. In den Jahren 2014 und besonders 2015 erfuhr die Zubauentwicklung einem enormen Aufschwung. Aufgrund des bisherigen Rekordzubaues 2015 von ca. 3,8 GW gewann die Windenergie auf See an Bedeutung. Nach einem moderaten Ausbau in den kommenden Jahren, wird davon ausgegangen, dass es 2019 zum zweithöchsten Leistungszubau (ca. 1,5 GW im Trend-Szenario) kommen wird. Mit dem fortschreitenden Ausbau in den nächsten Jahren werden auch die EEG-Zahlungen für diese Energieerzeugungsart ansteigen. So fallen im Trend-Szenario im Jahr 2021 etwa 4,9 Milliarden Euro an Zahlungen in Form von Marktprämien an. Im oberen und unteren Szenario werden es 5,7 bzw. 4,5 Milliarden Euro sein.

3.9 Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen

3.9.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Die Errichtung neuer PV-Freiflächenanlagen in Deutschland erlebte von 2008 bis 2012 einen steilen Aufschwung; danach ging der Zubau wieder stark zurück, auch die mittlere Anlagengröße stabilisierte sich auf einem Niveau von weniger als 2 MW (vgl. Abbildung 42). Die Ursache für diese Entwicklungen lag vorwiegend in der Relation zwischen den Gestehungskosten sowie den erwarteten Erlösen gemäß der jeweils geltenden EEG-Fassung sowie in den 2012 eingeführten Flächenrestriktionen für neue Anlagen. PV-Freiflächenanlagen waren der erste Energieträger, für den Ausschreibungsverfahren eingeführt wurden. Seit 01.09.2015 haben neue Anlagen nur noch dann einen Anspruch auf Förderung nach dem EEG, wenn sie in einer Ausschreibung bezuschlagt werden. Seit diesem Datum ist der Zubau noch stärker zurückgegangen, da die meisten Anlagen, die in den ersten vier Ausschreibungen (April 2015 bis April 2016) einen Zuschlag erhielten, bis zur Jahresmitte 2016 noch nicht errichtet waren.

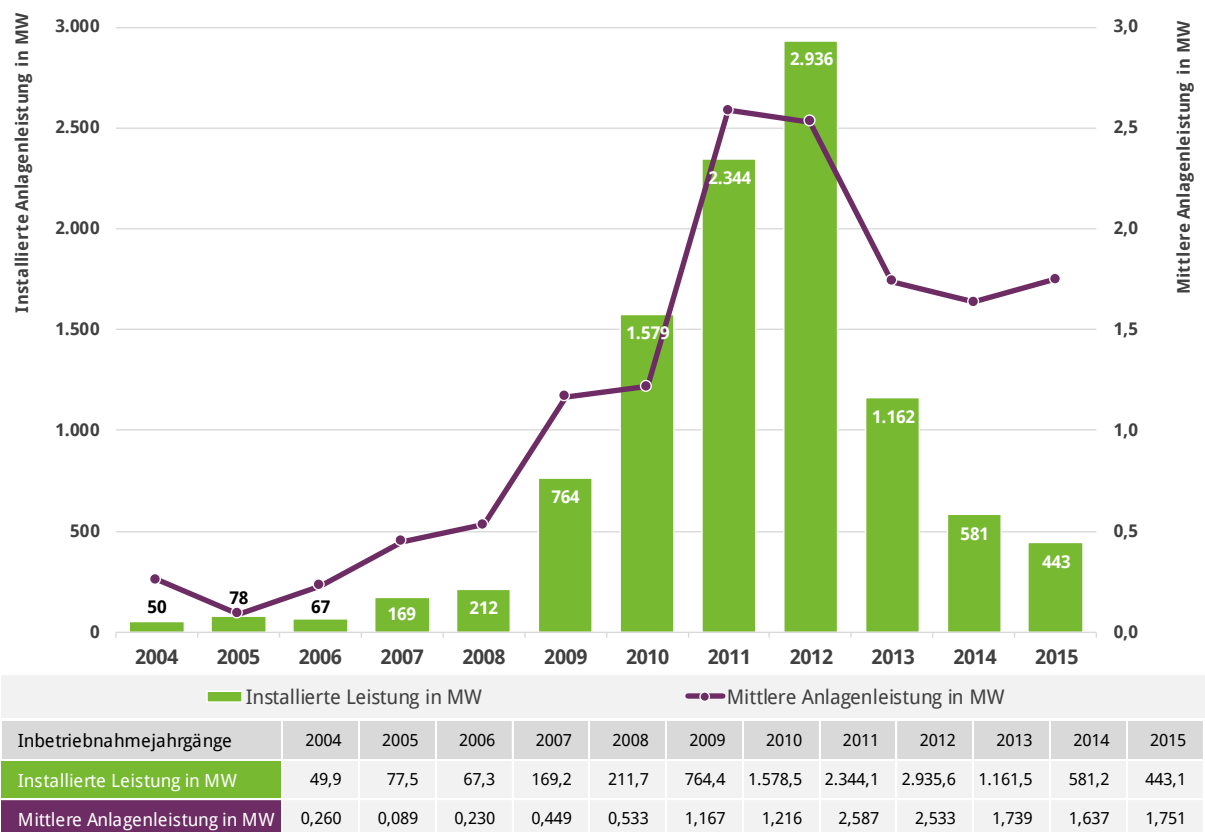


Abbildung 42 Entwicklung von Gesamtzubau und mittlerer Anlagengröße bei PV-Freiflächenanlagen seit 2004
Quelle: [ÜNB 2016c]

Zum 31.12.2015 ergab sich ein Gesamtbestand von 10.393 MW [ÜNB 2016c]. Dies entspricht 27 % der gesamten installierten Leistung der Photovoltaik, der Rest entfiel auf PV-Anlagen auf und an Gebäuden oder baulichen Anlagen.

Die Vollbenutzungsstunden verschieden alter Anlagen im Betriebsjahr 2015 zeigen, dass bis ca. 2010 der technische Fortschritt bei Neuanlagen regelmäßig zu höheren Erträgen führte, in den nachfolgenden Jahren trat eine Stabilisierung ein. Im Übrigen hängt der Jahresertrag direkt von den Schwankungen der jährlichen Globalstrahlung ab, 2015 wurden aufgrund starker Einstrahlung überdurchschnittliche Erträge erzielt.

3.9.2 Leistungsentwicklung 2016 bis 2021

Die weitere Leistungsentwicklung im Segment der PV-Freiflächenanlagen wird durch die Ausschreibungen gesteuert. Anders als bei den bisherigen Ausschreibungen, die generell für alle PV-Freiflächenanlagen eine zwingende Voraussetzung für den EEG-Förderanspruch waren, sind ab Januar 2017 PV-Anlagen aller Art ab einer Größe von 0,75 MW in das Ausschreibungsverfahren einbezogen. Es wird daher damit gerechnet, dass sich ab diesem Datum ein kleines Segment von PV-Freiflächenanlagen in der Größenklasse bis 0,75 MW bilden wird, für das weiterhin die fest kalkulierbaren anzulegenden Werte des EEG gelten, während der überwiegende Teil des Zubaus der Mengensteuerung durch die Ausschreibungen unterliegt. Da die spezifischen Investitionskosten bei PV-Dachanlagen grundsätzlich höher als bei den Freiflächenanlagen liegen, wird damit gerechnet, dass auch 2017 die gesamten ausgeschriebenen Leistungen auf Freiflächenanlagen entfallen werden. Dies deckt sich auch mit der Einschätzung der meisten befragten Branchenexperten [Hartmann 2016], [Kelm 2016], [Tepper 2016].

Obwohl erst ein kleiner Teil der bisher bezuschlagten Anlagen errichtet wurde, gehen auch die genannten Branchenexperten davon aus, dass es im Trend zu einer Umsetzung von rund 90 % der Projekte kommen dürfte. Da die Preisentwicklungen auf dem Weltmarkt für PV-Module noch leichte Abwärts-Tendenzen aufweisen, warten jedoch einige Investoren mit dem Bau offenbar bis an das Ende des 18-Monats-Zeitraums nach dem Zuschlag, in dem sie die Anlagen ohne Abschlag errichten dürfen, um dann preisgünstiger zu bauen.

Diese Entwicklung schlägt sich auch im Anlagenregister nieder [BNetzA 2016a], die für das erste Halbjahr 2016 mit einem Zubau von nur 73 MW den seit Jahren niedrigsten Zubau an PV-Freiflächenanlagen für ein Halbjahr verzeichnet. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass der Bau der meisten bezuschlagten Anlagen in den nächsten Monaten nachgeholt wird, sobald 15 bis 18 Monate nach der jeweiligen Ausschreibung vergangen sind. Dementsprechend wurden die gemäß Ausschreibung erwarteten Anlagen den entsprechenden Zubaumonaten zugeordnet, dies erfolgte in gleicher Weise für die noch anstehenden Ausschreibungen über den gesamten Prognosezeitraum hinweg.

Neben den bezuschlagten Freiflächenanlagen ab 750 kW wird zudem mit einem kleinen Segment von kleineren Anlagen gerechnet.

Der Gesamt-Zubau wurde im Trend-Szenario so berechnet, dass 90 % der ausgeschriebenen Mengen realisiert werden, was einer Umsetzungsquote von ca. 89 % sowie einzelnen kleineren Anlagen entspricht. Analog wurde der Zubau im oberen Szenario mit dem Faktor 95 % aus den Ausschreibungsvolumina abgeleitet und im unteren Szenario mit dem Faktor 80 %.

Nachdem die Daten der Übertragungsnetzbetreiber [ÜNB 2016c] und des Anlagenregisters [BNetzA 2016] auch vereinzelte Fälle von Rückbauten bei PV-Freiflächenanlagen registrierten, wird davon ausgegangen, dass solche auch zukünftig in ähnlich geringem Umfang (ca. 5 MW bis 10 MW jährlich) stattfinden. Alle Daten zur prognostizierten Leistungsentwicklung sind in Tabelle 26 zusammengefasst.

Leistung in MW	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Trend-Szenario (TS)							
Zubau	443,1	259,2	390,3	568,1	540,0	540,0	540,0
Rückbau	6,7	9,8	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Jahresendbestand	10.393	10.642	11.023	11.582	12.113	12.644	13.175
Oberes Szenario (OS)							
Zubau	443,1	273,0	413,6	599,7	570,0	570,0	570,0
Rückbau	6,7	9,8	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Jahresendbestand	10.393	10.656	11.063	11.656	12.220	12.783	13.347
Unteres Szenario (US)							
Zubau	443,1	231,5	343,7	505,0	480,0	480,0	480,0
Rückbau	6,7	11,0	10,0	10,5	11,0	11,5	12,0
Jahresendbestand	10.393	10.613	10.947	11.441	11.910	12.379	12.847

Tabelle 26 Prognose der Leistungsentwicklung der PV-Freiflächenanlagen in Deutschland nach Szenarien bis 2021
Quelle: Einschätzungen des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c], [BNetzA 2016a] u. a.

