



Endbericht

# Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwer- ken für die Kalenderjahre 2018 bis 2022

im Auftrag der

50Hertz Transmission GmbH  
Amprion GmbH  
TenneT TSO GmbH  
TransnetBW GmbH

---

Köln, 11. Oktober 2017

**Impressum:**

r2b energy consulting GmbH

Zollstockgürtel 61

50969 Köln

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

## Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung .....	1
2	Methodische Vorgehensweise .....	6
2.1	Definition der Szenarien .....	7
2.2	Ermittlung der installierten Leistung .....	8
2.3	Ermittlung der Stromerzeugung .....	11
2.4	Vermarktungsoptionen und Vergütungszahlungen.....	12
3	Mittelfristprognosen für EEG-geförderte Anlagen .....	18
3.1	Wasserkraft.....	18
3.1.1	Analyse der bisherigen Entwicklung.....	18
3.1.2	Leistungsentwicklung 2017 bis 2022 .....	19
3.1.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung .....	21
3.1.4	Marktwertfaktoren.....	23
3.1.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2022 .....	23
3.1.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2022 .....	25
3.2	Deponiegas .....	28
3.2.1	Analyse der bisherigen Entwicklung.....	28
3.2.2	Leistungsentwicklung 2017 bis 2022 .....	29
3.2.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung .....	29
3.2.4	Marktwertfaktoren.....	32
3.2.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2022 .....	32
3.2.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2022 .....	33
3.3	Klärgas.....	35
3.3.1	Analyse der bisherigen Entwicklung.....	35
3.3.2	Leistungsentwicklung 2017 bis 2022 .....	35
3.3.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung .....	36

3.3.4	Marktwertfaktoren.....	39
3.3.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2022 .....	39
3.3.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2022 .....	40
3.4	Grubengas.....	43
3.4.1	Analyse der bisherigen Entwicklung.....	43
3.4.2	Leistungsentwicklung 2017 bis 2022 .....	44
3.4.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung.....	45
3.4.4	Marktwertfaktoren.....	47
3.4.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2022 .....	47
3.4.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2022 .....	48
3.5	Biomasse .....	50
3.5.1	Analyse der bisherigen Entwicklung.....	50
3.5.2	Leistungsentwicklung 2017 bis 2022 .....	51
3.5.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung.....	54
3.5.4	Marktwertfaktoren.....	56
3.5.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2022 .....	56
3.5.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2022 .....	58
3.6	Geothermie .....	60
3.6.1	Analyse der bisherigen Entwicklung.....	60
3.6.2	Leistungsentwicklung 2017 bis 2022 .....	61
3.6.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung.....	62
3.6.4	Marktwertfaktoren.....	64
3.6.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2022 .....	64
3.6.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2022 .....	65
3.7	Windenergie an Land .....	68
3.7.1	Analyse der bisherigen Entwicklung.....	68
3.7.2	Leistungsentwicklung 2017 bis 2022 .....	69

3.7.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung .....	73
3.7.4	Marktwertfaktoren .....	75
3.7.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2022 .....	77
3.7.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2022 .....	78
3.8	Windenergie auf See .....	81
3.8.1	Analyse der bisherigen Entwicklung .....	81
3.8.2	Leistungsentwicklung 2017 bis 2022 .....	81
3.8.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung .....	83
3.8.4	Marktwertfaktoren .....	86
3.8.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2022 .....	87
3.8.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2022 .....	88
3.9	Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen .....	91
3.9.1	Analyse der bisherigen Entwicklung .....	91
3.9.2	Leistungsentwicklung 2017 bis 2022 .....	92
3.9.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung .....	94
3.9.4	Marktwertfaktoren .....	98
3.9.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2022 .....	98
3.9.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2022 .....	100
3.10	Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen .....	102
3.10.1	Analyse der bisherigen Entwicklung .....	102
3.10.2	Leistungsentwicklung 2017 bis 2022 .....	103
3.10.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung .....	105
3.10.4	Marktwertfaktoren .....	107
3.10.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2022 .....	109
3.10.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2022 .....	110
4	Abkürzungsverzeichnis .....	113
5	Abbildungsverzeichnis .....	114

6	Tabellenverzeichnis.....	117
7	Literaturverzeichnis.....	122
Anhang A:	Monatsscharfe Darstellung der Ergebnisse der Deutschlandprognose im Trendszenario für das Jahr 2018.....	128
Anhang B:	Entwicklung der Stromerzeugung je Energieträger nach Veräußerungsformen.....	143
Anhang C:	Entwicklung der Auszahlungen je Energieträger nach Veräußerungsformen.....	153

## 1 Zusammenfassung

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber sind laut § 60 Abs. 1 EEG 2017<sup>1</sup> dazu verpflichtet, kalenderjährlich eine Prognose über die Stromerzeugung aus EEG geförderten Anlagen sowie die resultierenden Vergütungszahlungen zu erstellen und zu veröffentlichen. Diese Prognose dient als Basis der Berechnung der EEG-Umlage für das darauffolgende Jahr.

Das Ziel dieses Gutachtens war entsprechend eine Abschätzung der Entwicklung der installierten Leistung, der Stromerzeugung sowie der Vergütungszahlungen an EEG geförderte Anlagen. Neben einer Betrachtung für das Jahr 2018 wurde auch eine Abschätzung der mittelfristigen Entwicklung dieser Größen für die Jahre 2019-2022 vorgenommen. Der vorliegende Endbericht fasst die Ergebnisse des Gutachtens zusammen.

Das zu Beginn des laufenden Jahres in Kraft getretene EEG 2017 vollzieht den Wandel von der Preissteuerung hin zu einer Steuerung der zugebauten Leistung der erneuerbaren Energien (EE): Nach der Erprobung des Prinzips der Ausschreibungsverfahren am Beispiel der PV-Freiflächen seit dem Jahr 2015, führt das EEG 2017 verpflichtende Ausschreibungen zur Bestimmung der Fördersätze für die bedeutendsten erneuerbaren Energieträger Windenergie an Land, Windenergie auf See, Photovoltaik (> 750 kW) und Biomasse (> 150 kW) ein. Mittelfristig wird der Ausbaupfad mit Hilfe der Ausschreibungsvolumina damit vom Gesetzgeber vorgegeben werden.

Die Einführung der Ausschreibungen ist bei der Windenergie an Land jedoch auch mit einem massiven Vorzieheffekt verbunden: Da sich Anlagen, die bis zum 31.12.2016 eine Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG)-Genehmigung erhalten haben und bis Ende 2018 zugebaut werden nicht dem Wettbewerbsdruck der Ausschreibungen stellen müssen, sondern noch die gesetzlich festgelegten Vergütungssätze erhalten, wurden bis Ende des letzten Jahres überdurchschnittlich viele Genehmigungen beantragt und erteilt. Im Ergebnis resultiert ein sehr deutlicher Zubau an Windenergieanlagen an Land in

---

<sup>1</sup> Präzisierungen erfolgen unter anderem in der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV), der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung (EEAV), dem Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) sowie der Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung (GEEV).

den Jahren 2017 und 2018, der in den Folgejahren aufgrund der definierten Ausschreibungsmengen deutlich abflacht. Deutschlandweit werden im Trendszenario bis zum Ende des Jahres 2022 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 63,5 GW installiert sein, knapp 40 % mehr als Ende des Jahres 2016.

Auch bei Windenergieanlagen auf See zeigt sich bis zum Ende des Prognosezeitraums ein deutlicher Leistungszuwachs: Im Jahr 2022 werden Anlagen mit mehr als dem Doppelten der Ende des Jahres 2016 installierten Leistung in das deutsche Stromnetz einspeisen. Der Zubau erfolgt dabei in den nächsten Jahren nicht mehr nur in der Nordsee, sondern mit etwas weniger als der Hälfte der insgesamt zugebauten Leistung zu einem signifikanten Teil auch in der Ostsee. Im Trendszenario wird für das Jahr 2022 ein Gesamtbestand von 8,4 GW prognostiziert.

Bei der Photovoltaik wird vor dem Hintergrund der zuletzt wieder attraktiveren Renditeaussichten mit einem im Vergleich zu den letzten Jahren etwas höheren Zubau bei Dachanlagen gerechnet. Bis zum Erreichen des PV-Förderdeckels, der im Trendszenario im Jahr 2022 überschritten wird, führen sinkende Modulkosten und die zunehmende Attraktivität des Eigenverbrauchs zu einem ansteigenden Zubau. Dieser verbleibt dennoch in jedem Jahr unter dem formulierten Ausbauziel des EEG.

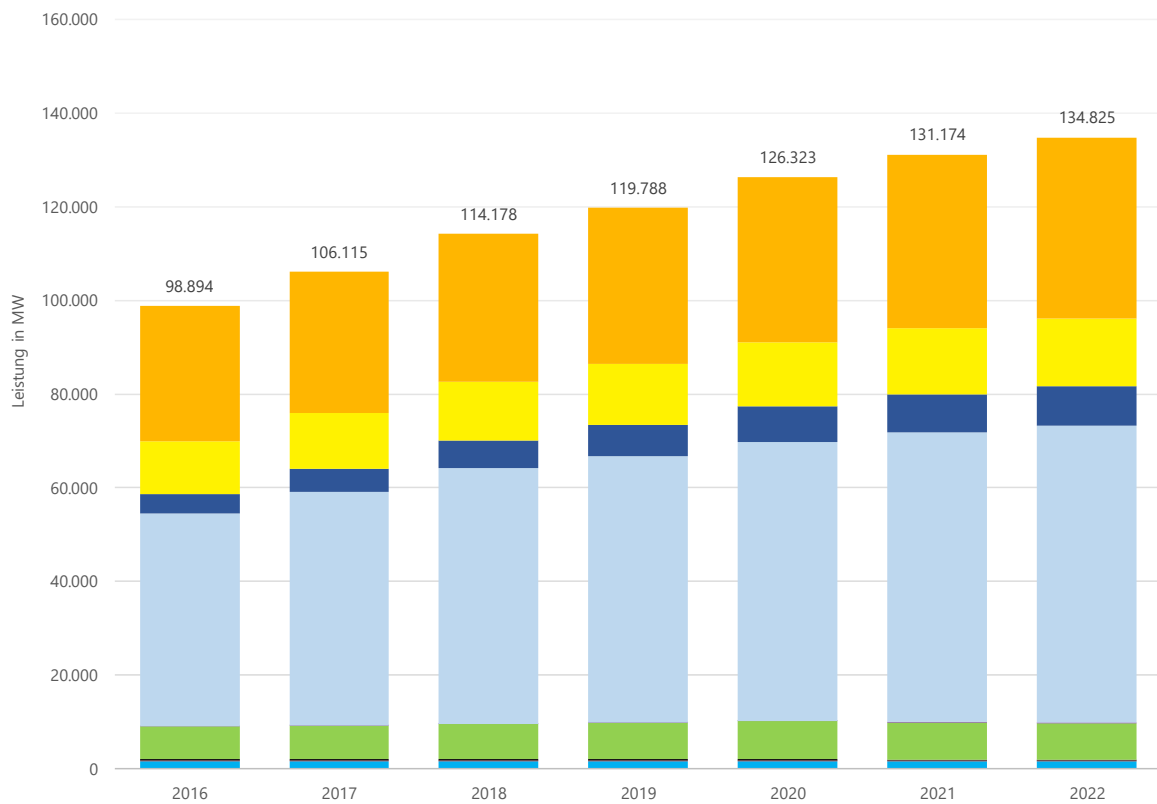
Abbildung 1-1 und Abbildung 1-2 stellen die Entwicklung der installierten Leistung der einzelnen Energieträger sowie deren Stromerzeugung für den Prognosezeitraum und das Trendszenario dar.

Abbildung 1-3 stellt den Verlauf der gesamten Vergütungszahlungen abzgl. vermiedener Netzentgelte an die Anlagenbetreiber für das Trendszenario dar. Nach wie vor werden die Vergütungszahlungen für EE-Anlagen maßgeblich durch die Photovoltaik bestimmt. Im Jahr 2016 lag der Anteil dieses Energieträgers an den gesamten Vergütungszahlungen bei 43 %. Diese weisen aufgrund des typischen Jahresverlaufs der Stromeinspeisung aus PV-Anlagen mit hoher Stromerzeugung in den Sommer- und niedriger Erzeugung in den Wintermonaten einen markanten jahreszeitlichen Verlauf auf, was sich auch auf den Jahresverlauf der Gesamtauszahlungen überträgt.

Aufgrund des starken Zubaus an Windenergieanlagen an Land und auf See basieren die Zuwächse an zukünftigen Vergütungszahlungen insbesondere auf diesen beiden Technologien.



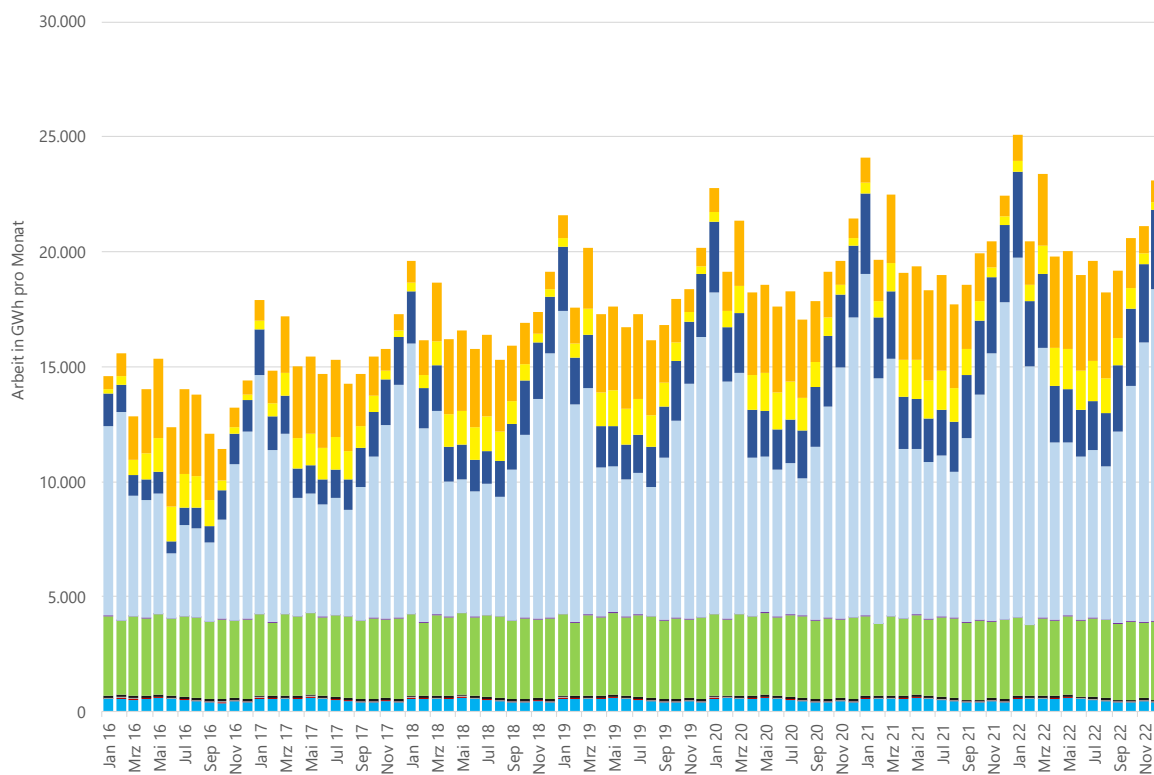
ABBILDUNG 1-1: LEISTUNGSENTWICKLUNG DER EEG-ENERGIETRÄGER BIS 2022 IM TRENDSZENARIO



Leistung zum Jahresende in MW	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Wasserkraft	1.545	1.549	1.551	1.554	1.557	1.560	1.562
Deponiegas	178	176	175	173	172	84	63
Klärgas	85	86	86	86	87	87	87
Grubengas	231	230	229	229	228	227	226
Biomasse	6.979	7.176	7.432	7.743	8.057	7.900	7.787
Geothermie	39	41	47	62	66	73	73
Windenergie an Land	45.391	49.820	54.619	56.832	59.615	61.826	63.455
Windenergie auf See	4.131	5.032	5.982	6.687	7.676	8.186	8.426
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	11.277	11.856	12.433	13.076	13.632	14.099	14.438
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	29.038	30.149	31.623	33.346	35.233	37.134	38.708
<b>Summe</b>	<b>98.894</b>	<b>106.115</b>	<b>114.178</b>	<b>119.788</b>	<b>126.323</b>	<b>131.174</b>	<b>134.825</b>

Quelle: Eigene Berechnungen und Darstellung

ABBILDUNG 1-2: ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG AUS EEG-ENERGIETRÄGERN BIS 2022 IM TRENDSZENARIO

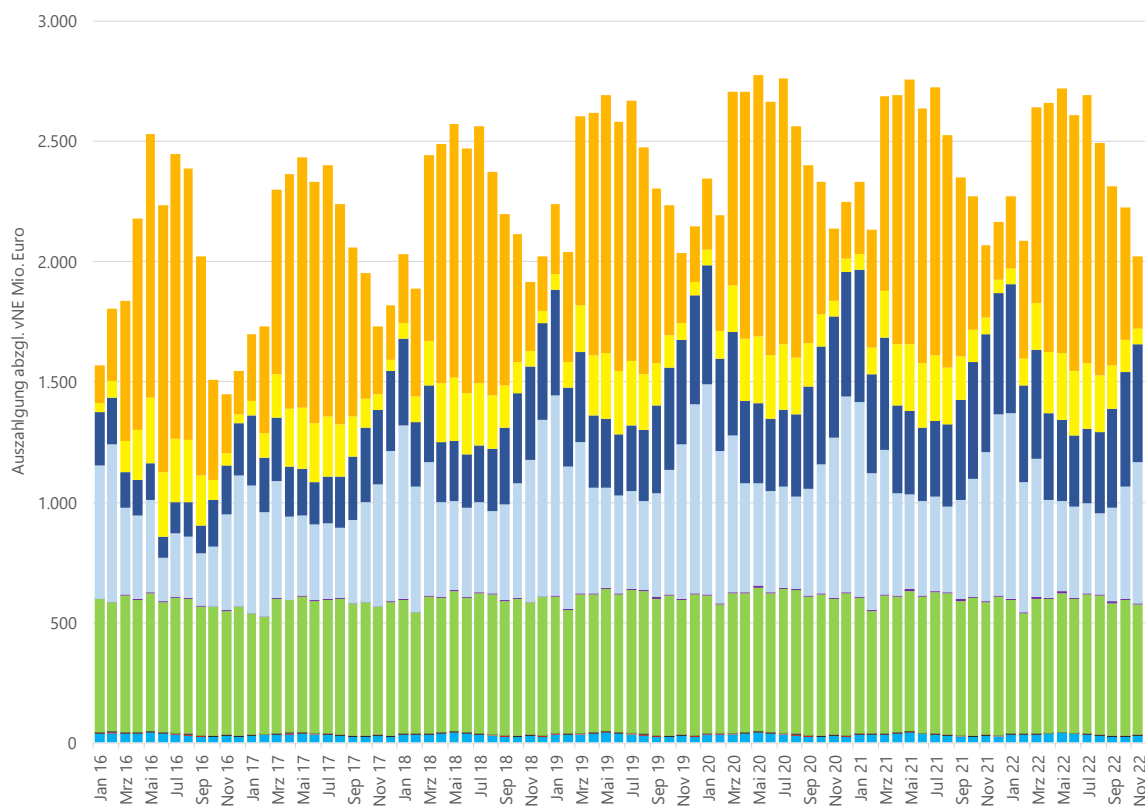


Jahresarbeit in GWh/a		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Wasserkraft		5.760	5.918	5.924	5.934	5.965	5.956	5.966
Deponiegas		356	284	259	236	216	104	77
Klärgas		453	413	416	418	421	421	423
Grubengas		1.031	1.016	1.003	989	979	963	951
Biomasse		41.016	41.553	41.554	41.608	41.796	40.702	40.024
Geothermie		218	215	257	323	345	376	378
Windenergie an Land		66.340	82.036	92.724	101.183	108.060	114.669	120.035
Windenergie auf See		12.092	18.933	22.564	25.814	29.839	32.194	34.175
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen		10.318	10.970	11.558	12.143	12.780	13.271	13.670
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen		26.099	26.474	27.615	29.008	30.646	32.309	33.854
<b>Summe</b>		<b>163.683</b>	<b>187.811</b>	<b>203.875</b>	<b>217.658</b>	<b>231.048</b>	<b>240.966</b>	<b>249.553</b>

Quelle: Eigene Berechnungen und Darstellung

In den meisten Technologien werden Neuanlagen mit zum Teil deutlich niedrigeren Vergütungssätzen gefördert als Bestandsanlagen. Zusätzlich fallen im Prognosezeitraum zunehmend Anlagen auf Basis von Windenergie an Land und auf See auf die niedrigere Grundvergütung. Im Ergebnis resultiert ein merklich schwächerer Anstieg der Vergütungszahlungen im Verhältnis zur Entwicklung der Stromerzeugung aus EE-Anlagen. Ab dem Jahr 2021 fallen die ersten älteren Bestandsanlagen aus der zwanzigjährigen Förderung des EEG und bewirken damit einen leichten Rückgang der Gesamtauszahlungen.

ABBILDUNG 1-3: AUSZAHLUNGEN AN BETREIBER VON EEG-ANLAGEN BIS 2022 IM TRENDSZENARIO



Auszahlung in Mio. EUR/a	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Wasserkraft	404,2	370,2	389,2	398,0	400,5	397,0	395,4
Deponiegas	17,7	13,3	13,2	12,3	11,2	4,7	3,1
Klärgas	3,2	3,0	3,2	3,3	3,3	2,0	1,8
Grubengas	40,7	37,7	41,7	43,0	42,5	34,2	27,6
Biomasse	6.572,0	6.530,5	6.751,0	6.885,7	6.959,0	6.794,3	6.692,4
Geothermie	37,6	36,0	43,1	55,0	58,8	63,4	63,5
Windenergie an Land	4.415,6	4.936,1	5.845,7	6.465,9	6.718,6	6.220,9	5.915,4
Windenergie auf See	1.952,4	2.983,5	3.642,6	4.229,9	4.877,9	4.995,7	4.924,7
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	1.882,1	1.948,2	2.013,7	2.076,6	2.122,2	2.120,7	2.117,0
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	8.187,0	8.202,2	8.329,4	8.474,9	8.637,7	8.703,7	8.703,9
<b>Summe</b>	<b>23.513</b>	<b>25.061</b>	<b>27.073</b>	<b>28.645</b>	<b>29.832</b>	<b>29.337</b>	<b>28.845</b>

Quelle: Eigene Berechnungen und Darstellung

## 2 Methodische Vorgehensweise

In diesem Kapitel wird die im Rahmen der Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken angewendete grundsätzliche Vorgehensweise zur Bestimmung der installierten Leistung, der Stromerzeugung, der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen sowie der resultierenden Vergütungszahlungen erläutert. Dabei wird in diesem Kapitel die für alle Technologien gleichermaßen angewendete Methodik beschrieben. Erläuterungen der spezifischen methodischen Herangehensweise für einzelne Technologien erfolgen in Kapitel 3.

Abbildung 2-1 stellt die grundsätzliche Methodik im Rahmen der Prognose dar. Die Berechnungen bzgl. der Entwicklungen der einzelnen EE-Technologien basieren auf einer Vielzahl an Daten, die im Rahmen der Prognose erhoben und ausgewertet wurden. Auf Basis dieser Daten wurde zunächst für jede Technologie eine Prognose der installierten Leistung unter Berücksichtigung der Bestandsanlagen, des Zubaus und der Stilllegungen vorgenommen. Da im Prognosezeitraum ein wesentlicher Teil des Zubaus über Ausschreibungen erfolgen wird, wurden hierzu umfangreiche Analysen vorgenommen. Außerdem werden ab dem Jahr 2021 zunehmend Anlagen aufgrund des Auslaufens ihrer zwanzigjährigen EEG-Förderung keine weiteren Vergütungen mehr erhalten. Hierzu wurden im Rahmen der Prognose Abschätzungen getroffen, inwiefern diese Anlagen unmittelbar nach Förderende stillgelegt oder noch für einen bestimmten Zeitraum weiterbetrieben werden.

Darauf aufbauend wurden in einem nächsten Schritt die Erzeugungsmengen der jeweiligen Technologien sowohl für die bestehenden Anlagen als auch für neu hinzukommende Anlagen ermittelt. Dabei wurden zusätzliche Prognosen zur Entwicklung des Eigenverbrauchs sowie der Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen erstellt. Anschließend erfolgte eine Unterteilung der Erzeugungsmengen auf die unterschiedlichen Vermarktungsformen.

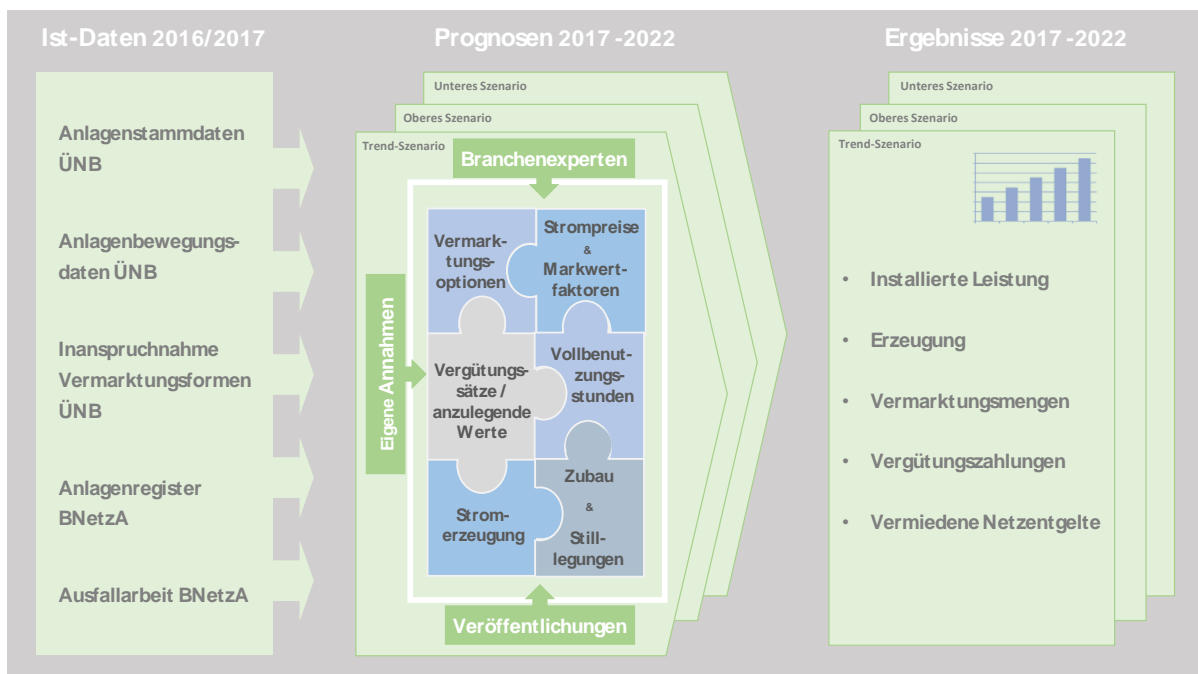
Zur Ermittlung der Zahlungen, die von den Netzbetreibern an die Anlagenbetreiber für die eingespeisten Strommengen zu zahlen sind, wurden in einem nächsten Schritt zunächst die Strompreise sowie die Marktwertfaktoren bestimmt. Zu deren Ermittlung wurden die im Rahmen des parallellaufenden Gutachtens des IE Leipzig „Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2018 bis 2022“ prognostizierten Stromabsätze unterstellt. Unter Berücksichtigung der

Strompreise und Marktwertfaktoren sowie unter Beachtung der anzulegenden Werte bzw. fester Vergütungssätze für bestehende und neue Anlagen wurden anschließend die Vergütungszahlungen prognostiziert.

Zur Bestimmung der vermiedenen Netzentgelte wurde das am 22. Juli 2017 in Kraft getretene Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz, kurz NEMoG) berücksichtigt.

Eine detaillierte Beschreibung der grundsätzlichen Herangehensweise erfolgt in den folgenden Abschnitten.

ABBILDUNG 2-1: VORGEHENSWEISE BEI DER ERSTELLUNG DER MITTELFRISTPROGNOSE



Quelle: Eigene Darstellung

## 2.1 Definition der Szenarien

Um die bestehende Unsicherheit bzgl. der weiteren Entwicklung der Erneuerbaren Energien und der damit verbundenen Zahlungsbeträge abzubilden, wurden im Rahmen der Prognose folgende drei Szenarien unterschieden:

- **Unteres Szenario:** In diesem Szenario werden ein minimaler Nettozubau (Zubau abzgl. Stilllegungen) sowie ein Ausnutzungsgrad am unteren Ende der wahrscheinlichen Bandbreite unterstellt.

- **Trendszenario:** In diesem Szenario werden ein Nettozubau mit der höchsten erwarteten Eintrittswahrscheinlichkeit sowie ein Ausnutzungsgrad im Mittel der vergangenen Jahre unterstellt.
- **Oberes Szenario:** In diesem Szenario werden ein maximaler Nettozubau sowie ein Ausnutzungsgrad am oberen Ende der wahrscheinlichen Bandbreite unterstellt.

Die Bandbreite des Nettozubaus ergibt sich zum einen auf Basis der derzeit bestehenden Unsicherheiten bzgl. des weiteren Zubaus der einzelnen Energieträger. Zum anderen werden im Rahmen dieser Prognose auch die Stilllegungen in den unterschiedlichen Szenarien variiert. Die Variation der Ausnutzungsgrade der einzelnen Technologien ergibt sich bei Windenergie, Photovoltaik und Wasserkraft aufgrund ihrer starken Wetterabhängigkeit. Auch bei den sonstigen Energieträgern konnten in den vergangenen Jahren unterschiedliche Ausnutzungsgrade beobachtet werden, die ebenfalls berücksichtigt werden.

Für das Jahr 2017 ergibt sich eine vergleichsweise geringe Bandbreite der Szenarien, da hier in allen Szenarien gleichermaßen die bereits verfügbaren Informationen insbesondere des Zubaus in den ersten Monaten des Jahres berücksichtigt wurden.

In Kapitel 3 werden die jeweiligen Annahmen und Ergebnisse für die einzelnen Technologien und die drei Szenarien detailliert erläutert und dargestellt.

## 2.2 Ermittlung der installierten Leistung

### Ermittlung des Bestands

Als erster Schritt zur Bestimmung der Entwicklung der installierten Leistung wurde auf Basis der von den ÜNB bereit gestellten Anlagenstammdaten<sup>2</sup> der Stand der installierten Leistung der einzelnen EE-Technologien zum 31. Dezember 2016 ermittelt. Dazu wurde eine aufwendige Validierung der individuellen Anlagendaten durchgeführt. Zusätzlich zu diesen Anlagendaten wurden die von der Bundesnetzagentur im Melderegister PV<sup>3</sup> (nur PV-Gebäudeanlagen) sowie Anlagenregister<sup>4</sup> (andere EE-Technologien) veröffentlichten

---

<sup>2</sup> ÜNB (2017c).

<sup>3</sup> BNetzA (2017f).

<sup>4</sup> BNetzA (2017g).

Daten zur installierten Leistung von EEG-geförderten Anlagen bis einschließlich Juni 2017 berücksichtigt.

### Prognose des Zubaus

Auf dieser Basis wurde in einem nächsten Schritt für jeden betrachteten Energieträger eine Zubauprognose für das 2. Halbjahr 2017 und die Folgejahre bis einschließlich 2022 erstellt. Dabei wurde eine Vielzahl an Informationen berücksichtigt:

- Auswertungen des historischen Zubaus und der monatlichen Zubaustruktur der vergangenen Jahre,
- Recherche von Anlagenplanungen (insbesondere bei Windenergie an Land),
- Interviews mit Branchenexperten,
- Prognosen weiterer veröffentlichter Studien sowie
- Auswertungen von Pressemitteilungen und Zeitungsartikeln.

Für Energieträger bzw. Anlagen, deren Zubau sich auf Basis von Ausschreibungen ergeben (Windenergie an Land, Windenergie auf See, Photovoltaik > 750 kW, Biomasse) wurde für jede Ausschreibungsrunde ein Realisierungszeitraum sowie eine Realisierungsquote unterstellt. Zur Darstellung der drei Szenarien wurden unterschiedliche Realisierungsquoten angenommen.

Neben den technologiespezifischen Ausschreibungen werden in den Jahren 2018-2020 jährlich 400 MW in gemeinsamen Ausschreibungen von Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen ausgeschrieben. Auch diese Ausschreibungen wurden im Rahmen der Prognose berücksichtigt. Keine Berücksichtigung fanden im Gegensatz dazu grenzüberschreitende Ausschreibungen, für die nach § 5 Abs. 3 EEG 2017 u. a. eine völkerrechtliche Vereinbarung mit dem jeweiligen Partnerland vorliegen muss. Nach der Durchführung einer ersten grenzüberschreitenden Ausschreibung für PV-Freiflächenanlagen mit Dänemark im November und Dezember 2016, die im Rahmen eines einmaligen Pilotverfahrens durchgeführt wurde, waren bis zum Abschluss der Prognoseerstellung jedoch keine weiteren völkerrechtlichen Vereinbarungen bekannt. Auch die im EEG 2017 für die Jahre 2018-2020 angesetzten Innovationsausschreibungen (jährliches Ausschreibungsvolumen in Höhe von 50 MW) wurden nicht berücksichtigt, da bis zum Abschluss der Prognose keine entsprechende Verordnungsermächtigung der Bundesregierung vorlag.

Der monatliche Zubau von in Ausschreibungen bezuschlagten Anlagen erfolgt bei den Energieträgern Windenergie an Land und Biomasse für jede Ausschreibungsrunde gleichmäßig innerhalb des jeweiligen Realisierungszeitraums, wobei unterstellt wird, dass die Inbetriebnahme aufgrund eines erforderlichen Planungs- und Errichtungszeitraums nicht unmittelbar nach Bezuschlagung erfolgt. Bei PV-Freiflächenanlagen wurde auf Basis der historischen Beobachtungen ein später Zubau innerhalb der Realisierungsfrist angenommen.

### Prognose von Stilllegungen & des Herausfallens von Anlagen aus der EEG-Förderung

Neben der dargestellten Zubauprognose wurde für jeden der betrachteten Energieträger auch eine Prognose der Stilllegung von Anlagen, bzw. eine Prognose des Wechsels in die sonstige Direktvermarktung erstellt. Grundsätzlich wurden hier für jeden Energieträger drei Aspekte berücksichtigt:

- Stilllegung eines Teils der Anlagen während ihrer Förderdauer,
- Stilllegung eines Teils der Anlagen nach Ende ihrer Förderdauer von 20 Jahren zzgl. Inbetriebnahmejahr (aufgrund technischer Restriktionen und wirtschaftlicher Erwägungen),
- Wechsel eines Teils der Anlagen nach Ende ihrer EEG-Förderdauer in die sonstige Direktvermarktung.

Bzgl. der Stilllegung von Anlagen während ihrer Förderdauer wurden die zur Verfügung gestellten Anlagenstammdaten der ÜNB<sup>5</sup> ausgewertet und die beobachteten Anteile vorzeitig stillgelegter Anlagen für die Zukunft weitergeschrieben. Zusätzlich erreichen in den Jahren 2021 und 2022 zum ersten Mal Anlagen das Ende ihrer Förderdauer (EEG-Anlagen mit Inbetriebnahmejahr < 2002). Für diese Anlagen wurden auf Basis der Einschätzungen von Branchenexperten und eigenen Einschätzungen Annahmen zu erwarteten Stilllegungen einerseits bzw. Weiterbetrieb andererseits getroffen. Es ist davon auszugehen, dass nicht alle Anlagen unmittelbar nach Ende der Förderung stillgelegt werden. Vielmehr ist dies u. a. von der Wirtschaftlichkeit der Anlage sowie von behördlichen Genehmigungen für den Weiterbetrieb abhängig. Im Rahmen der Prognose gehen wir bspw. davon aus, dass Biomasseanlagen aufgrund ihrer Brennstoffkosten verstärkt

---

<sup>5</sup> ÜNB (2017c).



stillgelegt werden, während Windenergieanlagen an Land aufgrund ihrer vergleichsweise geringen Betriebskosten zu größeren Teilen noch einen gewissen Zeitraum weiter betrieben werden können. Sofern diese Anlagen über ihre Förderdauer hinaus noch weiterbetrieben werden, wurde ein unmittelbarer Wechsel in die sonstige Direktvermarktung unterstellt.