3.9.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2021

Die Zahl der Vollbenutzungsstunden ist grundsätzlich von der Globalstrahlung abhängig. Da Freiflächenanlagen – anders als Dachanlagen – in Bezug auf ihre Neigung und Südausrichtung optimiert errichtet werden, weisen diese im Mittel höhere Erträge als PV-Dachanlagen auf. So zeigen die Bewegungsdaten des Jahres 2015 [ÜNB 2016b] für PV-Freiflächenanlagen einen um 7,5 % höheren Ertrag als für die übrigen Photovoltaik-Anlagen. Diese Relation wurde auch für zukünftige Jahre übernommen, allerdings auf etwas niedrigerem Niveau, da die Globalstrahlung des Jahres 2015 um 7,2 % höher als im Normaljahr lag [DWD 2016], und in diesem Bereich ein direkter linearer Zusammenhang zur Stromerzeugung besteht [IE 2007].

Da die Jahreserträge der zuletzt errichteten Anlagen 2015 nicht mehr über dem bundesweiten Mittelwert lagen, wurde für jede der vier deutschen Regelzonen für das Normaljahr 2017 sowie die nachfolgenden Jahre eine

gleich bleibende Anzahl von Vollbenutzungsstunden unterstellt – abgesehen vom Schaltjahr 2020, wo sich der Unterschied aufgrund der Ende Februar noch geringen Einstrahlung in Bezug auf das Gesamtjahr aber kaum bemerkbar macht.

Die typischen jahreszeitlichen Schwankungen folgen im Normaljahr der langjährigen Verteilung der Erträge, die auch in [IE 2014] zu Grunde gelegt worden war. In Abbildung 43 ist der Monatsverlauf über den gesamten Prognosezeitraum dargestellt. Für das obere Szenario wurde pro Monat ein Mehrertrag von 10,6 % in strahlungsreichen Jahren gegenüber dem Trend-Szenario angenommen, für das untere ein Minderertrag von 14,5 % in besonders strahlungsarmen Jahren. Diese Abweichungen wurden in [IE 2007] aus der langjährigen Schwankungsbreite der Globalstrahlung an mehreren Messstationen abgeleitet.

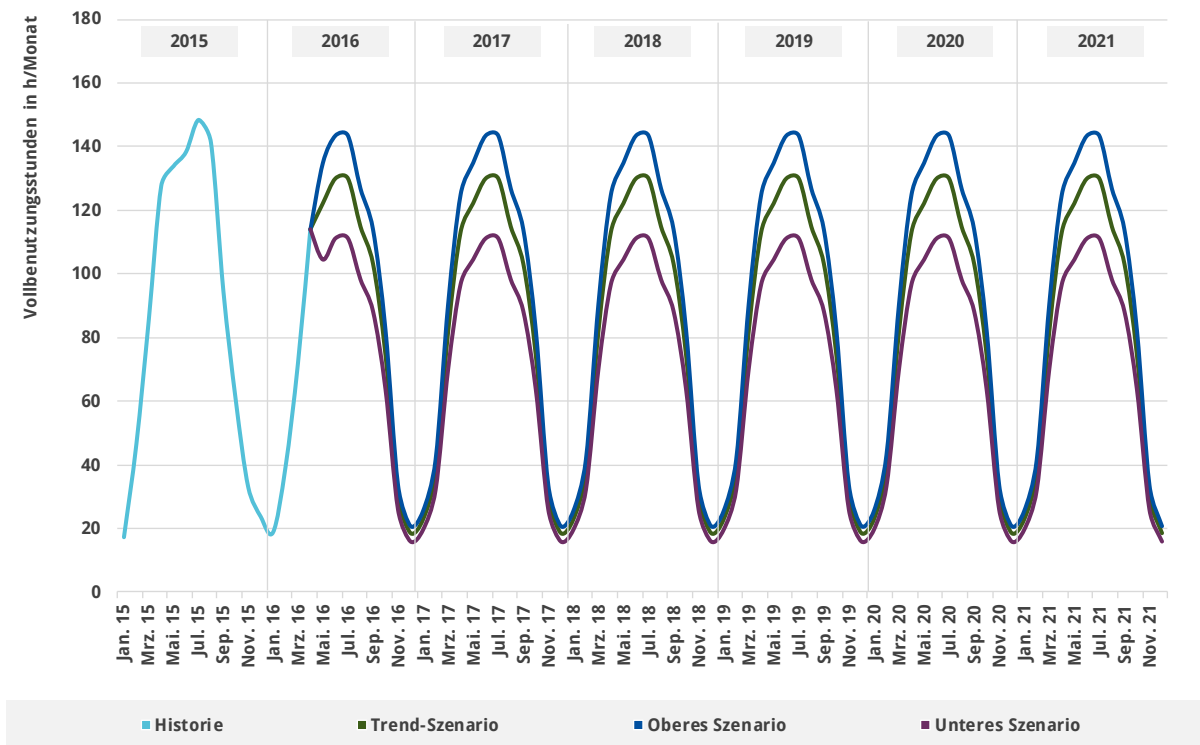


Abbildung 43 Monatliche Vollbenutzungsstunden für PV-Freiflächenanlagen bis Dezember 2021 nach Szenarien
 Quelle: Einschätzungen des IE Leipzig auf Grundlage [ÜNB 2016b] und weiterer Quellen

Aus der Multiplikation der monatlichen Vollbenutzungsstunden der einzelnen Inbetriebnahmejahrgänge mit den bis Ende des Vormonats installierten und damit jeweils wirksamen Leistungen ergibt sich pro Monat und Szenario die Strommenge, die jahresweise in Tabelle 27 zusammengefasst ist. Dabei wird deutlich, dass das sonnige Jahr 2015 dem oberen Szenario näher als dem Trend-Szenario lag.

Stromerzeugung in GWh/a	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Trend-Szenario (TS)	10.680	10.113	10.600	11.022	11.562	12.096	12.597
Oberes Szenario (OS)	10.680	10.917	11.750	12.246	12.880	13.506	14.095
Unteres Szenario (US)	10.680	9.012	9.020	9.338	9.746	10.151	10.527

Tabelle 27 Stromerzeugung aus PV-Freiflächenanlagen nach Szenarien bis 2021
Quelle: Berechnung des IE Leipzig 2016

3.9.4 Marktwertfaktoren

Die Erzeugung von Anlagen mit solarer Strahlungsenergie ist vor allem durch die täglichen und saisonalen Zyklen geprägt. Die sich ergebenden Marktwertfaktoren sind in Abbildung 44 dargestellt.

Die Erzeugung von Photovoltaik ist stark saisonal geprägt, mit einer hohen Erzeugung in den Sommermonaten und einer geringen Erzeugung in den Wintermonaten. Der Unterschied zwischen den monatlichen Erzeugungsmengen im Winter und Sommer ist im Szenario mehr als das Achtfache.

Dadurch erreichen die Photovoltaikanlagen in den Wintermonaten höhere Marktwerte als in den Sommermonaten. Die geringere Erzeugung führt zu geringen Merit-Order-Effekten und kann höhere Erlöse generieren. Der Marktwert liegt im Jahresmittel bei eins. Das bedeutet, dass die Preise in den Peakload-Zeiten durch die Erzeugung so stark beeinflusst werden, dass sie nicht mehr höhere Erlöse gegenüber dem durchschnittlichen Strompreis erreichen können. Typischerweise liegen die Strompreise in den Peakload-Zeiten höher als der Durchschnitt, der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien kann diese Differenz verringern.

Mittelfristig zeigt sich ein ähnlicher Trend wie bei Windenergieanlagen an Land. Die Marktwerte nehmen langfristig durch den stetigen Ausbau der erneuerbaren Energien ab. Die Entwicklung zeigt die Abbildung 45.

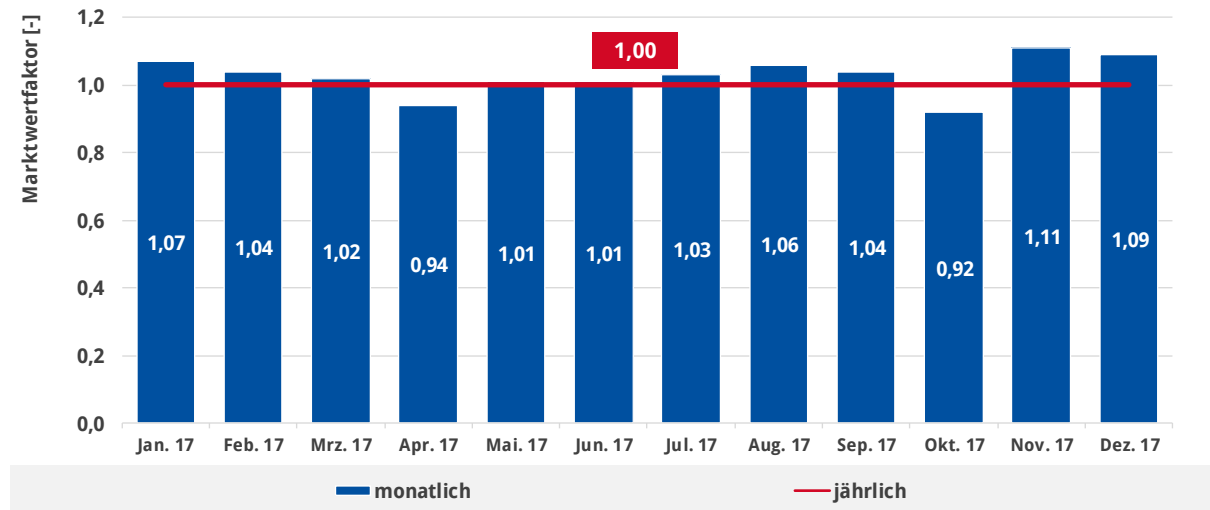


Abbildung 44 Marktwertfaktoren 2017 für Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen

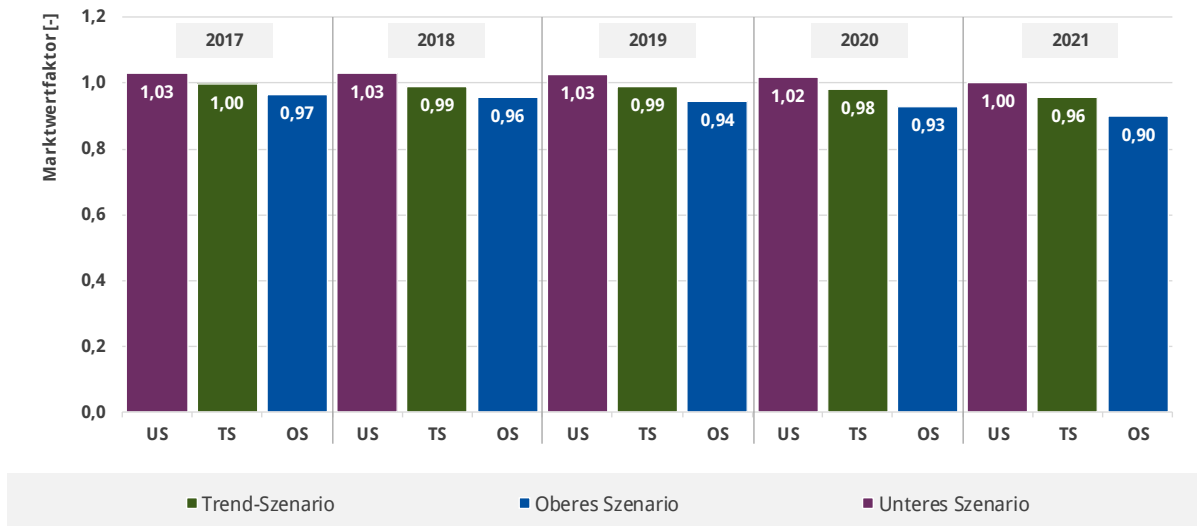


Abbildung 45 Marktwertfaktoren für Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Szenarien bis 2021

3.9.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2021

Neu in Betrieb genommene PV-Freiflächenanlagen ab 100 kW Nennleistung sind seit 01.01.2016 verpflichtet, die geförderte Direktvermarktung zu nutzen, sofern sie vom EEG profitieren wollen. Bei den Bestandsanlagen gibt es nach Einschätzung von Branchenexperten sowie Direktvermarktern nur noch einen sehr langsamen Trend zur Marktprämie, da die Anlagen, für die diese Form ökonomisch besonders attraktiv ist, mittlerweile ihre Vermarktungspartner gefunden haben [Hartmann 2016], [Hölder 2016], [Kelm 2016], [Werum 2016].

Auf die sonstige Direktvermarktung, deren Zahlungsströme nicht über das EEG-Konto gewälzt werden, entfielen Ende 2015 nur 0,1 % der installierten Leistung von PV-Freiflächenanlagen. Da der erzielbare Erlös hier weiterhin deutlich niedriger als bei Nutzung der Marktprämie liegt, stellt diese Vermarktungsform einen Sonderfall dar, dessen Nutzung offenbar nicht aus betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten erfolgt. Dieser Prozentwert wurde für die Zukunft konstant gehalten. 2021 steigt dieser Wert nur minimal an, da bis Ende 2000 deutschlandweit weniger als 2 MW Photovoltaik auf Freiflächen installiert waren, deren EEG-Vergütungsanspruch Ende 2020 endet.

In Abbildung 46 ist die Entwicklung der Vermarktung des erzeugten Stroms aus PV-Freiflächenanlagen nach den Vermarktungsformen, Jahren und Szenarien graphisch dargestellt. Es wird dabei deutlich, dass auf die geförderte Direktvermarktung mit Marktprämie bereits 2015 über 60 % des Stroms entfielen. Durch die Pflicht zur Direktvermarktung für alle neuen Anlagen ab 100 kW (und somit fast alle Anlagen) wächst dieser Anteil bis 2021 weiter an.

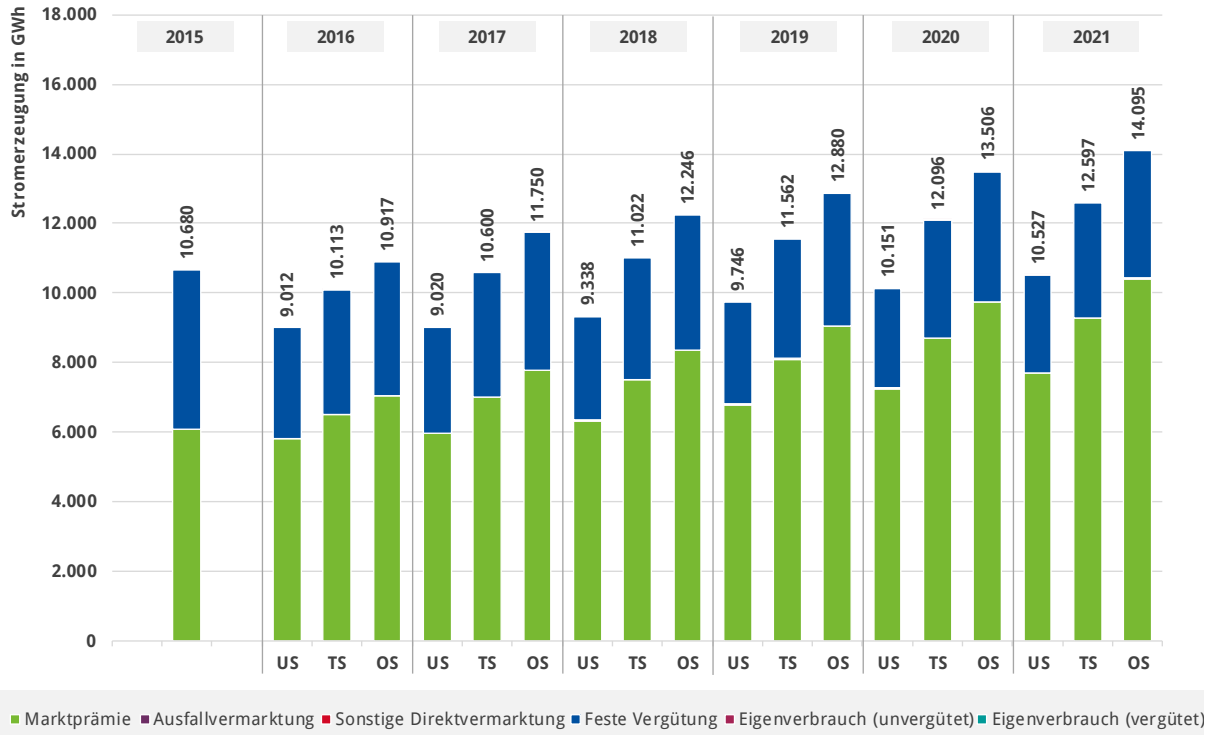


Abbildung 46 Stromerzeugung für PV-Freiflächenanlagen nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021

Quelle: Berechnung des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c], [ÜNB 2016d] u. a.

In sehr geringem Umfang (0,03 % der Stromerzeugung) fand 2015 auch Eigenverbrauch aus PV-Freiflächenanlagen statt [ÜNB 2016b]. Bei diesen Einzelfällen handelte es sich vermutlich um Anlagen, die z. B. unmittelbar neben Gewerbeimmobilien auf einem Grundstück installiert wurden und den Betreiber innerhalb seines Grundstücks mit Strom versorgen. Es wurde bei der Prognose davon ausgegangen, dass aus diesen Anlagen auch in der Zukunft ein Teil des Ertrags dem Eigenverbrauch dient, darüber hinaus wurde aus Gründen der Geringfügigkeit keine separate Prognose für Neuanlagen erstellt.

3.9.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2021

Aus der Zuordnung auf die Veräußerungsformen wurden im nächsten Schritt die Zahlungen abgeleitet. Dabei wurden jahrgangswise die 2015 gezahlten spezifischen Vergütungen bzw. die spezifischen anzulegenden Werte beibehalten. Für neue Anlagen wurden jeweils die Mittelwerte der Ausschreibungsergebnisse als anzulegende Werte in denjenigen Monaten zu Grunde gelegt, in denen sie in Betrieb gehen. Für die Zukunft wurde auf der Grundlage der bisherigen Erfahrungswerte und der geringen Preisrückgänge auf dem Weltmarkt ein Rückgang der anzulegenden Werte um 0,5 % je Ausschreibungsrunde zu Grunde gelegt. Bei drei Ausschreibungsrunden jährlich entspricht dies einer weiteren jährlichen Degression von knapp 1,5 %. Eine Ausnahme davon stellt le-

diglich das kleine Segment von Anlagen unter 750 kW dar, für das sich die anzulegenden Werte aus den Degressionsregeln des EEG (atmender Deckel nach § 31 [EEG 2014] bzw. § 39 [EEG 2017]) ergeben.

Die Zahlungen, die von den Netzbetreibern als Marktprämie zu leisten sind, wurden errechnet, indem von den anzulegenden Werten die auf dem Strommarkt erzielbaren Erlöse abgezogen wurden, diese wurden als Produkt aus Strompreis und Marktwertfaktor für Solarenergie berechnet. Somit haben die Zahlungen für die Marktprämie in Abbildung 47 ein geringeres Gewicht als die entsprechenden Strommengen in Abbildung 46.

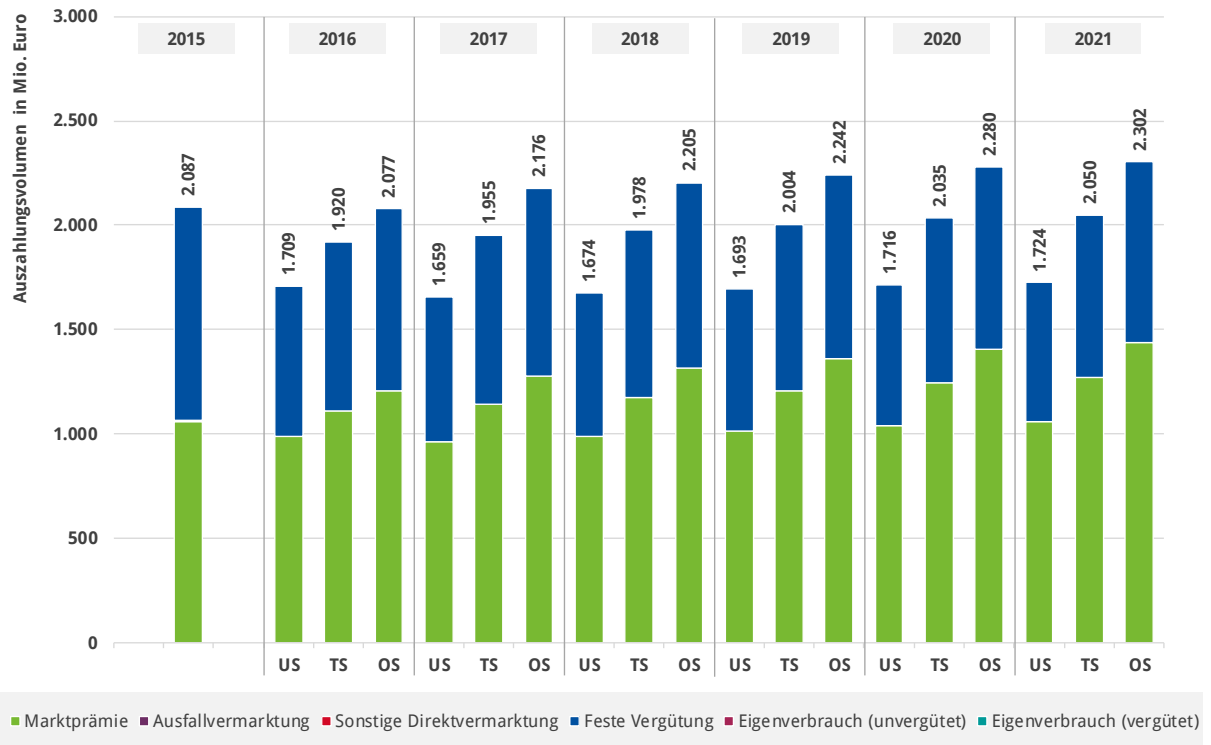


Abbildung 47 Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus PV-Freiflächenanlagen nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c], [ÜNB 2016d], [EEG 2017]

Die Berechnung der vermiedenen Netznutzungsentgelte erfolgte gemäß der Beschreibung in Kapitel 2.4. Dabei ergaben sich für PV-Freiflächenanlagen die in Tabelle 28 nach Szenarien differenzierten Werte für die Kalenderjahre bis 2021.

vNE in Mio. Euro/a	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Trend-Szenario (TS)	45,47	43,56	46,02	47,99	50,54	53,05	55,41
Oberes Szenario (OS)	45,47	47,03	51,04	53,37	56,35	59,30	62,06
Unteres Szenario (US)	45,47	38,81	39,11	40,60	42,52	44,43	46,20

Tabelle 28 Vermiedene Netznutzungsentgelte für Stromerzeugung aus PV-Freiflächenanlagen nach Szenarien bis 2021

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c]

3.9.7 Zusammenfassung

Die weitere Entwicklung der PV-Freiflächenanlagen wird über die bereits angelaufenen Ausschreibungen gesteuert. Es wird im Trend davon ausgegangen, dass mit einer Verzögerung von 15 bis 18 Monaten nach der Ausschreibung rund 90 % der bezuschlagten Gebote zur Inbetriebnahme der angebotenen Anlagen führen. Daneben ist in Einzelfällen damit zu rechnen, dass kleine Anlagen unter 750 kW gebaut werden.