### **2.3 Ermittlung der Stromerzeugung**

Für die Ermittlung der Stromerzeugung aus EEG-geförderten Anlagen wurde zwischen dargebotsabhängigen und -unabhängigen Energieträgern unterschieden. Bei den dargebotsabhängigen Energieträgern Photovoltaik, Windenergie an Land und Windenergie auf See wurden Volllaststunden aus umfangreichen eigenen Analysen historischer hochauflösender Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes abgeleitet: Für jede Region und jeden Energieträger wurden jeweils stündliche Werte für das Primärenergiedargebot hinterlegt. Bspw. sind bei den Analysen für Windenergie an Land stündliche und regional unterschiedliche Windgeschwindigkeiten in die Berechnungen eingeflossen. Diese stündlichen Ganglinien wurden mittels geeigneter Umrechnungsmethoden für unterschiedliche EE-Erzeugungstechnologien in eine elektrische Stromerzeugung umgerechnet und als spezifische Erzeugung je installierte Leistung (MWh/MW) weiterverwendet. Obwohl Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen laut § 11 Abs. 1 und Abs. 5 EEG Einspeisevorrang vor der Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken genießt, kann ein Netzbetreiber gemäß §§ 14 und 15 EEG i. V. m. § 13 Abs. 2 und Abs. 3 S. 3 EnWG die Einspeisung aus diesen Anlagen unter bestimmten Voraussetzungen vorübergehend abregeln, wenn ein Netzengpass besteht<sup>6</sup>. Im Rahmen der Prognose erfolgt eine szenarienspezifische Abschätzung zur Entwicklung dieser sogenannten Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen. Die berechneten Volllaststunden wurden daher um im Rahmen von Einspeisemanagementmaßnahmen abgeregelte Strommengen korrigiert. Die auf diese Weise abgeleiteten Volllaststunden wurden zusätzlich mit den zur Verfügung gestellten historischen Bewegungsdaten der ÜNB<sup>7</sup> sowie weiteren externen Quellen validiert. Zur Modellierung der Stromerzeugung aus Wasserkraft wurden historische

---

<sup>6</sup> BNetzA (2017a).

<sup>7</sup> ÜNB (2017b).

monatliche Einspeiseganglinien bei statistischen Landesämtern recherchiert und der Prognose zu Grunde gelegt.

Für die dargebotsunabhängigen Energieträger DKG-Gase, Geothermie und Biomasse wurden offizielle Statistiken zu Stromerzeugung und installierten Leistungen vergangener Jahre ausgewertet. Insbesondere wurden hier die „Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland“ der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)<sup>8</sup> berücksichtigt und mit den ÜNB Bewegungsdaten<sup>9</sup> abgeglichen. Da die Einspeisung dieser dargebotsunabhängigen Energieträger als relativ konstant angesehen werden kann, schwankt die Stromerzeugung dieser Anlagen insbesondere mit der Anzahl der Tage eines jeweiligen Monats, wobei auch das Schaltjahr 2020 im Rahmen der Prognose berücksichtigt wird.

Die Stromerzeugung der EEG-geförderten Anlagen folgt als Produkt aus den angenommenen Volllaststunden und der installierten Leistung am Ende des jeweiligen Vormonats.

## 2.4 Vermarktungsoptionen und Vergütungszahlungen

### Vermarktungsoptionen

Die gegenwärtige Fassung des EEG 2017 gewährt Anlagenbetreibern die Nutzung einer der folgenden Veräußerungsformen:

- Marktprämie nach § 20 EEG;
- Einspeisevergütung nach § 21 Absatz 1 und 2 EEG (auch in der Form der Ausfallvergütung);
- Mieterstromzuschlag nach § 21 Absatz 3 EEG;
- sonstige Direktvermarktung nach § 21a EEG.

Von diesen Optionen stellt die geförderte Direktvermarktung für Neuanlagen den Regelfall dar: Während in früheren Fassungen des EEG noch Wahlmöglichkeiten zwischen den Vermarktungsalternativen bestanden, gilt mittlerweile eine Verpflichtung zur geför-

---

<sup>8</sup> AGEE-Stat (2017).

<sup>9</sup> ÜNB (2017b).

derten Direktvermarktung für alle neu in Betrieb genommenen Anlagen > 100 kW. Neuanlagen < 100 kW können nach wie vor eine feste Einspeisevergütung für ihren eingespeisten Strom beziehen.

Für die Prognose wurden auf Basis dieser gesetzlichen Bestimmungen alle zugebauten Anlagen > 100 kW der geförderten Direktvermarktung zugeordnet. Für Anlagen < 100 kW wurde angenommen, dass diese nach wie vor die feste Einspeisevergütung wählen, da sich eine Direktvermarktung aus wirtschaftlichen Erwägungen in der Regel nicht lohnt. Darüber hinaus wurde kein systematischer Wechsel von Bestandsanlagen zwischen den Vermarktungsalternativen modelliert, da angenommen wird, dass sich die Marktteilnehmer seit Einführung der geförderten Direktvermarktung im Jahr 2012 überwiegend in der für sie attraktiven Vermarktungsalternative eingefunden haben.

Über die beschriebenen Vermarktungsalternativen der geförderten Direktvermarktung und festen Einspeisevergütung hinaus, besteht für jeden Anlagenbetreiber die Möglichkeit, seinen Strom in der sonstigen Direktvermarktung zu veräußern. Mit Ausnahme von Wasserkraft sind die im September 2017 in dieser Vermarktungsalternative gemeldeten Leistungen<sup>10</sup> gering und wurden für den Zeitraum 2018-2020 als konstant angenommen. Ab dem Jahr 2021 steigt die Leistung der Anlagen in dieser Vermarktungsalternative, da Anlagen die zum 01.01.2021 bzw. 01.01.2022 aus der EEG-Förderung fallen, automatisch in diese Vermarktungsalternative wechseln sofern sie weiter betrieben werden.

Für die „Vergütung in Ausnahmefällen“ mit verminderten Vergütungszahlungen nach § 2 Nr. 7 EEA V. m. § 72 Abs. 1 Nr. 1c EEG wurde keine eigene Prognose erstellt, da es sich bei der Veräußerung von Strommengen in dieser Vermarktungsalternative um nicht prognostizierbare Einzelfälle mit vernachlässigbaren Auswirkungen auf die Gesamtauszahlungen handelt.

Neben den genannten Vermarktungsoptionen besteht seit Juli dieses Jahres zusätzlich die Möglichkeit der Inanspruchnahme eines Mieterstromzuschlags nach § 21 Abs. 3 EEG 2017. Hiernach haben die Betreiber von Mieterstromanlagen bis zu einer Gesamtleistung von 100 kW einen Anspruch auf Förderung des an Mieter im Haus gelieferten Stroms.

---

<sup>10</sup> ÜNB (2017a).

## Eigenverbrauch

Zusätzlich zu den beschriebenen Veräußerungsformen des EEG werden je nach Energieträger teilweise erhebliche Strommengen von den Anlagenbetreibern selbst verbraucht. Dieser Eigenverbrauch wurde im Rahmen der diesjährigen Prognose für alle Energieträger, bei denen dies in relevantem Maße stattfindet, bei der Berechnung der Stromerzeugung berücksichtigt. Eine Abschätzung des Eigenverbrauchsanteils erfolgte dabei insbesondere auf Basis von Einschätzungen der konsultierten Branchenexperten, Veröffentlichungen zum Thema sowie eigenen Analysen. Relevante Eigenverbrauchsanteile wurden demnach bei den Energieträgern Wasserkraft, Klärgas, Geothermie und PV-Dachflächenanlagen berücksichtigt. Anlagen, die in relevantem Maße eigenerzeugten Strom selbst verbrauchen, werden jedoch immer gleichzeitig einer der oben dargestellten Vermarktungsalternativen zugeordnet, da der Eigenverbrauch einer Anlage in der Regel nicht die gesamte Erzeugung der Anlage in einem Monat umfasst, sondern nur einen schwankenden Anteil. Die restliche Stromerzeugung wird in der jeweiligen Vermarktungsalternative veräußert.

Mit der berechneten gesamten Stromerzeugungsmenge, einem angenommenen Eigenverbrauchsanteil und der Zuordnung zu einer Vermarktungsalternative wurde für jeden Energieträger und jede Vermarktungsalternative eine monatliche Einspeisemenge berechnet, aus der mit dem jeweils geltenden Vergütungssatz die Vergütungszahlungen an die Anlagenbetreiber folgen.

## Durchschnittliche Vergütungssätze

Die Prognose der Vergütungen für Bestandsanlagen erfolgte auf Basis der bisherigen Vergütungszahlungen gemäß testierten Bewegungsdaten<sup>11</sup> und Jahresabrechnungen<sup>12</sup> der ÜNB. Für bestehende Windenergieanlagen an Land und auf See wurde zudem das Absinken der Vergütungszahlungen auf die Grundvergütung (Windenergie an Land) bzw. verminderte Anfangsvergütung (Windenergie auf See) auf Basis einer anlagenscharfen Analyse berücksichtigt.

---

<sup>11</sup> ÜNB (2017b).

<sup>12</sup> ÜNB (2017d).

Die durchschnittlichen Vergütungssätze für Neuanlagen wurden folgendermaßen auf Basis der geltenden EEG-Regelungen bestimmt:

- Für alle Anlagen wurden die im EEG 2017 festgelegten Degressionssätze der anzulegenden Werte bzw. Höchstgebotspreise berücksichtigt.
- Für Anlagen im „atmenden Deckel“ wurde die Entwicklung des durchschnittlichen Vergütungssatzes für jedes Szenario entsprechend dem im jeweiligen Szenario angenommenen Zubaupfad ermittelt.
- Für Anlagen, deren anzulegender Wert in Ausschreibungen bestimmt wird, wurden Annahmen zur Entwicklung der Gebotspreise getroffen.

Die in § 53b EEG 2017 eingeführte Verringerung des anzulegenden Wertes für Strom, für den ein Regionalnachweis vorliegt und dessen anzulegender Wert gesetzlich bestimmt ist, wurde in der Prognose nicht berücksichtigt, da die für die Einführung eines Regionalnachweisregisters notwendige Verordnung bis zum Abschluss der Prognose noch nicht erlassen wurde. Die im Gesetz festgesetzte Verringerung der anzulegenden Werte um 0,1 ct/kWh dürfte bezogen auf die Gesamtauszahlungen aber nur geringe Auswirkungen haben. Ebenfalls aufgrund geringer Auswirkungen auf die Gesamtauszahlungen wurde auch die nach § 53c EEG 2017 eingeführte Verringerung des anzulegenden Wertes für stromsteuerbefreiten Strom nicht berücksichtigt.

Um die durch Stilllegung bzw. Wechsel in die sonstige Direktvermarktung wegfallenden Vergütungszahlungen korrekt zu abbilden, wurden die Vergütungszahlungen der Anlagen mit Inbetriebnahmejahr bis 2001 ausgewertet. Für die ausscheidenden Altanlagen wurden durchschnittliche Vergütungssätze berechnet, mit deren Hilfe die jeweils wegfallenden Vergütungszahlungen errechnet wurden.

Die Vergütungszahlungen an Anlagenbetreiber in der festen Einspeisevergütung ergeben sich als Produkt eines jeweiligen durchschnittlichen Vergütungssatzes mit der eingespeisten monatlichen Strommenge. Im Fall der geförderten Direktvermarktung wird nur der über den Börsenwert hinausgehende Teil der Vergütung vom Anschlussnetzbetreiber an den Anlagenbetreiber gezahlt. Der am Markt erzielbare Erlös wird daher vom ermittelten Vergütungsanspruch abgezogen.

## Strompreise und Marktwertfaktoren

Zur Ermittlung der Markterlöse von direktvermarkteten Anlagen wurde eine Prognose der Strompreise und damit einhergehend eine Abschätzung des Merit-Order-Effektes im betrachteten Zeitraum vorgenommen. Hierfür wurde mit Hilfe eines Regressionsmodells der historisch beobachtete Zusammenhang zwischen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, der Stromnachfrage und dem Day-Ahead-Preis abgeleitet und auf den Prognosezeitraum unter Berücksichtigung der jeweiligen Entwicklungen der Stromerzeugung aus EE-Anlagen und der Stromnachfrage in den drei Szenarien angewendet. Dabei wurde gewährleistet, dass die Entwicklung des Base-Produktes im Trendszenario mit aktuellen Terminpreis-Notierungen an der EEX übereinstimmt. Im Ergebnis folgen die in nachfolgender Tabelle dargestellten jährlichen durchschnittlichen Strommarktpreise für die drei Szenarien.

**TABELLE 2-1: DURCHSCHNITTLICHE STROMPREISE**

[EUR/MWh]	2018	2019	2020	2021	2022
Trend-Szenario	31,27	28,81	28,87	30,07	31,03
Oberes Szenario	29,32	26,65	26,97	28,04	29,17
Unteres Szenario	34,21	31,72	31,85	32,94	33,63

*Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis Terminpreis-Notierungen an der EEX*

Es zeigt sich, dass sich die im Rahmen des Trendszenarios unterstellten aktuellen Terminpreis-Notierungen an der EEX im Prognosezeitraum nicht deutlich verändern. Während diese bis zum Jahr 2019 moderat sinken, wird bis zum Jahr 2022 wiederum das Niveau des Jahres 2018 erreicht. Diese Entwicklung ist insbesondere getrieben durch die Entwicklung der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise, der Zu- und Rückbauten von konventionellen Kraftwerken inkl. der Kernenergie sowie dem weiteren Zubau der erneuerbaren Energien. Die Änderungen der Strompreise im oberen und unteren Szenario im Vergleich zum Trendszenario ergeben sich durch die unterschiedlichen Annahmen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien sowie des Stromverbrauchs.

Mit den auf stündlicher Basis berechneten Strompreisen und den für die jeweiligen Szenarien berechneten Stromerzeugungsganglinien aus PV-Anlagen, Windenergie an Land und Windenergie auf See wurden anschließend monatliche sowie jährliche Marktwertfaktoren für die Szenarien für die drei Energieträger bestimmt.

### Bestimmung der vermiedenen Netzentgelte

Betreiber von dezentralen Stromerzeugungsanlagen, die in eine nachgelagerte Netzebene einspeisen, erhalten von ihrem Verteilnetzbetreiber eine Vergütung, die dem Netzentgelt entspricht, welches durch ihre Einspeisung auf vorgelagerter Netzebene eingespart wurde<sup>13</sup>. Betreiber von Erneuerbaren-Energien-Anlagen, die Vergütungen nach einer der Vermarktungsalternativen des § 19 Abs. 1 EEG 2017 erhalten, verzichten mit der EEG-Vergütung jedoch auf die Zahlung dieser vermiedenen Netzentgelte (vNE).

Das am 22. Juli 2017 in Kraft getretene NEMoG beinhaltet unter anderem die stufenweise Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte für Bestandsanlagen auf Basis von Windenergie und Photovoltaik ab dem Jahr 2018 bis zum Jahr 2020. Für ab 2018 neu in Betrieb genommene Anlagen der volatilen Energieträger Wind und PV sind keine vermiedenen Netzentgelte mehr vorgesehen. Die vermiedenen Netzentgelte für die sonstigen Technologien sinken ebenfalls ab dem Jahr 2018 auf sogenannte Referenzpreise, die im Rahmen der Prognose bestimmt wurden.

Im Rahmen der Prognose der EEG-Vergütungszahlungen wurden diese Änderungen berücksichtigt. Die (stufenweise) Abschaffung bzw. Verminderung der vermiedenen Netzentgelte hat einen steigernden Effekt auf die Netto-Auszahlungen in der EEG-Umlageberechnung.

### Ermittlung der gesamten EEG-Vergütungszahlungen

Die gesamten EEG-Vergütungszahlungen werden aus den EE-Stromerzeugungsmengen (abzgl. der unvergüteten Eigenverbrauchsmengen sowie der Ausfallarbeit aufgrund von Einspeisemanagementmaßnahmen) und den monatlichen Inanspruchnahmen der Vermarktungsoptionen als Summe aller Zahlungen der ÜNB an die EE-Anlagenbetreiber berechnet. Hierzu werden die Vergütungszahlungen nach fester Einspeisevergütung bzw. geförderter Direktvermarktung zu Grunde gelegt, Zahlungen für vergüteten Eigenverbrauch, für den Mieterstromzuschlag und im Rahmen der Flexibilitätsprämie bzw. des Flexibilitätszuschlags addiert und anschließend vermiedene Netzentgelte subtrahiert.

---

<sup>13</sup> BNetzA (2016).

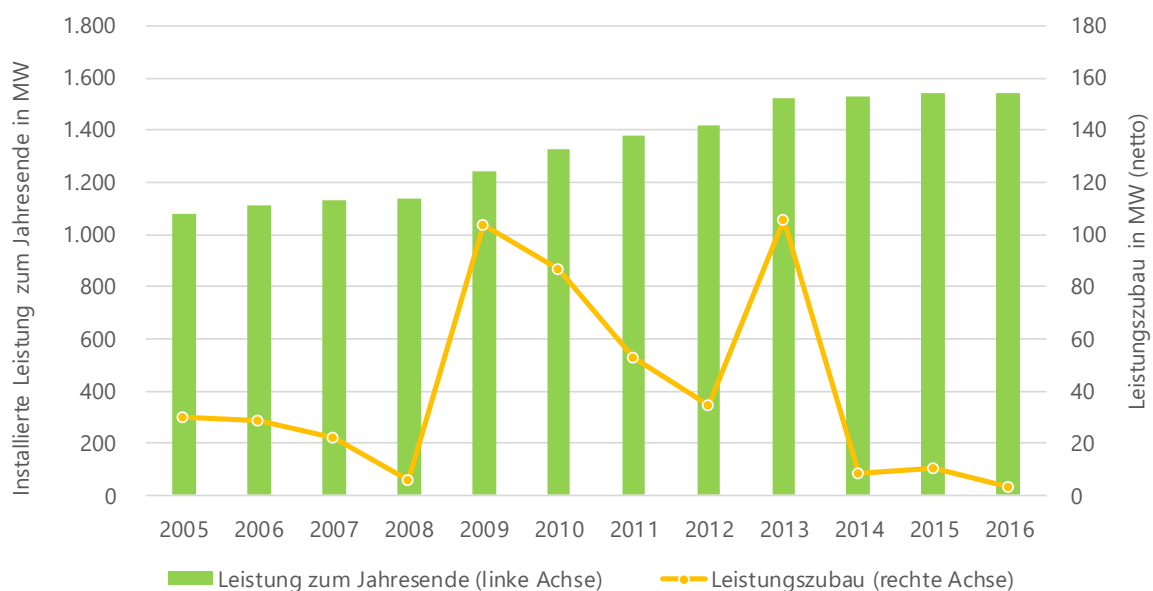
### 3 Mittelfristprognosen für EEG-geförderte Anlagen

#### 3.1 Wasserkraft

##### 3.1.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Von den Ende 2016 insgesamt installierten 5,6 GW<sup>14</sup> in Wasserkraftanlagen erhielten Anlagen mit einer Gesamtleistung von knapp 1,6 GW eine Förderung nach EEG. Insgesamt wurden die Potentiale zum Ausbau der Wasserkraft als traditionellste EE-Technologie zu großen Teilen bereits im 20. Jahrhundert erschlossen.

ABBILDUNG 3-1: ENTWICKLUNG DES LEISTUNGSZUBAUS VON WASSERKRAFTANLAGEN SEIT 2005



	[MW]	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Leistungszubau (netto)		30	28	22	6	104	87	53	35	106	8	11	4
Leistung Jahresende		1.082	1.111	1.133	1.139	1.243	1.330	1.383	1.417	1.523	1.531	1.542	1.545

Quelle: ÜNB 2017c

Wirtschaftlich noch erschließbare Potentiale sind heutzutage insbesondere aufgrund der naturschutzrechtlichen Vorgaben der EU Wasserrahmenrichtlinie und dem Wasser-

<sup>14</sup> AGEE-Stat (2017).



haushaltsgesetz gering und beschränken sich im Wesentlichen auf den Zubau von Kleinanlagen an bereits bestehenden Querverbauungen sowie auf Modernisierungs- und Erüchtigungsmaßnahmen von bestehenden Kraftwerken<sup>15</sup>. Der Leistungszuwachs an EEG-geförderten Kraftwerken beschränkte sich in den letzten zehn Jahren dementsprechend auf wenige Megawatt jährlich (vgl. Abbildung 3-1).

### **3.1.2 Leistungsentwicklung 2017 bis 2022**

Insgesamt weist das EEG 2017 im Vergleich zu früheren Versionen keine wesentlichen Neuerungen auf, sodass in diesem Jahr ähnliche Rahmenbedingungen für die Entwicklung der installierten Leistung aus EEG-geförderten Wasserkraftanlagen beobachtet werden können wie bereits in den vergangenen Jahren. Neue Wasserkraftanlagen sind auch nach EEG 2017 nur dann förderfähig, wenn diese an bereits bestehenden Querverbauungen errichtet werden. Zwar gab es laut Branchenexperten in den letzten Jahren neue Erkenntnisse darüber, wie weiteres Zubaupotential bspw. mit Hilfe technischer Weiterentwicklungen im Bereich Fischschutz und Fischabstiegsanlagen auch auf ökologisch vertretbarem Wege erschlossen werden könnte, die Diskussion um diese Entwicklungen steht jedoch momentan erst am Anfang<sup>16</sup>. Zudem wird man die Diskussion führen, inwiefern die Vorgabe der europäischen Wasserrahmenrichtlinie, einen „guten“ ökologischen Zustand der deutschen Gewässer zu erreichen allgemein angewendet werden kann bzw. welche Rolle Wasserkraftanlagen im Verhältnis zu anderen Nutzungsaspekten wie bspw. der Schifffahrt oder der Industrie an Gewässern bei der Erreichung dieses Zustands spielen<sup>17</sup>. Regulatorische Änderungen, die sich aus solchen Diskussionen ergeben könnten, sind jedoch nicht mehr innerhalb des Betrachtungszeitraumes der vorliegenden Prognose zu erwarten und wurden daher nicht berücksichtigt.

Laut Anlagenregister der Bundesnetzagentur wurden im Jahr 2016 Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von 4,1 MW neu in Betrieb genommen, im ersten Halbjahr 2017 bis inkl. Juni 1,8 MW<sup>18</sup>. Der größte Teil der Anlagen, die in den Jahren 2015-2017 an das

---

<sup>15</sup> Keuneke et al. (2015).

<sup>16</sup> Uphoff (2017).

<sup>17</sup> Ebd.

<sup>18</sup> BNetzA (2017g).

Anlagenregister als ertüchtigt gemeldet wurden, entfiel auf die Anlagenklasse < 500 kW. Aufgrund der hohen Kosten für Naturschutzmaßnahmen lohnt sich der Bau von neuen Anlagen in diesem Segment oftmals nicht. Gerade in diesem Segment wird daher eher die Modernisierung von bestehenden Anlagen verfolgt<sup>19</sup>. Zudem gilt für diese Anlagenklasse nach § 40 Abs. 2 EEG 2017, dass die gesamte Anlage nach Beendigung der Ertüchtigungsmaßnahme als neu in Betrieb genommen gilt und entsprechend der gesamte erzeugte Strom nach neuen Vergütungssätzen gefördert wird. Für das laufende Jahr wurde mit Stand Juli 2017 eine durch Ertüchtigungsmaßnahmen insg. zusätzlich installierte Leistung von etwa 1 MW an das Anlagenregister gemeldet. Auf Basis dieser Entwicklungen wird für das Jahr 2017 ein Zubau von etwa 5 MW unterstellt, ab dem Jahr 2018 wird davon ausgegangen, dass jährlich 10 MW Leistung zugebaut werden.

Zusätzlich zum moderaten Zubau lässt sich aus den Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber erkennen, dass kontinuierlich Anlagen zurückgebaut werden. Dies betrifft bspw. Kleinstanlagen, deren Betreiber keine kommerzielle Zwecke verfolgen, sondern den Betrieb der Anlagen von früheren Generationen übernommen haben, mittlerweile jedoch keine angeschlossenen Verbraucher mehr mit Strom versorgen. Investitionen in die technische Modernisierung oder notwendig werdende Reparaturen werden bei solchen Anlagen auch vor dem Hintergrund, dass ökologische Aspekte geeignet berücksichtigt werden müssen und oftmals kostspielig ausfallen, oft ernsthaft hinterfragt<sup>20</sup>. Dieser Rückbau fand in den vergangenen Jahren in einer Größenordnung von 2 bis 10 MW jährlich statt. Im Trendszenario wird daher davon ausgegangen, dass jährlich etwa 7 MW zurückgebaut werden.

Die Annahmen an die Leistungsentwicklung wurden zur Darstellung des oberen und unteren Szenarios jeweils variiert. Tabelle 3-1 fasst die Annahmen an die Leistungsentwicklung in den Jahren 2017 bis 2022 zusammen.

---

<sup>19</sup> Uphoff (2017).

<sup>20</sup> Lorinser (2017).

TABELLE 3-1: PROGNOSE DER LEISTUNGSENTWICKLUNG DER WASSERKRAFTANLAGEN IN DEUTSCHLAND NACH SZENARIEN BIS 2022

[MW]	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Trend-Szenario						
Zubau	5,4	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Rückbau	2,0	7,5	7,3	7,3	7,3	7,3
<b>Jahresendbestand</b>	<b>1.549</b>	<b>1.551</b>	<b>1.554</b>	<b>1.557</b>	<b>1.560</b>	<b>1.562</b>
Oberes Szenario						
Zubau	5,4	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Rückbau	2,0	3,9	3,1	3,1	3,1	3,1
<b>Jahresendbestand</b>	<b>1.549</b>	<b>1.560</b>	<b>1.572</b>	<b>1.584</b>	<b>1.596</b>	<b>1.608</b>
Unteres Szenario						
Zubau	5,4	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Rückbau	2,2	9,1	9,3	9,3	9,3	9,3
<b>Jahresendbestand</b>	<b>1.549</b>	<b>1.545</b>	<b>1.540</b>	<b>1.536</b>	<b>1.532</b>	<b>1.527</b>

Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017c, BNetzA2017a

### 3.1.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

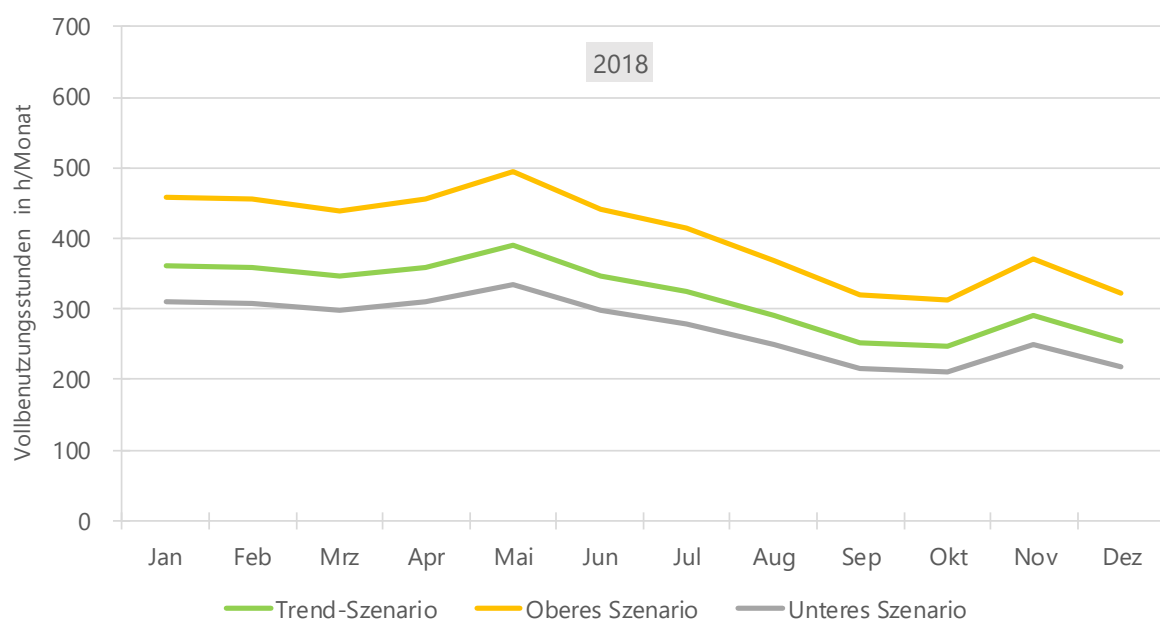
Die Volllaststunden von Wasserkraftanlagen werden insbesondere durch die abfließenden Wassermengen in den genutzten Gewässern bestimmt. Diese schwanken auf natürliche Weise aufgrund von meteorologischen Zyklen über das Jahr, werden gleichzeitig jedoch auch von regulatorischen Vorgaben beeinflusst. Die von einigen Bundesländern geplanten bzw. teilweise bereits umgesetzten neuen gesetzlichen Bestimmungen zu Mindestabflussmengen regeln höhere Mindestabflussmengen als bisher üblich, was die Volllaststunden betroffener Anlagen verringert<sup>21</sup>. Gleichzeitig können durch den Einbau neuer Turbinen im Zuge von Modernisierungsmaßnahmen höhere Wirkungsgrade erreicht und damit Volllaststunden gesteigert werden. Da diese Faktoren gegenläufig wirken und ein Gesamteffekt schwer zu prognostizieren ist, wurde für die Prognose auf Volllaststunden zurückgegriffen, die in der Vergangenheit beobachtet wurden.

Aus den Anlagenstamm- und -bewegungsdaten der ÜNB für das Jahr 2016 gehen für den deutschlandweiten Mittelwert 3.811 Volllaststunden hervor, die auch für die Prognose als Basis angesetzt wurden. Zusätzlich zu einer Unterscheidung nach Regelzonen wurden

<sup>21</sup> Uphoff (2017).

auch die Volllaststunden verschiedener Vermarktungsalternativen untersucht. Hier zeigt sich, dass direktvermarktete Anlagen etwas höhere Volllaststunden aufweisen als festvermarktete Anlagen, was für die Prognose der Stromerzeugung in den verschiedenen Vermarktungsformen jeweils berücksichtigt wurde. Zur Abschätzung des Verlaufs der Volllaststunden über einen Jahreszyklus wurde die monatliche Stromeinspeisung aus Wasserkraftwerken in den Jahren 2012-2016 bei verschiedenen statistischen Landesämtern recherchiert und entsprechend bei der Prognose berücksichtigt.

**ABBILDUNG 3-2: MONATLICHE VOLLBENUTZUNGSSTUNDEN FÜR WASSERKRAFT IM JAHR 2018 NACH SZENARIEN**



Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017b und weiterer Quellen

Für die Darstellung des oberen und unteren Szenarios wurden die Volllaststunden des Trendszenarios skaliert. Die Basis dieser Skalierung bilden die seit 1990 beobachteten Schwankungen in der Stromerzeugung aus Wasserkraftanlagen laut AGEE-Stat<sup>22</sup>. Für das obere Szenario wurden damit pro Monat 27 % höhere Volllaststunden im Vergleich zum Trendszenario angenommen, im unteren Szenario 14 % niedrigere Volllaststunden. Der Verlauf der monatlichen Volllaststunden im deutschlandweiten Mittel und für die drei Szenarien im Jahr 2018 ist in Abbildung 3-2 dargestellt.

<sup>22</sup> AGEE-Stat (2017).

Die Stromerzeugung der Wasserkraftanlagen wird als Produkt aus den jeweiligen Voll-  
laststunden eines Monats mit der am Ende des Vormonats installierten Leistung berech-  
net. Tabelle 3-2 fasst die jährliche Stromerzeugung aus Wasserkraftanlagen für die drei  
Szenarien bis 2022 zusammen.

**TABELLE 3-2: JÄHRLICHE VOLLBENUTZUNGSSTUNDEN UND STROMERZEUGUNG DER WASSERKRAFT BIS 2022 NACH SZENARIEN**

	Einheit	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Trend-Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	3.811	3.821	3.822	3.822	3.835	3.822	3.822
Stromerzeugung	[GWh/a]	5.760	5.918	5.924	5.934	5.965	5.956	5.966
Oberes Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	3.811	4.853	4.854	4.855	4.872	4.857	4.858
Stromerzeugung	[GWh/a]	5.760	7.515	7.543	7.603	7.688	7.723	7.783
Unteres Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	3.811	3.286	3.286	3.287	3.298	3.287	3.287
Stromerzeugung	[GWh/a]	5.760	5.089	5.083	5.069	5.072	5.042	5.028

*Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017b und weiterer Quellen*

### 3.1.4 Marktwertfaktoren

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Wasserkraft wird per Gesetz als der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte der EPEX Spot definiert, d. h. der Marktwertfaktor beträgt für Wasserkraft immer genau 1 (Anlage 1 zu § 23a EEG 2017).

### 3.1.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2022

Seit 01.01.2016 müssen neu in Betrieb genommene Anlagen mit einer installierten Leistung > 100 kW ihren Strom verpflichtend direkt vermarkten. Für Anlagen, die diese Grenze unterschreiten, besteht weiterhin die Möglichkeit, die Festpreisvergütung zu nutzen. Laut Meinung der befragten Branchenexperten sind keine wesentlichen Verschiebungen zwischen den Vergütungskategorien mehr zu erwarten, da sich die Direkt-

vermarktung mittlerweile als Standardprodukt etabliert hat und anfängliche Skepsis dieser Vermarktungsform gegenüber abgebaut wurde<sup>23</sup>. Verschiebungen zwischen den Vermarktungsformen können sich zwar durch die Ertüchtigung von Anlagen ergeben, die nach Beendigung der Maßnahme die Schwelle zur verpflichtenden Direktvermarktung von 100 kW überschreiten. Eine systematische Vergrößerung oder auch Verkleinerung von Anlagen, die mit einem Über- oder Unterschreiten dieser Schwelle einhergeht, kann in den Daten jedoch nicht beobachtet werden und wurde daher für die Prognose nicht unterstellt. Vielmehr wurde für den Prognosezeitraum daher davon ausgegangen, dass alle Neuanlagen entsprechend ihrer Größenklasse entweder direkt vermarktet werden oder eine feste Einspeisevergütung beziehen und alle ertüchtigten Anlagen in ihrer jeweiligen Vermarktungsform verbleiben.

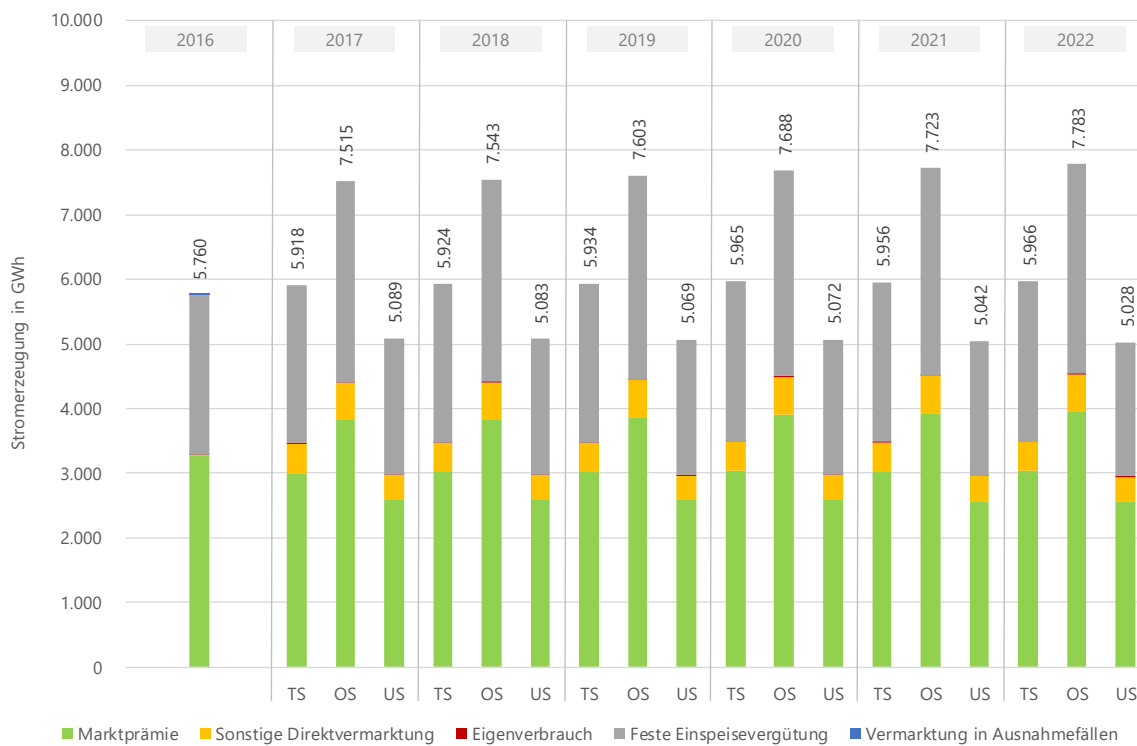
Die Leistungen in der Vermarktungsform der sonstigen Direktvermarktung schwankten im Jahr 2016 und bisherigen Jahresverlauf 2017 in einer Größenordnung von 130-140 MW und spielten damit eine untergeordnete Rolle. Für den Prognosezeitraum wurde diese Größenordnung als konstant angesetzt. Da das EEG 2000 für Anlagen aus Wasserkraft keine Befristung ihrer Vergütung vorsieht, ist für EEG-geförderte Wasserkraftanlagen mit Inbetriebnahme vor dem Jahr 2004 kein Wechsel in die sonstige Direktvermarktung zu erwarten.

Abbildung 3-3 fasst die Stromerzeugung in den verschiedenen Vermarktungsformen für die drei Szenarien und den Prognosezeitraum zusammen.

---

<sup>23</sup> Uphoff (2017).

ABBILDUNG 3-3: STROMERZEUGUNG AUS WASSERKRAFT NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2022 JE SZENARIO



Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017c, ÜNB 2017d; EEG 2017

Für den überwiegenden Teil der kleinen Anlagen gehen die befragten Branchenexperten übereinstimmend davon aus, dass diese ihren erzeugten Strom teilweise auch selbst verbrauchen<sup>24</sup>. Konkrete Eigenverbrauchsanteile werden in öffentlichen Studien bei 1,2 % bis 3,4 %<sup>25</sup> angesetzt. Für die Prognose der vergüteten Stromerzeugung aus Wasserkraftanlagen und die daraus resultierenden Vergütungszahlungen wurde daher ein Eigenverbrauchsanteil von 2,5 % unterstellt.

### 3.1.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2022

Mit der Zuordnung der installierten Leistung auf die verschiedenen Vermarktungsalternativen und die mit den jeweiligen Vollbenutzungsstunden errechnete Stromerzeugung pro Vermarktungsalternative ergibt sich nach Abzug des Eigenverbrauchs die vergütete

<sup>24</sup> Lorinser (2017) sowie Uphoff (2017).

<sup>25</sup> BMWi (2015b).

Stromerzeugung der Wasserkraftanlagen. Während für die Vergütung des Bestands durchschnittliche Vergütungssätze angesetzt wurden, die aus den testierten Bewegungsdaten der ÜNB hervorgehen, werden zugebaute Anlagen mit den im EEG 2017 festgesetzten Vergütungssätzen bewertet. Zudem wird für Zubauten ab dem Jahr 2018 die in § 40 Abs. 5 EEG 2017 geltende Degression der Vergütungssätze um jährlich 0,5 % gegenüber dem Vorjahressatz berücksichtigt. Da davon auszugehen ist, dass sowohl der Neubau als auch die Ertüchtigung von Anlagen insbesondere im Segment < 500 kW zu erwarten sind, werden knapp 80 % der Zubauten mit dem Vergütungssatz für diese kleinste Anlagenklasse vergütet. Die restlichen Zubauten bzw. im Rahmen von Ertüchtigungen zugebaute Leistung verteilen sich auf die größeren Anlagenklassen.

Die Vergütungszahlungen für direkt vermarktete Anlagen wurden errechnet, indem vom jeweils anzulegenden Wert der energieträgerspezifische Marktwert abgezogen wurde. Aus diesem Grund werden die Vergütungszahlungen der Netzbetreiber deutlich von den Zahlungen an festvergütete Anlagen dominiert, obwohl knapp die Hälfte der installierten Leistung aus Wasserkraftanlagen direkt vermarktet wird. Abbildung 3-4 zeigt die Vergütungszahlungen in den verschiedenen Vermarktungsalternativen für die drei Szenarien und den Prognosezeitraum bis 2022.



ABBILDUNG 3-4: ENTWICKLUNG DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS WASSERKRAFT NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2022 JE SZENARIO



Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017c, ÜNB 2017d; EEG 2017

Den Auszahlungen der Netzbetreiber stehen vermiedene Netzentgelte gegenüber, die mit Hilfe der in Kapitel 2.4 dargestellten Methodik berechnet wurden. Tabelle 3-3 fasst die Ergebnisse für die vermiedenen Netznutzungsentgelte für EEG-vergütete Wasserkraftanlagen für den Zeitraum 2016 bis 2022 und die drei Szenarien zusammen.

TABELLE 3-3: VERMIEDENE NETZNUTZUNGSENTGELTE FÜR STROMERZEUGUNG AUS WASSERKRAFT BIS 2022 JE SZENARIO

[Mio. €/a]	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Trend-Szenario	42,09	40,07	31,93	31,99	32,16	32,11	32,17
Oberes Szenario	42,09	50,88	40,68	41,03	41,52	41,73	42,09
Unteres Szenario	42,09	34,45	27,40	27,31	27,31	27,13	27,04

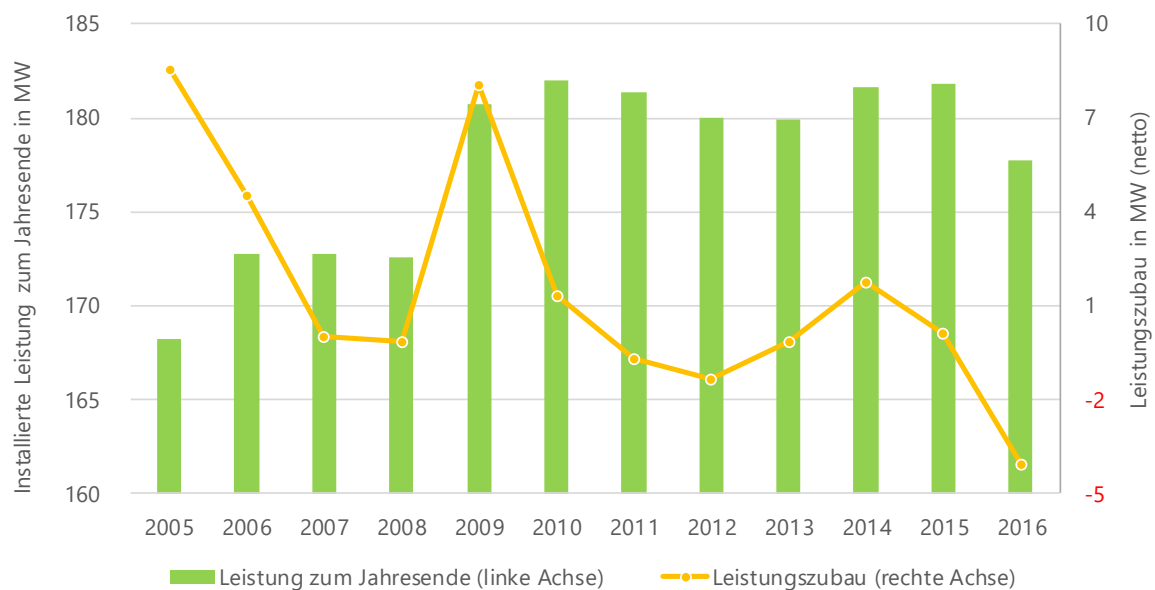
Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017c

## 3.2 Deponiegas

### 3.2.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Seit Inkrafttreten des Verbots der Verfüllung unvorbehandelter organischer Abfälle im Jahr 2005 ist absehbar, dass sich die in Stromerzeugungsanlagen aus Deponiegas installierte Leistung mittelfristig rückläufig entwickeln wird, denn die existierenden Anlagen arbeiten mit den bestehenden, jedoch rückläufigen Deponiegasmengen<sup>26</sup>. Nachdem in den Jahren 2005 bis 2010 noch ein Zubau an Neuanlagen stattgefunden hat, entwickelt sich die installierte Leistung seit 2011 mit Ausnahme eines geringen Zubaus in den Jahren 2014 und 2015 kontinuierlich zurück. Zum 31.12.2016 ergab sich deutschlandweit ein Gesamtbestand von 178 MW (vgl. Abbildung 3-5).

ABBILDUNG 3-5: ENTWICKLUNG DES LEISTUNGSZUBAUS VON DEPONIEGASANLAGEN SEIT 2005



[MW]	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Leistungszubau (netto)	9	5	0	-0	8	1	-1	-1	-0	2	0	-4
Leistung Jahresende	168	173	173	173	181	182	181	180	180	182	182	178

Quelle: ÜNB 2017c

<sup>26</sup> ZSW (2014).

### **3.2.2 Leistungsentwicklung 2017 bis 2022**

Für die Zukunft wurde aufgrund der Ausgasungseffekte bei vorhandenen Deponien und des faktischen Verbots für Neuanlagen kein Zubau neuer Anlagen unterstellt. Für die bestehenden Anlagen wird eine fortlaufende Ausgasung unterstellt, die sukzessive zu einem Downsizing der Motoren und damit langsamen Verringerung der installierten Leistung in Bestandsanlagen führt. Bzgl. der Ausgasungseffekte muss laut Branchenexperten differenziert werden zwischen Anlagen, die bis Inkrafttreten des Verbots der Verfüllung organischer Abfälle im Jahr 2005 solche Abfälle noch angenommen haben und Anlagen, die eine Verfüllung bereits vor dem Verbot gestoppt haben. Anlagen der erstgenannten Gruppe werden voraussichtlich innerhalb des von uns betrachteten Zeitraumes bis 2022 noch genügend Gas produzieren, um ohne nennenswerte Verringerung der Leistung weiter Strom zu erzeugen. Bei letztgenannten Anlagen wird voraussichtlich bereits im Prognosezeitraum ein relevanter Rückgang der Deponiegasmengen zu verzeichnen sein<sup>27</sup>. Im Rahmen der Szenarien wurde ein unterschiedlich starker Leistungsrückbau infolge des Ausgasungseffektes angenommen.

Zusätzlich wurde im Rahmen einer Kurzabfrage innerhalb der Interessengemeinschaft Deutsche Deponiebetreiber von Branchenvertretern bestätigt, dass Anlagen nach Ende ihrer Förderdauer nicht wirtschaftlich weiter betrieben werden können, die Stromerzeugung voraussichtlich eingestellt und anfallende Gasmengen anschließend wieder abgefackelt werden<sup>28</sup>. Diese Entwicklung wird für die Prognose in allen Szenarien unterstellt und betrifft im Jahr 2021 insgesamt 87 MW bzw. im Jahr 2022 insgesamt 106 MW.

Tabelle 3-4 fasst die Annahmen zur Entwicklung der installierten Leistung für die drei Szenarien im Prognosezeitraum zusammen.

### **3.2.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung**

Die Prognose der Volllaststunden für Deponiegasanlagen wurde aus der deutschlandweit beobachteten Stromerzeugung und installierten Leistung in Deponiegasanlagen

---

<sup>27</sup> Haeming (2017).

<sup>28</sup> Ebd.

TABELLE 3-4: PROGNOSE DER LEISTUNGSENTWICKLUNG DER DEPONIEGASANLAGEN IN DEUTSCHLAND NACH SZENARIEN BIS 2022

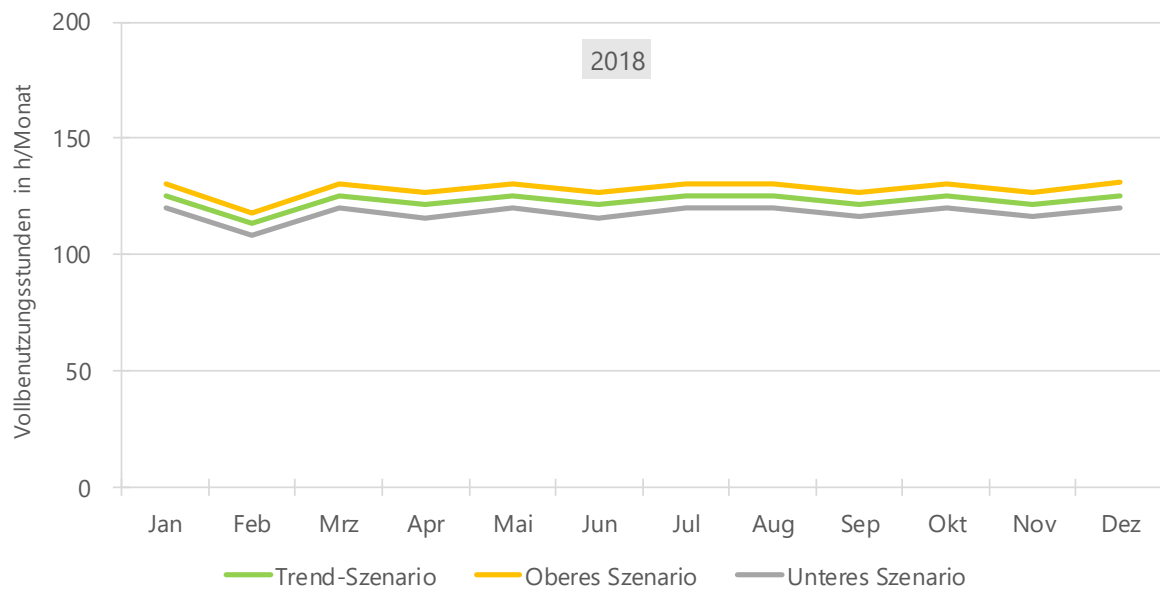
[MW]	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Trend-Szenario						
Zubau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rückbau	1,4	1,4	1,4	1,4	88,2	21,0
<b>Jahresendbestand</b>	<b>176</b>	<b>175</b>	<b>173</b>	<b>172</b>	<b>84</b>	<b>63</b>
Oberes Szenario						
Zubau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rückbau	1,4	0,6	0,6	0,6	87,4	20,2
<b>Jahresendbestand</b>	<b>176</b>	<b>176</b>	<b>175</b>	<b>175</b>	<b>87</b>	<b>67</b>
Unteres Szenario						
Zubau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rückbau	1,4	2,2	2,2	2,2	89,0	21,5
<b>Jahresendbestand</b>	<b>176</b>	<b>174</b>	<b>172</b>	<b>170</b>	<b>81</b>	<b>59</b>

Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017c, BNetzA2017a

laut AGEE-Stat abgeleitet. Die Basis für das Trendszenario bilden die beobachteten Volllaststunden des Jahres 2016, die mit Hilfe eines Abgleichs mit den realisierten Volllaststunden der EEG-Anlagen laut ÜNB Anlagenstamm- und Bewegungsdaten bestätigt werden konnten. Da die Stromerzeugung aus Deponiegas dargebotsunabhängig verläuft, ergibt sich grundsätzlich ein konstanter Verlauf der Volllaststunden über einen Jahreszyklus, der lediglich mit der Länge eines Monats variiert. Aufgrund des Ausgasungseffektes der Deponien nehmen die mittleren Volllaststunden über den Prognosezeitraum ab. Im Trendszenario wurde ein durchschnittlicher Rückgang von jährlich 8 % angenommen, der dem in der Vergangenheit tatsächlich beobachteten Rückgang der deutschlandweiten Volllaststunden entspricht<sup>29</sup>. Im oberen Szenario wird mit 6 % ein etwas geringerer Rückgang, im unteren Szenario mit 10 % ein etwas höherer Rückgang prognostiziert. Der Verlauf der monatlichen Volllaststunden im deutschlandweiten Mittel und für die drei Szenarien ist in Abbildung 3-6 dargestellt.

<sup>29</sup> AGEE-Stat (2017).

ABBILDUNG 3-6: MONATLICHE VOLLBENUTZUNGSSTUNDEN FÜR DEPONIEGAS IM JAHR 2018 NACH SZENARIO



Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017b und weiterer Quellen

Die Gesamtstromerzeugung der Deponiegasanlagen wird als Produkt aus den jeweiligen Volllaststunden eines Monats mit der am Ende des Vormonats installierten Leistung berechnet. Tabelle 3-5 fasst die jährliche Stromerzeugung aus Deponiegasanlagen für die drei Szenarien bis 2022 zusammen.

TABELLE 3-5: JÄHRLICHE VOLLBENUTZUNGSSTUNDEN UND STROMERZEUGUNG AUS DEPONIEGAS BIS 2022 NACH SZENARIO

	Einheit	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Trend-Szenario</b>								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	2.008	1.603	1.476	1.358	1.254	1.236	1.218
Stromerzeugung	[GWh/a]	356	284	259	236	216	104	77
<b>Oberes Szenario</b>								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	2.008	1.638	1.540	1.448	1.365	1.369	1.369
Stromerzeugung	[GWh/a]	356	290	271	254	239	120	92
<b>Unteres Szenario</b>								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	2.008	1.568	1.412	1.272	1.150	1.113	1.078
Stromerzeugung	[GWh/a]	356	277	247	220	196	91	65

Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017b und weiterer Quellen

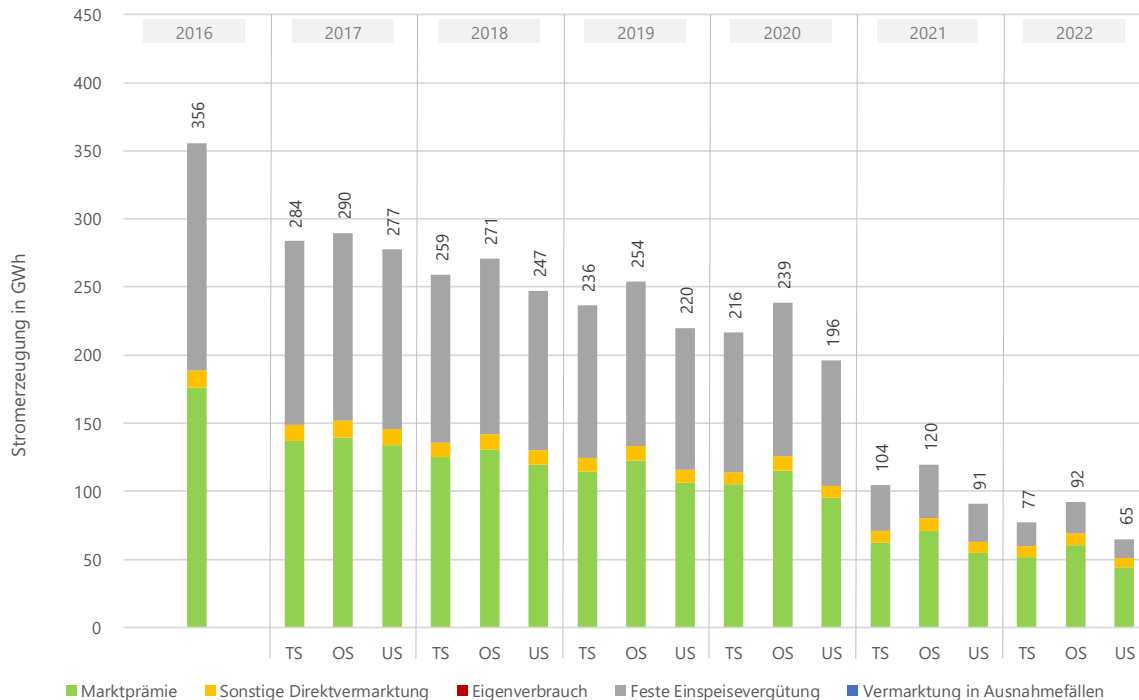
### 3.2.4 Marktwertfaktoren

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Deponiegas wird per Gesetz als der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte der EPEX Spot definiert, d. h. der Marktwertfaktor beträgt für Deponiegas immer genau 1 (Anlage 1 zu § 23a EEG 2017).

### 3.2.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2022

Im Jahr 2016 entfielen 47 % der Stromerzeugung aus Deponiegasanlagen auf die feste Einspeisevergütung, 49 % wurden innerhalb der geförderten Direktvermarktung veräußert (vgl. Abbildung 3-7). Aufgrund der Annahme, dass zukünftig kein Zubau mehr stattfinden wird, wurde für den Prognosezeitraum bis zum Jahr 2020 die aktuell beobachtete Aufteilung der installierten Leistung auf die beiden Vermarktungsformen konstant gehalten.

ABBILDUNG 3-7: STROMERZEUGUNG AUS DEPONIEGAS NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2022 JE SZENARIO



Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017c, ÜNB 2017d; EEG 2017

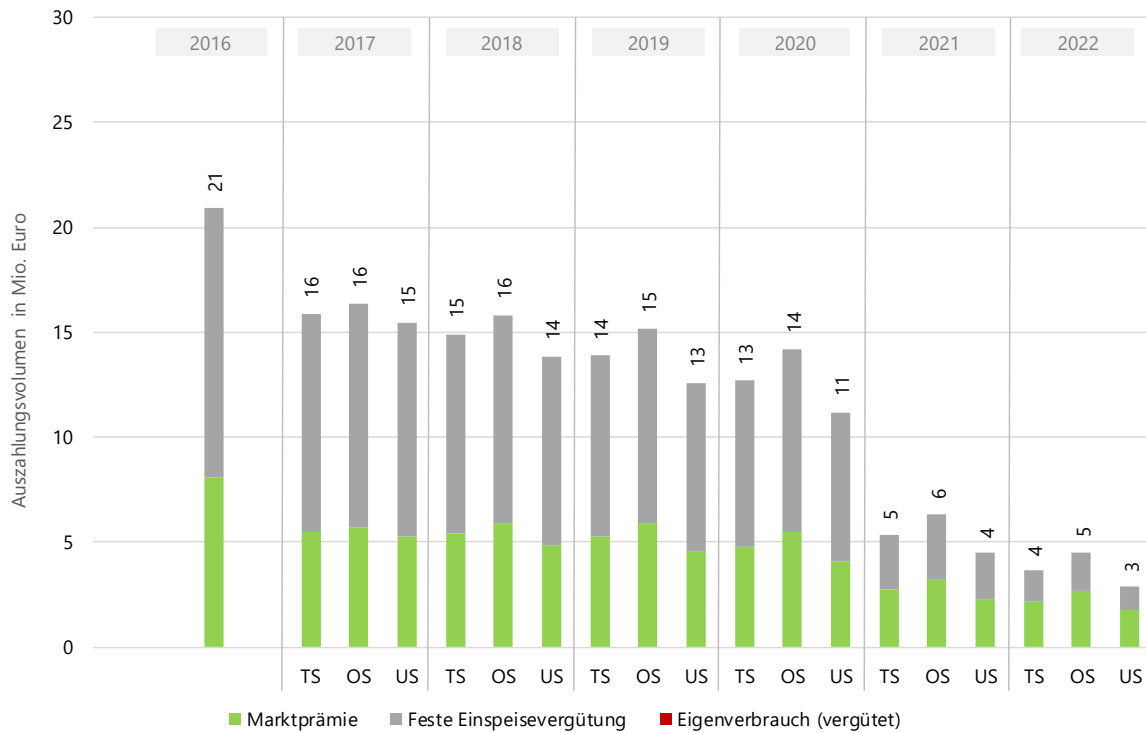
Die sonstige Direktvermarktung spielt mit insgesamt 7,1 MW, die momentan in dieser Vermarktungsform veräußert werden, eine untergeordnete Rolle. Im Gegensatz zu den

anderen Technologien steigt die sonstige Direktvermarktung auch mit Wegfall der Förderung für die ersten Anlagenkohorten ab Anfang 2021 nicht an, da wie bereits dargestellt eine Stilllegung der betroffenen Stromerzeugungsanlagen aus Deponiegas angenommen wird. Die Gesamtstromerzeugung aus Deponiegas geht damit ab 2021 merklich zurück. Abbildung 3-7 fasst die Stromerzeugung in den verschiedenen Vermarktungsformen für die drei Szenarien und den Prognosezeitraum zusammen.

### **3.2.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2022**

Mit der Zuordnung der installierten Leistung auf die verschiedenen Vermarktungsalternativen und die mit den jeweiligen Vollbenutzungsstunden errechnete Stromerzeugung ergibt sich die Stromerzeugung der Deponiegasanlagen je Vermarktungsalternative. Zur Berechnung der Vergütung des Bestands wurden durchschnittliche Vergütungssätze angesetzt, die aus den testierten Bewegungsdaten der ÜNB hervorgehen. Ab dem Jahr 2021 wird die wegfallende Förderung für Altanlagen mit Hilfe durchschnittlicher Vergütungssätze für Anlagen mit Inbetriebnahmedatum bis Ende 2000 bzw. Ende 2001 berechnet und bei der Berechnung der Vergütungszahlungen nicht mehr berücksichtigt. Die Vergütungszahlungen für direkt vermarktete Anlagen wurden errechnet, indem vom jeweils anzulegenden Wert der energieträgerspezifische Marktwert abgezogen wurde. Abbildung 3-8 zeigt die Vergütungszahlungen in den verschiedenen Vermarktungsalternativen für die drei Szenarien und den Prognosezeitraum bis 2022. Ab 2021 zeigt sich aufgrund der angenommenen Stilllegungen ein klarer Rückgang der Vergütungszahlungen, insbesondere für festvermarktete Deponiegasanlagen.

ABBILDUNG 3-8: ENTWICKLUNG DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS DEPONIEGAS NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2022 JE SZENARIO



Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017c, ÜNB 2017d; EEG 2017

Den Auszahlungen der Netzbetreiber stehen vermiedene Netzentgelte gegenüber, die mit Hilfe der in Kapitel 2.4 dargestellten Methodik berechnet wurden. Tabelle 3-6 fasst die Ergebnisse für die vermiedenen Netznutzungsentgelte für Deponiegasanlagen für den Zeitraum 2016 bis 2022 und die drei Szenarien zusammen.

TABELLE 3-6: VERMIEDENE NETZNUTZUNGSENTGELTE FÜR STROMERZEUGUNG AUS DEPONIEGAS BIS 2022 JE SZENARIO

[Mio. €/a]	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Trend-Szenario	3,24	2,57	1,72	1,57	1,44	0,67	0,49
Oberes Szenario	3,24	2,63	1,80	1,69	1,59	0,77	0,59
Unteres Szenario	3,24	2,52	1,64	1,46	1,30	0,58	0,41

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017c

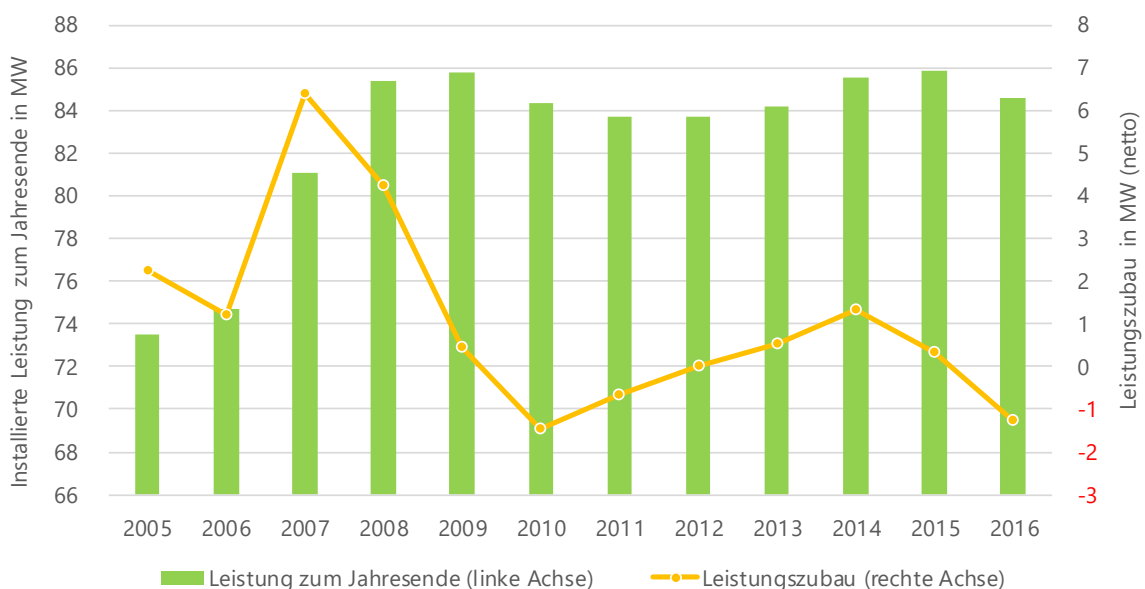


### 3.3 Klärgas

#### 3.3.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Der größte Teil des Potentials bei Stromerzeugungsanlagen aus Klärgas wurde bereits in der Vergangenheit erschlossen und weitere Leistungszubauten werden im Wesentlichen im Rahmen eines Repowerings von bestehenden Motoren erwartet<sup>30</sup>. Die installierte Leistung in Klärgasanlagen bewegt sich daher seit mehreren Jahren auf einem in etwa gleichbleibenden Niveau. Seit 2010 lag der jährliche Nettozubau zwischen -1,5 MW und +1,5 MW. Abbildung 3-9 fasst die Entwicklung der installierten Leistung in Klärgasanlagen seit 2005 zusammen.

ABBILDUNG 3-9: ENTWICKLUNG DES LEISTUNGSZUBAUS VON KLÄRGASANLAGEN SEIT 2005



[MW]	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Leistungszubau (netto)	2	1	6	4	0	-1	-1	0	1	1	0	-1
Leistung Jahresende	73	75	81	85	86	84	84	84	84	86	86	85

Quelle: ÜNB 2017c

#### 3.3.2 Leistungsentwicklung 2017 bis 2022

Auch für die Zukunft wird ein nur moderater Leistungszuwachs angenommen. Neben dem Ersatz bzw. Repowering von Altanlagen ist, ähnlich der Entwicklung im Jahr 2016,

<sup>30</sup> ZSW (2014).

in der Regel mit dem Zubau von vereinzelt Kleinanlagen zu rechnen. Für den Prognosezeitraum wurde ein jährlicher Zubau von 1 MW im Trendszenario angenommen. Das obere Szenario bewegt sich mit der Annahme eines jährlichen Zubaus von 1,5 MW auf etwas höherem Niveau. Für das untere Szenario wird ein jährlicher Zubau von 0,5 MW unterstellt.

Auf Basis einer Auswertung der in der Vergangenheit beobachteten Stilllegungen wurde zusätzlich ein jährlicher Rückbau von Anlagen prognostiziert. Dieser liegt im Trendszenario mit jährlich 0,7 MW im Mittel der letzten fünf Jahre, im oberen Szenario mit 0,1 MW jährlich am unteren Rand der in den letzten fünf Jahren beobachteten Stilllegungen und im unteren Szenario mit jährlich 1,4 MW am oberen Rand.

Tabelle 3-7 fasst die Annahmen zur Entwicklung der installierten Leistung für die drei Szenarien im Prognosezeitraum zusammen.

**TABELLE 3-7: PROGNOSE DER LEISTUNGSENTWICKLUNG DER KLÄRGASANLAGEN IN DEUTSCHLAND NACH SZENARIEN BIS 2022**

[MW]	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Trend-Szenario						
Zubau	1,7	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Rückbau	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
<b>Jahresendbestand</b>	<b>86</b>	<b>86</b>	<b>86</b>	<b>87</b>	<b>87</b>	<b>87</b>
Oberes Szenario						
Zubau	1,7	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Rückbau	0,7	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
<b>Jahresendbestand</b>	<b>86</b>	<b>87</b>	<b>89</b>	<b>90</b>	<b>91</b>	<b>93</b>
Unteres Szenario						
Zubau	1,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Rückbau	0,7	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
<b>Jahresendbestand</b>	<b>86</b>	<b>85</b>	<b>84</b>	<b>83</b>	<b>82</b>	<b>81</b>

Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017c, BNetzA2017a

### 3.3.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Die Prognose der Volllaststunden für Klärgasanlagen wurde aus der deutschlandweit beobachteten Stromerzeugung und installierten Leistung in Klärgasanlagen laut AGEE-Stat

abgeleitet<sup>31</sup>. Die Basis für das Trendszenario bildet das Mittel der in den vergangenen zehn Jahren beobachteten Volllaststunden. Die Stromerzeugung aus Klärgas verläuft dargebotsunabhängig, sodass sich grundsätzlich ein konstanter Verlauf der Volllaststunden über einen Jahreszyklus ergibt, der lediglich mit der Länge eines Monats variiert. Zwar kann es laut Branchenexperten bspw. durch saisonale Produktionsschwankungen bei angeschlossenen Erzeugern im Jahresverlauf zu Schwankungen in den Abwassermengen kommen<sup>32</sup>, von diesen Effekten wurde für die Prognose der Volllaststunden jedoch abstrahiert.

Die anfallende Klärgasmenge resultiert aus den anfallenden Abwassermengen und wird damit langfristig im Wesentlichen von der demographischen Entwicklung bestimmt. Gleichzeitig steigert jedoch das Repowering von Bestandsanlagen den Wirkungsgrad und damit die Stromerzeugung dieser Anlagen<sup>33</sup>. Der Gesamteffekt dieser gegenläufigen Entwicklungen ist nur schwer abschätzbar und wurde daher für die Prognose der Volllaststunden vernachlässigt. Für die Darstellung des oberen und unteren Szenarios wurden stattdessen die in der Vergangenheit beobachteten Schwankungen in der Stromerzeugung aus Klärgasanlagen laut AGEE-Stat<sup>34</sup> zu Grunde gelegt. Im Ergebnis wurden für das obere Szenario pro Monat 4 % höhere Volllaststunden im Vergleich zum Trendszenario angenommen, im unteren Szenario 4 % niedrigere Volllaststunden.

Der Verlauf der monatlichen Volllaststunden im deutschlandweiten Mittel und für die drei Szenarien ist in Abbildung 3-10 dargestellt.

---

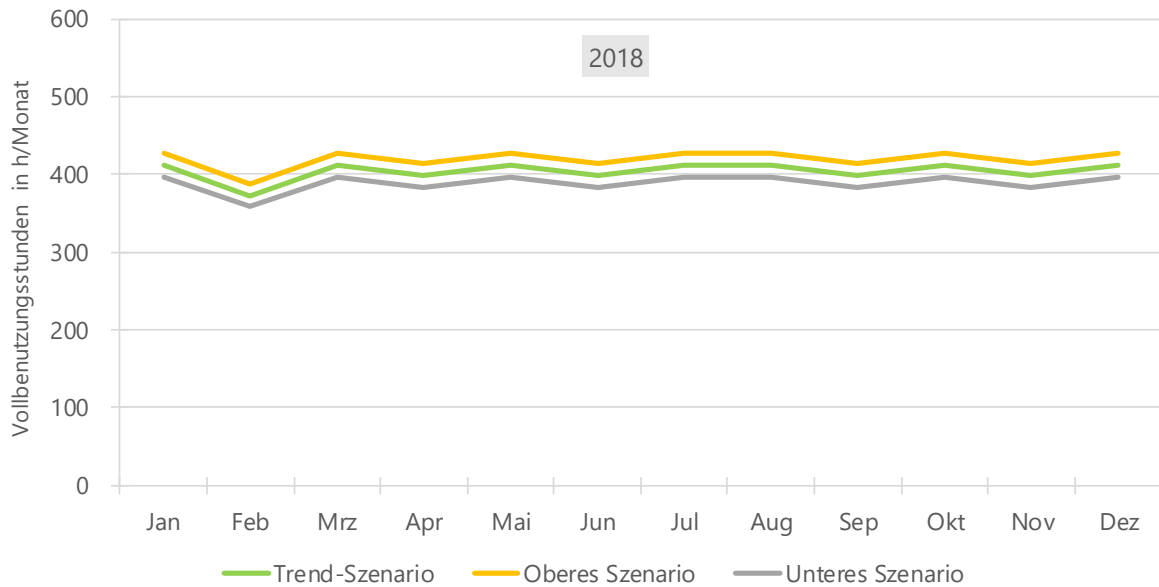
<sup>31</sup> AGEE-Stat (2017).

<sup>32</sup> Lorenz (2017).

<sup>33</sup> ZSW (2014).

<sup>34</sup> AGEE-Stat (2017).

ABBILDUNG 3-10: MONATLICHE VOLLBENUTZUNGSSTUNDEN FÜR KLÄRGAS IM JAHR 2018 NACH SZENARIEN



Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017b und weiterer Quellen

Die Stromerzeugung der Klärgasanlagen wird als Produkt aus den jeweiligen Volllaststunden eines Monats mit der am Ende des Vormonats installierten Leistung berechnet. Ein Großteil des von Klärgasanlagen erzeugten Stroms wird dabei von den Anlagen selbst verbraucht. Schätzungen des Eigenverbrauchsanteils reichen bis zu 94 % der Gesamtstromerzeugung<sup>35</sup>. Eine Auswertung der von den ÜNB vergüteten Strommengen aus Klärgasanlagen<sup>36</sup> im Vergleich zu den Gesamtstrommengen aus Klärgas laut AGEE-Stat<sup>37</sup> legt einen Eigenverbrauchsanteil von etwa 85 % nahe. Für die Prognose wurde daher von einem entsprechenden Eigenverbrauchsanteil ausgegangen. Tabelle 3-8 fasst die jährliche Gesamtstromerzeugung aus Klärgasanlagen für die drei Szenarien bis 2022 zusammen.