Für 2016 wird im Trend-Szenario eine niedrigere Stromerzeugung als 2015 erwartet, da 2015 überdurchschnittlich strahlungsreich war. Der anschließende Anstieg fällt eher mäßig aus, da der Zubau über die vorgegebenen Ausschreibungsvolumina gesteuert wird. Die vereinzelt kleinen Anlagen mit weniger als 750 MW werden diesen Trend nicht nennenswert verändern.

3.10 Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen

3.10.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Die Photovoltaik nahm in Deutschland einen steilen Aufschwung, der durch die früheren Fassungen des EEG ermöglicht wurde. Im Jahr 2010 erreichte der Zubau bei den sonstigen PV-Anlagen (an und auf Gebäuden bzw. baulichen Anlagen) mit 5.946 MW seinen höchsten Stand und vergrößerte den Bestand in dieser Gruppe innerhalb eines Jahres um mehr als die Hälfte auf über 15.000 MW. Ab 2011 wirkten eine stärkere Degression sowie mehrere Novellierungen des EEG stark auf den Markt ein, so dass sich insbesondere ab 2012 der Zubau neuer Anlagen stark rückläufig entwickelte. So wuchs der Bestand im Jahr 2015 nur noch um 591 MW an. Der Verlauf der Entwicklung seit 2004 sowie die mittleren Größen der sonstigen PV-Anlagen sind in Abbildung 48 graphisch und tabellarisch enthalten.

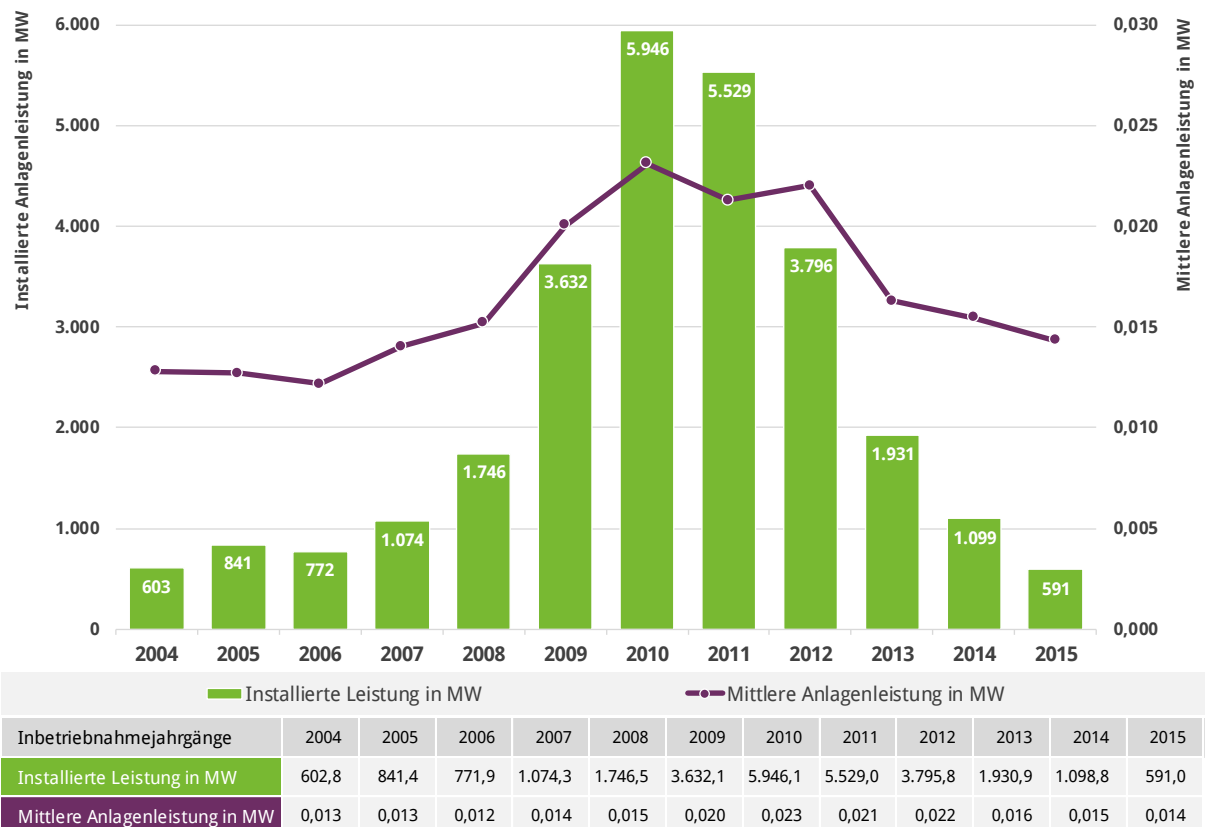


Abbildung 48 Entwicklung von Gesamtzubau und mittlerer Anlagengröße für sonstige PV-Anlagen seit 2004

Quelle: [ÜNB 2016c]

Zum 31.12.2015 ergab sich ein Gesamtbestand von 1,55 Mio. sonstigen PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 27.983 MW. Seitdem die Einspeisetarife für PV-Dachanlagen niedriger sind als die Strompreise, welche Haushalte und Gewerbe zahlen müssen, hat – auch ohne die von 2009 bis 2012 mögliche Vergütung – der Eigenverbrauch stark an Bedeutung gewonnen. Da der Anteil des selbst nutzbaren Stroms bei kleineren Anlagen höher ist, hat auch dies zu einer Verringerung der mittleren Anlagengrößen beigetragen. Aktuelle Tendenzen gehen zu einer Optimierung des Eigenverbrauchs, dazu kommen auch vermehrt Speicher zum Einsatz. Da deren Preise aber bislang die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems „PV-Dachanlage und Verbrauch im Haus“ noch nicht möglich machen, ist der Wunsch nach größtmöglicher Unabhängigkeit von externer Stromlieferung derzeit für den Zubau ein stärkerer Treiber als die betriebswirtschaftliche Betrachtung. Der Zubau neuer Anlagen bleibt daher vorerst auf niedrigem Niveau, auch im ersten Halbjahr 2016 wurden nur rund 400 MW an neuer Leistung installiert.

3.10.2 Leistungsentwicklung 2016 bis 2021

Für die Bestimmung der Zubaus im ersten Halbjahr 2016 konnten Angaben aus dem PV-Melderegister genutzt werden [BNetzA 2016b]. Dabei wurde berücksichtigt, dass der Zeitpunkt der Meldung oft gegenüber dem Monat der Inbetriebnahme verzögert auftritt. Unter Berücksichtigung noch zu erwartender Nachmeldungen ergab sich daraus für das erste Halbjahr 2016 ein Zubau von rund 400 MW (2015: 315 MW im ersten Halbjahr). Für das Gesamtjahr wurden im Trend-Szenario 800 MW, für das obere Szenario 900 MW und für das untere Szenario 700 MW prognostiziert. Während das zweite Halbjahr 2015 deutlich schwächer als das erste Halbjahr ausfiel, wird für das zweite Halbjahr 2016 angenommen, dass vor Inkrafttreten des EEG 2017 noch ein gewisser Vorzieheffekt bei Dachanlagen mit mehr als 750 kW Nennleistung auftritt. Diese dürfen nach [EEG 2017] nur dann errichtet werden, wenn sie einen Zuschlag in einer Ausschreibung erhalten haben. Da die Kostenstruktur auch sehr großer Dachanlagen zu höheren spezifischen Kosten führt, wird erwartet, dass diese sich nicht im Wettbewerb mit PV-Freiflächenanlagen durchsetzen können (vgl. Kapitel 3.9.2). Damit wird ab 2017 das Segment der großen Dachanlagen ab 750 kW aus dem Markt verschwinden, weshalb für 2017 im Trend-Szenario sowie im unteren Szenario ein geringerer Zubau als für 2016 prognostiziert wird. Abgesehen von diesem Effekt wird für die kommenden Jahre aufgrund der stärkeren Marktdurchdringung von preisgünstigeren Speichern auch von den befragten Experten damit gerechnet, dass sich die Nachfrage jedoch in kommenden Jahren wieder etwas beleben wird [Hartmann 2017], [Kelm 2017], [Tepper 2017]. Auch die Veränderung des atmenden Deckels im EEG 2017 wird je Quartal zu einer Steigerung der Vergütungssätze führen, so lange der vorgesehene Zubaukorridor für Photovoltaik insgesamt um mehr als 200 MW unterschritten wird (vgl. § 49 [EEG 2017]) – nur im oberen Szenario wird dieser Zubaukorridor ab 2020 erreicht, die beiden anderen Szenarien bleiben darunter. Auch dies trägt im Sinne des atmenden Deckels schrittweise dazu bei, den Zubau der Photovoltaik wieder dem vorgesehenen Korridor anzunähern.

10,9 MW an sonstigen PV-Anlagen wurden im Laufe des Jahres 2015 zurückgebaut [ÜNB 2016c]. Dies entspricht 0,04 % des Bestands am Jahresanfang. Die Ursachen hierfür können individuell verschieden sein, etwa die Neueindeckung des Daches, Diebstahl, Brand oder fehlende Behebung technischer Defekte, betriebswirtschaftliche Gründe lassen sich dabei selten finden. Für die Zukunft wurde angenommen, dass der Rückbau in den kommenden Jahren bis auf 13 MW im Jahr 2020 leicht ansteigt. Derzeit (2016) befinden sich rund 70 MW an sonstigen PV-Anlagen aus den ersten Inbetriebnahmejahren im Bestand, deren Vergütungsanspruch zum 31.12.2020 endet. Sofern bei diesen Reparaturen notwendig werden oder etwa ein Wechselrichter ausfällt, ist die Wahrscheinlichkeit eines Rückbaus anschließend etwas höher. Für das Jahr 2021 wurde daher mit 18 MW ein etwas höherer Rückbau angenommen (siehe Tabelle 29).

Leistung in MW	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Trend-Szenario (TS)							
Zubau	591,0	800,0	750,0	800,0	900,0	1.000,0	1.100,0
Rückbau	10,9	11,0	11,5	12,0	12,5	13,0	18,0
Jahresendbestand	27.983	28.772	29.510	30.298	31.186	32.173	33.255
Oberes Szenario (OS)							
Zubau	591,0	900,0	1.050,0	1.300,0	1.500,0	1.750,0	2.000,0
Rückbau	10,9	11,0	11,5	12,0	12,5	13,0	18,0
Jahresendbestand	27.983	28.872	29.910	31.198	32.686	34.423	36.405
Unteres Szenario (US)							
Zubau	591,0	700,0	650,0	700,0	700,0	700,0	700,0
Rückbau	10,9	11,0	11,5	12,0	12,5	13,0	18,0
Jahresendbestand	27.983	28.672	29.310	29.998	30.686	31.373	32.055

Tabelle 29 Prognose der Leistungsentwicklung der sonstigen PV-Anlagen in Deutschland nach Szenarien bis 2021

Quelle: Einschätzungen des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c], [BNetzA 2016a] u. a.