<sup>35</sup> ZSW (2014).

<sup>36</sup> ÜNB (2017c) sowie ÜNB (2017b).

<sup>37</sup> AGEE-Stat (2017).

**TABELLE 3-8: JÄHRLICHE VOLLBENUTZUNGSSTUNDEN UND STROMERZEUGUNG AUS KLÄRGAS BIS 2022 NACH SZENARIEN**

	Einheit	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Trend-Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	5.348	4.845	4.848	4.848	4.861	4.847	4.847
Stromerzeugung	[GWh/a]	453	413	416	418	421	421	423
Oberes Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	5.348	5.042	5.042	5.041	5.054	5.040	5.039
Stromerzeugung	[GWh/a]	453	430	436	443	452	458	465
Unteres Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	5.348	4.667	4.672	4.673	4.686	4.674	4.675
Stromerzeugung	[GWh/a]	453	398	398	394	391	386	382

Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017b und weiterer Quellen

### 3.3.4 Marktwertfaktoren

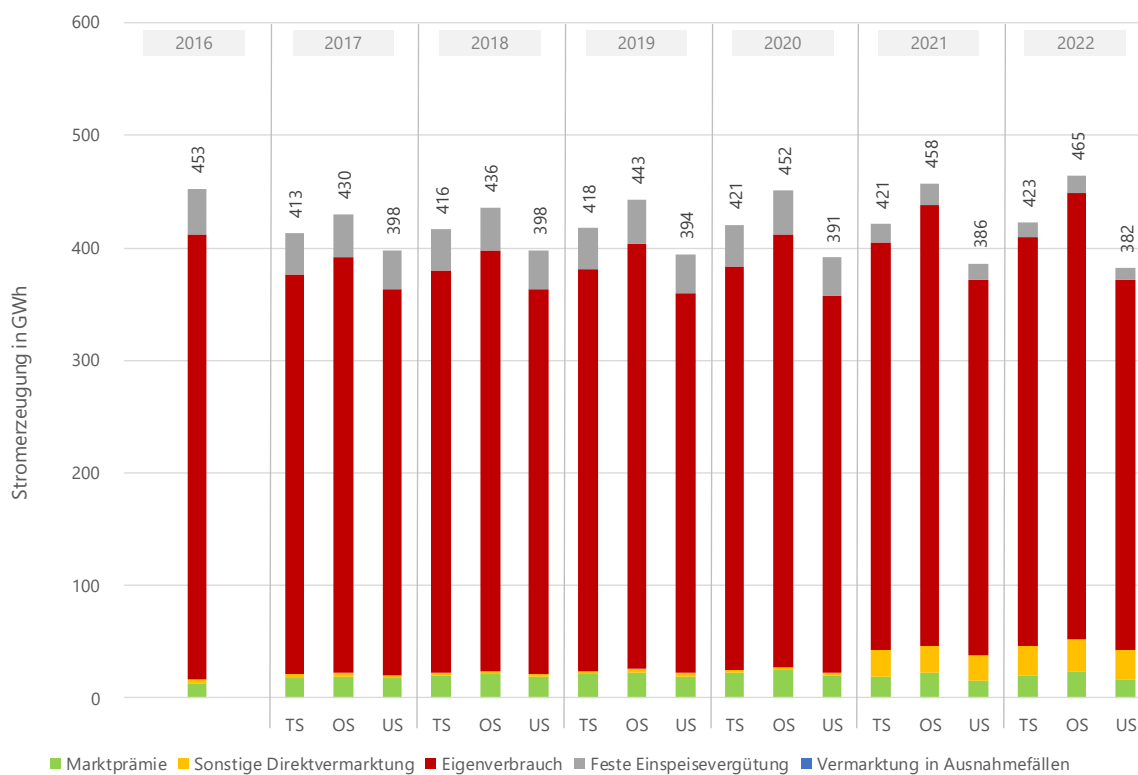
Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Klärgas wird per Gesetz als der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte der EPEX Spot definiert, d. h. der Marktwertfaktor beträgt für Klärgas immer genau 1 (Anlage 1 zu § 23a EEG 2017).

### 3.3.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2022

Im Jahr 2016 entfielen aufgrund des hohen Eigenverbrauchsanteils lediglich 9 % der Stromerzeugung aus Klärgasanlagen auf die feste Einspeisevergütung, 3 % wurden innerhalb der geförderten Direktvermarktung veräußert (vgl. Abbildung 3-11). Für den Zubau wurde angenommen, dass ein Großteil der Anlagen in der Größenklasse < 100 kW zugebaut wird und damit voraussichtlich die feste Einspeisevergütung nutzen wird. Die restlichen Anlagen wurden angesichts der seit 01.01.2016 geltenden Pflicht zur geförderten Direktvermarktung ab einer installierten Leistung von 100 kW dieser Vermarktungsalternative zugeordnet.

Die sonstige Direktvermarktung spielt mit insgesamt knapp 10 MW, die momentan aus der Technologie DKG-Gase in dieser Vermarktungsform veräußert werden, eine untergeordnete Rolle<sup>38</sup>. Für Anlagen, die ab 2021 aus der zwanzigjährigen EEG-Förderung fallen, wird in allen Szenarien ein Weiterbetrieb in der sonstigen Direktvermarktung angenommen. Dies betrifft im Jahr 2021 insgesamt 41 MW und im Jahr 2022 insgesamt 49 MW<sup>39</sup>. Abbildung 3-11 fasst die Stromerzeugung in den verschiedenen Vermarktungsformen für die drei Szenarien und den Prognosezeitraum zusammen.

**ABBILDUNG 3-11: STROMERZEUGUNG AUS KLÄRGAS NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2022 JE SZENARIO**



Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017c, ÜNB 2017d; EEG 2017

### 3.3.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2022

Mit der Zuordnung der installierten Leistung auf die verschiedenen Vermarktungsalternativen und den jeweiligen Vollbenutzungsstunden ergibt sich die Stromerzeugung der

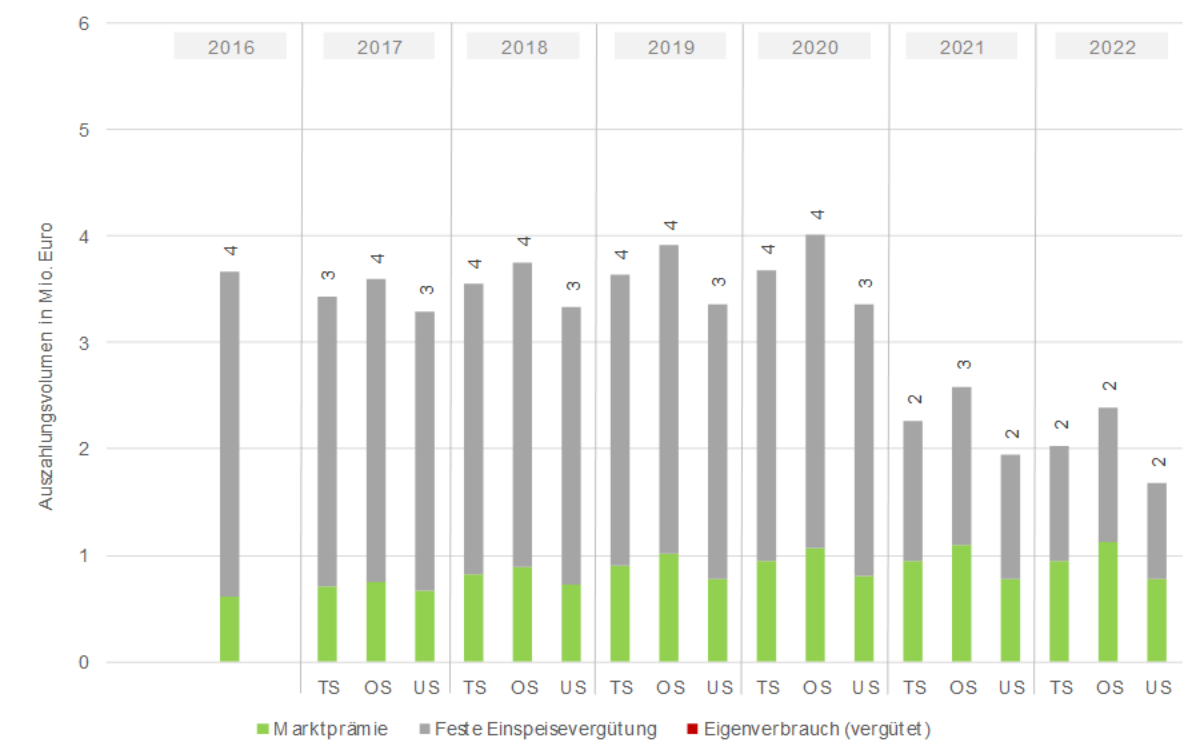
<sup>38</sup> ÜNB (2017a).

<sup>39</sup> ÜNB (2017c).

Klärgasanlagen je Vermarktungsalternative. Zur Berechnung der Vergütung des Bestands wurden durchschnittliche Vergütungssätze angesetzt, die aus den testierten Bewegungsdaten der ÜNB hervorgehen. Für Neuanlagen wurden die im EEG 2017 festgelegten Vergütungssätze und Degressionen angewendet. Ab dem Jahr 2021 wird die wegfallende Förderung für Altanlagen nach deren Wechsel in die sonstige Direktvermarktung mit Hilfe durchschnittlicher Vergütungssätze für Anlagen mit Inbetriebnahmedatum bis Ende 2000 bzw. Ende 2001 berechnet und bei der Berechnung der Vergütungszahlungen nicht mehr berücksichtigt.

Die Vergütungszahlungen für direkt vermarktete Anlagen wurden errechnet, indem vom jeweils anzulegenden Wert der energieträgerspezifische Marktwert abgezogen wurde. Abbildung 3-12 zeigt die Vergütungszahlungen in den verschiedenen Vermarktungsalternativen für den Prognosezeitraum bis 2022. Ab 2021 zeigt sich ein signifikanter Rückgang der Vergütungszahlungen für festvermarktete Klärgasanlagen aufgrund des angenommenen Wechsels von Altanlagen in die sonstige Direktvermarktung.

**ABBILDUNG 3-12: ENTWICKLUNG DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS KLÄRGAS NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2022 JE SZENARIO**



Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017c, ÜNB 2017d; EEG 2017

Den Auszahlungen der Netzbetreiber stehen vermiedene Netzentgelte gegenüber, die mit Hilfe der in Kapitel 2.4 dargestellten Methodik berechnet wurden. Tabelle 3-9 fasst die Ergebnisse für die vermiedenen Netznutzungsentgelte für Klärgasanlagen für den Zeitraum 2016 bis 2022 und die drei Szenarien zusammen.

**TABELLE 3-9: VERMIEDENE NETZNUTZUNGSENTGELTE FÜR STROMERZEUGUNG AUS KLÄRGAS BIS 2022 JE SZENARIO**

[Mio. €/a]	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Trend-Szenario	0,45	0,46	0,37	0,38	0,38	0,24	0,22
Oberes Szenario	0,45	0,48	0,39	0,40	0,42	0,28	0,27
Unteres Szenario	0,45	0,44	0,35	0,35	0,35	0,21	0,18

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017c

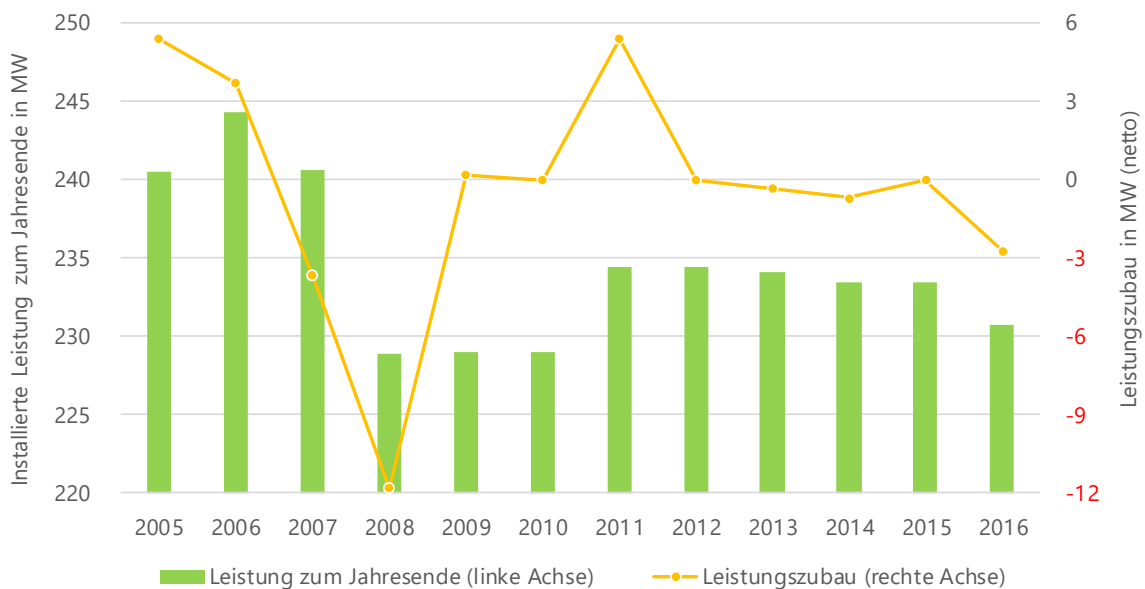


## 3.4 Grubengas

### 3.4.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Das methanhaltige Grubengas entweicht aus Steinkohleflözen in aktiven und stillgelegten Bergwerken und wird – um einen klimaschädlichen Treibhauseffekt zu verhindern – direkt aus den unterirdischen Stollen abgesaugt. Da keine neuen Steinkohlezechen in Deutschland geplant sind, entwickelt sich das Grubengasaufkommen rückläufig<sup>40</sup>. Nachdem im Jahr 2006 eine maximal installierte Leistung von 244 MW erreicht wurde, beläuft sich der Anlagenbestand nach etwas deutlicherem Rückbau in den Jahren 2007 und 2008 auf etwa 230 MW. Ende des Jahres 2016 waren deutschlandweit Anlagen mit einer Gesamtleistung von 231 MW installiert<sup>41</sup>. Abbildung 3-13 stellt die Entwicklung der installierten Leistung in Grubengasanlagen seit 2005 dar.

ABBILDUNG 3-13: ENTWICKLUNG DES LEISTUNGSZUBAUS VON GRUBENGASANLAGEN SEIT 2005



[MW]	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Leistungszubau (netto)	5	4	-4	-12	0	0	5	0	-0	-1	0	-3
Leistung Jahresende	241	244	241	229	229	229	234	234	234	233	233	231

Quelle: ÜNB 2017c

<sup>40</sup> ZSW (2014).

<sup>41</sup> ÜNB (2017c).

### 3.4.2 Leistungsentwicklung 2017 bis 2022

Zwar konnten in den vergangenen Jahren immer wieder vereinzelte Inbetriebnahmen neuer Anlagen beobachtet werden, jedoch handelt es sich hierbei in der Regel um neue Standorte, die ältere Standorte ersetzen, an denen nicht mehr wirtschaftlich produziert werden kann. Laut Branchenexperten ist für den Prognosezeitraum insgesamt mit einer etwa gleichbleibenden Anzahl an Standorten zu rechnen. Gleichzeitig wird jedoch eine stagnierende bis leicht rückläufige Stromerzeugung erwartet, da der fortschreitende Ausgasungsprozess sukzessive zu einem Downsizing der Motoren und damit langsamen Verringerung der installierten Leistung in Bestandsanlagen führen wird<sup>42</sup>.

Leistungsrückbau kann auch in den Anlagenstammdaten der ÜNB beobachtet werden und wurde im Trendszenario mit einer im Mittel stillgelegten Leistung von 0,7 MW jährlich berücksichtigt. Im unteren Szenario wurde ein etwas höherer Rückbau angenommen, im oberen Szenario wurden keine Stilllegungen unterstellt. In den Jahren 2021 und 2022 wird mit 31,5 MW bzw. 57 MW ein signifikanter Teil der Anlagen aus der EEG-Förderung fallen. Unter der Annahme perspektivisch wieder ansteigender Strompreise sowie eines technisch möglichen Weiterbetriebs der Anlagen, wurde für die Prognose davon ausgegangen, dass diese Anlagen nach Ende ihrer Förderung zunächst in die sonstige Direktvermarktung wechseln. Laut Branchenexperten wird ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb der Anlagen jedoch eine Herausforderung darstellen, sollte das Strompreinsniveau auf ähnlich niedrigem Niveau wie heute verharren<sup>43</sup>. Tabelle 3-10 fasst die Annahmen zur Entwicklung der installierten Leistung für die drei Szenarien im Prognosezeitraum zusammen.

---

<sup>42</sup> Willenbrink (2017).

<sup>43</sup> Ebd.

TABELLE 3-10: PROGNOSE DER LEISTUNGSENTWICKLUNG DER GRUBENGASANLAGEN IN DEUTSCHLAND NACH SZENARIEN BIS 2022

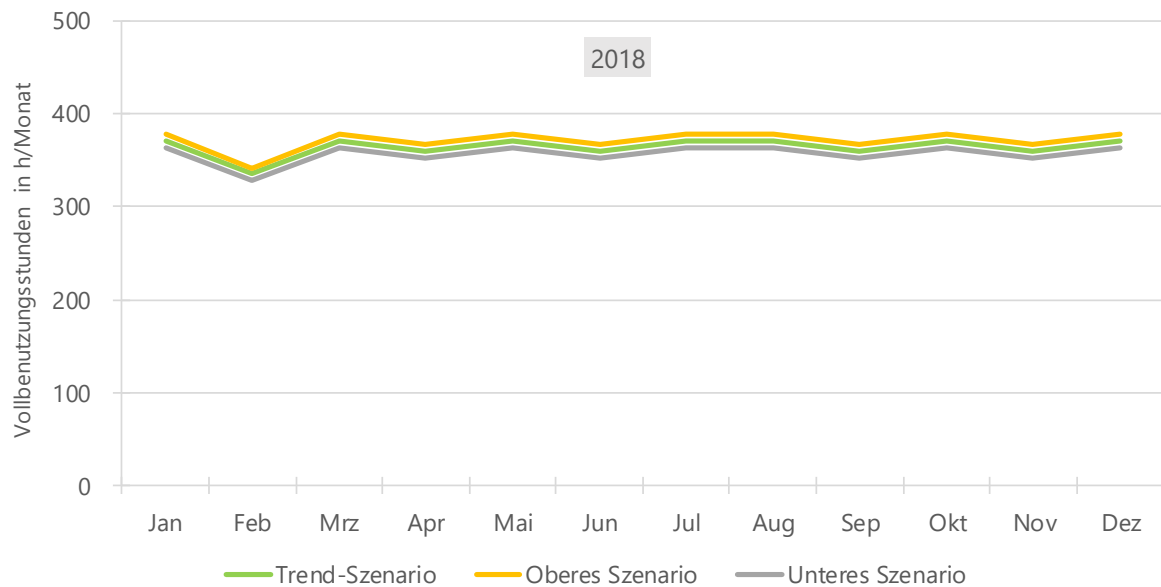
[MW]	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Trend-Szenario						
Zubau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rückbau	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
<b>Jahresendbestand</b>	<b>230</b>	<b>229</b>	<b>229</b>	<b>228</b>	<b>227</b>	<b>226</b>
Oberes Szenario						
Zubau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rückbau	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Jahresendbestand</b>	<b>230</b>	<b>230</b>	<b>230</b>	<b>230</b>	<b>230</b>	<b>230</b>
Unteres Szenario						
Zubau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rückbau	0,7	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
<b>Jahresendbestand</b>	<b>230</b>	<b>228</b>	<b>226</b>	<b>224</b>	<b>222</b>	<b>221</b>

Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017c, BNetzA2017a

### 3.4.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Die Volllaststunden für Grubengasanlagen wurden auf Basis der in den Anlagenstamm- und -bewegungsdaten der ÜNB enthaltenen Stromerzeugung und installierten Leistung des Jahres 2016 prognostiziert. Da die Stromerzeugung aus Grubengas dargebotsunabhängig verläuft, ergibt sich grundsätzlich ein konstanter Verlauf der Volllaststunden über einen Jahreszyklus, der lediglich mit der Länge eines Monats variiert. Aufgrund des Ausgasungseffektes der Flöze nehmen die mittleren Volllaststunden über den Prognosezeitraum ab. Im Trendszenario wurde ein durchschnittlicher Rückgang von jährlich 1 % angenommen, im unteren Szenario mit 2 % ein etwas höherer Rückgang, im oberen Szenario wird dagegen mit einer konstanten Stromerzeugung gerechnet. Der Verlauf der monatlichen Volllaststunden für die drei Szenarien ist in Abbildung 3-14 dargestellt.

ABBILDUNG 3-14: MONATLICHE VOLLBENUTZUNGSSTUNDEN FÜR GRUBENGAS IM JAHR 2018 NACH SZENARIEN



Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017b und weiterer Quellen

Die Gesamtstromerzeugung der Grubengasanlagen wird als Produkt aus den jeweiligen Volllaststunden eines Monats mit der am Ende des Vormonats installierten Leistung berechnet. Tabelle 3-11 fasst die jährliche Stromerzeugung aus Grubengasanlagen für die drei Szenarien bis 2022 zusammen.

TABELLE 3-11: JÄHRLICHE VOLLBENUTZUNGSSTUNDEN UND STROMERZEUGUNG AUS GRUBENGAS BIS 2022

	Einheit	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Trend-Szenario</b>								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	4.467	4.410	4.366	4.322	4.291	4.236	4.194
Stromerzeugung	[GWh/a]	1.031	1.016	1.003	989	979	963	951
<b>Oberes Szenario</b>								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	4.467	4.455	4.455	4.455	4.467	4.455	4.455
Stromerzeugung	[GWh/a]	1.031	1.026	1.025	1.025	1.027	1.025	1.025
<b>Unteres Szenario</b>								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	4.467	4.366	4.278	4.193	4.120	4.027	3.946
Stromerzeugung	[GWh/a]	1.031	1.006	980	952	928	899	874

Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017b und weiterer Quellen

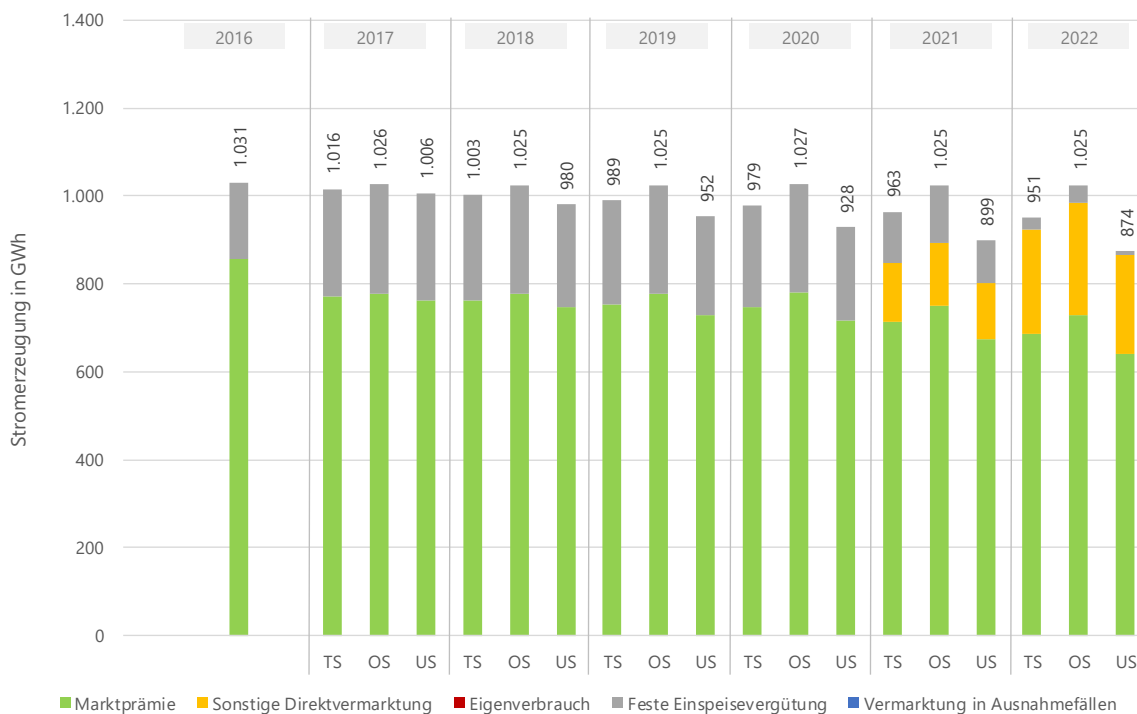
### 3.4.4 Marktwertfaktoren

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Grubengas wird per Gesetz als der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte der EPEX Spot definiert, d. h. der Marktwertfaktor beträgt für Grubengas immer genau 1 (Anlage 1 zu § 23a EEG 2017).

### 3.4.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2022

Im Jahr 2016 entfielen 17 % der Stromerzeugung aus Grubengasanlagen auf die feste Einspeisevergütung, 83 % wurden innerhalb der geförderten Direktvermarktung veräußert (vgl. Abbildung 3-15). Aufgrund der Annahme, dass zukünftig kein Zubau mehr stattfinden wird, wurde für den Prognosezeitraum bis zum Jahr 2020 die aktuell beobachtete Aufteilung der installierten Leistung auf die beiden Vermarktungsformen konstant gehalten.

ABBILDUNG 3-15: STROMERZEUGUNG AUS GRUBENGAS NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2022 JE SZENARIO



Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017c, ÜNB 2017d; EEG 2017

Die sonstige Direktvermarktung spielt mit insgesamt knapp 10 MW, die momentan aus der Technologie DKG-Gase in dieser Vermarktungsform veräußert werden, eine untergeordnete Rolle<sup>44</sup>. Mit Wegfall der Förderung für die ersten Anlagenkohorten der Inbetriebnahmejahrgänge 2000 und 2001, die ab 2021 in die sonstige Direktvermarktung wechseln, steigt die Stromerzeugung in dieser Vermarktungsalternative ab 2021 signifikant an. Abbildung 3-15 fasst die Stromerzeugung in den verschiedenen Vermarktungsformen für die drei Szenarien und den Prognosezeitraum zusammen.

### **3.4.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2022**

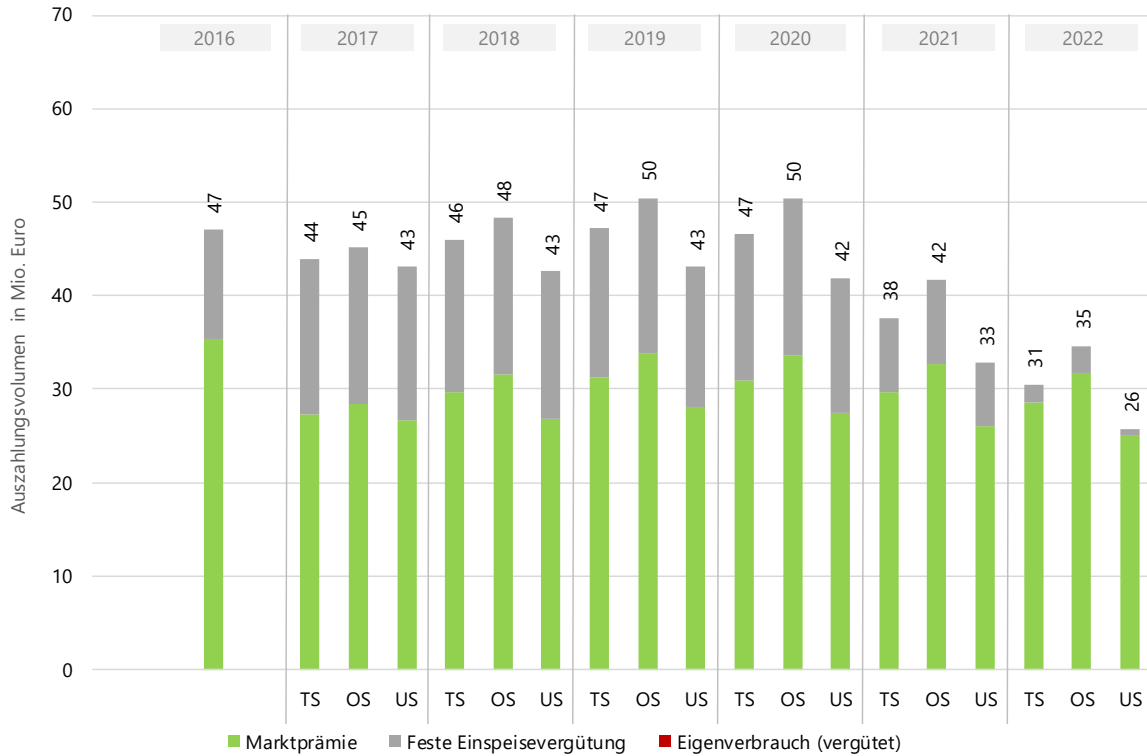
Mit der Zuordnung der installierten Leistung auf die verschiedenen Vermarktungsalternativen und die mit den jeweiligen Vollbenutzungsstunden errechnete Stromerzeugung ergeben sich die Vergütungszahlungen der Grubengasanlagen je Vermarktungsalternative. Zur Berechnung der Vergütung des Bestands wurden durchschnittliche Vergütungssätze angesetzt, die aus den testierten Bewegungsdaten der ÜNB hervorgehen. Ab dem Jahr 2021 wird die wegfallende Förderung für Altanlagen mit Hilfe durchschnittlicher Vergütungssätze für Anlagen mit Inbetriebnahmedatum bis 2000 bzw. bis 2001 berechnet und bei der Berechnung der Vergütungszahlungen nicht mehr berücksichtigt.

Die Vergütungszahlungen für direkt vermarktete Anlagen wurden errechnet, indem vom jeweils anzulegenden Wert der energieträgerspezifische Marktwert abgezogen wurde. Abbildung 3-16 zeigt die Vergütungszahlungen in den verschiedenen Vermarktungsalternativen für die drei Szenarien und den Prognosezeitraum bis 2022. Ab 2021 zeigt sich ein klarer Rückgang der Vergütungszahlungen insbesondere für festvermarktete Grubengasanlagen aufgrund des Wechsels in die sonstige Direktvermarktung.

---

<sup>44</sup> ÜNB (2017a).

ABBILDUNG 3-16: ENTWICKLUNG DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS GRUBENGAS NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2022 JE SZENARIO



Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017c, ÜNB 2017d; EEG 2017

Den Auszahlungen der Netzbetreiber stehen vermiedene Netzentgelte gegenüber, die mit Hilfe der in Kapitel 2.4 dargestellten Methodik berechnet wurden. Tabelle 3-12 fasst die Ergebnisse für die vermiedenen Netznutzungsentgelte für Grubengasanlagen für den Zeitraum 2016 bis 2022 und die drei Szenarien zusammen.

TABELLE 3-12: VERMIEDENE NETZNUTZUNGSENTGELTE FÜR STROMERZEUGUNG AUS GRUBENGAS BIS 2022 JE SZENARIO

[Mio. €/a]	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Trend-Szenario	6,33	6,24	4,20	4,14	4,10	3,47	2,98
Oberes Szenario	6,33	6,30	4,29	4,29	4,30	3,70	3,23
Unteres Szenario	6,33	6,17	4,10	3,99	3,88	3,23	2,71

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017c

## 3.5 Biomasse

### 3.5.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Der Zubau an Biomasseanlagen wurde in den vergangenen Jahren stark durch die Förderbedingungen des EEG beeinflusst. Während die hohen Fördersätze und Boni des EEG 2004 und 2009 zu einem dynamischen Leistungszubau in den Jahren 2005-2011 führten, bewirkten die Anreizsetzungen des EEG 2012 und 2014 einen Einbruch des Anlagenzubaues in den Folgejahren<sup>45</sup>. Seitdem im EEG 2014 eine Begrenzung der Förderung der Stromerzeugung aus Biogasanlagen auf 50 % der jeweiligen Höchstbemessungsleistung einer Anlage eingeführt wurde, konzentriert sich die Entwicklung der installierten Leistung insbesondere auf den Zubau an flexibler Leistung<sup>46</sup>. So wurden im Jahr 2016 laut BNetzA Anlagenregister Anlagen mit einer Gesamtleistung von knapp 25 MW neu in Betrieb genommen sowie zusätzlich 170 MW an flexibler Leistung im Rahmen der Flexibilitätsprämie<sup>47</sup>. Ende 2016 bekamen Biogasanlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt 1,4 GW eine Förderung im Rahmen der Flexibilitätsprämie bzw. des Flexibilitätszuschlags (arbeitsrelevante Leistung und Überbauung der betreffenden Anlagen<sup>48</sup>). Diese Überbauung steht dem Stromsystem jedoch nicht kontinuierlich als arbeitsrelevante Leistung zur Verfügung, sondern wird nur dann eingesetzt, wenn der Markt zusätzliche Leistung benötigt. Die insgesamt installierte Leistung in Biomasseanlagen belief sich am 31.12.2016 auf knapp 7 GW, knapp 60 % hiervon waren in Biogasanlagen installiert<sup>49</sup> (vgl. Abbildung 3-17).

---

<sup>45</sup> DBFZ (2016a).

<sup>46</sup> Fachverband BIOGAS (2016).

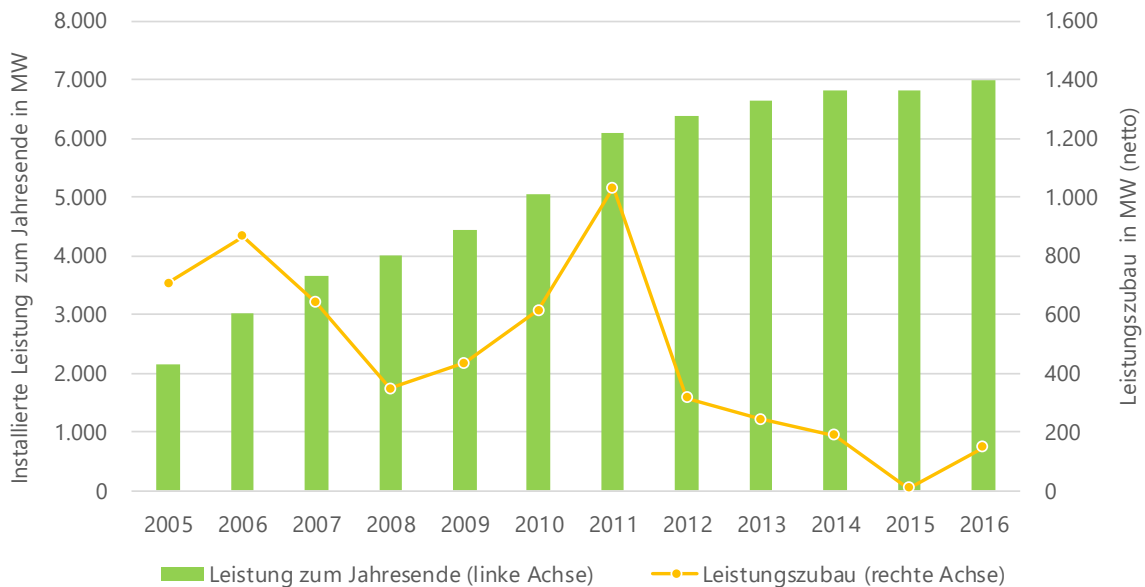
<sup>47</sup> BNetzA (2017g).

<sup>48</sup> ÜNB (2017c).

<sup>49</sup> Fachverband BIOGAS (2016) sowie ÜNB (2017c).



ABBILDUNG 3-17: ENTWICKLUNG DES LEISTUNGSZUBAUS VON BIOMASSEANLAGEN SEIT 2005



[MW]	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Leistungszubau (netto)	706	867	640	348	435	615	1.031	314	242	187	7	147
Leistung Jahresende	2.146	3.013	3.653	4.001	4.436	5.051	6.082	6.396	6.638	6.825	6.832	6.979

Quelle: ÜNB 2017c, BNetzA 2017g.

### 3.5.2 Leistungsentwicklung 2017 bis 2022

Auch bei der Stromerzeugung aus Biomasse vollzieht das EEG 2017 mit der Einführung von Ausschreibungen den Wandel von der Preis- zur Mengensteuerung. Ab 2017 werden jährlich an einem Ausschreibungstermin die Fördersätze für 150 MW (in den Jahren 2017-2019) bzw. 200 MW (in den Jahren 2020-2022) Leistung versteigert. Neben Neuanlagen mit einer installierten Leistung ab 150 kW können – anders als bei den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und PV-Anlagen – an diesen Ausschreibungen auch Bestandsanlagen teilnehmen, die noch maximal acht Jahre eine Vergütung nach EEG erhalten. Diese Anlagen bewerben sich um eine zehnjährige Anschlussförderung, in die sie innerhalb von 12 bis 36 Monaten nach Zuschlagserteilung wechseln müssen. Sobald dieser Wechsel vollzogen wurde, gelten sie nach den jeweils geltenden gesetzlichen Bestimmungen als neu in Betrieb genommen.

Da die Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunde vom 01.09.2017 bei der Prognoseerstellung noch nicht vorlagen, gab es zu diesem Zeitpunkt keine Erfahrungswerte auf die

sich die Prognose stützen konnte<sup>50</sup>. Branchenkreise gingen jedoch bereits im Vorfeld der Ausschreibung davon aus, dass aufgrund des hohen organisatorischen Aufwands einer Teilnahme bei den Neuanlagen im Wesentlichen bereits genehmigte Anlagen mitbieten würden. Insbesondere für Abfallvergärungsanlagen wurde erwartet, dass sich die Teilnahme an der Ausschreibung lohnen könnte, da die angesetzten Höchstgebote für Neuanlagen mit 14,88 ct/kWh in einem Bereich liegen, in dem diese Anlagen wirtschaftlich betrieben werden können<sup>51</sup>. Zudem wurden insbesondere Bestandsanlagen hohe Zuschlagschancen zugesprochen, da die Gebotsobergrenzen für Bestandsanlagen höher angesetzt wurden als für Neuanlagen<sup>52</sup>. Für die Ausschreibungen wurde daher im Trendszenario angenommen, dass neben einem kleinen Anteil Neuanlagen im Wesentlichen Bestandsanlagen Zuschläge erhalten. Bzgl. des Wechsels dieser Anlagen in die Anschlussförderung wurde angenommen, dass dieser zum letztmöglichen Zeitpunkt im September 2020 stattfindet, da alle Anlagen noch bis mindestens Ende des Jahres 2020 ihre „Erstvergütung“ nach EEG erhalten.

Außerhalb von Ausschreibungen bestehen die wesentlichen Zubaupotentiale vor allem noch bei Güllekleinanlagen, Anlagen auf Basis von Getreidestroh und Waldrestholz sowie bei der Nutzung von kommunalen Bioabfällen<sup>53</sup>. Seitdem die Erzeugerpreise konventioneller Kuhmilch wieder steigen, können viele Landwirte eine Erholung ihrer wirtschaftlichen Lage verzeichnen, was u. a. auch dazu führt, dass wieder vermehrt in erneuerbare Energien investiert wird. Die Meldungen neuer Inbetriebnahmen von Güllekleinanlagen an das Anlagenregister der Bundesnetzagentur bestätigen diese Entwicklung. 80 % der Anlagen und knapp über die Hälfte der neu in Betrieb genommenen Leistung entfiel im Jahr 2016 auf diese Anlagenkategorie. Für das laufende Jahr gehen Branchenkreise von einem Zubau in ähnlicher Größenordnung aus<sup>54</sup>. Für die Prognose wurde

---

<sup>50</sup> Noch vor Ende der Projektlaufzeit wurden die Ergebnisse der ersten Ausschreibung für Biomasseanlagen von der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Es zeigte sich, dass die in der Prognose getroffenen Annahmen den tatsächlichen Ergebnissen der Ausschreibung im Wesentlichen entsprechen.

<sup>51</sup> Maciejczyk (2017).

<sup>52</sup> IE (2016) sowie natGAS (2016).

<sup>53</sup> FNR (2015) sowie Maciejczyk (2017).

<sup>54</sup> Maciejczyk (2017).

auf Basis dieser Einschätzungen ein Zubau in ähnlicher Größenordnung wie in den letzten Jahren beobachtet unterstellt.

Die vom EEG 2017 geschaffene Möglichkeit der Anschlussförderung für Bestandsanlagen ist mit einer Flexibilisierung der Anlagen verbunden, die mit dem Wechsel in die Anschlussförderung als neu in Betrieb genommen gelten und damit einhergehende Pflichten zur flexiblen Stromerzeugung beachten müssen. Für die Prognose wurde daher angenommen, dass Anlagenbetreiber in Vorbereitung der Teilnahme an einer Ausschreibung ihre Anlagen flexibilisieren und auf diese Weise möglichst lange noch von der Flexibilitätsprämie profitieren, bevor sie an einer Ausschreibung teilnehmen<sup>55</sup>. Da diese Überlegungen in den nächsten Jahren für immer mehr Betreiber von Bestandsanlagen relevant werden, wurde ein verstärkter Zubau an flexibler Leistung in den nächsten Jahren angenommen. Diese Einschätzung wird auch von Branchenexperten geteilt, die bereits heute gut gefüllte Auftragsbücher bei BHKW-Herstellern beobachten<sup>56</sup>. Sofern Anlagen vor dem 01.08.2014 in Betrieb genommen wurden, wird die zugebaute und mit der Flexibilitätsprämie vergütete Leistung auf den Förderdeckel der Flexibilitätsprämie angerechnet (max. 1.350 MW). Die jeweils aktuell im Förderdeckel angerechnete Leistung wird regelmäßig im Anlagenregister der Bundesnetzagentur veröffentlicht und betrug im Juli 2017 407 MW<sup>57</sup>. Die in der Prognose unterstellten Annahmen zur Überbauung resultieren im Trendszenario in einem Erreichen des Förderdeckels zu Beginn des Jahres 2021. Im oberen Szenario wird ein etwas stärkerer Zubau unterstellt und der Deckel daher bereits ein Jahr früher erreicht. Im unteren Szenario geschieht dies aufgrund etwas niedrigeren jährlichen Zubaus erst gegen Ende des Jahres 2022.

Zwar findet parallel zum Zubau auch Rückbau von Anlagen statt, dieser bewegte sich bei Biomasseanlagen jedoch in den letzten fünf Jahren lediglich zwischen 10 und 50 MW jährlich. Für den Prognosezeitraum wurde daher ein mittlerer Rückbau von 23 MW pro Jahr im Trendszenario angenommen. Zusätzlich werden bis Ende des Jahres 2022 knapp 590 MW an Biomasseanlagen aus der EEG-Förderung ausscheiden, sofern sie keine Anschlussförderung erhalten. Für den Großteil dieser Anlagen wird im Trendszenario ein

---

<sup>55</sup> natGAS (2016).

<sup>56</sup> Maciejczyk (2017).

<sup>57</sup> BNetzA (2017g).

Rückbau nach Förderende angenommen, da sich die Stromerzeugung allein zu Marktpreisen für die meisten Anlagen nicht lohnen wird.

Tabelle 3-13 fasst die Annahmen an Zubauten inkl. zusätzlich installierter flexibler Leistung sowie Rückbauten und den jeweiligen Jahresendbestand für die drei Szenarien im Prognosezeitraum zusammen. Im oberen Szenario werden etwas höhere Zu- und niedrigere Rückbauten erwartet, im unteren Szenario kehrt sich diese Relation um.

**TABELLE 3-13: PROGNOSE DER LEISTUNGSENTWICKLUNG DER BIOMASSEANLAGEN IN DEUTSCHLAND NACH SZENARIEN BIS 2022**

[MW]	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Trend-Szenario						
Zubau	221	278	334	336	48	38
Rückbau	23	23	23	23	205	151
<b>Jahresendbestand</b>	<b>7.176</b>	<b>7.432</b>	<b>7.743</b>	<b>8.057</b>	<b>7.900</b>	<b>7.787</b>
Oberes Szenario						
Zubau	265	333	397	223	42	42
Rückbau	23	12	12	12	164	135
<b>Jahresendbestand</b>	<b>7.220</b>	<b>7.541</b>	<b>7.927</b>	<b>8.138</b>	<b>8.016</b>	<b>7.923</b>
Unteres Szenario						
Zubau	177	224	270	273	231	35
Rückbau	27	39	34	38	281	216
<b>Jahresendbestand</b>	<b>7.128</b>	<b>7.314</b>	<b>7.549</b>	<b>7.784</b>	<b>7.733</b>	<b>7.552</b>

Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017c, BNetzA2017a

### 3.5.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

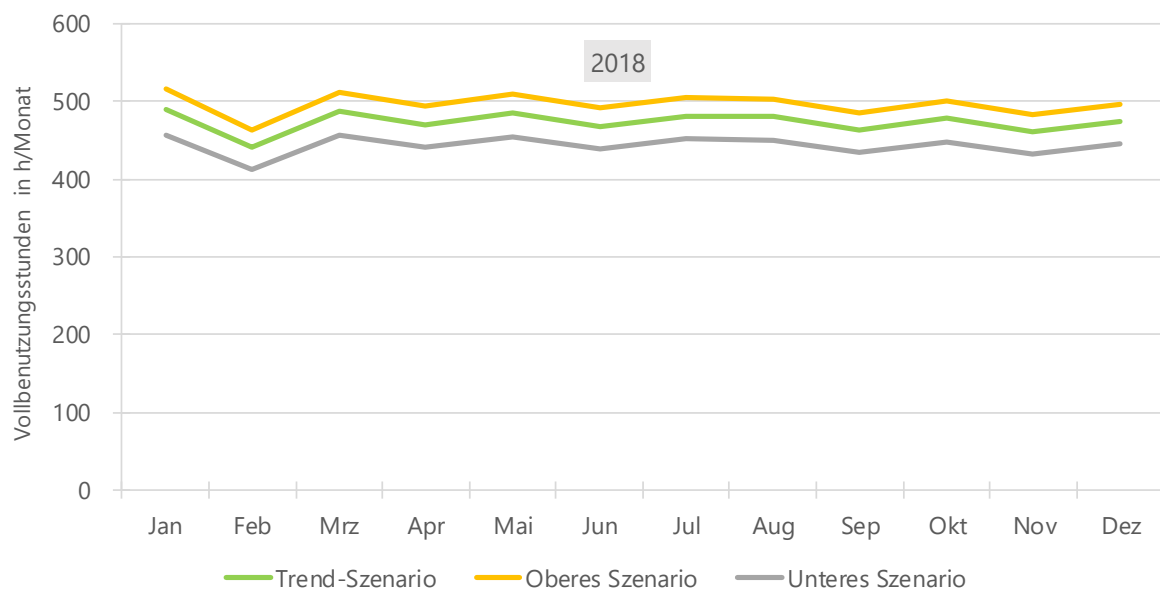
Die Prognose der Volllaststunden für Biomasseanlagen wurde aus der deutschlandweit beobachteten Stromerzeugung und installierten Leistung in Biomasseanlagen laut AGEE-Stat abgeleitet<sup>58</sup>. Die Basis für das Trendszenario bilden die mittleren beobachteten Volllaststunden der letzten zehn Jahre, die mit Hilfe eines Abgleichs mit den tatsächlich realisierten Volllaststunden der EEG-Anlagen für das Jahr 2016 bestätigt werden konnten. Da die Stromerzeugung aus Biomasse dargebotsunabhängig verläuft, ergibt sich grundsätzlich ein konstanter Verlauf der Volllaststunden über einen Jahreszyklus, der

<sup>58</sup> AGEE-Stat (2017).

lediglich mit der Länge eines Monats variiert. Schwankungen können sich zwar aufgrund von zusätzlichen Vermarktungsoptionen des Energieangebots der Anlagen ergeben, bspw. wenn zusätzlich zur Stromerzeugung auch Wärme vermarktet wird. Im Rahmen der Prognose wurde von solchen Schwankungen jedoch abstrahiert.

Für die Darstellung des oberen und unteren Szenarios wurden die Volllaststunden des Trendszenarios skaliert. Die Basis dieser Skalierung bilden die seit 1990 beobachteten Schwankungen in der Stromerzeugung aus Biomasseanlagen laut AGEE-Stat<sup>59</sup>. Für das obere Szenario wurden damit pro Monat 6 % höhere Volllaststunden im Vergleich zum Trendszenario angenommen, im unteren Szenario 7 % niedrigere Volllaststunden. Der Verlauf der monatlichen Volllaststunden im deutschlandweiten Mittel und für die drei Szenarien ist in Abbildung 3-18 dargestellt.

**ABBILDUNG 3-18: MONATLICHE VOLLBENUTZUNGSSTUNDEN FÜR BIOMASSE IM JAHR 2018 NACH SZENARIOEN**



Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017b und weiterer Quellen

Aufgrund der zunehmenden Überbauung von Anlagen mit Leistung, die jedoch im Jahresmittel nicht abgerufen wird, sinken die Volllaststunden über den Prognosezeitraum.

<sup>59</sup> AGEE-Stat (2017).

Die Gesamtstromerzeugung der Biomasseanlagen wird als Produkt aus den jeweiligen Volllaststunden eines Monats mit der am Ende des Vormonats installierten Leistung berechnet. Eigenverbrauch wurde aufgrund der geringen Relevanz bei Biomasseanlagen nicht berücksichtigt. Zusätzlich wurde in geringem Umfang die Durchführung von Maßnahmen im Rahmen des Einspeisemanagements berücksichtigt. Diese Mengen, die aus den beobachteten Maßnahmen zum Einspeisemanagement in den Jahren 2015 und 2016 abgeleitet wurden, wurden von der Gesamtstromerzeugung abgezogen. Tabelle 3-14 fasst die jährliche Stromerzeugung aus Biomasseanlagen für die drei Szenarien bis 2022 zusammen.

**TABELLE 3-14: JÄHRLICHE VOLLBENUTZUNGSSTUNDEN UND STROMERZEUGUNG AUS BIOMASSE BIS 2022 NACH SZENARIEN**

	Einheit	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Trend-Szenario</b>								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	5.889	5.865	5.681	5.474	5.282	5.157	5.144
Stromerzeugung	[GWh/a]	41.016	41.553	41.554	41.608	41.796	40.702	40.024
<b>Oberes Szenario</b>								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	5.889	6.202	5.964	5.709	5.508	5.456	5.446
Stromerzeugung	[GWh/a]	41.016	44.020	44.095	44.248	44.542	43.665	43.081
<b>Unteres Szenario</b>								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	5.889	5.455	5.324	5.164	5.016	4.834	4.771
Stromerzeugung	[GWh/a]	41.016	38.572	38.496	38.438	38.503	37.049	36.038

*Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017b und weiterer Quellen*

### 3.5.4 Marktwertfaktoren

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Biomasse wird per Gesetz als der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte der EPEX Spot definiert, d. h. der Marktwertfaktor beträgt für Biomasse immer genau 1 (Anlage 1 zu § 23a EEG 2017).

### 3.5.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2022

Seit dem 01.01.2016 müssen neu in Betrieb genommene Anlagen mit einer installierten Leistung > 100 kW ihren Strom verpflichtend direkt vermarkten. Für Anlagen, die diese Grenze unterschreiten, besteht weiterhin die Möglichkeit, die Festpreisvergütung zu

nutzen. Bei der Biomasse wird beim Zubau insbesondere von Kleinanlagen < 100 kW ausgegangen, deren Stromerzeugung entsprechend der festen Einspeisevergütung zugeordnet wurde. Bestandsanlagen, die im Rahmen einer Ausschreibung einen Zuschlag zur Anschlussförderung erhalten haben, wechseln zum Zeitpunkt des Beginns der Anschlussförderung von der festen Einspeisevergütung in die geförderte Direktvermarktung. Beide Effekte fallen jedoch im Verhältnis zur Gesamtstromerzeugung aus Biomasseanlagen nicht ins Gewicht (vgl. Abbildung 3-19).

**ABBILDUNG 3-19: STROMERZEUGUNG AUS BIOMASSE NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2022 JE SZENARIO**



Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017c, ÜNB 2017d; EEG 2017

Die sonstige Direktvermarktung spielt mit 3 MW in dieser Vermarktungsalternative derzeit keine Rolle<sup>60</sup>. Für die Prognose wird jedoch angenommen, dass eine Minderheit der Anlagen, die ab 2021 aus der zwanzigjährigen EEG-Förderung fallen und keine Anschlussförderung erhalten, für eine gewisse Zeit auch ohne Vergütung in der sonstigen Direktvermarktung weiter betrieben werden. Dies entspricht im Jahr 2021 deutschlandweit 125 MW, im Jahr 2022 181 MW. Einige Anlagen werden jedoch nach Ende ihrer

<sup>60</sup> ÜNB (2017a).

Förderung ab 2021 auch stillgelegt. Abbildung 3-19 fasst die Stromerzeugung in den verschiedenen Vermarktungsformen für die drei Szenarien und den Prognosezeitraum zusammen.

### **3.5.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2022**

Mit der Zuordnung der installierten Leistung auf die verschiedenen Vermarktungsalternativen und den jeweiligen Vollbenutzungsstunden ergibt sich die Stromerzeugung der Biomasseanlagen je Vermarktungsalternative. Während für die Vergütung des Bestands durchschnittliche Vergütungssätze angesetzt wurden, die aus den testierten Bewegungsdaten der ÜNB hervorgehen, werden die Vergütungen für zugebaute Anlagen, deren Vergütungssätze gesetzlich bestimmt werden, mit den laut EEG 2017 geltenden Vergütungssätzen und Degressionen berechnet. Für Vergütungszahlungen an Anlagen, deren anzulegende Werte in Ausschreibungen bestimmt werden, wurden Annahmen an die mittleren Gebotspreise getroffen. Laut Branchenkreisen schien im Vorfeld der ersten Runde am 01.09.2017 nur verhaltenes Interesse seitens der Anlagenbetreiber bzgl. einer Teilnahme an der Ausschreibung bestanden zu haben<sup>61</sup>. Vor diesem Hintergrund wurde kein allzu starker Wettbewerb unterstellt und als mittlere Gebotspreise die jeweils geltenden Gebotshöchstgrenzen für Neu- bzw. Bestandsanlagen angesetzt. Für die weiteren Ausschreibungsrunden während des Prognosezeitraumes wurde die im EEG 2017 vorgesehene Degression der Gebotshöchstgrenzen um jährlich 1 % berücksichtigt. Im oberen Szenario wurde in allen Runden ein etwas stärkerer Wettbewerb und damit niedrigere Gebotspreise unterstellt. Die Vergütungszahlungen für direkt vermarktete Anlagen wurden errechnet, indem vom jeweils anzulegenden Wert der energieträgerspezifische Marktwert abgezogen wurde. Abbildung 3-20 zeigt die Vergütungszahlungen in den Veräußerungsformen für den Prognosezeitraum bis 2022. In den Zahlungen der geförderten Direktvermarktung sind dabei die Zahlungen für die im Rahmen der Flexibilitätsprämie bzw. des Flexibilitätszuschlags vergütete Leistung enthalten.

---

<sup>61</sup> Maciejczyk (2017).



ABBILDUNG 3-20: ENTWICKLUNG DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS BIOMASSE NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2022 JE SZENARIO



Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017c, ÜNB 2017d; EEG 2017

Den Auszahlungen der Netzbetreiber stehen vermiedene Netzentgelte gegenüber, die mit Hilfe der in Kapitel 2.4 dargestellten Methodik berechnet wurden. Tabelle 3-15 fasst die Ergebnisse für die vermiedenen Netznutzungsentgelte für Biomasseanlagen für den Zeitraum 2016 bis 2022 und die drei Szenarien zusammen.

TABELLE 3-15: VERMIEDENE NETZNUTZUNGSENTGELTE FÜR STROMERZEUGUNG AUS BIOMASSE BIS 2022 JE SZENARIO

[Mio. €/a]	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Trend-Szenario	345,68	349,41	273,50	273,85	275,08	263,45	256,80
Oberes Szenario	345,68	370,16	290,23	291,24	293,18	281,48	275,06
Unteres Szenario	345,68	324,35	253,37	252,97	253,38	241,86	234,96

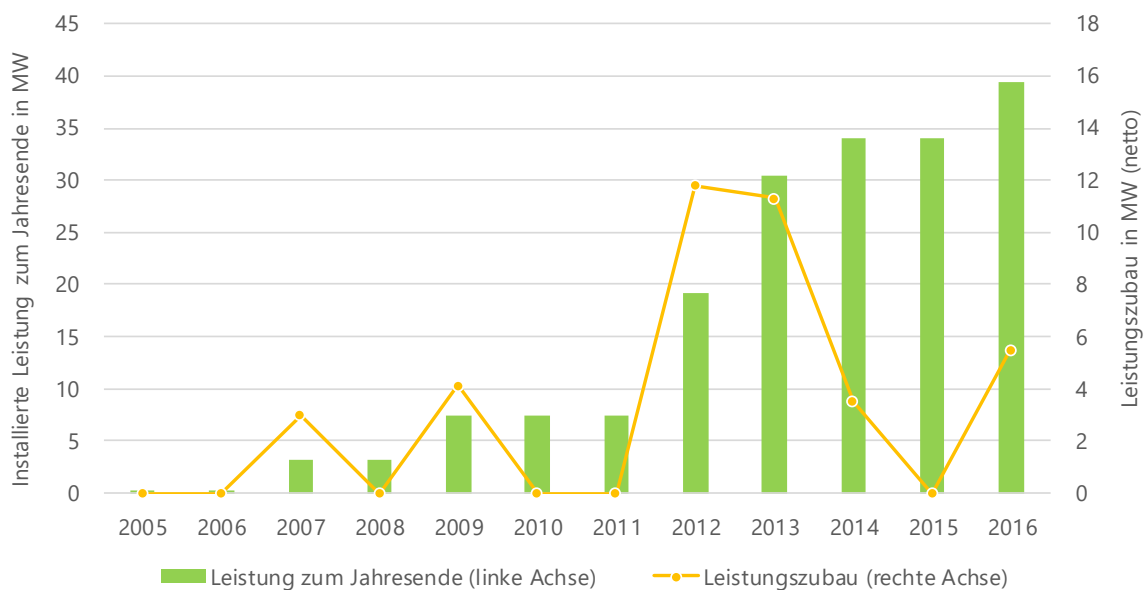
Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017c

## 3.6 Geothermie

### 3.6.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Deutschlandweit waren Ende des Jahres 2016 Anlagen zur hydrothermalen Stromerzeugung mit einer Gesamtleistung von 39 GW installiert. Diese Leistung verteilte sich auf insgesamt neun Anlagen, die zum überwiegenden Teil im Süddeutschen Molassebecken installiert sind. Lediglich zwei Anlagen sind im rheinland-pfälzischen Oberrheingraben zu finden: Zum einen handelt es sich hierbei um das im Jahr 2012 in Betrieb gegangene Kraftwerk in Insheim und zum anderen um die 2007 in Betrieb genommene Anlage in Landau<sup>62</sup>. Nachdem Geländeverschiebungen im Jahr 2014 zum Förderstopp bei der Anlage in Landau geführt hatten, speist diese momentan jedoch keinen Strom ins Netz ein.

ABBILDUNG 3-21: ENTWICKLUNG DES LEISTUNGSZUBAUS VON GEOTHERMIE SEIT 2005



[MW]	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Leistungszubau (netto)	0	0	3	0	4	0	0	12	11	4	0	6
Leistung Jahresende	0	0	3	3	7	7	7	19	30	34	34	39

Quelle: ÜNB 2017c

<sup>62</sup> ÜNB (2017c) sowie Eyerer (2017).

Im Vergleich zu anderen Ländern verfügt Deutschland über relativ geringe Temperaturen im Untergrund, welche die Erschließung des Potentials der Stromerzeugung aus Tiefengeothermie deutlich erschweren<sup>63</sup>. Der Strom der derzeit produzierenden Kraft- und Heizkraftwerke machte daher im Jahr 2016 mit 151 GWh nur 0,08 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aus<sup>64</sup> und obwohl aktuell einige vielversprechende Projekte in der Branche zu beobachten sind, wird die Bedeutung der Geothermie für die Stromerzeugung auch in Zukunft begrenzt bleiben. Abbildung 3-21 beschreibt die Entwicklung der installierten Leistung in Geothermieanlagen seit 2005.

### **3.6.2 Leistungsentwicklung 2017 bis 2022**

Für die Prognose der Leistungsentwicklung der Geothermieanlagen wurde eine anlagenscharfe Betrachtung der momentan in Planung befindlichen Anlagen durchgeführt und deren voraussichtlicher Inbetriebnahmezeitpunkt mit Hilfe aktueller Informationen recherchiert sowie auf Basis der Einschätzung von Branchenexperten validiert.

Aktuell befinden sich fünf Projekte mit durchschnittlich 4 MW<sub>el</sub> in der Bohrphase. Darunter befindet sich auch eine Anlage im bayrischen Geretsried, deren wirtschaftlicher Betrieb, sofern er denn realisiert werden kann, weitere Projekte in der gleichen Region nach sich ziehen würde. In Weilheim/Wielenbach befindet sich zudem eine Anlage mit einer erwarteten Leistung von bis zu 26 MW in der Bohrphase, die weit über der sonst typischen Anlagenleistung von 3-5 MW<sub>el</sub> liegt. Bei diesem Projekt wird mit einer sogenannten Doppel-Dublette versucht, durch eine Erhöhung der Anzahl der Produktionsbohrungen die geförderte Wassermenge und damit die Produktionskapazitäten deutlich zu erhöhen<sup>65</sup>. Insgesamt wurde für die Prognose mit der Realisierung von je nach Szenario vier bis sechs Projekten ausgegangen. Von den berücksichtigten Anlagen befinden sich fünf im Süddeutschen Molassebecken und eine im Norddeutschen Becken. Zur Darstellung der Szenarien wurden der Inbetriebnahmezeitpunkt der Anlagen sowie, im Fall von Weilheim, die tatsächlich realisierbare Leistung variiert.

---

<sup>63</sup> Eyerer (2017).

<sup>64</sup> AGEE-Stat (2017).

<sup>65</sup> Bundesverband Geothermie (2017) sowie van Douwe (2017).

Zudem werden momentan Testläufe an der Anlage in Landau durchgeführt. Deren Gelingen und die Wiederaufnahme des Regelbetriebs sind jedoch schwer abzusehen<sup>66</sup>. Diese Unsicherheit wird durch die Annahme verschiedener Zeitpunkte der Wiederinbetriebnahme in den Szenarien abgebildet. Die Wiederinbetriebnahme wird in der Analyse jedoch nicht als Zubau gewertet, sondern schlägt sich lediglich in einer erhöhten Stromerzeugung und Vergütung für diese Anlage in den Szenarien wieder.

Aufgrund des sehr jungen Anlagenbestands sind innerhalb des Prognosezeitraumes keine Stilllegungen zu erwarten. Tabelle 3-16 fasst die Annahmen zur Entwicklung der installierten Leistung für die drei Szenarien im Prognosezeitraum zusammen.

**TABELLE 3-16: PROGNOSE DER LEISTUNGSENTWICKLUNG DER GEOTHERMIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND NACH SZENARIEN BIS 2022**

[MW]	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Trend-Szenario						
Zubau	2	6	15	4	7	0
Rückbau	0	0	0	0	0	0
<b>Jahresendbestand</b>	<b>41</b>	<b>47</b>	<b>62</b>	<b>66</b>	<b>73</b>	<b>73</b>
Oberes Szenario						
Zubau	2	32	4	7	0	4
Rückbau	0	0	0	0	0	0
<b>Jahresendbestand</b>	<b>41</b>	<b>73</b>	<b>77</b>	<b>84</b>	<b>84</b>	<b>88</b>
Unteres Szenario						
Zubau	2	3	3	5	0	7
Rückbau	0	0	0	0	0	0
<b>Jahresendbestand</b>	<b>41</b>	<b>44</b>	<b>47</b>	<b>52</b>	<b>52</b>	<b>59</b>

Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017c, BNetzA2017a

### 3.6.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

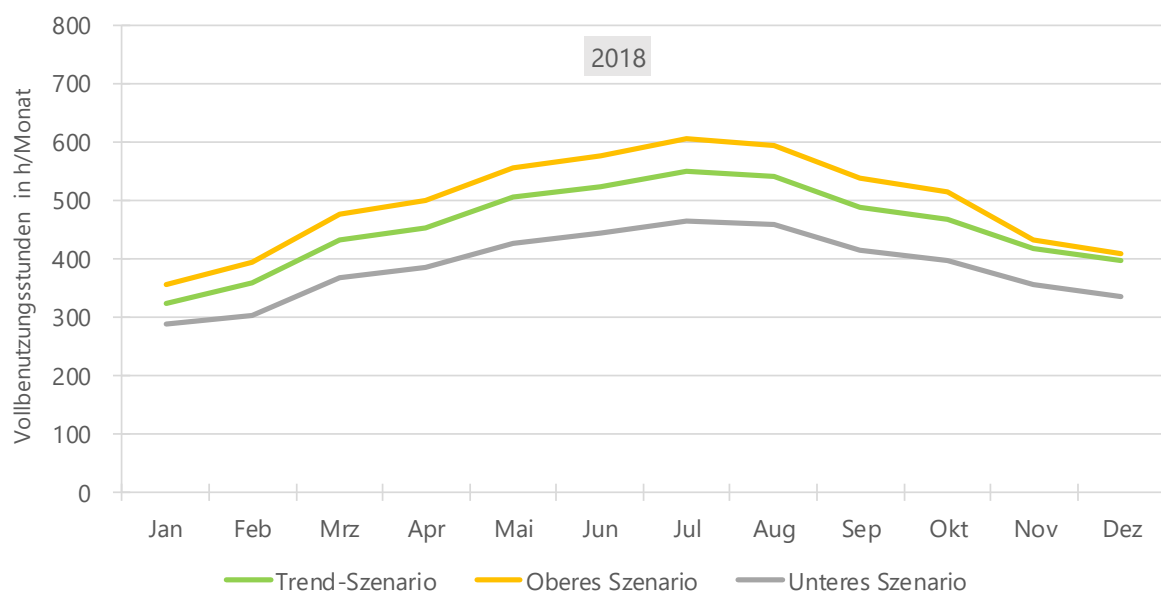
Die Prognose der Volllaststunden wurde aus der tatsächlich beobachteten Stromerzeugung und installierten Leistung in Geothermieanlagen laut ÜNB Bewegungs- und Anlagenstammdaten abgeleitet. Da die Stromerzeugung aus Geothermie dargebotsunabhängig verläuft, ergibt sich grundsätzlich ein konstanter Verlauf der Volllaststunden über

<sup>66</sup> SWR (2017).

einen Jahreszyklus, der lediglich mit der Länge eines Monats variiert. Einige der bereits bestehenden Anlagen werden jedoch wärmegeführt betrieben, was in höheren Volllaststunden in Sommermonaten resultiert, in denen eine geringere Wärmenachfrage verzeichnet werden kann und umgekehrt niedrigeren Volllaststunden in den kalten Wintermonaten. Da die Mehrheit der in der Prognose berücksichtigten Anlagen im süddeutschen Molassebecken angesiedelt ist, wo die Veräußerung geothermischer Wärme in der Vergangenheit relativ einfach zu realisieren war<sup>67</sup>, wurde für die Prognose der Volllaststunden eine wärmegeführte Betriebsweise der Anlagen angesetzt.

Für die Darstellung des oberen und unteren Szenarios wurden die Volllaststunden des Trendszenarios skaliert, um eine höhere Verfügbarkeit der Anlagen (im oberen Szenario) bzw. niedrigere Verfügbarkeit der Anlagen (im unteren Szenario) abzubilden. Der Verlauf der monatlichen Volllaststunden im deutschlandweiten Mittel und für die drei Szenarien ist in Abbildung 3-22 dargestellt.

**ABBILDUNG 3-22: MONATLICHE VOLLBENUTZUNGSSTUNDEN FÜR GEOTHERMIE IM JAHR 2018 NACH SZENARIOEN**



Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017b und weiterer Quellen

<sup>67</sup> IE (2016).

Die Gesamtstromerzeugung der Geothermieanlagen wird als Produkt aus den jeweiligen Volllaststunden eines Monats mit der am Ende des Vormonats installierten Leistung berechnet. Je nach Betriebsweise und Standort verzeichnen die Anlagen teilweise hohe Eigenverbrauchsanteile, die laut Branchenexperten jedoch stark von der spezifischen Situation der Anlage abhängen<sup>68</sup>. Für die Prognose wurde ein Eigenverbrauchsanteil von durchschnittlich 20 % berücksichtigt. Tabelle 3-17 fasst die jährliche Stromerzeugung aus Geothermieanlagen für die drei Szenarien bis 2022 zusammen.

**TABELLE 3-17: JÄHRLICHE VOLLBENUTZUNGSSTUNDEN UND STROMERZEUGUNG AUS GEOTHERMIE BIS 2022 NACH SZENARIEN**

	Einheit	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Trend-Szenario</b>								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	5.525	5.204	5.464	5.204	5.227	5.141	5.170
Stromerzeugung	[GWh/a]	218	215	257	323	345	376	378
<b>Oberes Szenario</b>								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	5.525	5.792	5.956	5.635	5.586	5.600	5.559
Stromerzeugung	[GWh/a]	218	239	302	434	470	471	490
<b>Unteres Szenario</b>								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	5.525	4.685	4.642	4.943	4.868	4.872	4.750
Stromerzeugung	[GWh/a]	218	193	205	230	248	254	281

Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017b und weiterer Quellen

### 3.6.4 Marktwertfaktoren

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Geothermie wird per Gesetz als der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte der EPEX Spot definiert, d. h. der Marktwertfaktor beträgt für Geothermie immer genau 1 (Anlage 1 zu § 23a EEG 2017).

### 3.6.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2022

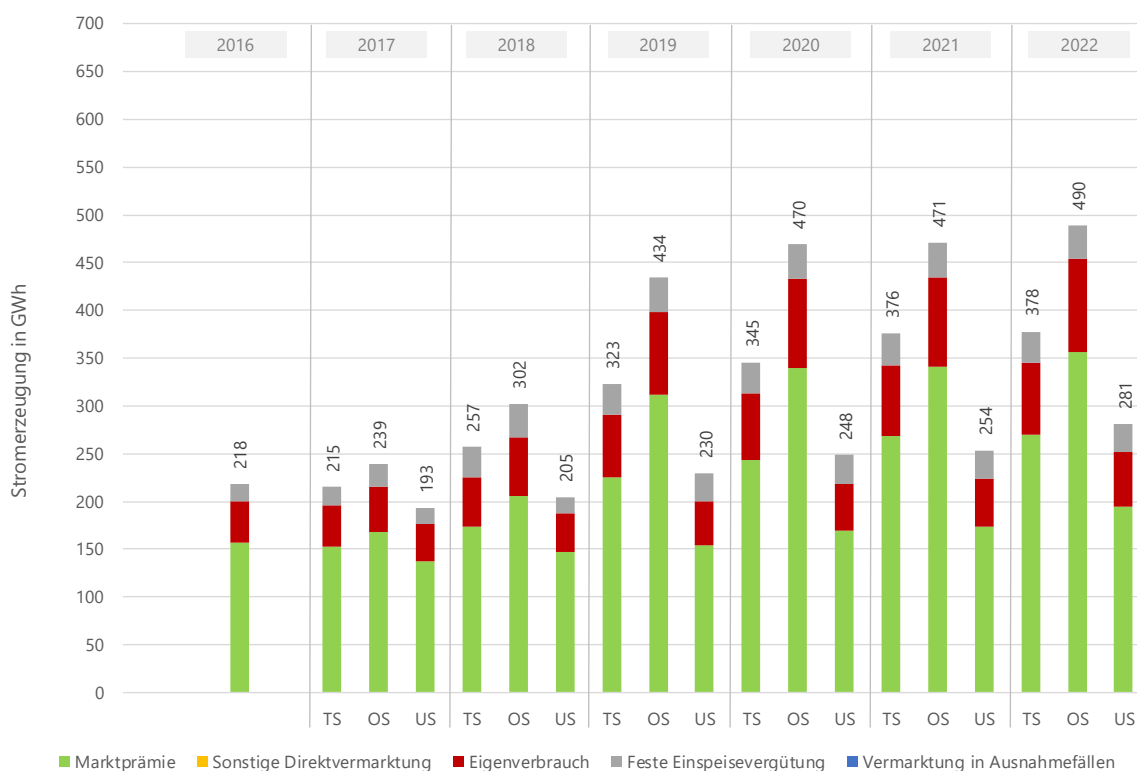
Da alle für die Prognose berücksichtigten Anlagen die seit 01.01.2016 geltende Grenze zur verpflichtenden Direktvermarktung von 100 kW überschreiten, wurden alle neuen Anlagen der geförderten Direktvermarktung zugeordnet. Zudem gibt es derzeit keine

<sup>68</sup> Van Douwe (2017).

geothermischen Anlagen, deren Strom über die sonstige Direktvermarktung veräußert wird. Da aufgrund des noch jungen Anlagenbestands in den Jahren 2021 und 2022 keine Anlagen aus der EEG-Förderung herausfallen werden, wurde auch für den gesamten Prognosezeitraum keine Leistung in dieser Vermarktungsform berücksichtigt.