3.10.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2021

Die Auswertung der Anlagen-Bewegungsdaten des Jahres 2015 [ÜNB 2016b] zeigt für die sonstigen PV-Anlagen einen mittleren Ertrag von 956 Vollbenutzungsstunden. Da 2015 überdurchschnittlich strahlungsreich war [DWD 2016], kann daraus für das Normaljahr auf 892 Vollbenutzungsstunden aller bestehenden PV-Anlagen geschlossen werden, die nicht zu den Freiflächenanlagen zählen. Die Verteilung über die Monate folgt dabei dem typischen Jahresgang (vgl. Abbildung 49). Diese Werte wurden für den Prognosezeitraum ab Mai 2016 zur Berechnung der Stromerzeugung zu Grunde gelegt, die in Tabelle 30 dargestellt ist.

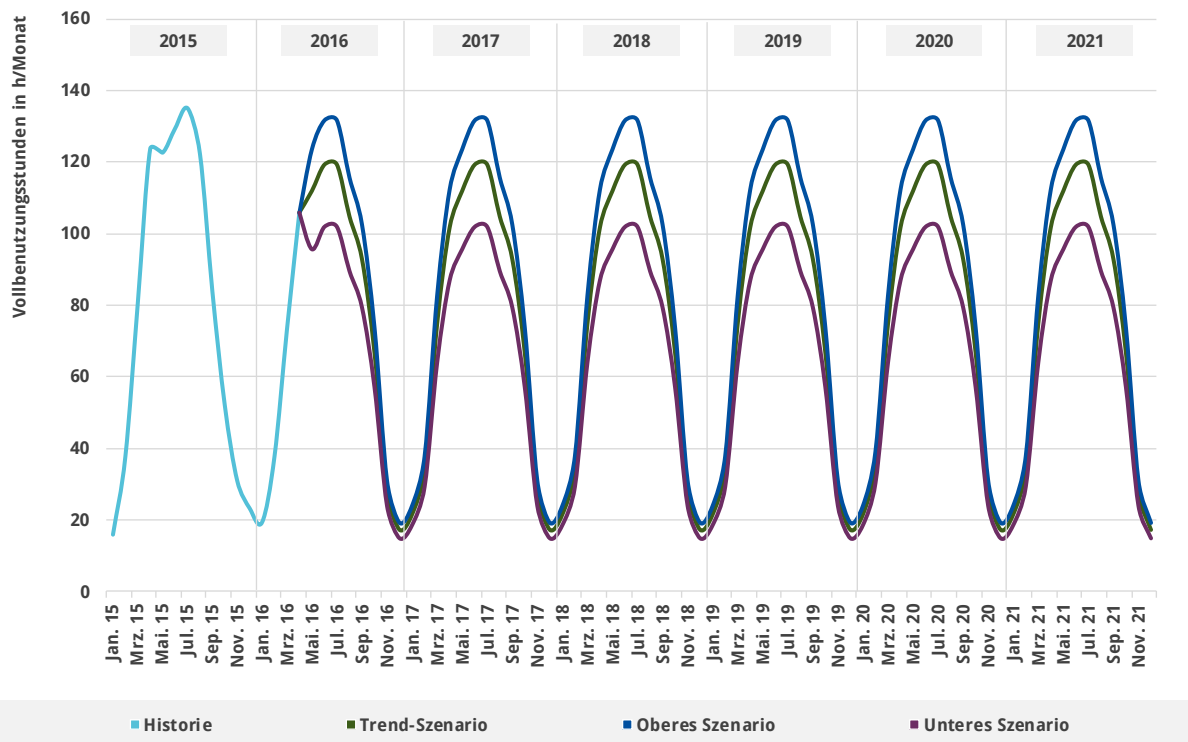


Abbildung 49 Monatliche Vollbenutzungsstunden für sonstige PV-Anlagen bis Dezember 2021 nach Szenarien
 Quelle: Einschätzungen des IE Leipzig auf Grundlage [ÜNB 2016b] und weiterer Quellen

Stromerzeugung in GWh/a	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Trend-Szenario (TS)	26.469	25.365	25.963	26.641	27.384	28.254	29.134
Oberes Szenario (OS)	26.469	27.360	28.942	30.078	31.437	33.060	34.838
Unteres Szenario (US)	26.469	22.641	22.091	22.595	23.120	23.676	24.166

Tabelle 30 Stromerzeugung aus sonstigen PV-Anlagen nach Szenarien bis 2021
 Quelle: Berechnung des IE Leipzig 2016

Eine stärkere Rolle als bei anderen EEG-Energieträgern spielt bei den sonstigen PV-Anlagen der Eigenverbrauch. Für Bestandsanlagen der Inbetriebnahmejahrgänge bis 2008 war und ist diese Option unattraktiv, da die Vergütungssätze für diese Anlagen dauerhaft höher als die vermeidbaren Strombezugskosten liegen. In den Jahren 2009 bis 2012 bestand die Möglichkeit, eine Vergütung für den Eigenverbrauch zu erhalten, um den Unterschied zu den Strombezugskosten zu überbrücken. Für die Anlagen aus diesen Inbetriebnahmejahrgängen, die diese Option wählten, wird angenommen, dass sie diese Zahlungen weiter in Anspruch nehmen. Zudem wird für

einen Teil dieser Anlagen damit gerechnet, dass Speicher nachgerüstet werden, um den Eigenverbrauchsanteil deutlich zu steigern. Da Speicher allerdings nur für Neuanlagen gefördert werden, bleibt dieser Effekt begrenzt. Angenommen wird, dass die Eigenverbrauchs-Stunden dieser Anlagengruppe insgesamt um jährlich 0,5 % gesteigert werden. Im Frühjahr 2012 wurde der geförderte Eigenverbrauch für Neuanlagen abgeschafft. Im novellierten EEG 2012 bestand zunächst eine Pflicht zum unvergüteten Eigenverbrauch („Marktintegrationsmodell“), durch die gesunkenen Einspeisetarife war der Eigenverbrauch des selbst erzeugten Stroms jedoch ohnehin wirtschaftlich attraktiver. Je größer der Abstand zwischen Einspeisetarif und Strombezugskosten ist, desto eher werden auch Speicher-Lösungen attraktiv. Bei den seit 2014 neu installierten PV-Anlagen kann davon ausgegangen werden, dass mehr als 95 % einen Teil des erzeugten Stroms selbst nutzen, was auch die befragten Experten so einschätzen [Hartmann 2017], [Kelm 2017], [Tepper 2017]. Durch die wachsende Zahl von Speichern steigt zugleich der Anteil des Eigenverbrauchs. So wurde angenommen, dass die Eigenverbrauchsstunden von Anlagen des Inbetriebnahmejahrgangs 2021 um 70 % höher liegen als diejenigen des Inbetriebnahmejahrgangs 2013.

Da der Strombedarf im Jahresgang etwa gleichmäßig anfällt (mit etwas höherem Bedarf in den Wintermonaten und etwas geringerem Bedarf in den sommerlichen Ferienmonaten), ist damit zu rechnen, dass der im Winter erzeugte Strom zu einem höheren Anteil selbst genutzt wird, während von den im Sommer anfallenden großen Strommengen ein größerer Teil eingespeist wird. Aus dem Vergleich zwischen Bedarf und Erzeugung wurde für den Eigenverbrauch daher ein eigenes Jahresprofil abgeschätzt, das für die Zuordnung des Jahresgesamtverbrauchs auf die Kalendermonate genutzt wurde. Die Prognose für den Eigenverbrauch stellt Tabelle 31 dar.

Eigenverbrauch in GWh	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Trend-Szenario (TS)							
EV vergütet	886,4	824,0	844,3	850,3	854,6	860,7	864,6
EV unvergütet	1.042,7	1.070,2	1.245,2	1.426,0	1.639,0	1.900,8	2.218,1
EV gesamt	1.929,1	1.894,1	2.089,5	2.276,3	2.493,6	2.761,5	3.082,7
Oberes Szenario (OS)							
EV vergütet	886,4	936,4	933,6	1.039,7	1.044,9	1.052,4	1.057,2
EV unvergütet	1.042,7	1.158,0	1.425,5	1.718,3	2.095,1	2.574,7	3.176,1
EV gesamt	1.929,1	2.094,4	2.359,1	2.758,0	3.140,0	3.627,1	4.233,2
Unteres Szenario (US)							
EV vergütet	886,4	757,9	722,0	727,1	730,8	736,0	739,4
EV unvergütet	1.042,7	951,7	1.041,0	1.174,2	1.322,6	1.487,1	1.669,8
EV gesamt	1.929,1	1.709,7	1.763,0	1.901,3	2.053,5	2.223,2	2.409,1

Tabelle 31 Entwicklung des vergüteten und des unvergüteten Eigenverbrauchs aus sonstigen PV-Anlagen nach Szenarien bis 2021

Quelle: Berechnung und Darstellung: IE Leipzig 2016

Die Stromeinspeisung errechnet sich somit aus der Stromerzeugung abzüglich der vergüteten und unvergüteten Formen des Eigenverbrauchs. Sie schwankt somit zwischen Sommer und Winter noch etwas stärker als es der Jahresgang der Stromerzeugung erwarten lässt.

3.10.4 Marktwertfaktoren

Die Marktwertfaktorberechnung ist zusammengefasst mit den Freiflächenanlagen durchgeführt worden, so dass für beide Anlagentypen derselbe Marktwert errechnet wurde. Die Ergebnisse sind im Abschnitt 3.9.4 dargestellt.

3.10.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2021

Alle installierten Anlagen wurden zunächst einer der Vermarktungsformen (geförderte Direktvermarktung mit Marktprämie, feste Vergütung, sonstige Direktvermarktung) zugeordnet. In dieser Vermarktungsform wird dann monatlich der erzeugte Strom abgegeben, sofern er nicht selbst verbraucht wird, d. h. Anlagen, die auch den Eigenverbrauch nutzen, befinden sich zugleich für den Rest des Stroms in einer der drei genannten Vermarktungsformen.

Nur 0,004 % der installierten Leistung befanden sich Ende 2015 in der sonstigen Direktvermarktung als ökonomisch unattraktivem Sonderfall. Dieser Prozentwert wurde bis 2020 als konstant angenommen, da für diese Form eher individuelle als ökonomische Gründe sprechen, so dass keine rationale Prognosegrundlage für Veränderungen besteht. 2021 wechseln alle weiterhin betriebenen Anlagen in diese Vermarktungsform, die vor dem 01.01.2001 in Betrieb gegangen sind. Da diese Jahrgänge vergleichsweise wenige Anlagen umfassen, steigt der Anteil der sonstigen Direktvermarktung damit im Jahr 2021 auf nicht mehr als 0,202 % an.