Abbildung 3-23 fasst die Stromerzeugung in den verschiedenen Vermarktungsformen für die drei Szenarien und den Prognosezeitraum zusammen. Aus der Darstellung wird ersichtlich, dass obwohl alle Neuanlagen der geförderten Direktvermarktung zugeordnet wurden, die Strommengen der Bestandsanlagen, von denen nach wie vor die Mehrheit über die feste Einspeisevergütung vermarktet wird, dominieren.

**ABBILDUNG 3-23: STROMERZEUGUNG AUS GEOTHERMIE NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2022 JE SZENARIO**



Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017c, ÜNB 2017d; EEG 2017

### 3.6.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2022

Mit der Zuordnung der installierten Leistung auf die verschiedenen Vermarktungsalternativen und den jeweiligen Vollbenutzungsstunden ergibt sich die Stromerzeugung der

Geothermieanlagen je Vermarktungsalternative. Während für die Vergütung des Bestands durchschnittliche Vergütungssätze angesetzt wurden, die aus den testierten Bewegungsdaten der ÜNB hervorgehen, werden die Vergütungen für zugebaute Anlagen mit den im EEG 2017 geltenden Vergütungssätzen und Degressionen berechnet.

Die Vergütungszahlungen für direkt vermarktete Anlagen wurden errechnet, indem vom jeweils anzulegenden Wert der energieträgerspezifische Marktwert abgezogen wurde. Abbildung 3-24 zeigt die Vergütungszahlungen in den verschiedenen Vermarktungsalternativen für die drei Szenarien und den Prognosezeitraum bis 2022.

**ABBILDUNG 3-24: ENTWICKLUNG DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS GEOTHERMIE NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2022 JE SZENARIO**



Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017c, ÜNB 2017d; EEG 2017

Den Auszahlungen der Netzbetreiber stehen vermiedene Netzentgelte gegenüber, die mit Hilfe der in Kapitel 2.4 dargestellten Methodik berechnet wurden. Tabelle 3-18 fasst die Ergebnisse für die vermiedenen Netznutzungsentgelte für Geothermieanlagen für den Zeitraum 2016 bis 2022 und die drei Szenarien zusammen.



**TABELLE 3-18: VERMIEDENE NETZNUTZUNGSENTGELTE FÜR STROMERZEUGUNG AUS GEOTHERMIE BIS 2022 JE SZENARIO**

[Mio. €/a]	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Trend-Szenario	1,49	1,64	1,52	1,86	1,98	2,14	2,15
Oberes Szenario	1,49	1,83	1,77	2,47	2,65	2,66	2,76
Unteres Szenario	1,49	1,48	1,23	1,35	1,45	1,48	1,62

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017c

## 3.7 Windenergie an Land

### 3.7.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Ende des Jahres 2016 waren deutschlandweit Windenergieanlagen an Land mit einer Gesamtleistung von 45,4 GW installiert. Nachdem im Jahr 2015 mit fast 71 TWh ein Rekord an Windstrom ins Netz eingespeist wurde, ging diese Menge im unterdurchschnittlichen Windjahr 2016 trotz weiterhin starken Zubaus leicht auf 65 TWh zurück<sup>69</sup>. Dennoch stellt die Windenergie an Land damit vor der Stromerzeugung aus Photovoltaik und Biomasse das wichtigste Standbein der deutschen Energiewende dar. Insbesondere seit dem Jahr 2013 kann ein verstärkter Zubau bei Windenergieanlagen an Land beobachtet werden: Nachdem in den Jahren 2005 bis 2012 im Mittel ein jährlicher Zubau von 1,9 GW erfolgte, wurden seit 2013 jährlich knapp 4 GW in neuen Anlagen installiert<sup>70</sup>. Befördert wurde dieser Zuwachs u. a. durch die Formulierung neuer Ausbauziele in einigen Bundesländern sowie die damit verbundene vermehrte Freigabe von Flächen in Bebauungsplänen<sup>71</sup>. Gleichzeitig konnte eine Reduktion der Kosten beobachtet werden, die sich auch nach Einführung des „atmenden Deckels“ in begrenztem Maße in einer Degression der EEG-Vergütungssätze widerspiegelte. Abbildung 3-25 stellt die Entwicklung des Nettozubaus sowie des Jahresendbestands für den Zeitraum 2005 bis 2016 dar.

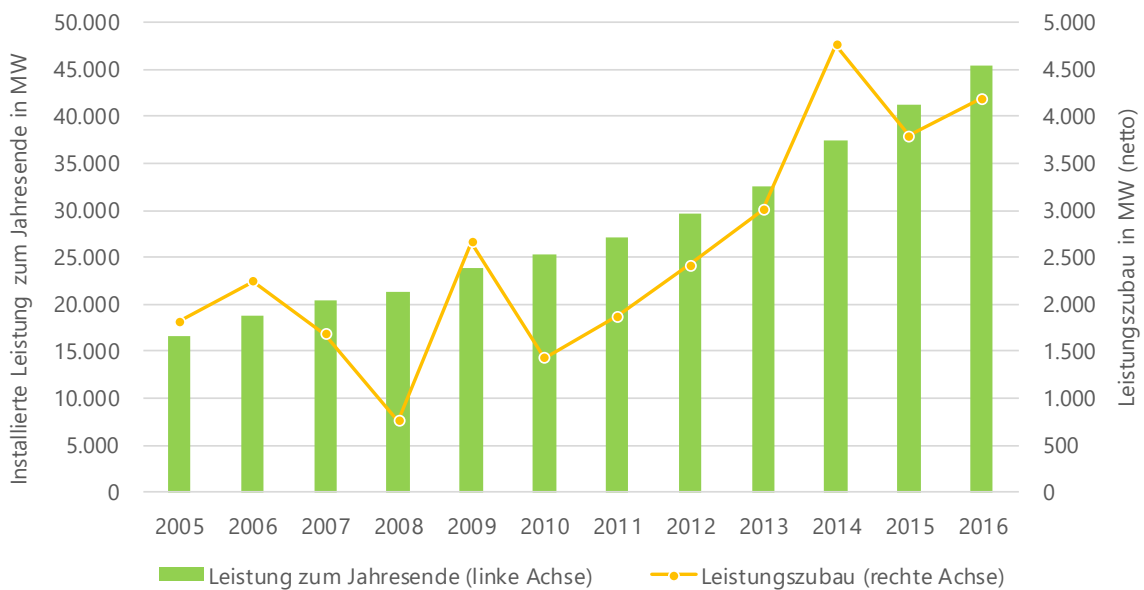
---

<sup>69</sup> AGEE-Stat (2017).

<sup>70</sup> ÜNB (2017c).

<sup>71</sup> FA Wind (2015).

ABBILDUNG 3-25: ENTWICKLUNG DES LEISTUNGSZUBAUS VON WINDENERGIE AN LAND SEIT 2005



[MW]	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Leistungszubau (netto)	1.823	2.244	1.681	762	2.667	1.428	1.873	2.418	3.006	4.768	3.797	4.191
Leistung Jahresende	16.558	18.801	20.482	21.244	23.911	25.338	27.212	29.630	32.635	37.403	41.200	45.391

Quelle: ÜNB 2017c

### 3.7.2 Leistungsentwicklung 2017 bis 2022

Das EEG 2017 verpflichtet seit diesem Jahr die Betreiber von Windenergieanlagen an Land, die anzulegenden Werte für ihre geplanten Anlagen im Rahmen von Ausschreibungen wettbewerblich zu ermitteln. Von der Pflicht zur Teilnahme an Ausschreibungen sind jedoch solche Anlagen befreit, die bis zum 31.12.2016 eine BImSchG-Genehmigung erhalten haben, nicht aktiv auf diese Ausnahmeregelung verzichtet haben und bis zum 31.12.2018 in Betrieb genommen werden. Da bereits im Vorfeld der Ausschreibungen starker Wettbewerbsdruck erwartet wurde, führte diese Ausnahmeregelung zu massiven Vorzieheffekten bei der Genehmigungsvergabe. Bis Ende 2016 wurden Anlagen mit einer Gesamtleistung von knapp 9 GW genehmigt, 475 MW davon verzichteten auf die Privilegierung im Rahmen der Ausnahmeregelung. In Übereinstimmung mit der Einschätzung der befragten Branchenexperten, die eine sehr hohe Realisierungsrate erwarten, wird für das Trendszenario davon ausgegangen, dass 85 % dieser Anlagen bis Ende

2018 ans Netz gehen werden<sup>72</sup>. Unter dieser Annahme wurden die ausgegebenen Genehmigungen anlagenscharf bei der Prognose berücksichtigt.

Zum Zeitpunkt der Prognoseerstellung waren die Ergebnisse der ersten Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land vom 01.05.2017 bereits bekannt und fanden entsprechend Berücksichtigung. Die weitere Zubauprognose aus Ausschreibungen wurde auf der Grundlage einer umfangreichen Datenbasis entwickelt, die eine detaillierte Analyse sowie eine belastbare Prognose der regionalen Verteilung des Zubaus erlaubt. Die Datenbasis enthält anlagenscharfe Informationen zu folgenden Anlagengruppen:

- Aktuell geplante Windenergieanlagen: Informationen zu aktuellen Planungen wurden bei Behörden, öffentlichen Stellen und Marktteilnehmern recherchiert. Diese Anlagengruppe umfasst im Genehmigungsverfahren befindliche Anlagen sowie Anlagen, zu denen Behörden bereits Informationen bzgl. Planungen vorliegen, jedoch noch kein Genehmigungsantrag gestellt wurde.
- Um auch eine mittelfristige Einschätzung des möglichen Angebots an Windenergieanlagen im Rahmen der Ausschreibungen vornehmen zu können, wurden neben den aktuell geplanten Windenergieanlagen zusätzlich auch die im Rahmen der deutschlandweit ca. 100 existierenden Regionalpläne ausgewiesenen Vorrang-, Vorbehalts- und Eignungsgebiete ausgewertet und entsprechende Standorte für zukünftige Windenergieanlagen sowie Restvorranggebiete ermittelt.
- Zusätzlich wurde das zukünftige Repowering-Potential der Bestandsanlagen analysiert und relevante Standorte berücksichtigt.

Im Trendszenario wird von einer Realisierungsquote von 90 % und einem maximalen Realisierungszeitraum von 30 Monaten ausgegangen. Für die ersten beiden Ausschreibungsrunden im Mai und August 2017, bei denen in überwiegenderem Maße Bürgerenergiegesellschaften und geplante Anlagen bezuschlagt wurden, die noch keine BImSchG-Genehmigungen erhalten haben, wurden deutlich geringere Realisierungsquoten angesetzt, da laut befragten Branchenexperten erfahrungsgemäß 10-30% der BImSchG-Genehmigungsanträge nicht genehmigt werden<sup>73</sup>. Im Trendszenario wurde daher eine Re-

---

<sup>72</sup> Axthelm, W. (2017) sowie Neddermann (2017).

<sup>73</sup> Axthelm, W. (2017) sowie Neddermann (2017).

alisierungquote für Anlagen aus den ersten beiden Ausschreibungsrunden von insgesamt 73 % angenommen, bzw. 75 % für die im November 2017 anstehende dritte Ausschreibungsrunde, in der die Ausnahmeregelungen für Bürgerenergiegesellschaften weiterbestehen. Zudem wurde für den Anteil an Bürgerenergiegesellschaften, die in der ersten Ausschreibung bezuschlagt wurden bzw. für den Anteil, für den in der zweiten und dritten Ausschreibungsrunden ein Zuschlag an Bürgerenergiegesellschaften angenommen wird, ein längerer Realisierungszeitraum von maximal 54 Monaten unterstellt. Zur Darstellung der Szenarien wurden jeweils unterschiedliche Realisierungsquoten und unterschiedliche Anteile an bezuschlagten und damit bzgl. der Ausschreibungsregeln privilegierten Bürgerenergiegesellschaften angenommen.

Zusätzlich zu technologiespezifischen Ausschreibungen werden in den Jahren 2018-2020 jährlich 400 MW Leistung in gemeinsamen Ausschreibungen für Solaranlagen und Windenergieanlagen an Land vergeben. Die Regeln für diese technologieutralen Ausschreibungen wurden im Rahmen einer Verordnungsermächtigung entworfen und Ende Juni vom Bundestag beschlossen<sup>74</sup>. Gegenüber den Ausschreibungsregeln in den technologiespezifischen Ausschreibungen wurden einige Änderungen vorgenommen, wodurch die Unterschiede zwischen den beiden Energieträgern geeignet berücksichtigt und gleiche Zuschlagschancen gewährleistet werden sollen. Da noch keinerlei Informationen über die tatsächlichen Zuschlagschancen der einzelnen Technologien in diesen gemeinsamen Ausschreibungen vorliegen und die zuletzt bei PV Freiflächenanlagen als auch bei Windenergieanlagen an Land beobachteten Gebotspreise in ähnlichen Preislagen angesiedelt waren, wurde für die Prognose davon ausgegangen, dass jeweils 50 % der Zuschläge an Windenergieanlagen an Land bzw. Solaranlagen gehen werden. Die in technologieutralen Ausschreibungen bezuschlagten Mengen an einen Energieträger wurden gemäß den Bestimmungen des § 28 EEG 2017 mit den Ausschreibungsvolumina der technologiespezifischen Ausschreibungen verrechnet.

Bereits heute findet in relevantem Maße Rückbau bei Windenergieanlagen statt. Gründe hierfür können sein, dass für einzelne Anlagentypen bspw. hohe Kosten für einen Weiterbetrieb aufgebracht werden müssen, was jedoch aus betriebswirtschaftlicher Sicht nicht immer rentabel ist. Außerdem kann ein Rückbau einer Altanlage noch

---

<sup>74</sup> GemAV (2017).

vor Ende ihrer Förderdauer vorteilhaft sein, wenn eine Ersatzanlage an gleicher Stelle höhere Erträge erwirtschaftet. Auf Basis einer Auswertung der Stilllegung von Anlagen in den vergangenen Jahren wurde im Trendszenario von einem jährlichen Rückbau von 200-300 MW ausgegangen. Dieser erfolgt insbesondere auf Basis älterer Bestandsanlagen.

Derzeit sind Bestandsanlagen im Umfang von ca. 6,7 GW installiert, die bis Ende des Jahres 2022 aus der Förderung fallen. Im Rahmen der Prognose wurde davon ausgegangen, dass der maßgebliche Teil dieser Anlagen noch für einen gewissen Zeitraum von wenigen Jahren weiter betrieben wird, da diese Anlagen technisch grundsätzlich dazu in der Lage sind. Allerdings sehen Branchenexperten die Herausforderung insbesondere darin, dass ein Weiterbetrieb nur wirtschaftlich sein wird, wenn laufende Betriebskosten über die Vermarktungserlöse auf dem Strommarkt gedeckt werden können. Daneben ist auch ein Repowering von Anlagen am gleichen Standort möglicherweise aufgrund geänderter Flächennutzung nicht möglich<sup>75</sup>. Für die Prognose wurde daher angenommen, dass ein Teil der Anlagen, die ab 2021 aus der Förderung fallen, stillgelegt werden. Im Trendszenario wird von einem Rückbau von 10 % je Inbetriebnahmejahrgang und Jahr ausgegangen.

Tabelle 3-19 fasst die Annahmen an Zubauten, Rückbauten und den jeweiligen Jahresendbestand für die drei Szenarien im Prognosezeitraum zusammen. Im oberen Szenario werden etwas höhere Zu- und niedrigere Rückbauten erwartet, im unteren Szenario kehrt sich diese Relation um.

---

<sup>75</sup> Axthelm (2017) sowie Neddermann (2017).

TABELLE 3-19: PROGNOSE DER LEISTUNGSENTWICKLUNG DER WINDENERGIE AN LAND-ANLAGEN IN DEUTSCHLAND NACH SZENARIEN BIS 2022

[MW]	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Trend-Szenario						
Zubau	4.540	5.019	2.453	3.043	2.906	2.615
Rückbau	110	220	240	260	695	986
<b>Jahresendbestand</b>	<b>49.820</b>	<b>54.619</b>	<b>56.832</b>	<b>59.615</b>	<b>61.826</b>	<b>63.455</b>
Oberes Szenario						
Zubau	4.776	5.723	2.769	3.241	3.074	2.760
Rückbau	110	160	170	180	398	544
<b>Jahresendbestand</b>	<b>50.057</b>	<b>55.620</b>	<b>58.219</b>	<b>61.280</b>	<b>63.957</b>	<b>66.173</b>
Unteres Szenario						
Zubau	4.125	3.981	1.910	2.417	2.292	2.034
Rückbau	110	280	310	340	1.201	1.752
<b>Jahresendbestand</b>	<b>49.406</b>	<b>53.107</b>	<b>54.707</b>	<b>56.783</b>	<b>57.875</b>	<b>58.157</b>

Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017c, BNetzA2017a

### 3.7.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Die Volllaststunden für Windenergieanlagen an Land wurden im Rahmen umfangreicher Analysen aus regional differenzierten und zeitlich hochaufgelösten Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes, die für die Jahre 2007-2013 vorlagen, abgeleitet. Um den verzerrenden Effekt von „Ausreißer-Monaten“ zu vermeiden, wurde für die Definition der Szenarien darauf verzichtet, ein bestimmtes Wetterjahr zu Grunde zu legen. Vielmehr wurden zur Definition der Volllaststunden des Trendszenarios aus allen vorliegenden Wetterdaten mittlere monatliche Volllaststunden im Jahresverlauf abgeleitet. Für das obere Szenario wurden Volllaststunden am oberen Rand der historisch beobachteten Einspeisung gewählt, für das untere Szenario entsprechend Volllaststunden am unteren Rand der historischen Bandbreite.

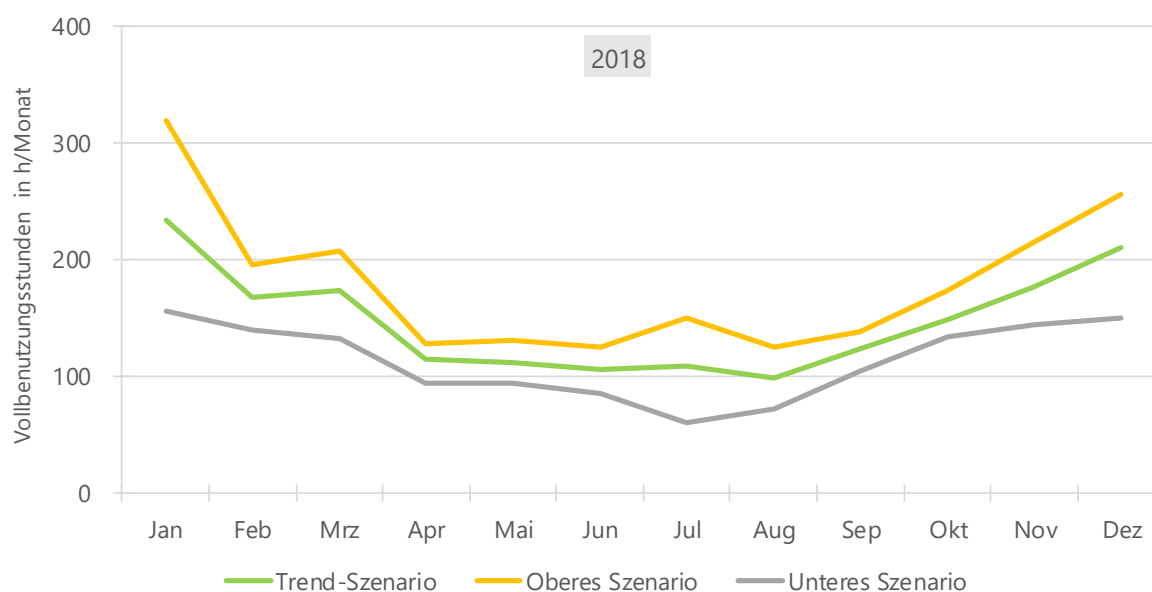
Neue Anlagen werden in der Regel mit leistungsstärkeren Turbinen und höheren Nabenhöhen gebaut, was die durchschnittlichen Volllaststunden steigert und zu höheren Erträgen führt<sup>76</sup>. Diese kontinuierliche Entwicklung wurde bei der Prognose berücksichtigt.

<sup>76</sup> Fraunhofer IWES (2017).

Sowohl für Bestands- als auch für Neuanlagen wurden individuelle Volllaststunden anhand typischer Nabenhöhen, Rotor-Generator-Verhältnisse und Leistungskennlinien berechnet und bei der Stromerzeugung der jeweiligen Anlagen zu Grunde gelegt.

Zudem wurde bei der Berechnung der Stromerzeugung die Durchführung von Maßnahmen im Rahmen des Einspeisemanagements berücksichtigt. Diese Mengen, die aus den beobachteten Maßnahmen zum Einspeisemanagement im Jahr 2015 bzw. 2016 abgeleitet wurden, wurden von der Gesamtstromerzeugung abgezogen. Im Ergebnis resultieren im Trendszenario für das Jahr 2018 im deutschlandweiten Mittel Jahresvolllaststunden in Höhe von 1.774 h/a. Der Jahresverlauf der Volllaststunden ist in Abbildung 3-26 für alle Szenarien dargestellt.

**ABBILDUNG 3-26: MONATLICHE VOLLBENUTZUNGSSTUNDEN FÜR WINDENERGIE AN LAND IM JAHR 2018 NACH SZENARIEN**



Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017b und weiterer Quellen

Die Stromerzeugung der Windenergieanlagen an Land wird als Produkt aus den jeweiligen Volllaststunden eines Monats mit der am Ende des Vormonats installierten Leistung berechnet. Eigenverbrauch wurde aufgrund der geringen Relevanz bei Windenergieanlagen an Land nicht berücksichtigt. Tabelle 3-20 fasst die jährliche Stromerzeugung aus Windenergieanlagen an Land für die drei Szenarien bis 2022 zusammen.



TABELLE 3-20: JÄHRLICHE VOLLBENUTZUNGSSTUNDEN UND STROMERZEUGUNG AUS WINDENERGIE AN LAND BIS 2022 NACH SZENARIEN

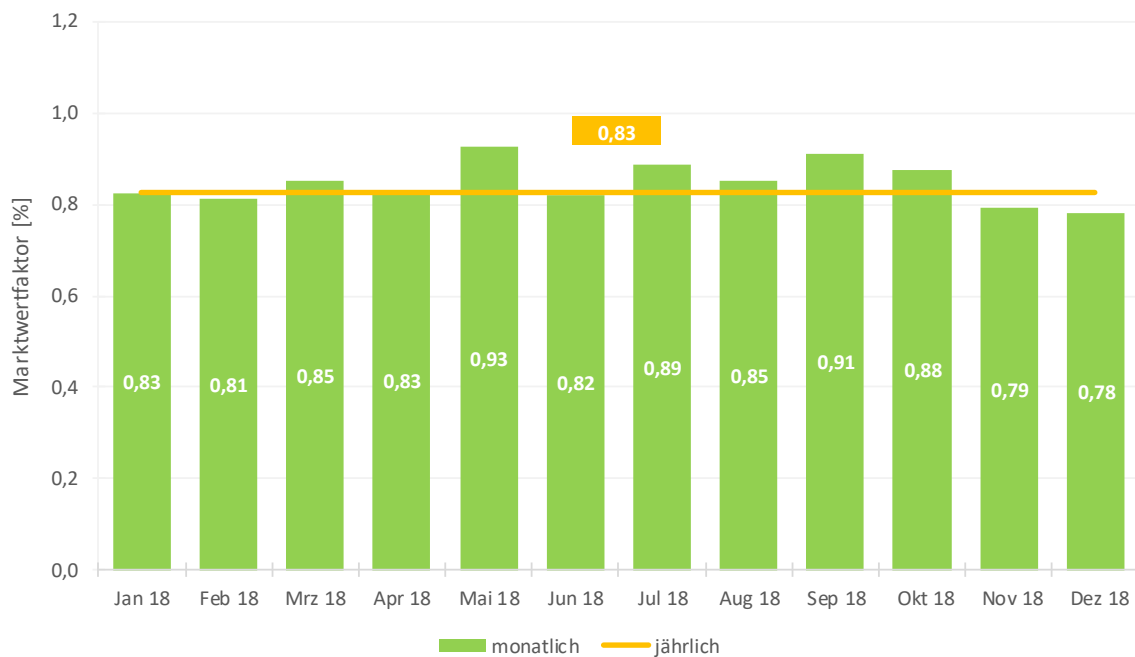
	Einheit	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Trend-Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	1.544	1.716	1.774	1.816	1.853	1.891	1.924
Stromerzeugung	[GWh/a]	66.340	82.036	92.724	101.183	108.060	114.669	120.035
Oberes Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	1.544	2.078	2.164	2.227	2.278	2.327	2.368
Stromerzeugung	[GWh/a]	66.340	99.426	114.426	126.778	136.339	145.754	153.810
Unteres Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	1.544	1.327	1.366	1.392	1.413	1.438	1.460
Stromerzeugung	[GWh/a]	66.340	63.315	70.106	75.015	78.910	82.001	83.791

Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017b und weiterer Quellen

### 3.7.4 Marktwertfaktoren

Die Stromeinspeisung aus Windenergieanlagen an Land ist von einer hohen Volatilität und von einer starken Gleichzeitigkeit gekennzeichnet. An windreichen Tagen führt der preissenkende Merit-Order-Effekt dazu, dass der Marktwert der Windenergieanlagen deutlich unter dem durchschnittlichen Strompreis liegt. Dieser preissenkende Effekt ist im Winter durch die typischerweise höhere Windenergieeinspeisung etwas stärker ausgeprägt als in den windärmeren Sommermonaten. Die Marktwerte sind im Winter daher noch etwas niedriger als im Sommer. Abbildung 3-27 zeigt diesen Effekt anhand der berechneten Monatsmarktwertfaktoren für Windenergieanlagen an Land im Jahr 2018 für das Trendszenario.

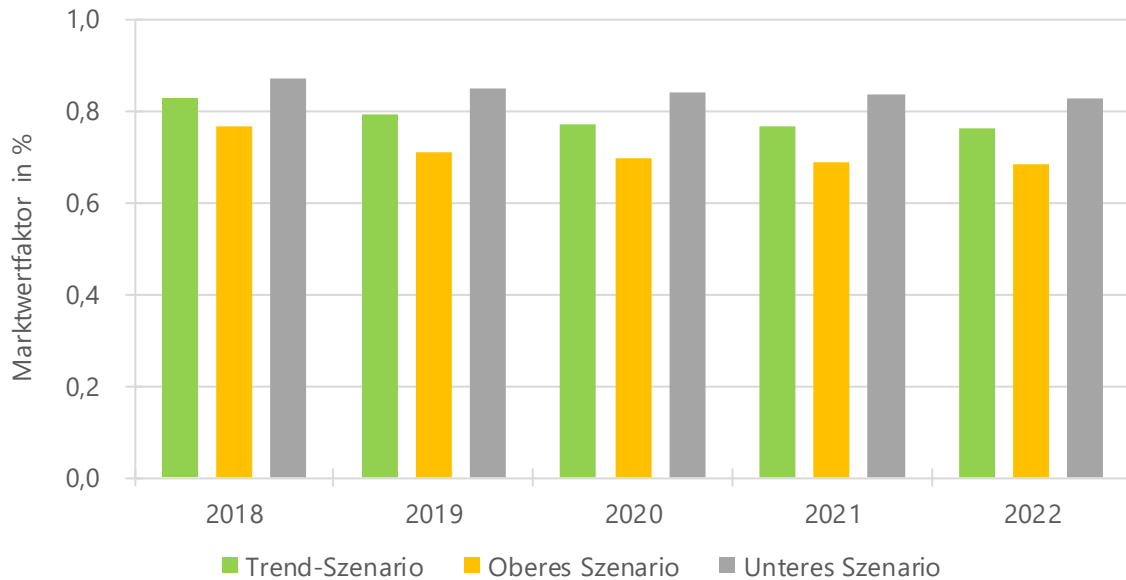
ABBILDUNG 3-27: MARKTWERTFAKTOREN FÜR WINDENERGIE AN LAND IM JAHR 2018 IM TRENDSZENARIO



Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017b und weiterer Quellen

Abbildung 3-28 zeigt zudem die Entwicklung der Jahresmarktwertfaktoren für die drei Szenarien und den Prognosezeitraum. Der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien führt dazu, dass die Marktwerte der Windenergieanlagen an Land kontinuierlich sinken. Aus den unterschiedlichen Annahmen an den Nettozubau und die Stromerzeugung in den drei Szenarien resultieren jeweils niedrigere Marktwertfaktoren im oberen Szenario und höhere Marktwertfaktoren im unteren Szenario im Vergleich zum Trendszenario.

ABBILDUNG 3-28: MARKTWERTFAKTOREN FÜR WINDENERGIE AN LAND NACH SZENARIEN BIS 2022



Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017b und weiterer Quellen

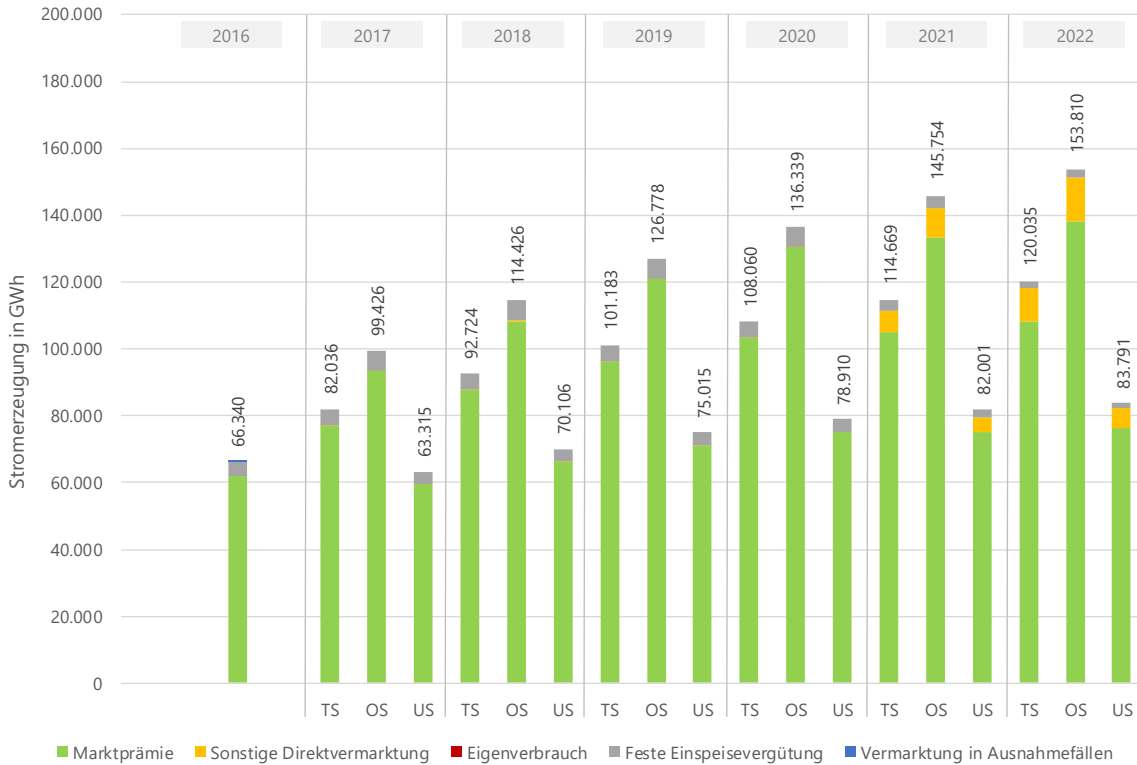
### 3.7.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2022

Aufgrund der vergleichsweise hohen Anlagenleistungen, die im Mittel weit über der seit 01.01.2016 für die verpflichtende Direktvermarktung geltenden Grenze von 100 kW liegen, werden alle neu installierten Windenergieanlagen an Land der geförderten Direktvermarktung zugeordnet.

Die sonstige Direktvermarktung spielt mit aktuell 7 MW keine Rolle in dieser Technologie<sup>77</sup>. Bis zum Jahr 2020 wird daher keine eigene Prognose für die sonstige Direktvermarktung erstellt, sondern diese Größenordnung konstant gehalten. Ab Januar 2021 fallen jedoch die ersten Anlagen aus der zwanzigjährigen EEG-Förderung heraus und werden – sofern weiterbetrieben – in der sonstigen Direktvermarktung vermarktet. Dies entspricht im Jahr 2021 deutschlandweit knapp 3,8 GW, ab Januar 2022 5,7 GW. Abbildung 3-29 fasst die Stromerzeugung in den verschiedenen Vermarktungsformen für die drei Szenarien und den Prognosezeitraum zusammen.

<sup>77</sup> ÜNB (2017a).

**ABBILDUNG 3-29: STROMERZEUGUNG AUS WINDENERGIE AN LAND NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2022 JE SZENARIO**



Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017c, ÜNB 2017d; EEG 2017

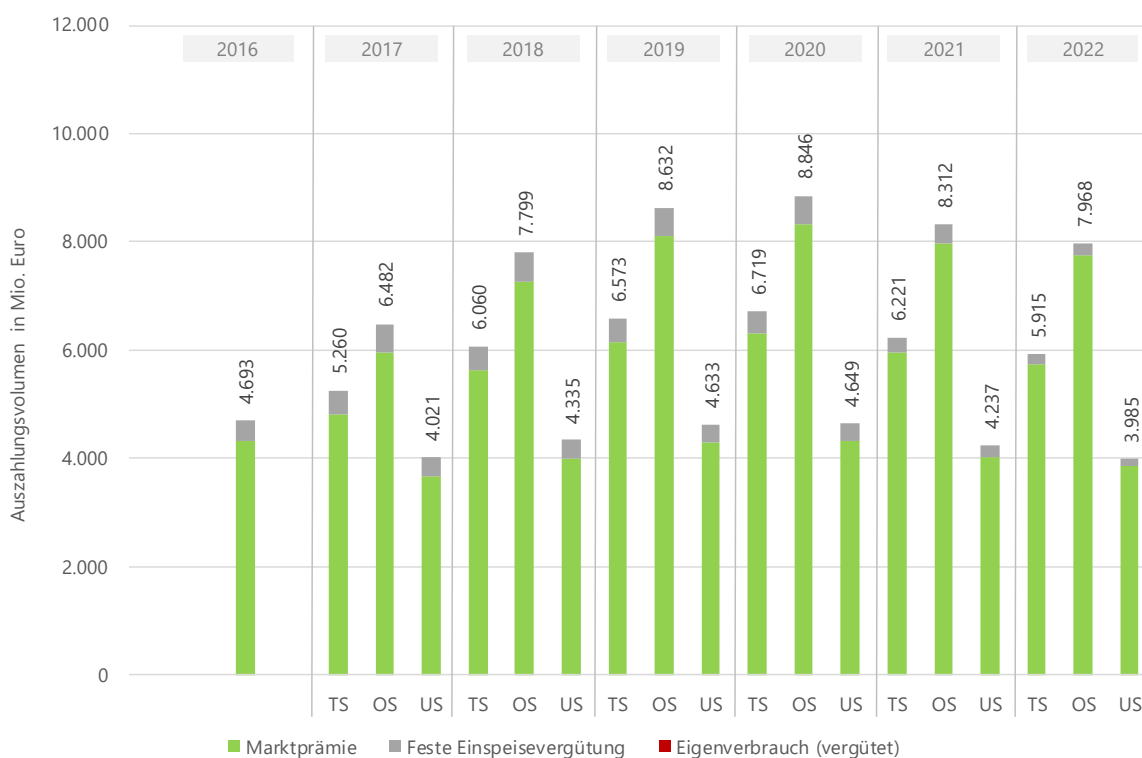
### 3.7.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2022

Mit der Zuordnung der installierten Leistung auf die verschiedenen Vermarktungsalternativen und die mit den jeweiligen Vollbenutzungsstunden errechnete Stromerzeugung pro Vermarktungsalternative ergibt sich die Stromerzeugung der Windenergieanlagen an Land je Vermarktungsalternative. Während für die Vergütung des Bestands durchschnittliche Vergütungssätze angesetzt wurden, die aus den testierten Bewegungsdaten der ÜNB hervorgehen, werden die Vergütungen für zugebaute Anlagen mit den in vergangenen Ausschreibungsrunden beobachteten und für die zukünftigen Ausschreibungsrunden angenommenen durchschnittlichen Gebotspreisen berechnet. Es wurden dabei auf Basis der Erfahrungen aus den vergangenen Ausschreibungsrunden weiter sinkende Gebotspreise angenommen. Während von der ersten zur zweiten Ausschreibung eine starke Degression der Gebotspreise von -25 % beobachtet werden konnte, wird für die Zukunft zwar eine weitere Absenkung der Gebotspreise angenommen, jedoch mit

rückläufiger Tendenz. So wird für den Prognosezeitraum eine Degression der durchschnittlichen Gebotspreise von anfänglich 5,7 % bis schließlich 0,1 % im Jahr 2022 angenommen.

Die anzulegenden Werte für Windenergieanlagen an Land, welche bis Ende 2018 in Betrieb gehen werden, wurden – soweit bereits veröffentlicht – aus den Bekanntmachungen der Bundesnetzagentur übernommen. Für den über diese Bekanntmachungen hinausgehenden Zeitraum wurde gemäß den Bestimmungen des atmenden Deckels und angesichts des aktuell starken Zubaus jeweils die stärkste Degression nach EEG 2017 angesetzt.

**ABBILDUNG 3-30: ENTWICKLUNG DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS WINDENERGIE AN LAND NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2022 JE SZENARIO**



Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017c, ÜNB 2017d; EEG 2017

Die Vergütungszahlungen für direkt vermarktete Anlagen wurden errechnet, indem vom jeweils anzulegenden Wert der energieträgerspezifische Marktwert abgezogen wurde. Abbildung 3-30 zeigt die Vergütungszahlungen in den verschiedenen Vermarktungsalternativen für die drei Szenarien und den Prognosezeitraum bis 2022.

Den Auszahlungen der Netzbetreiber stehen vermiedene Netzentgelte gegenüber, die mit Hilfe der in Kapitel 2.4 dargestellten Methodik berechnet wurden. Tabelle 3-21 fasst die Ergebnisse für die vermiedenen Netznutzungsentgelte für Windenergieanlagen an Land für den Zeitraum 2016 bis 2022 und die drei Szenarien zusammen.

**TABELLE 3-21: VERMIEDENE NETZNUTZUNGSENTGELTE FÜR STROMERZEUGUNG AUS WINDENERGIE AN LAND BIS 2022 JE SZENARIO**

[Mio. €/a]	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Trend-Szenario	277,29	323,51	214,68	107,03	0,00	0,00	0,00
Oberes Szenario	277,29	391,48	261,41	131,14	0,00	0,00	0,00
Unteres Szenario	277,29	249,16	164,24	81,25	0,00	0,00	0,00

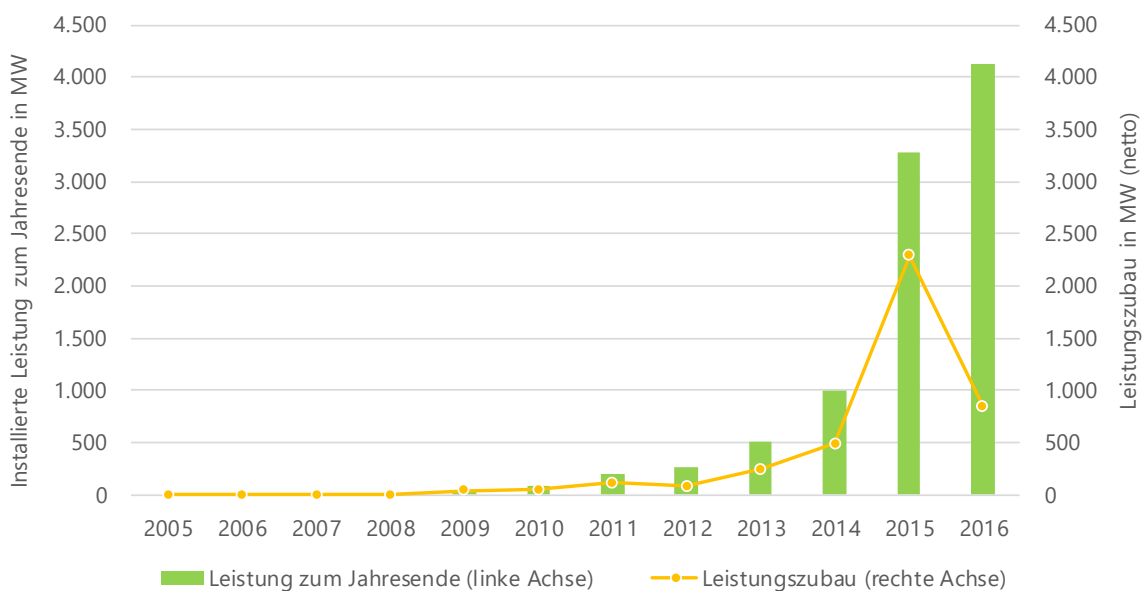
Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017c

### 3.8 Windenergie auf See

#### 3.8.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Ende 2016 waren in Deutschland insgesamt 4.131 MW Windenergie auf See installiert. Hierbei sind lediglich diejenigen Windenergieanlagen berücksichtigt, die in mehr als drei Seemeilen Entfernung von der Küste installiert sind. In der Ostsee befinden sich die beiden Windparks Baltic 1 und 2 mit einer Gesamtleistung von 336 MW. In der Nordsee verteilt sich die Leistung von 3.795 MW auf insgesamt 14 Windparks. Der Zubau im Jahr 2016 erfolgte ausschließlich in der Nordsee. Abbildung 3-31 stellt die bisherige Entwicklung der installierten Leistung in Windenergieanlagen auf See seit 2005 dar.

ABBILDUNG 3-31: ENTWICKLUNG DES LEISTUNGSZUBAUS VON WINDENERGIE AUF SEE SEIT 2005



[MW]	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Leistungszubau (netto)	0	0	0	0	35	45	108	80	240	489	2.286	848
Leistung Jahresende	0	0	0	0	35	80	188	268	508	997	3.283	4.131

Quelle: ÜNB 2017c

#### 3.8.2 Leistungsentwicklung 2017 bis 2022

Die Prognose des Leistungszubaus basiert auf einer umfangreichen Recherche aller aktuell geplanten oder bereits in Bau oder Bauvorbereitung befindlichen Offshore-Windparks. Hierzu wurden insbesondere folgende Quellen genutzt:

- Offshore-Netzentwicklungsplan 2030 der Übertragungsnetzbetreiber<sup>78</sup>,
- Informationen der Bundesnetzagentur zur Flächennutzung und Netzanbindung der Offshore-Windparks<sup>79</sup>,
- Informationen des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH)<sup>80</sup>, hier insbesondere Informationen zu genehmigten Windparks, Erörterungen und dem Bundesfachplan Offshore für die Ostsee sowie
- Aktuelle Informationen der Kraftwerksbetreiber.

Für jeden einzelnen Windpark wurden Leistung, Netzanschlusspunkt, technische Parameter sowie das geplante Inbetriebnahmedatum recherchiert bzw. abgeschätzt und auf Basis der genannten Quellen validiert.

Im Jahr 2017 wurden in der Nordsee bisher die Windparks Sandbank (288 MW) und Veja Mate (400 MW) vollständig in Betrieb genommen. Darüber hinaus wird in allen Szenarien erwartet, dass der Windpark Nordsee One im Herbst 2017 vollständig ins Netz einspeisen wird. Für das Projekt Nordergründe (111 MW) wird für das Trendszenario sowie das obere Szenario angenommen, dass die Umspannstation auf See bis Ende 2017 fertiggestellt wird und dann auch die vollständige Leistung ans Netz gehen kann. Im unteren Szenario werden eine zeitliche Verzögerung der Fertigstellung der Umspannstation und damit eine Inbetriebnahme erst im Jahr 2018 unterstellt.

In der Ostsee erfolgte 2017 bisher keine Inbetriebnahme. Im Trendszenario wird angenommen, dass die ersten Anlagen des Windparks Wikinger (350 MW) im Jahr 2018 in Betrieb genommen werden (im unteren Szenario 2019). Im oberen Szenario wird eine Inbetriebnahme der ersten Anlagen des Windparks Wikinger im Jahr 2017 unterstellt.

Windenergieanlagen auf See erhalten die gemäß EEG 2017 festgelegte Marktprämie nur, falls sie vor dem 1. Januar 2017 eine unbedingte Netzanbindungszusage erhalten haben und bis Ende 2020 in Betrieb genommen werden. Ist noch keine Netzanbindungszusage erfolgt oder wird die Anlage erst später in Betrieb genommen, muss der Betreiber einen Zuschlag in einer der beiden 2017 und 2018 stattfindenden Ausschreibungen

---

<sup>78</sup> ÜNB (2017e).

<sup>79</sup> BNetzA (2017e).

<sup>80</sup> BSH (2017).



erhalten. Die erste dieser Ausschreibungen fand am 01.04.2017 statt. Bei dieser wurden insgesamt 1.490 MW Leistung vergeben. Bei der zweiten Auktion, die am 01.04.2018 stattfinden wird, werden somit 1.610 MW Leistung ausgeschrieben. Die Ergebnisse der ersten Ausschreibung sowie Abschätzungen zur zweiten Ausschreibung gingen ebenfalls in die Prognose ein und bilden die Grundlage für den Zubau ab 2021.

**TABELLE 3-22: PROGNOSE DER LEISTUNGSENTWICKLUNG DER WINDENERGIE AUF SEE-ANLAGEN IN DEUTSCHLAND NACH SZENARIEN BIS 2022**

[MW]	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Trend-Szenario						
Zubau	901	950	705	989	510	240
Rückbau	0	0	0	0	0	0
<b>Jahresendbestand</b>	<b>5.032</b>	<b>5.982</b>	<b>6.687</b>	<b>7.676</b>	<b>8.186</b>	<b>8.426</b>
Oberes Szenario						
Zubau	1.071	1.455	1.019	110	1.282	270
Rückbau	0	0	0	0	0	0
<b>Jahresendbestand</b>	<b>5.202</b>	<b>6.657</b>	<b>7.676</b>	<b>7.786</b>	<b>9.068</b>	<b>9.338</b>
Unteres Szenario						
Zubau	780	511	875	780	599	0
Rückbau	0	0	0	0	0	0
<b>Jahresendbestand</b>	<b>4.911</b>	<b>5.422</b>	<b>6.297</b>	<b>7.077</b>	<b>7.676</b>	<b>7.676</b>

Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017c, BNetzA2017a

Bei der Prognose des Leistungszubaus für die Jahre ab 2018 wurde angenommen, dass alle in Bau oder Bauvorbereitung befindlichen Windparks in den nächsten Jahren auch tatsächlich zugebaut werden. Allerdings erfolgt der Zubau im oberen Szenario früher, bzw. im unteren Szenario später als im Trendszenario. Ab dem Jahr 2021 beginnt der Zubau der bei den Ausschreibungen bezuschlagten Windparks. Auch hier wird davon ausgegangen, dass dieser gegenüber dem Trendszenario im oberen Szenario früher erfolgt. Im unteren Szenario wird unterstellt, dass der Zubau auf Basis von Ausschreibungen erst nach dem Jahr 2022 erfolgen wird. Tabelle 3-22 fasst die Annahmen an die Leistungsentwicklung in den Jahren 2017 bis 2022 zusammen.

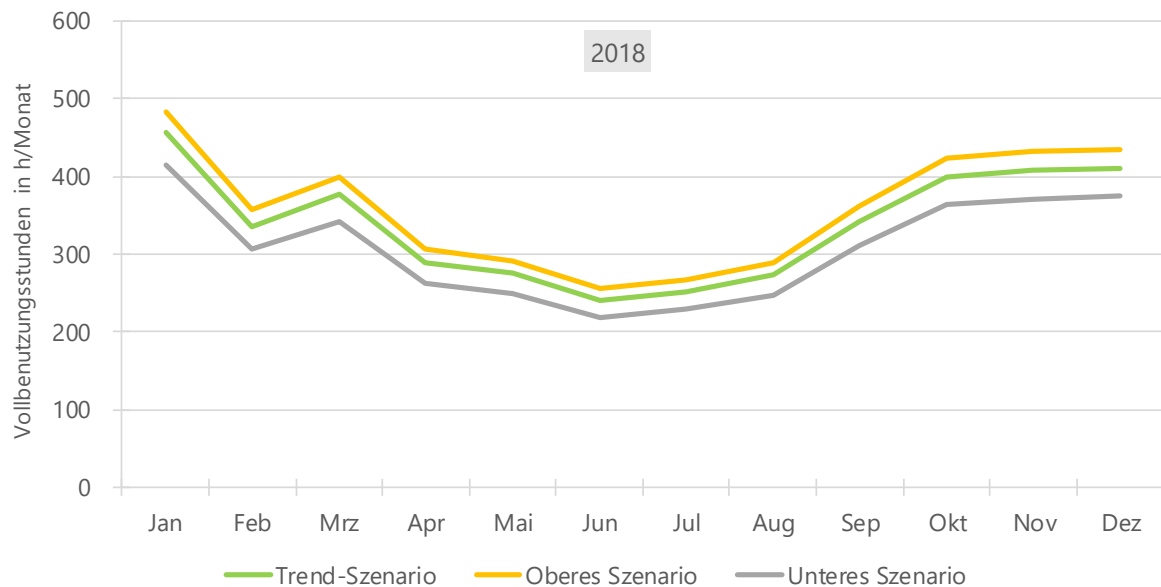
### 3.8.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Auch die Volllaststunden für Windenergieanlagen auf See wurden aus zeitlich hochaufgelösten Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes abgeleitet, die für die Jahre 2007-

2013 vorlagen. Analog zur Bestimmung der Volllaststunden für Windenergieanlagen an Land wurden auch hier die Windverhältnisse regional differenziert ausgewertet, um einerseits die unterschiedlichen Windbedingungen in den beiden Meeren als auch Unterschiede in den Erträgen der Windparks aufgrund deren unterschiedlichen Abstand zur Küste abzubilden. Auch bei Wind auf See wurde, um den verzerrenden Effekt von „Ausreißer-Monaten“ zu vermeiden, für die Definition der Szenarien darauf verzichtet, ein einzelnes Wetterjahr zu Grunde zu legen. Vielmehr wurden zur Definition der Volllaststunden des Trendszenarios aus allen vorliegenden Wetterdaten mittlere monatliche Volllaststunden im Jahresverlauf abgeleitet. Für das obere Szenario wurden Volllaststunden am oberen Rand der historisch beobachteten Einspeisung gewählt, für das untere Szenario entsprechend Volllaststunden am unteren Rand der historischen Bandbreite. Zudem bestimmen auch auf See neben den Windverhältnissen des jeweiligen Standorts die technischen Parameter einer Anlage maßgeblich deren Ertrag. Im Rahmen der Prognose wurde auch weiterhin von technologischer Weiterentwicklung und moderat steigenden Volllaststunden ausgegangen.

Bei der Berechnung der Stromerzeugung der Windenergieanlagen auf See wurde außerdem die Durchführung von Maßnahmen im Rahmen des Einspeisemanagements berücksichtigt. Diese Mengen, die aus den beobachteten Maßnahmen zum Einspeisemanagement im Jahr 2015 bzw. 2016 abgeleitet wurden, wurden von der Gesamtstromerzeugung abgezogen. Im Ergebnis resultieren im Trendszenario für das Jahr 2018 im deutschlandweiten Mittel Jahresvolllaststunden in Höhe von 4.058. Der Jahresverlauf der Volllaststunden ist in Abbildung 3-32 für alle Szenarien dargestellt.

ABBILDUNG 3-32: MONATLICHE VOLLBENUTZUNGSSTUNDEN FÜR WINDENERGIE AUF SEE IM JAHR 2018 NACH SZENARIEN



Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017b und weiterer Quellen

Die Stromerzeugung der Windenergieanlagen auf See wird als Produkt aus den jeweiligen Volllaststunden eines Monats mit der am Ende des Vormonats installierten Leistung berechnet. Tabelle 3-23 fasst die jährliche Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See für die drei Szenarien bis 2022 zusammen.

TABELLE 3-23: JÄHRLICHE VOLLBENUTZUNGSSTUNDEN UND STROMERZEUGUNG AUS WINDENERGIE AUF SEE BIS 2022 NACH SZENARIEN

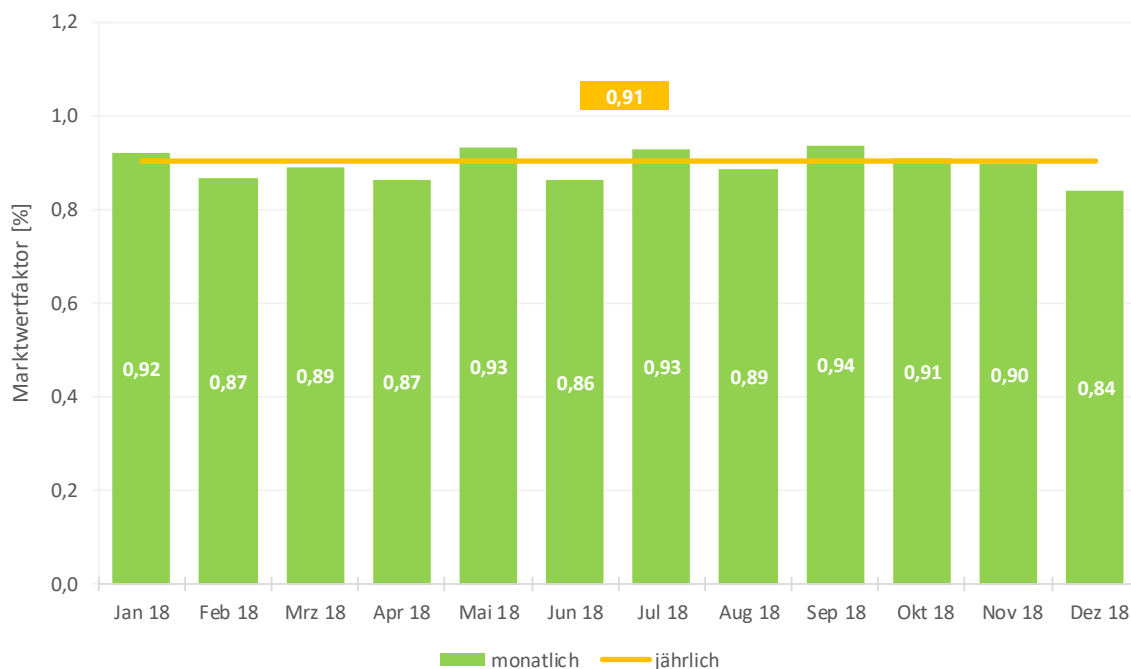
	Einheit	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Trend-Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	3.280	4.053	4.058	4.063	4.081	4.070	4.074
Stromerzeugung	[GWh/a]	12.092	18.933	22.564	25.814	29.839	32.194	34.175
Oberes Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	3.280	4.296	4.306	4.315	4.330	4.316	4.327
Stromerzeugung	[GWh/a]	12.092	20.244	26.046	31.556	33.351	35.819	40.367
Unteres Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	3.280	3.688	3.690	3.691	3.708	3.700	3.700
Stromerzeugung	[GWh/a]	12.092	17.182	18.762	21.519	25.214	27.472	28.399

Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017b und weiterer Quellen

### 3.8.4 Marktwertfaktoren

Die Stromeinspeisung aus Windenergieanlagen auf See verläuft aufgrund der beständigeren Windverhältnisse tendenziell etwas gleichmäßiger als die Einspeisung aus Windenergieanlagen an Land. Die gleichmäßigere Vermarktung des Stroms resultiert daher in etwas höheren Marktwertfaktoren im Vergleich zur Windenergie an Land. Abbildung 3-33 stellt die berechneten Monatsmarktwertfaktoren für Windenergieanlagen auf See im Jahr 2018 für das Trendszenario dar.

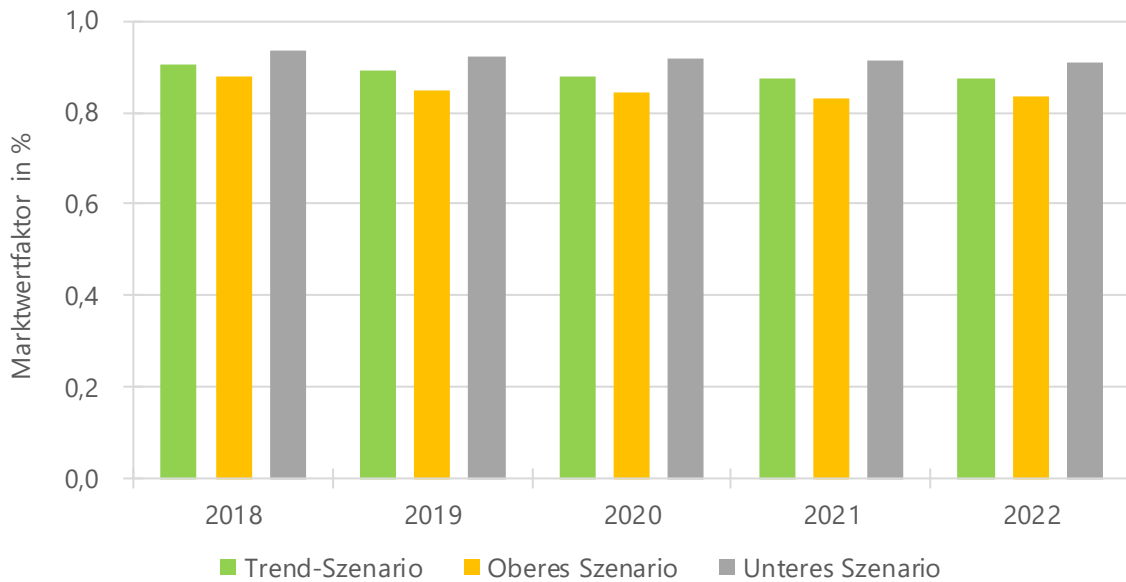
ABBILDUNG 3-33: MARKTWERTFAKTOREN FÜR WINDENERGIE AUF SEE IM JAHR 2018 IM TRENDSZENARIO



Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017b und weiterer Quellen

Abbildung 3-34 zeigt zudem die Entwicklung der Jahresmarktwertfaktoren für die drei Szenarien und den Prognosezeitraum. Der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien führt dazu, dass die Marktwerte der Windenergieanlagen auf See kontinuierlich sinken. Aus den unterschiedlichen Annahmen an den Zubau und die Stromerzeugung in den drei Szenarien resultieren jeweils niedrigere Marktwertfaktoren im oberen Szenario und höhere Marktwertfaktoren im unteren Szenario im Vergleich zum Trendszenario.

ABBILDUNG 3-34: MARKTWERTFAKTOREN FÜR WINDENERGIE AUF SEE NACH SZENARIEN BIS 2022

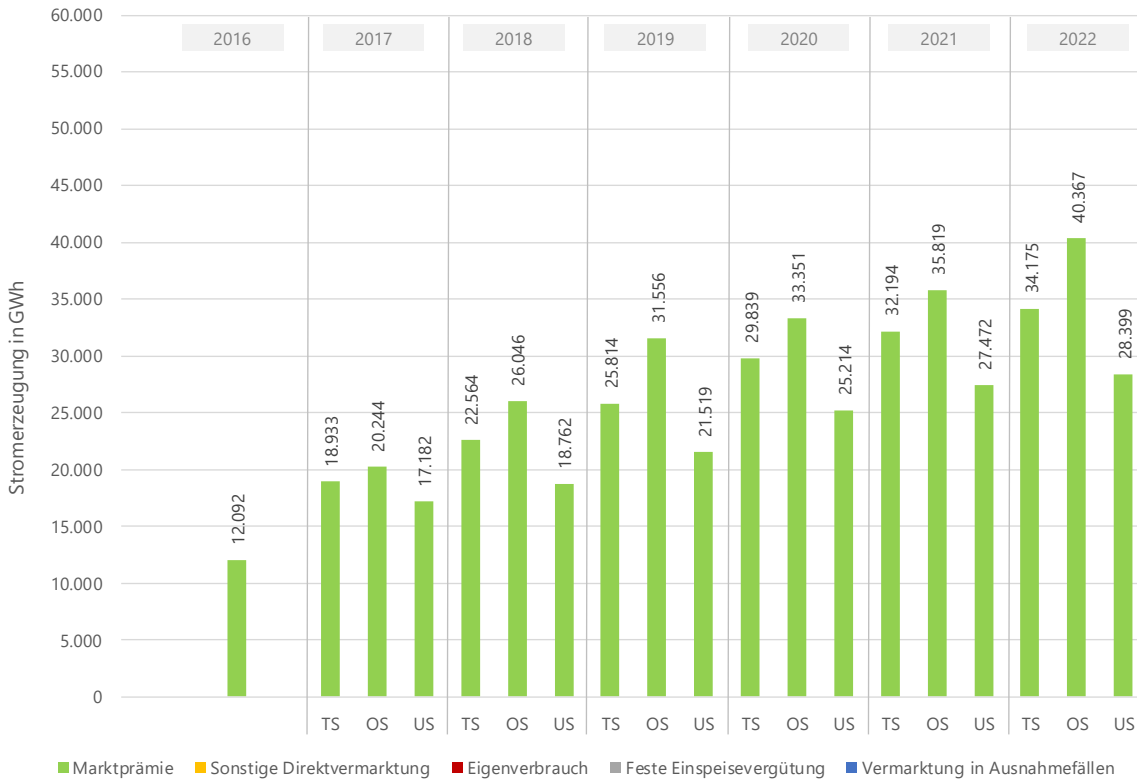


Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017c, ÜNB 2017d; EEG 2017

### 3.8.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2022

Aufgrund der hohen Anlagenleistungen, die im Mittel weit über der seit 01.01.2016 für die verpflichtende Direktvermarktung geltenden Grenze von 100 kW liegen, werden alle neu installierten Windenergieanlagen auf See der geförderten Direktvermarktung zugeordnet. In der Vergangenheit hat sich zudem gezeigt, dass auch Bestandsanlagen in der Regel diese Vermarktungsform in Anspruch nehmen. Im Rahmen der Prognose wurde daher davon ausgegangen, dass die gesamte Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See in der geförderten Direktvermarktung veräußert wird. Abbildung 3-35 fasst die Stromerzeugung für die drei Szenarien und den Prognosezeitraum zusammen.

ABBILDUNG 3-35: STROMERZEUGUNG AUS WINDENERGIE AUF SEE NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2022 JE SZENARIO



Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017c, ÜNB 2017d; EEG 2017

### 3.8.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2022

Abbildung 3-36 zeigt die Vergütungszahlungen für Windenergieanlagen auf See für die drei Szenarien und den Prognosezeitraum bis 2022. Während für die Vergütung des Bestands durchschnittliche Vergütungssätze angesetzt wurden, die aus den testierten Bewegungsdaten der ÜNB hervorgehen, werden die Vergütungen für zugebaute Anlagen mit den in der vergangenen Ausschreibungsrunde beobachteten und für die zukünftige Ausschreibungsrunde angenommenen durchschnittlichen Gebotspreisen berechnet. In der ersten Ausschreibung am 01.04.2017 wurde aufgrund des im Verhältnis zur Gesamtleistung der bereits in Planung befindlichen Windparks geringen Ausschreibungsvolumens ein durchschnittlicher Gebotspreis von lediglich 0,44 ct/kWh erreicht<sup>81</sup>. Für die

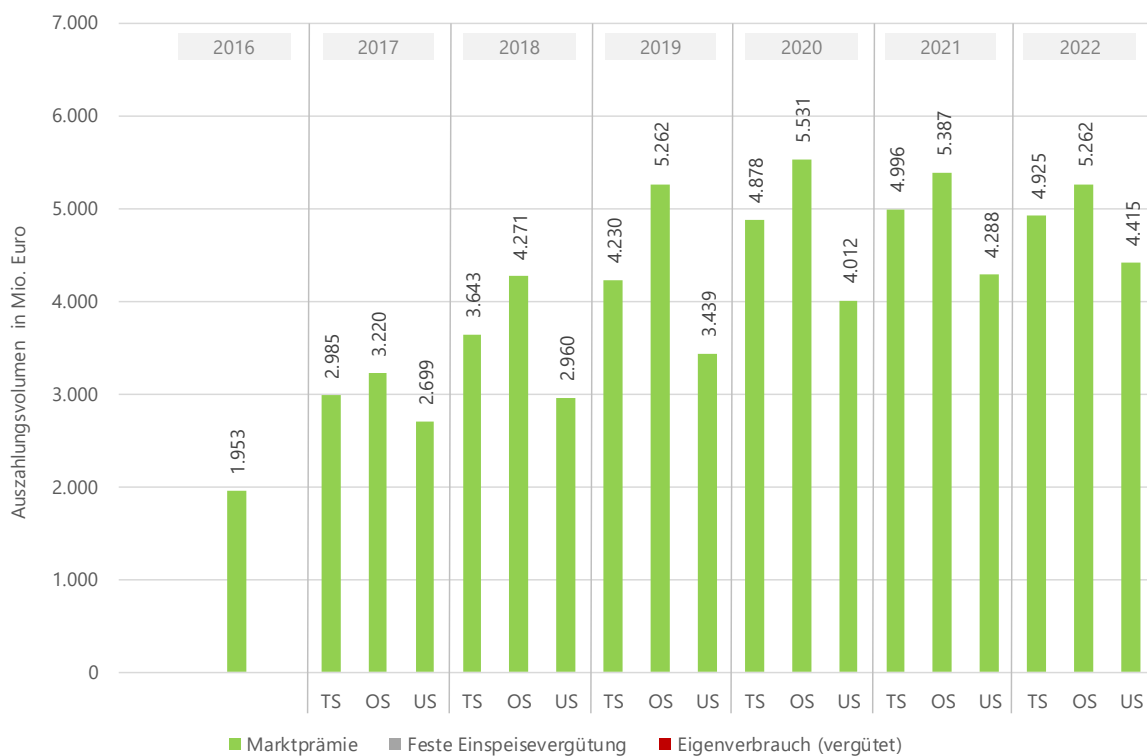
<sup>81</sup> BNetzA (2017d).

Prognose wurde vor dem Hintergrund der Erwartung eines nicht minder starken Wettbewerbsdrucks in der zweiten Ausschreibungsrunde davon ausgegangen, dass der durchschnittliche Gebotspreis bei 0,00 ct/kWh liegen wird.

Für Windenergieanlagen auf See, welche bis zum 01.01.2017 eine unbedingte Netzanbindungszusage erhalten haben und voraussichtlich bis Ende 2020 in Betrieb genommen werden, wurden die gemäß EEG 2017 geltenden anzulegenden Werte und Degressionen berücksichtigt.

Die Vergütungszahlungen für direkt vermarktete Anlagen wurden errechnet, indem vom jeweils anzulegenden Wert der energieträgerspezifische Marktwert abgezogen wurde.

**ABBILDUNG 3-36: ENTWICKLUNG DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS WINDENERGIE AUF SEE NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2022 JE SZENARIO**



Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017c, ÜNB 2017d; EEG 2017

Den Auszahlungen der Netzbetreiber stehen vermiedene Netzentgelte gegenüber, die mit Hilfe der in Kapitel 2.4 dargestellten Methodik berechnet wurden. Dabei wurden lediglich für den Windpark Alpha Ventus aufgrund seiner Einspeisung in das 110-kV-Netz vermiedene Netzentgelte berücksichtigt. Alle anderen Offshore-Windparks speisen in

das Höchstspannungsnetz ein. Für diese Parks wurden daher keine vermiedenen Netzentgelte berücksichtigt. Auch für den Zubau gehen wir von einer Einspeisung ins Höchstspannungsnetz aus. Tabelle 3-24 fasst die Ergebnisse für die vermiedenen Netznutzungsentgelte für Windenergieanlagen auf See für den Zeitraum 2016 bis 2022 und die drei Szenarien zusammen.

**TABELLE 3-24: VERMIEDENE NETZNUTZUNGSENTGELTE FÜR STROMERZEUGUNG AUS WINDENERGIE AUF SEE BIS 2022 JE SZENARIO**

[Mio. €/a]	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Trend-Szenario	0,70	1,07	0,78	0,39	0,00	0,00	0,00
Oberes Szenario	0,70	1,14	0,84	0,42	0,00	0,00	0,00
Unteres Szenario	0,70	0,97	0,69	0,34	0,00	0,00	0,00

*Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017c*

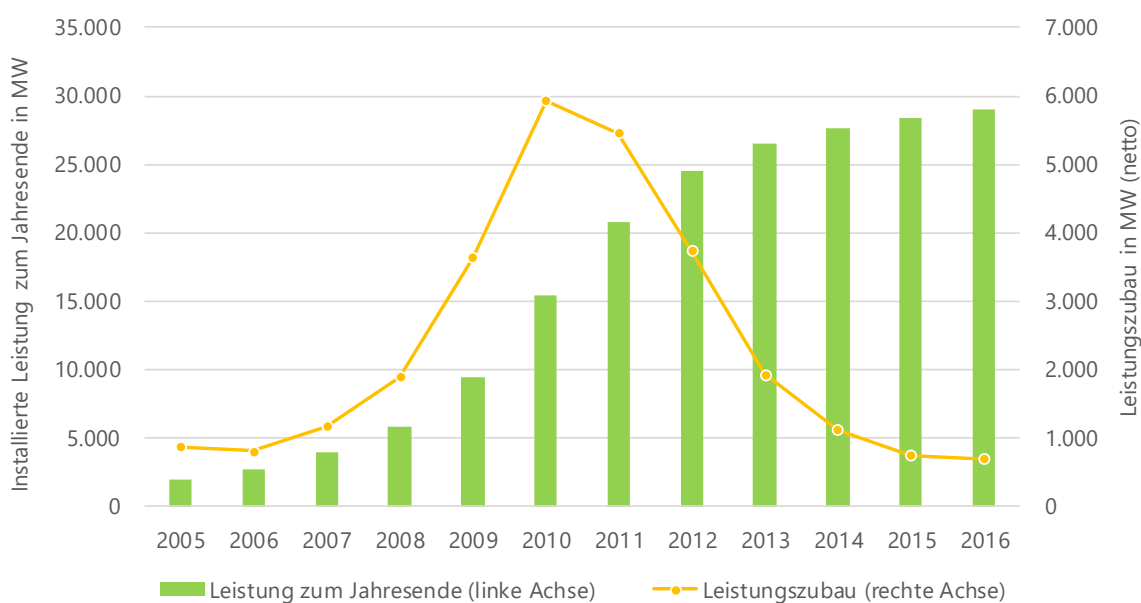


## 3.9 Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen

### 3.9.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Der Zubau von Photovoltaikanlagen auf und an Gebäuden und sonstigen baulichen Anlagen (im Folgenden: sonstige Anlagen) erlebte insbesondere in den Jahren 2009 bis 2012 seine Hochzeit. In den Spitzenjahren 2010 und 2011 wurden jeweils über 5 GW jährlich zugebaut. Dieser starke Zubau und der damit einhergehende Anstieg der Förderkosten für PV-Anlagen wurden in den Folgejahren in mehreren EEG-Novellierungen durch eine schrittweise Verminderung der Vergütungssätze im Rahmen des sogenannten „atmenden Deckels“ eingedämmt. Die Renditen sind insbesondere seit 2013 immer weiter gesunken, da die Degression der Vergütungssätze zum Teil schneller vorangeschritten ist als die Kostendegression für PV-Anlagensysteme.

ABBILDUNG 3-37: ENTWICKLUNG DES LEISTUNGSZUBAUS VON SOLARER STRAHLUNGSENERGIE AUS SONSTIGEN ANLAGEN SEIT 2005



[MW]	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Leistungszubau (netto)	870	802	1.171	1.890	3.633	5.936	5.456	3.739	1.931	1.122	744	689
Leistung Jahresende	1.927	2.728	3.899	5.789	9.422	15.358	20.813	24.552	26.483	27.605	28.349	29.038

Quelle: ÜNB 2017c

Seit 2014 wird mit einem Gesamtzubau an Freiflächenanlagen und sonstigen PV-Anlagen von unter 2 GW jährlich das offiziell definierte Ausbauziel von 2,5 GW pro Jahr unterschritten. Zum 31.12.2016 ergab sich eine installierte Leistung an PV-Anlagen auf und an Gebäuden und sonstigen baulichen Anlagen in Höhe von 29 GW (vgl. Abbildung 3-37).