Die Vermarktung über die Marktprämie ist zwar seit 2016 für Anlagen ab 100 kW verpflichtend, da die meisten Anlagen jedoch unterhalb dieser Grenze liegen, bleibt selbst bei Neuanlagen zunächst noch mehr als zur Hälfte der installierten Leistung in der festen Einspeisevergütung. Ende 2015 entfielen auf die Marktprämie 2,1 % der installierten Leistung, durch vereinzelte Wechsel größerer Bestandsanlagen und durch den Zubau von Neubauanlagen, die z. T. auch zur Nutzung der Marktprämie verpflichtet sind, steigt dieser Anteil in der Prognose bis 2021 auf 11,3 % an.

Der restliche Strom verbleibt in der festen Vergütung, sofern er eingespeist wird.

Damit verteilt sich die Stromerzeugung aus sonstigen PV-Anlagen so auf die Vermarktungsformen für eingespeisten Strom sowie auf die beiden Formen des Eigenverbrauchs wie in Abbildung 50 dargestellt.

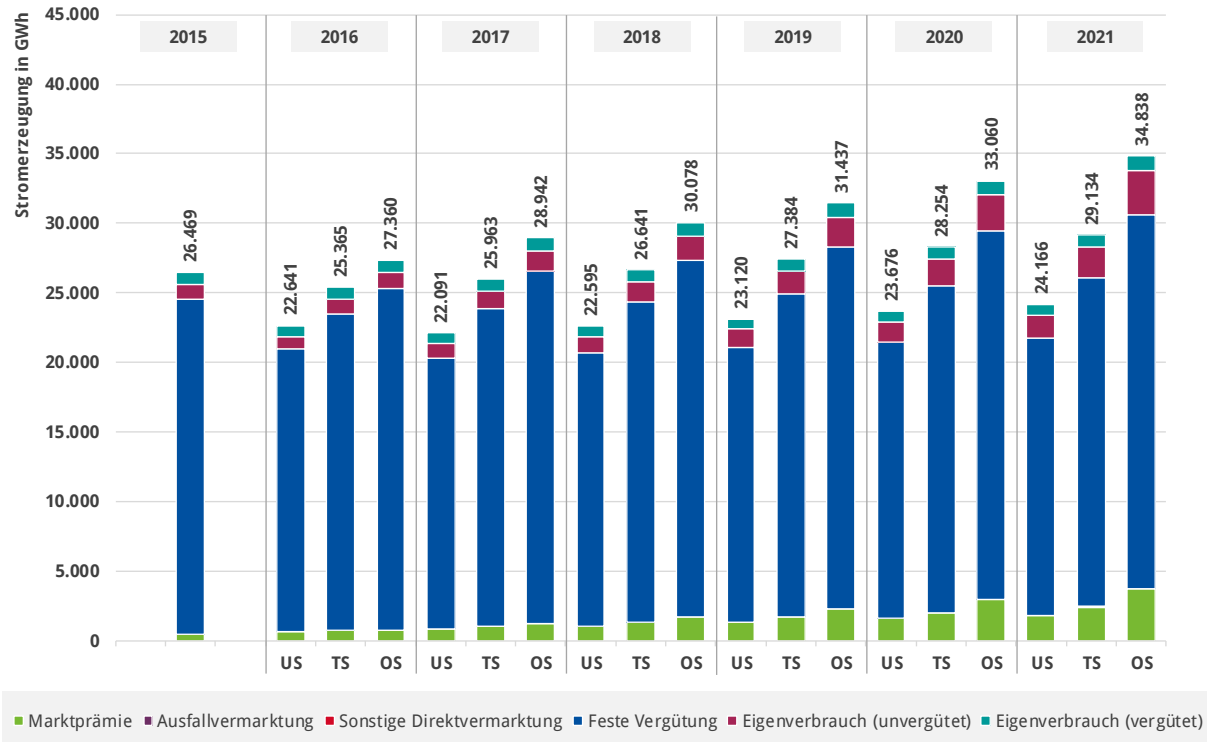


Abbildung 50 Stromerzeugung aus sonstigen PV-Anlagen nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021

Quelle: Berechnung des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c], [ÜNB 2016d] u. a.

3.10.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2021

Weil davon ausgegangen wird, dass bei den anstehenden Ausschreibungen keine Dachanlagen (ab 750 kW) bezuschlagt werden, lassen sich für PV-Dachanlagen auch zukünftig alle anzulegenden Werte aus dem Gesetzestext des EEG 2017 ableiten. Die Zahlungen für den eingespeisten Strom der Bestandsanlagen wurden auf der Grundlage der bisher gezahlten Vergütungssätze berechnet. Damit ergeben sich die EEG-Zahlungen aus den eingespeisten Strommengen sowie aus den Vergütungen für den vergüteten Eigenverbrauch der Inbetriebnahmejahre 2009 bis 2012, wie sie in Abbildung 51 dargestellt sind.

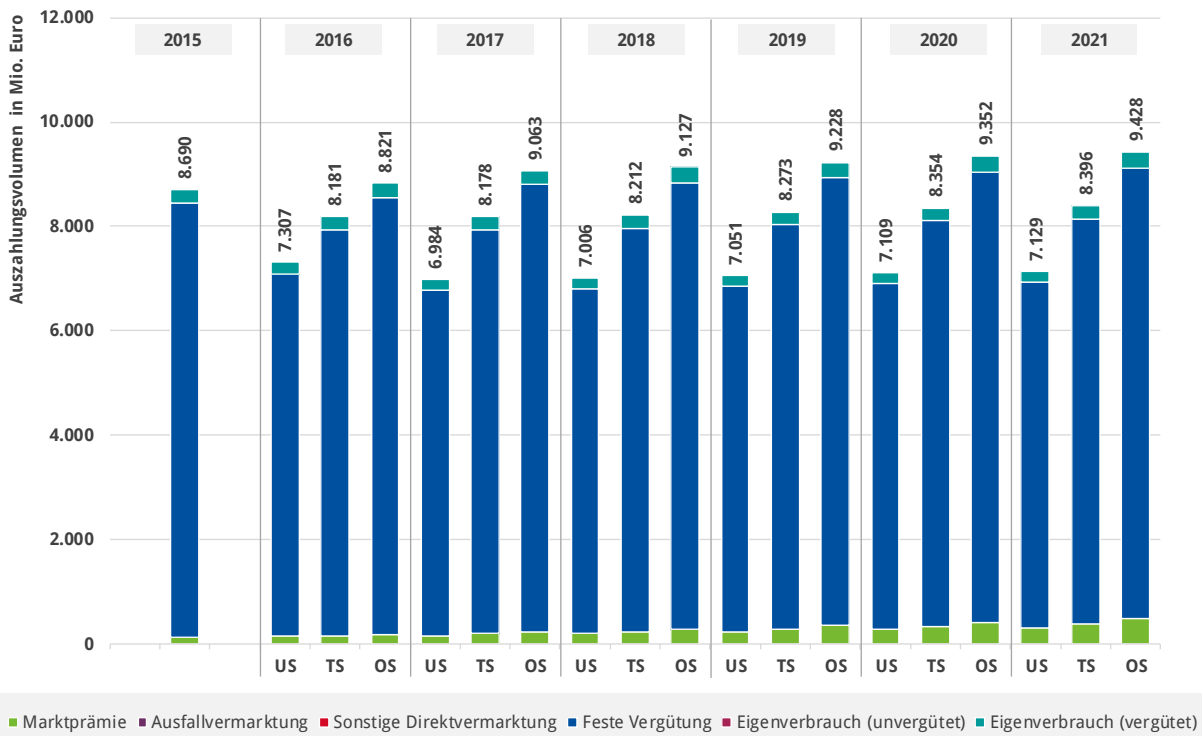


Abbildung 51 Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus sonstigen PV-Anlagen nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c], [ÜNB 2016d], [EEG 2017]

Die vermiedenen Netznutzungsentgelte wurden so berechnet, wie in Kapitel 2.4 beschrieben. Dabei ergaben sich für PV-Freiflächenanlagen die in Tabelle 32 nach Szenarien differenzierten Werte für die Kalenderjahre bis 2021.

vNE in Mio. Euro/a	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Trend-Szenario (TS)	164,64	157,49	160,68	164,23	168,00	172,30	176,10
Oberes Szenario (OS)	164,64	169,54	179,00	184,33	191,32	199,44	207,59
Unteres Szenario (US)	164,64	140,44	136,79	139,43	142,10	144,86	146,87

Tabelle 32 Vermiedene Netznutzungsentgelte für Strom aus sonstigen PV-Anlagen nach Szenarien bis 2021

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig 2016 auf Grundlage [ÜNB 2016c]

3.10.7 Zusammenfassung

Der Zubau sonstiger Anlagen zur Stromerzeugung aus Solarenergie (d. h. außer Freiflächenanlagen) hat nach starken Zubaujahrgängen um 2010 im Jahr 2015 einen Tiefpunkt erreicht. Die Vergütungssätze bzw. anzulegenden Werte sind derzeit kein ökonomischer Anreiz zum Betrieb der Anlagen. Vielmehr werden neue Anlagen derzeit vorwiegend dann gebaut, wenn ein hoher Eigenverbrauchsanteil erreicht wird. Die weitere Entwicklung steht in engem Zusammenhang mit der Marktdurchdringung von Speichern, mit denen der Eigenverbrauch weiter gesteigert werden kann. Es wird allerdings nur im oberen Szenario davon ausgegangen, dass der angestrebte Zubaukorridor erreicht wird, in den anderen Szenarien steigt der Zubau nur sehr langsam an.

4 Versteigerungserlöse von Netzanbindungskapazitäten für Windenergie auf See

Zur Einhaltung der verbindlichen Ausbauziele wurden die freien Netzkapazitäten für die Anbindung aller Windenergieanlagen auf See in einem transparenten Vergabeverfahren vergeben. Die BNetzA war berechtigt, bis zum 1. Januar 2018 die maximale Anschlusskapazität von 6,5 GW auf 7,7 GW bis 2020 zu erhöhen.

Schon im Januar 2015 wurden von der BNetzA weitere 1,5 GW Netzanschlusskapazität zugewiesen, nachdem nur ein Bieter an der geplanten Versteigerung teilgenommen hatte. Somit ergaben sich 7,5 GW zugewiesene Netzanschlussleistung für Windparks. Weitere 200 MW wurden von der BNetzA in einem zweiten Kapazitätszuweisungsverfahren vergeben, diesmal im echten Wettbewerb. Nach Beendigung des Kapazitätszuweisungsverfahrens waren somit sämtliche Anschlusskapazitäten bis einschließlich 2020 ausgeschöpft [BMWi 2016].

Für bestehende Offshore-Projekte, welche nach dem 31. Dezember 2020 in Betrieb gehen sollen, werden u.a. die Anspruchsberechtigten in zwei Gebotsterminen (1. März und 1. Dezember 2017) ermittelt. Das Ausschreibungsvolumen beträgt jeweils 1.460 MW, wobei sich das Ausschreibungsvolumen für den Gebotstermin 1. Dezember 2017 in dem Umfang erhöht, in dem zum ersten Gebotstermin weniger Zuschlüsse als 1.460 MW erteilt wurden. Die Ausschreibungen werden von der BNetzA rechtzeitig bekanntgegeben. In der Bekanntgabe der Ausschreibungen wird u. a. der Umfang der Netzanbindungskapazitäten, die in den für einen Zuschlag in Betracht kommenden Clustern nach § 26 Absatz 2 Nummer 2 zur Verfügung stehen, angegeben (vgl. [WindSeeG 2016]). Eine gesonderte Versteigerung ist somit nicht mehr vorgesehen.

Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass sämtliche Anschlusskapazitäten bis 2020 bereits vergeben sind und weitere Netzanbindungskapazitäten ab dem Jahr 2021 durch Ausschreibungen zugewiesen werden, sind bis 2021 keine Versteigerungserlöse mehr zu erwarten.

5 Verzeichnisse

Abkürzungsverzeichnis	100
Abbildungsverzeichnis	102
Tabellenverzeichnis	105
Literaturverzeichnis	107

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
Abs.	Absatz
AG	Aktiengesellschaft
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BWE	Bundesverband Windenergie e.V.
CO ₂	Kohlendioxid
ct	(Euro-)Cent
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
DEWI	Deutsches Windenergie-Institut
DWD	Deutscher Wetterdienst
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange (Energiebörse in Leipzig)
EnBW	Energie Baden-Württemberg
EPEX	European Power Exchange (europäische Strombörse)
EU	Europäische Union
EUROSTAT	Statistisches Amt der Europäischen Union
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Europäisches Netzwerk der Übertragungsnetzbetreiber)
F & E	Forschung und Entwicklung
FVB	Fachverband Biogas
GHG	Greenhouse Gas (Treibhausgas)
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden (1.000 MWh)
h	Stunden
IE	Leipziger Institut für Energie GmbH
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
Mio.	Millionen

MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
OS	Oberes Szenario
p. a.	per annum (jährlich)
PV	Photovoltaik
TS	Trend-Szenario
TWh	Terrawattstunden (1.000 GWh)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
US	Unteres Szenario
vNE	vermiedene Netznutzungsentgelte
WindSeeG	Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Leistungsentwicklung der EEG-Energieträger bis 2021 im Trend-Szenario	2
Abbildung 2	Entwicklung der Stromerzeugung aus EEG-Energieträgern bis 2021 im Trend-Szenario	3
Abbildung 3	Auszahlungen an Betreiber von EEG-Anlagen bis 2021 im Trend-Szenario	5
Abbildung 4	Vorgehensweise zur Erstellung der Mittelfristprognose	7
Abbildung 5	Funktionsschema des Fundamentalmodells Power2Sim	12
Abbildung 6	Entwicklung von Gesamtzubau und mittlerer Anlagengröße für EEG-Wasserkraft seit 2004	16
Abbildung 7	Monatliche Vollbenutzungsstunden für EEG-Wasserkraft bis Dezember 2021 nach Szenarien	19
Abbildung 8	Stromerzeugung aus Wasserkraft nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021	21
Abbildung 9	Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus EEG-Wasserkraft nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021	22
Abbildung 10	Entwicklung von Gesamtzubau und mittlerer Anlagengröße für Deponiegas seit 2004	25
Abbildung 11	Monatliche Vollbenutzungsstunden für Deponiegas bis Dezember 2021 nach Szenarien	27
Abbildung 12	Stromerzeugung aus Deponiegas nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021	29
Abbildung 13	Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Deponiegas nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021	30
Abbildung 14	Entwicklung von Gesamtzubau und mittlerer Anlagengröße für Klärgas seit 2004	31
Abbildung 15	Monatliche Vollbenutzungsstunden für Stromeinspeisung aus Klärgas bis Dezember 2021 nach Szenarien	33
Abbildung 16	Stromerzeugung aus Klärgas nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021, ohne Berücksichtigung des Eigenverbrauchs der Kläranlagen	35
Abbildung 17	Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Klärgas nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021	36
Abbildung 18	Entwicklung von Gesamtzubau und mittlerer Anlagengröße bei Grubengas seit 2004	37
Abbildung 19	Monatliche Vollbenutzungsstunden für Grubengas bis Dezember 2021 nach Szenarien	39
Abbildung 20	Stromerzeugung aus Grubengas nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021	40

Abbildung 21	Gliederung der Stromerzeugung aus Grubengas nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021	41
Abbildung 22	Entwicklung von Gesamtzubau und mittlerer Anlagengröße für Biomasse seit 2004	43
Abbildung 23	Monatliche Vollbenutzungsstunden für EEG-Biomasse bis Dezember 2021 nach Szenarien	47
Abbildung 24	Stromerzeugung nach Veräußerungsformen aus Biomasse je Szenario bis 2021	49
Abbildung 25	Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Biomasse nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021	51
Abbildung 26	Entwicklung von Gesamtzubau und mittlerer Anlagengröße für Geothermie seit 2004	54
Abbildung 27	Monatliche Vollbenutzungsstunden für Geothermie bis Dezember 2021 nach Szenarien	56
Abbildung 28	Stromerzeugung aus Geothermie nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021	58
Abbildung 29	Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Geothermie nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021	59
Abbildung 30	Entwicklung von Gesamtzubau und mittlerer Anlagengröße für Windenergie an Land seit 2004	61
Abbildung 31	Monatliche Vollbenutzungsstunden für Windenergie an Land bis Dezember 2021 nach Szenarien	64
Abbildung 32	Marktwertfaktoren 2017 für Windenergie an Land	65
Abbildung 33	Marktwertfaktoren für Windenergie an Land nach Szenarien bis 2021	66
Abbildung 34	Stromerzeugung aus Windenergie an Land nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021	67
Abbildung 35	Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie an Land nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021	68
Abbildung 36	Entwicklung von Gesamtzubau und mittlerer Anlagengröße für Windenergie auf See seit 2004	70
Abbildung 37	Monatliche Vollbenutzungsstunden für Windenergie auf See bis Dezember 2021 nach Szenarien	73
Abbildung 38	Marktwertfaktoren 2017 für Windenergie auf See	74
Abbildung 39	Marktwertfaktoren für Windenergie auf See nach Szenarien bis 2021	75

Abbildung 40	Stromerzeugung aus Windenergie auf See nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021	76
Abbildung 41	Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie auf See nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021	77
Abbildung 42	Entwicklung von Gesamtzubau und mittlerer Anlagengröße bei PV-Freiflächenanlagen seit 2004	79
Abbildung 43	Monatliche Vollbenutzungsstunden für PV-Freiflächenanlagen bis Dezember 2021 nach Szenarien	82
Abbildung 44	Marktwertfaktoren 2017 für Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	84
Abbildung 45	Marktwertfaktoren für Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Szenarien bis 2021	84
Abbildung 46	Stromerzeugung für PV-Freiflächenanlagen nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021	86
Abbildung 47	Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus PV-Freiflächenanlagen nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021	87
Abbildung 48	Entwicklung von Gesamtzubau und mittlerer Anlagengröße für sonstige PV-Anlagen seit 2004	89
Abbildung 49	Monatliche Vollbenutzungsstunden für sonstige PV-Anlagen bis Dezember 2021 nach Szenarien	92
Abbildung 50	Stromerzeugung aus sonstigen PV-Anlagen nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021	95
Abbildung 51	Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus sonstigen PV-Anlagen nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2021	96

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Ergebnisse Strompreisszenario Deutschland	15
Tabelle 2	Prognose der Leistungsentwicklung der Wasserkraftanlagen in Deutschland nach Szenarien bis 2021	18
Tabelle 3	Stromerzeugung aus Wasserkraft nach Szenarien bis 2021	20
Tabelle 4	Vermiedene Netznutzungsentgelte für Stromerzeugung aus Wasserkraft nach Szenarien bis 2021	23
Tabelle 5	Prognose der Leistungsentwicklung der Deponiegasanlagen in Deutschland nach Szenarien bis 2021	26
Tabelle 6	Stromerzeugung aus Deponiegas nach Szenarien bis 2021	27
Tabelle 7	Vermiedene Netznutzungsentgelte für Stromerzeugung aus Deponiegas nach Szenarien bis 2021	30
Tabelle 8	Prognose der Leistungsentwicklung der Klärgasanlagen in Deutschland nach Szenarien bis 2021	32
Tabelle 9	Stromerzeugung aus Klärgas (ohne Eigenverbrauch) nach Szenarien bis 2021	33
Tabelle 10	Vermiedene Netznutzungsentgelte für Stromeinspeisung aus Klärgas nach Szenarien bis 2021	36
Tabelle 11	Prognose der Leistungsentwicklung der Grubengasanlagen in Deutschland nach Szenarien bis 2021	38
Tabelle 12	Stromerzeugung aus Grubengas nach Szenarien bis 2021	39
Tabelle 13	Vermiedene Netznutzungsentgelte für Stromerzeugung aus Grubengas nach Szenarien bis 2021	42
Tabelle 14	Prognose der Leistungsentwicklung der Biomasseanlagen in Deutschland nach Szenarien bis 2021	46
Tabelle 15	Stromerzeugung aus Biomasse nach Szenarien bis 2021	47
Tabelle 16	Vermiedene Netznutzungsentgelte für Stromerzeugung aus Biomasse nach Szenarien bis 2021	51
Tabelle 17	Prognose der Leistungsentwicklung der Geothermie in Deutschland nach Szenarien bis 2021	55
Tabelle 18	Stromerzeugung aus Geothermie nach Szenarien bis 2021	57

Tabelle 19	Vermiedene Netznutzungsentgelte für Stromerzeugung aus Geothermie nach Szenarien bis 2021	60
Tabelle 20	Prognose der Leistungsentwicklung der Windenergie an Land in Deutschland nach Szenarien bis 2021	63
Tabelle 21	Stromerzeugung aus Windenergie an Land nach Szenarien bis 2021	65
Tabelle 22	Vermiedene Netznutzungsentgelte für Strom aus Windenergie an Land nach Szenarien bis 2021	69
Tabelle 23	Prognose der Leistungsentwicklung der Windenergie auf See in Deutschland nach Szenarien bis 2021	72
Tabelle 24	Stromerzeugung aus Windenergie auf See nach Szenarien bis 2021	74
Tabelle 25	Vermiedene Netznutzungsentgelte für Windenergie auf See nach Szenarien bis 2021	78
Tabelle 26	Prognose der Leistungsentwicklung der PV-Freiflächenanlagen in Deutschland nach Szenarien bis 2021	81
Tabelle 27	Stromerzeugung aus PV-Freiflächenanlagen nach Szenarien bis 2021	83
Tabelle 28	Vermiedene Netznutzungsentgelte für Stromerzeugung aus PV-Freiflächenanlagen nach Szenarien bis 2021	88
Tabelle 29	Prognose der Leistungsentwicklung der sonstigen PV-Anlagen in Deutschland nach Szenarien bis 2021	91
Tabelle 30	Stromerzeugung aus sonstigen PV-Anlagen nach Szenarien bis 2021	92
Tabelle 31	Entwicklung des vergüteten und des unvergüteten Eigenverbrauchs aus sonstigen PV-Anlagen nach Szenarien bis 2021	93
Tabelle 32	Vermiedene Netznutzungsentgelte für Strom aus sonstigen PV-Anlagen nach Szenarien bis 2021	96

Quellenverzeichnis

- Anderer 2011 Anderer, Pia; Massmann, E. (Ingenieurbüro Floecksmühle): Genutztes und zusätzliches ausbaubares Wasserkraftpotenzial in den deutschen Bundesländern. Auftrag der Leipziger Institut für Energie GmbH, Aachen, August 2011.
- BDB 2016 Betreiber-Datenbasis (BDB): Stand Januar 2015, Rade, 2015.
- BBE et al 2016 Bundesverband Bioenergie e.V., Deutscher Bauernverband e.V., Fachverband Biogas e.V., Fachverband Holzenergie e.V.: Erste Bewertung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2017) vom 08.07.2016, Berlin, Juli 2016
- Biogasrat 2016 Biogasrat⁺ e.V. - dezentrale energien -: EEG 2017 versagt Bioenergie wirtschaftliche Zukunft. Pressemitteilung, Berlin, Juli 2016
- BMWi 2016 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.): Informationsportal Erneuerbare Energien. Unterpunkt zur EEG-Vergütung und Kapazitätszuweisung bei Windenergie auf See. Im Internet unter:
<http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Technologien/Windenergie-auf-See/Finanzierung/EEG-Verguetung/eeg-verguetung.html>
 Zugriff am 31.08.2016
- BMVI 2015 BMVI (Hrsg.): Räumlich differenzierte Flächenpotentiale für erneuerbare Energien in Deutschland. BMVI-Online-Publikation 08/2015 abrufbar im Internet unter http://ie-leipzig.com/010-dateien/pdf/DL_BMVI_Online_08_15.pdf, Zugriff am 21.09.2016.
- BNetzA 2016a Bundesnetzagentur (Hrsg.): Veröffentlichung der im Anlagenregister registrierten Daten. Excel-Datensatz für die Monate August 2014 bis Juli 2016. Im Internet unter:
http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1421/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Anlagenregister/Anlagenregister_Veroeffentlichung/Anlagenregister_Veroeffentlichungen_node.html, Zugriff vom 02.08.2016.
- BNetzA 2016b Bundesnetzagentur (Hrsg.): Zahlen zum Zubau und zu den Fördersätzen der Photovoltaik. Meldungen bis einschl. Juni 2016. Bonn, Juli 2017. Im Internet unter
http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1421/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien, Zugriff vom 02.08.2016
- Bohle Zeller 2016 Bohle Zeller, R.: Persönliche Mitteilung, Hamburg, 07.07.2016.
- BWE 2016 Schroth, G. - Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE): Persönliche Mitteilung, Berlin, 19.07.2016.
- Brandt 2016 Brandt, A. (Minegas GmbH/Mingas-Power GmbH): Persönliche Mitteilung vom 15.07.2016.

- Capros et al. 2013 Capros et al.: EU Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050. Reference Scenario 2013. Hg. v. European Commission. Directorate-General for Energy, Directorate-General for Climate Action and Directorate-General for Mobility and Transport, 2013.
- DBFZ 2015 Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH: Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse). Zwischenbericht Mai 2015, Leipzig, 2015
- DBFZ 2016 Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH: Biomasse im EEG 2016. Hintergrundpapier zur Situation der Bestandsanlagen in den verschiedenen Bundesländern, Leipzig, März 2016
- DEWI 2016 Neddermann, B. - DEWI (UL International GmbH): Persönliche Mitteilung, Oldenburg, 11.07.2016.
- DWD 2016 Deutscher Wetterdienst: Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland. Landkarten mit Monatssummen, Maxima, Minima und Mittelwerten für alle Monate 2015 sowie langjähriger Mittelwert für 20 Jahre. Veröffentlicht unter <http://www.solarserver.de/service-tools/strahlungsdaten/deutschland.html>, Zugriff vom 28.07.2016, sowie in Photon, Das Solarstrom-Magazin, Aachen, Heft 4/2007.
- DWG 2016 Deutsche Windguard: Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland, Varel, 2016.
- EBP 2016 Energy Brainpool: Unterauftrag zur Bestimmung der Strompreise und der Marktwertfaktoren für das laufende Gutachten: Berlin, 20.09.2016
- EEG 2014 Deutscher Bundestag: Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 15 des Gesetzes vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034) geändert worden ist Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014), Bundesrats-Drucksache 293/14.
- EEG 2017 Deutscher Bundestag: Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Artikel 1 des Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien. Bundesrats-Drucksache 355/16.
- ENTS2016 entsoe (Hrsg.): Nutzung der Internetplattform, Detailed monthly production „for all countries for a specific range of time“, <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/production/>, 2016.
- EURO2016 Statistisches Amt der Europäischen Union, Luxemburg, Nutzung der online-Datenbank, „Versorgung, Umwandlung, Verbrauch - Elektrizität - jährliche Daten“ (nrg_105a).
- FVB 2016a Fachverband Biogas e.V.: Branchenzahlen 2015 und Prognose der Branchenentwicklung 2016. Freising, Juli 2016
- FVB 2016b Fachverband Biogas e.V.: Talsohle durchschritten: Nach drohender Abschaltung erwartet Biogasbranche nun Stabilisierung. Pressemitteilung, Freising, August 2016

- GTV 2016a GtV Bundesverband Geothermie e.V.: Geothermie in Zahlen, www.geothermie.de (Zugriffsdatum: 08.07.2016)
- GTV 2016b GtV – Bundesverband Geothermie e.V.: Aktuelles, www.geothermie.de (Zugriffsdatum: 08.06.2016)
- Hartmann 2016 Hartmann, Uwe (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie, Landesverband Berlin Brandenburg e.V.): Persönliche Auskunft, Berlin, 15.07.2017
- Herbert 2016 Herbert, F. (Dr. Born – Dr. Ermel GmbH): Persönliche Mitteilung vom 19.07.2016.
- Hölder 2016 Hölder, Daniel (Clean Energy Sourcing GmbH): Persönliche Auskunft, Leipzig, 15.07.2016
- IE 2007 Institut für Energetik und Umwelt gGmbH: Detailanalyse zur EEG-Stromeinspeisung und EEG-Prognose 2008. Endbericht im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber und des VDN e. V. Leipzig, Dezember 2007.
- IE 2010 Leipziger Institut für Energie GmbH: Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken für die Kalenderjahre 2011 bis 2015, Leipzig, 2010
- IE 2014 Leipziger Institut für Energie GmbH (IE Leipzig): Mittelfristprognose zur EEG-Einspeisung bis 2019. Endbericht im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber. Leipzig, Oktober 2014.
- IE 2014a Leipziger Institut für Energie GmbH (IE Leipzig): Marktanalyse – Windenergie an Land Untersuchungen im Rahmen des Vorhaben Iie zur Stromerzeugung aus Windenergie, Hamburg, 18.02.2015.
- ISSET 2009 Institut für Solare Energieversorgungstechnik e. V. (ISSET): Datenlieferung Regelzonenscharfe monatliche Kapazitätsfaktoren Wind, Kassel, Juli 2009.
- Ilse 2014 Ilse, J. (Gesamtverband Steinkohle e.V., GVSt): Persönliche Mitteilung vom 11.07.2014.
- Janczik 2016a Janczik, Sebastian; Kupfermann, Gina; Saadat, Ali; Kaltschmitt, Martin: Wissenschaftliche Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung der EEG-Monitoringberichte und des Erfahrungsberichts für die Stromerzeugung aus Geothermie, Technische Universität Hamburg – Institut für Umweltechnik und Energiewirtschaft, Helmholtz-Zentrum Potsdam Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ, Hamburg 2014
- Janczik 2016b Janczik, Sebastian; Kaltschmitt, Martin: Nationale und internationale Nutzung der tiefen Geothermie: Statusreport 2016, Erdöl Erdgas Kohle 132 (2016), 7/8, S. 302 – 308
- Kelm 2016 Kelm, Tobias (ZSW Baden-Württemberg): Persönliche Auskunft, Stuttgart, 18.07.2016.
- Lenz 2016 Lenz, Volker; Naumann, Karin; Bloche-Daub, Karin; Rönsch, Christian; Kaltschmitt, Martin; Janczik, Sébastian.: Erneuerbare Energien, BWK 68 (2016) Nr. 5, S. 60-80

- NEP 2016 Übertragungsnetzbetreiber (Hrsg.): Netzentwicklungsplan Strom 2025 Version 2015, zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, Februar 2016, S. 47.
- Prognos & Fichtner 2013 Prognos AG und Fichtner GmbH&Co.KG: Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland, Berlin/Stuttgart, August 2013.
- Reitter 2016 Reitter, Elmar: Persönliche Auskunft, Rechtenstein, 14.06.2016.
- Schulze Langenhorst 2016 Schulze Langenhorst, K. (Landesverband Erneuerbare Energien NRW e. V.): Persönliche Mitteilung, Düsseldorf, 07.07.2016.
- Tepper 2016 Tepper, Marco (Bundesverband Solarwirtschaft): Persönliche Auskunft, Berlin, 13.06.2016
- Thums 2016 Thums, Stefan (Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Referat Wasserkraft): Persönliche Auskunft, München, 13.06.2016.
- ÜNB 2015 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH (Übertragungsnetzbetreiber): Offshore-Netzentwicklungsplan 2025, Version 2015. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 2015.
- ÜNB 2016a 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH (Übertragungsnetzbetreiber): Vorläufige Ist-Werte für die EEG-Stromeinspeisung mit fester Vergütung sowie mit Marktprämie (geförderte Direktvermarktung) für Januar 2015 bis April 2016. Persönliche Mitteilung, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, Juni 2016
- ÜNB 2016b 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH (Übertragungsnetzbetreiber): Testierte Bewegungsdaten der EEG-Anlagen zum 31.12.2015. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, Juli 2016
- ÜNB 2016c 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH (Übertragungsnetzbetreiber): Stammdaten der EEG-Anlagen zum 31.12.2015. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, Juli 2016
- ÜNB 2016d 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH (Übertragungsnetzbetreiber): Direktvermarktung nach § 20 Absatz 1 EEG im Jahr 2016 inkl. EEG-Anlagenstammdaten mit Angaben über monatliche Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der Marktprämie (MPM) sowie sonstige monatliche Direktvermarktung (sDV). Im Internet unter: <http://www.netztransparenz.de/de/Monatsprognosen.htm>, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, Zugriff vom 24.06.2016

-
- ÜNB 2016e 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH (Übertragungsnetzbetreiber): Anlagendaten zur Ausfallvermarktung. Im Internet unter: <https://www.netztransparenz.de/de/Anlagendaten-zur-Ausfallvermarktung.htm>, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, Zugriff vom 07.07.2016
- ÜNB 2016f 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH (Übertragungsnetzbetreiber): Online-Hochrechnung der Istwerte für Windenergie Onshore, Windenergie Offshore und Solarenergie. Im Internet unter: http://www.netztransparenz.de/de/Online_Hochrechnung_Wind_Onshore.htm http://www.netztransparenz.de/de/Online_Hochrechnung_Wind_Offshore.htm http://www.netztransparenz.de/de/Online_Hochrechnung_Solar.htm, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, Zugriff vom 03.07.2016
- Uphoff 2016 Uphoff, Harald (Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke): Persönliche Auskunft, Berlin, 13.06.2016
- Werum 2016 Werum, Josef (in.power GmbH): Persönliche Auskunft, Mainz, 19.07.2016.
- WindSeeG 2016 Deutscher Bundestag: Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See. Artikel 2 des Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien. Bundesrats-Drucksache 355/16. Berlin, 08.07.2016