### 3.9.2 Leistungsentwicklung 2017 bis 2022

Auch im EEG 2017 basiert der Zubau von Photovoltaikanlagen auf und an Gebäuden und sonstigen baulichen Anlagen auf dem atmenden Deckel. Das heißt, dass sich die Degression der Vergütungssätze für Neuanlagen an den tatsächlich erfolgten Zubau innerhalb eines bestimmten Betrachtungszeitraumes anpasst. Diese fällt umso höher aus, je stärker der Zubau im Betrachtungszeitraum den anvisierten Ausbaupfad überschreitet. Falls der Ausbaupfad unterschritten wird, bremst der atmende Deckel die Degression der Vergütungssätze solange ab (und erhöht diese im Extremfall sogar), bis der Zubau wieder die gewünschte Größenordnung erreicht hat. Dieser Mechanismus führte dazu, dass die gesetzlich festgelegten Vergütungssätze für sonstige PV-Anlagen im Zeitraum September 2015 bis April 2017 nahezu konstant gehalten wurden.

Nachdem im Jahr 2016 noch ein rückläufiger Netto-Zubau zu verzeichnen war, ziehen die Datenmeldungen zur Inbetriebnahme neuer PV-Anlagen im Melderegister der Bundesnetzagentur seit Anfang 2017 wieder an. Insbesondere die Anlagenklasse  $> 100$  kW und  $\leq 750$  kW sticht hier hervor: Während in den ersten sechs Monaten des Jahres 2016 ein Zubau von 65 MW erfolgte, belief sich der Zubau in den ersten sechs Monaten 2017 mit 227 MW auf das 3,5-fache dessen. Als Begründung sind die neuen Ausschreibungsregeln des EEG 2017 anzuführen, die ab 2017 die Pflicht zur Teilnahme an einer Ausschreibung für alle PV-Anlagen  $> 750$  kW regeln. Da große PV-Dachanlagen höhere spezifische Investitionskosten als Freiflächenanlagen aufweisen, haben sie in einer solchen Konkurrenzsituation keine Chance gegen die günstigeren Freiflächen. Der Zubau an großen sonstigen PV-Anlagen verschiebt sich daher in das Anlagensegment  $< 750$  kW. Diese Beobachtung aus den ersten Daten deckt sich mit der Einschätzung der befragten Branchenexperten, die auch für die Zukunft keine neuen sonstigen PV-Anlagen  $> 750$  kW erwarten<sup>82</sup>.

Für das Trendszenario wurde davon ausgegangen, dass sich die beobachtete Verstärkung der Zubauten fortführt. Hierfür spricht nicht nur die wieder vorteilhaftere Relation zwischen Vergütungssätzen und Investitionskosten bei PV-Modulen, sondern auch die

---

<sup>82</sup> Kelm (2017).

Tatsache, dass der Eigenverbrauch von selbst erzeugtem PV-Strom zunehmend an Bedeutung gewinnt. Zusätzlich zu diesen Entwicklungen wird ab Herbst 2017 ein moderater Zubau an PV-Dachanlagen auf Mehrfamilienhäusern erwartet, da mit Inkrafttreten des Mieterstromgesetzes am 25. Juli 2017 eine zunehmende Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen erwartet wird<sup>83</sup>. Im Trendszenario wird angenommen, dass nach einer gewissen Zeit des Markthochlaufs die Obergrenze des jährlichen Zubaus an Mieterstromprojekten von 500 MW im Jahr 2020 erreicht wird. Im oberen Szenario geschieht dies bereits im Jahr 2018, im unteren Szenario wird die Obergrenze bis 2022 nicht erreicht.

Die gesamte installierte Leistung von nach EEG geförderten PV-Anlagen überschreitet im Trendszenario Mitte des Jahres 2022 den 52 GW Förderdeckel. Sobald diese Marke überschritten wird, werden nach heutiger Gesetzgebung neue Anlagen keine weitere Förderung nach EEG mehr erhalten. Es wird daher angenommen, dass der Zubau im Anschluss an das Überschreiten der 52 GW-Schwelle merklich absinkt. Im oberen Szenario wird der Förderdeckel aufgrund des höher angenommenen Zubaus in den Vorjahren bereits im Ende des Jahres 2021 erreicht. Der Zubau im Folgejahr 2022 liegt daher im oberen Szenario unter dem des Trendszenarios. Im unteren Szenario wird der Förderdeckel bis Ende 2022 nicht erreicht. Im Rahmen der Prognose wurde davon ausgegangen, dass auch nach Erreichen der 52-GW-Schwelle ein Zubau ohne weitere Förderung erfolgen wird. Die Wirtschaftlichkeit wird dann im Wesentlichen durch die Möglichkeit der eigenen Nutzung des selbst erzeugten Stroms bestimmt sein, da für den eingespeisten Strom lediglich noch der Vermarktungserlös erwirtschaftet werden kann. Daher wurde davon ausgegangen, dass die Anlagenbetreiber durch bspw. kleinere Dimensionierungen der PV-Anlagen sowie die Nutzung von Batteriespeichern ihren individuellen Eigenverbrauchsanteil an der erzeugten Strommenge deutlich erhöhen werden und somit ein wirtschaftlicher Betrieb auch ohne EEG-Vergütung möglich sein wird.

Für den Rückbau von PV-Anlagen wird unterstellt, dass sich dieser im Rahmen der vergangenen Jahre bewegen wird. Mit dem Wegfall der ersten Anlagenkohorten aus der EEG-Vergütung ab dem Jahr 2021, steigt die Wahrscheinlichkeit, dass Anlagen stillgelegt werden, leicht an. Zwar dürften die PV-Module laut Branchenexperten nach 20 Jahren

---

<sup>83</sup> Bei Abschluss der Prognoseerstellung lag eine abschließende Bewertung des Mieterstromgesetzes durch die EU Kommission noch nicht vor. Für die Prognose wurde daher davon ausgegangen, dass das Gesetz wie vom deutschen Bundestag beschlossen in Kraft treten kann.

noch nicht am Ende ihrer technischen Lebensdauer angelangt sein, Investitionen in neue Wechselrichter werden jedoch bei vielen Anlagen in diesem Alter fällig werden und mancher Anlagenbetreiber wird sich nach Wegfall der Einspeisevergütung möglicherweise gegen solche Ersatzinvestitionen entscheiden. Ein signifikanter Rückbau von Anlagen wird jedoch übereinstimmend nicht erwartet. Vielmehr steigt für Anlagenbetreiber nach Ende der Förderung auch der Anreiz, die Wirtschaftlichkeit ihrer Anlage mit der Nachrüstung eines Speichers zu erhöhen<sup>84</sup>. Die Annahmen an die Entwicklung der installierten Leistung werden in Tabelle 3-25 für die Szenarien zusammengefasst.

**TABELLE 3-25: PROGNOSE DER LEISTUNGSENTWICKLUNG SOLARER STRAHLUNGSENERGIE AUS SONSTIGEN ANLAGEN IN DEUTSCHLAND NACH SZENARIEN BIS 2022**

[MW]	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Trend-Szenario						
Zubau	1.113	1.476	1.725	1.890	1.903	1.647
Rückbau	2	2	2	2	3	72
<b>Jahresendbestand</b>	<b>30.149</b>	<b>31.623</b>	<b>33.346</b>	<b>35.233</b>	<b>37.134</b>	<b>38.708</b>
Oberes Szenario						
Zubau	1.158	1.792	1.920	1.972	1.962	1.444
Rückbau	2	1	1	1	1	63
<b>Jahresendbestand</b>	<b>30.194</b>	<b>31.985</b>	<b>33.904</b>	<b>35.875</b>	<b>37.835</b>	<b>39.216</b>
Unteres Szenario						
Zubau	1.038	1.247	1.362	1.429	1.529	1.684
Rückbau	2	4	4	4	12	85
<b>Jahresendbestand</b>	<b>30.074</b>	<b>31.317</b>	<b>32.674</b>	<b>34.100</b>	<b>35.618</b>	<b>37.217</b>

Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017c, BNetzA2017a

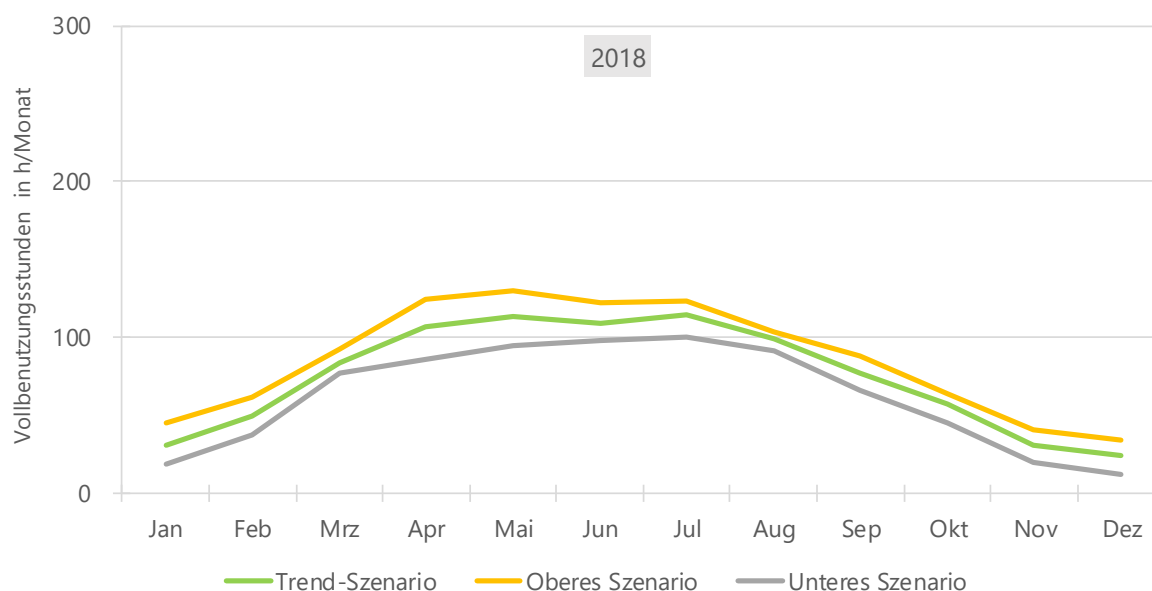
### 3.9.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Die Volllaststunden für sonstige PV-Anlagen wurden im Rahmen umfangreicher Analysen aus regional differenzierten und zeitlich hochaufgelösten Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes, die für die Jahre 2007-2013 vorlagen, abgeleitet. Um den verzerrenden Effekt von „Ausreißer-Monaten“ in den drei Szenarien zu vermeiden, wurde für die Definition der Szenarien darauf verzichtet, ein bestimmtes Wetterjahr zu Grunde zu

<sup>84</sup> Kelm (2017), Binder (2017) sowie Prognos (2016).

legen. Vielmehr wurden zur Definition der Volllaststunden des Trendszenarios aus allen vorliegenden Wetterdaten mittlere monatliche Volllaststunden im Jahresverlauf abgeleitet. Für das obere Szenario wurden Volllaststunden am oberen Rand der historisch beobachteten Einspeisung gewählt, für das untere Szenario entsprechend Volllaststunden am unteren Rand der historischen Bandbreite. Im Ergebnis resultieren im Trendszenario für das Jahr 2018 im deutschlandweiten Mittel Jahresvolllaststunden für sonstige PV-Anlagen in Höhe von 894 h/a. Der Jahresverlauf der Volllaststunden ist in Abbildung 3-38 für alle Szenarien dargestellt.

**ABBILDUNG 3-38: MONATLICHE VOLLBENUTZUNGSSTUNDEN FÜR SOLARE STRAHLUNGSENERGIE AUS SONSTIGEN ANLAGEN IM JAHR 2018 NACH SZENARIEN**



Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017b und weiterer Quellen

Die Stromerzeugung der sonstigen PV-Anlagen wird als Produkt aus den jeweiligen Volllaststunden eines Monats mit der am Ende des Vormonats installierten Leistung berechnet. Zusätzlich wurde die Durchführung von Maßnahmen im Rahmen des Einspeisemanagements berücksichtigt. Diese Mengen, die aus den beobachteten Maßnahmen zum Einspeisemanagement in den Jahren 2015 und 2016 abgeleitet wurden, wurden von der Gesamtstromerzeugung abgezogen. Tabelle 3-26 fasst die jährliche Stromerzeugung aus sonstigen PV-Anlagen für die drei Szenarien bis 2022 zusammen.

TABELLE 3-26: JÄHRLICHE VOLLBENUTZUNGSSTUNDEN UND STROMERZEUGUNG AUS SOLARER STRAHLUNGS-ENERGIE AUS SONSTIGEN ANLAGEN BIS 2022 NACH SZENARIEN

	Einheit	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Trend-Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	909	894	894	893	894	893	893
Stromerzeugung	[GWh/a]	26.099	26.474	27.615	29.008	30.646	32.309	33.854
Oberes Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	909	1.027	1.027	1.027	1.028	1.027	1.026
Stromerzeugung	[GWh/a]	26.099	30.416	31.941	33.825	35.874	37.839	39.539
Unteres Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	909	744	744	744	744	743	743
Stromerzeugung	[GWh/a]	26.099	22.028	22.847	23.792	24.846	25.910	27.042

Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017b und weiterer Quellen

Bei der Prognose des Eigenverbrauchs wird zwischen vergütetem und unvergütetem Eigenverbrauch unterschieden: Während die für Anlagen mit Inbetriebnahme vor 2009 geltenden hohen Vergütungssätze keinen Anreiz schaffen, den in der eigenen PV-Anlage erzeugten Strom selbst zu nutzen, wurde im EEG 2009 eine Vergütung für Eigenverbrauch eingeführt. Betreiber, die ihre Anlage innerhalb dieses Zeitraums in Betrieb genommen haben, bekommen nach wie vor eine Vergütung für den von ihnen selbst verbrauchten Strom. Dieser vergütete Eigenverbrauch wird in den Bewegungsdaten der ÜNB erfasst und kann mit den oben getroffenen Annahmen an die Volllaststunden für die Zukunft fortgeschrieben werden. Zusätzlich zu diesem nach EEG 2009 vergüteten Eigenverbrauch erhalten auch Anlagenbetreiber auf Basis Mieterstrom eine Vergütung für die Nutzung des selbst erzeugten PV-Stroms. Konkret haben Betreiber solcher Anlagen bis zu einer Gesamtleistung von 100 kW einen Anspruch auf Förderung des an die Mieter in einem Haus gelieferten Stroms.

Neben dem vergüteten Eigenverbrauch spielt auch der unvergütete Eigenverbrauch seit Erreichen der Netzparität bei sonstigen PV-Anlagen eine große Rolle. Eine Prognose dieses Eigenverbrauchs ist jedoch schwieriger, da die Mengen nicht systematisch erfasst werden. Offizielle Schätzungen legen nahe, dass nahezu jede seit 2012 in Betrieb genommene Anlage in allen Größenklassen < 1 MW eigenerzeugten Strom teilweise selbst verbraucht. Bei Kleinanlagen < 10 kW wird in verschiedenen Studien von mittleren Eigenverbrauchsanteilen von etwa 30 % ausgegangen. Größere Anlagen, die bspw. von

Unternehmen des GHD-Sektors betrieben werden, können in der Regel aufgrund vorteilhafterer Verbrauchsprofile (höherer Verbrauch tagsüber, wenn PV-Strom erzeugt wird) höhere Eigenverbrauchsanteile realisieren als Privathaushalte. Je nach Branche können sich hier EV-Anteile von bis zu 80 % ergeben. Im Mittel ergeben sich für die Anlagenklassen bis 1 MW EV-Anteile von etwa 40 %<sup>85</sup>.

Für die Prognose wurde davon ausgegangen, dass sich die angenommenen Eigenverbrauchsanteile in Zukunft durch den vermehrten Zubau von Speichern weiter erhöhen. Typischerweise können Eigenverbrauchsanteile durch die Kombination der PV-Anlage mit einem Speicher um etwa 20-25 % gesteigert werden<sup>86</sup>. Zwar ist die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems PV-Batteriespeicher momentan noch nicht gegeben, dennoch kann bereits jetzt ein signifikanter Zubau an Speichern beobachtet werden, der auch durch die Bereitstellung staatlicher Förderung unterstützt wird. Von Käufern werden als Hauptgründe für diesen frühen Zubau insbesondere die Absicherung gegen zukünftig steigende Strompreise, eine aktive Partizipation an der Energiewende sowie ein allgemeines Interesse an der Technologie angegeben. Während im Jahr 2014 noch knapp 14 % aller neuen PV-Anlagen mit Speichern installiert wurden, belief sich dieser Anteil im Jahr 2016 bereits auf 46 %<sup>87</sup>. Für die Prognose wurde angenommen, dass dieser Anteil bei neu zu gebauten Anlagen in allen Größenklassen weiter ansteigt. Auch bei Bestandsanlagen wird ein Nachrüsten von Speichern aktuell beobachtet und entsprechend in der Prognose berücksichtigt.

Die vergüteten und unvergüteten Eigenverbrauchsmengen ergeben sich aus diesen Annahmen und der jeweiligen Stromerzeugung in den einzelnen Anlagengrößenklassen. Tabelle 3-27 zeigt die prognostizierten Eigenverbrauchsmengen in den drei Szenarien für den Prognosezeitraum bis 2022.

---

<sup>85</sup> BMWi (2015b), Prognos (2016), sowie Tjaden (2014).

<sup>86</sup> Eigene Analysen, Tjaden (2014) sowie Prognos (2016).

<sup>87</sup> ISEA (2017).

TABELLE 3-27: ENTWICKLUNG DES VERGÜTETEN UND UNVERGÜTETEN EIGENVERBRAUCHS AUS SONSTIGEN PV-ANLAGEN NACH SZENARIEN BIS 2022

[GWh]	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Trend-Szenario							
EV vergütet	838	800	910	1.087	1.353	1.661	2.043
EV unvergütet	1.112	1.242	1.512	1.817	2.147	2.485	3.012
<b>EV gesamt</b>	<b>1.950</b>	<b>2.041</b>	<b>2.422</b>	<b>2.905</b>	<b>3.500</b>	<b>4.146</b>	<b>5.056</b>
Oberes Szenario							
EV vergütet	838	921	1.165	1.517	1.872	2.226	2.686
EV unvergütet	1.112	1.427	1.747	2.114	2.515	2.889	3.444
<b>EV gesamt</b>	<b>1.950</b>	<b>2.348</b>	<b>2.912</b>	<b>3.631</b>	<b>4.388</b>	<b>5.115</b>	<b>6.130</b>
Unteres Szenario							
EV vergütet	838	664	714	778	869	998	1.211
EV unvergütet	1.112	1.032	1.249	1.489	1.745	2.003	2.438
<b>EV gesamt</b>	<b>1.950</b>	<b>1.696</b>	<b>1.963</b>	<b>2.267</b>	<b>2.613</b>	<b>3.001</b>	<b>3.649</b>

Quelle: Eigene Berechnungen

### 3.9.4 Marktwertfaktoren

Die Berechnung der Marktwertfaktoren für sonstige PV-Anlagen ist gemeinsam mit der Berechnung für Freiflächenanlagen durchgeführt worden. Die Ergebnisse werden in Kapitel 3.10.4 dargestellt.

### 3.9.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2022

Alle zugebauten und bestehenden Anlagen wurden einer der drei Vermarktungsalternativen gefördert: Direktvermarktung, feste Einspeisevergütung und sonstige Direktvermarktung zugeordnet. Sofern Anlagen ihren erzeugten Strom auch selbst verbrauchen, geschieht dies zusätzlich zur Vermarktung in ihrer jeweiligen Vermarktungsalternative, da immer nur ein Teil des erzeugten Stroms selbst verbraucht wird. Der restliche Strom wird über die jeweilige Vermarktungsalternative ins Netz eingespeist.

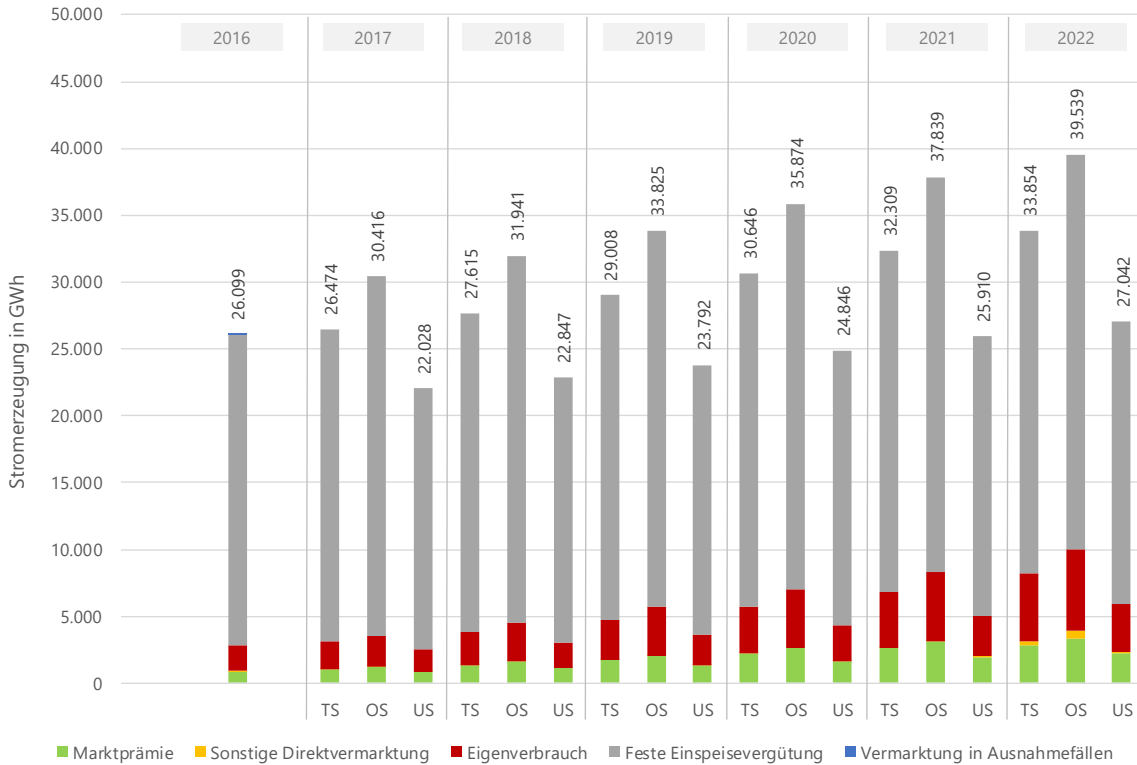
Seit dem 01.01.2016 müssen neu in Betrieb genommene Anlagen mit einer installierten Leistung > 100 kW ihren Strom verpflichtend direkt vermarkten. Für Anlagen, die diese Grenze unterschreiten, besteht weiterhin die Möglichkeit, die Festpreisvergütung zu nutzen. Für sonstige PV-Anlagen, die zum überwiegenden Teil in dieser kleineren Größenklasse zugebaut werden, stellt diese Vermarktungsalternative nach wie vor die Regel



dar. Im Rahmen der Prognose gehen wir davon aus, dass die installierte Leistung in der sonstigen Direktvermarktung auf dem derzeitigen Niveau verbleibt, da diese Vermarktungsalternative ohne EEG-Förderung ökonomisch keine sinnvolle Alternative darstellt und daher eher individuelle Gründe für die Wahl dieser Vermarktungsalternative sprechen. Ab dem Jahr 2021 fallen die ersten Anlagen aus der 20-jährigen Förderung des EEG. Für Anlagen, die über ihre Förderdauer hinaus weiter betrieben werden, wird angenommen, dass diese ihren Strom in der sonstigen Direktvermarktung veräußern. Zudem wird für diese Anlagen ab diesem Zeitpunkt ein erhöhter Eigenverbrauch unterstellt.

Abbildung 3-39 fasst die Stromerzeugung in den verschiedenen Vermarktungsformen für die drei Szenarien und den Prognosezeitraum zusammen. Es zeigt sich, dass die Einspeisungen sowohl im unvergüteten als auch im vergüteten Eigenverbrauch über die Zeit ansteigen. Im vergüteten Eigenverbrauch resultiert dies insbesondere durch den Zubau von Mieterstromprojekten, im unvergüteten Eigenverbrauch durch den Zubau von Anlagen mit Eigenverbrauch sowie durch den steigenden Zubau von Speichern.

ABBILDUNG 3-39: STROMERZEUGUNG AUS SOLARER STRAHLENERGIE AUS SONSTIGEN ANLAGEN NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2022 JE SZENARIO



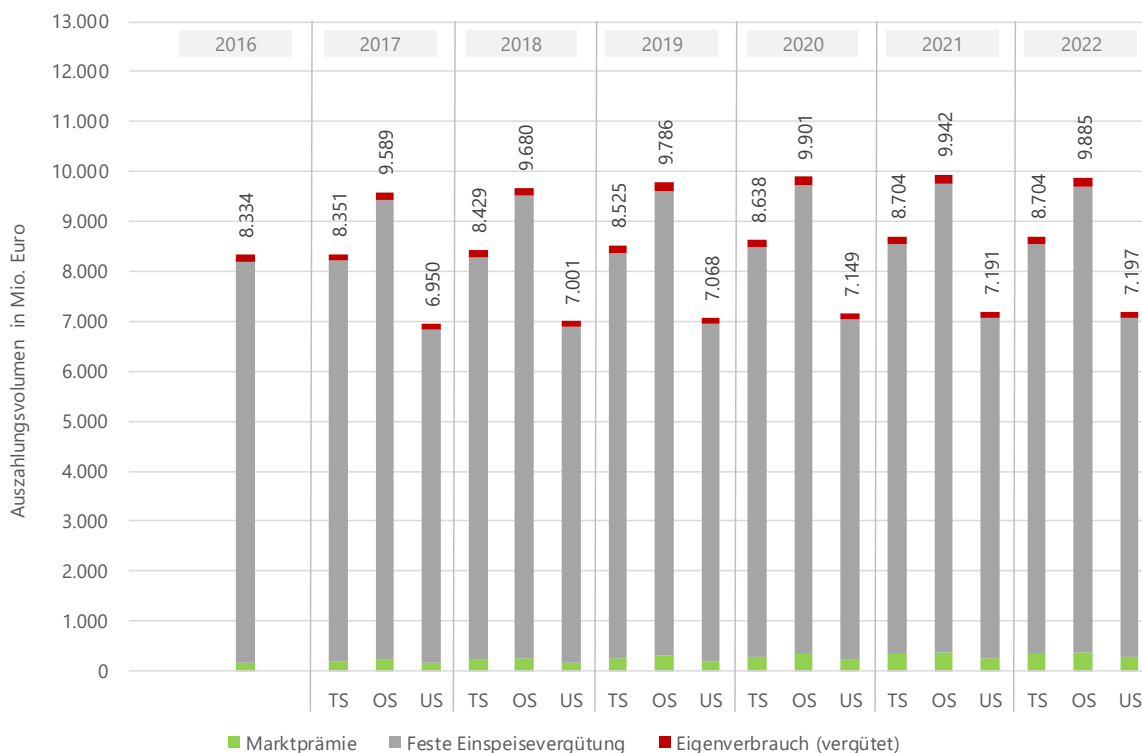
Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017c, ÜNB 2017d; EEG 2017

### 3.9.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2022

Mit der Zuordnung der installierten Leistung auf die verschiedenen Vermarktungsalternativen und die mit den jeweiligen Vollbenutzungsstunden errechnete Stromerzeugung pro Vermarktungsalternative ergibt sich nach Abzug des unvergüteten Eigenverbrauchs die vergütete Stromerzeugung der sonstigen PV-Anlagen. Während für die Vergütung des Bestands durchschnittliche Vergütungssätze angesetzt wurden, die aus den testierten Bewegungsdaten der ÜNB hervorgehen, werden die Vergütungen für zugebaute Anlagen mit den im EEG 2017 festgesetzten Vergütungssätzen berechnet. Für die verschiedenen Szenarien wurde auf Basis des unterstellten Anlagenzubaus jeweils eine Zeitreihe zur Entwicklung der Fördersätze berechnet, welche die Bestimmungen des atmenden Deckels berücksichtigt. Die Vergütungszahlungen für direkt vermarktete Anlagen wurden errechnet, indem vom jeweils anzulegenden Wert der energieträgerspezifische

Marktwert abgezogen wurde. Abbildung 3-40 zeigt die Vergütungszahlungen in den verschiedenen Vermarktungsalternativen für die drei Szenarien und den Prognosezeitraum bis 2022.

**ABBILDUNG 3-40: ENTWICKLUNG DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS SOLARER STRAHLUNGSENERGIE AUS SONSTIGEN ANLAGEN NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2022 JE SZENARIO**



Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017c, ÜNB 2017d; EEG 2017

Den Auszahlungen der Netzbetreiber stehen vermiedene Netzentgelte gegenüber, die mit Hilfe der in Kapitel 2.4 dargestellten Methodik berechnet wurden. Tabelle 3-28 fasst die Ergebnisse für die vermiedenen Netznutzungsentgelte für sonstige PV-Anlagen für den Zeitraum 2016 bis 2022 und die drei Szenarien zusammen.

**TABELLE 3-28: VERMIEDENE NETZNUTZUNGSENTGELTE FÜR STROMERZEUGUNG AUS SOLARER STRAHLUNGSENERGIE AUS SONSTIGEN ANLAGEN BIS 2022 JE SZENARIO**

[Mio. €/a]	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Trend-Szenario	147,22	148,87	99,28	49,65	0,00	0,00	0,00
Oberes Szenario	147,22	171,04	114,13	57,11	0,00	0,00	0,00
Unteres Szenario	147,22	123,89	82,57	41,27	0,00	0,00	0,00

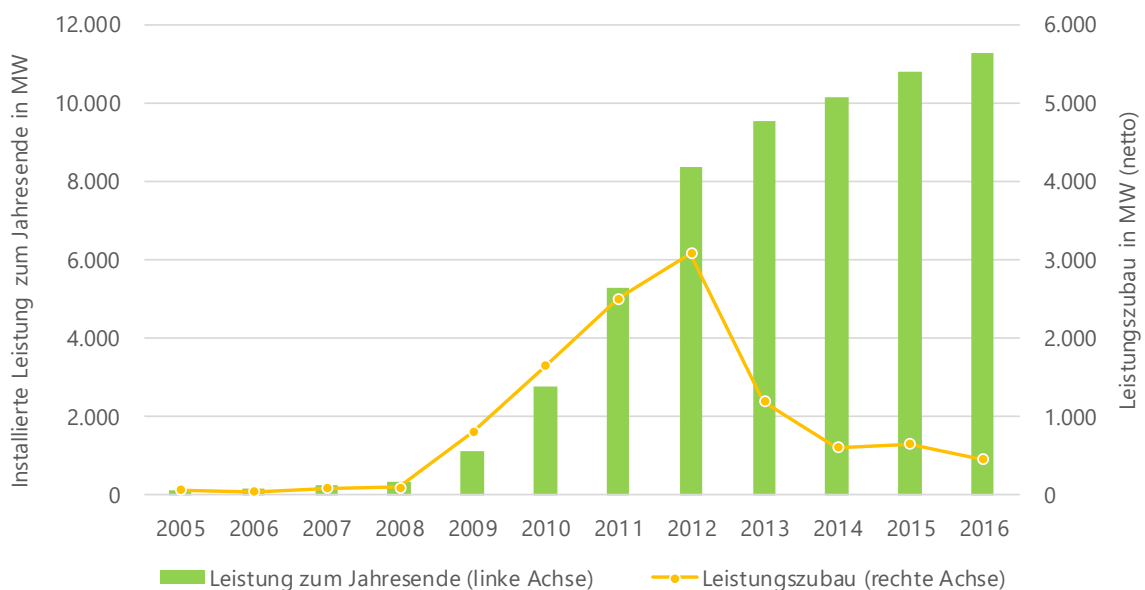
Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017c

## 3.10 Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen

### 3.10.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Zum Jahresende 2016 waren in Deutschland 11,3 GW Erzeugungsleistung in PV-Freiflächenanlagen installiert<sup>88</sup>, was knapp 28 % der insgesamt in PV-Anlagen installierten Leistung entsprach. In den Jahren 2008 bis 2012, in denen ein starker Preisverfall bei PV-Modulpreisen und hohe Einspeisevergütungen nach EEG zu attraktiven Projektrenditen führten, wurde teilweise das 2- bis 3-fache des Jahresanfangsbestands zugebaut. Die Einführung von Flächenrestriktionen ab dem EEG 2010 schränkte den Zubau jedoch stark ein, sodass dieser bis zum Jahr 2014 auf etwa 600 MW pro Jahr zurückging (vgl. Abbildung 3-41).

ABBILDUNG 3-41 : ENTWICKLUNG DES LEISTUNGSZUBAUS VON SOLARER STRAHLUNGSENERGIE AUS FREIFLÄCHENANLAGEN SEIT 2005



[MW]	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Leistungszubau (netto)	57	46	84	92	797	1.647	2.511	3.082	1.198	611	647	455
Leistung Jahresende	107	153	237	329	1.126	2.773	5.284	8.366	9.564	10.176	10.823	11.277

Quelle: ÜNB 2017c

Seit 2015 wird die Entscheidung, welche neuen Freiflächenanlagen nach EEG gefördert werden, im Rahmen von Ausschreibungsverfahren getroffen. Die am 12.02.2015 in Kraft

<sup>88</sup> ÜNB (2017c).

getretene Ausschreibungsverordnung für Freiflächen-PV-Anlagen (FFAV) definierte die Regeln für die ersten Pilotausschreibungen für Erneuerbare-Energien-Anlagen und bildete damit die Basis für die Ausschreibungssysteme, die das EEG 2017 nun auch für Windenergieanlagen und Biomasseanlagen eingeführt hat. Die ersten Erfahrungen aus den Ausschreibungen für Freiflächenanlagen seit 2015 zeichnen ein positives Bild: Nachdem mit dem 20.08.2017 auch die Frist zur Einreichung eines Förderantrags für bezuschlagte Anlagen aus der zweiten Ausschreibungsrunde des Jahres 2015 abgelaufen ist, konnte bestätigt werden, dass knapp 90 % der in dieser zweiten Ausschreibungsrunde bezuschlagten Menge tatsächlich realisiert wurde<sup>89</sup>. Aus der ersten Runde im April 2015 waren sogar 96 % der bezuschlagten Menge realisiert worden<sup>90</sup>. Zudem bestätigen die in den Ausschreibungsrunden stetig gesunkenen Gebotspreise, dass nach wie vor ein hohes Wettbewerbsniveau vorhanden ist und die vom Gesetzgeber angestrebte Kostensenkung bei der Förderung des PV-Ausbaus erreicht wird.

### **3.10.2 Leistungsentwicklung 2017 bis 2022**

Nachdem Freiflächenanlagen seit dem 01.09.2015 unabhängig von ihrer Größenklasse zur Inanspruchnahme einer Förderung nach EEG an Ausschreibungen teilnehmen mussten, gilt seit dem 01.01.2017 nun für alle PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von über 750 kW die verpflichtende Teilnahme an Ausschreibungen. Zum einen schließt diese neue Regelung nun also auch große Dachanlagen ein, zum anderen befreit sie Freiflächenanlagen mit einer installierten Leistung von < 750 kW wieder von der Pflicht zur Teilnahme an Ausschreibungen. Wie in Kapitel 3.9.2 bereits beschrieben, gehen die befragten Branchenexperten übereinstimmend davon aus, dass große Dachanlagen aufgrund ihrer höheren spezifischen Investitionskosten keine Chance im Wettbewerb um die staatliche Förderung haben werden<sup>91</sup>. Die Zuschläge aus den nach EEG 2017 durchgeführten PV-Ausschreibungen werden dementsprechend voraussichtlich ausschließlich auf PV-Freiflächenanlagen entfallen. Der Zubau in dieser Größenklasse wird damit im Betrachtungszeitraum – unter der Annahme stets genügend hohen Wettbewerbs –

---

<sup>89</sup> BNetzA (2017b).

<sup>90</sup> BNetzA (2017c).

<sup>91</sup> Kelm (2017) sowie Binder (2017).

ausschließlich von den Ausschreibungsvolumina und Annahmen an Realisierungsquoten und -zeiten bestimmt werden.

Im Trendszenario wird auf Basis der Erfahrungen aus den ersten Ausschreibungsrunden und der Einschätzung der befragten Branchenexperten auch für die Zukunft von relativ hohen Realisierungsquoten von 96 % ausgegangen. Für den Zubau wird dabei kein linearer Verlauf angenommen, sondern eine eher späte Projektrealisierung. Dies konnte bereits in den vergangenen Ausschreibungsrunden beobachtet werden und begründet sich insbesondere in der Erwartung weiter sinkender PV-Modulpreise. Zur Darstellung der beiden Randszenarien werden insbesondere die Realisierungsquoten und -zeiten variiert, mit etwas höheren Quoten und etwas früherer Realisierung im oberen und etwas niedrigeren Quoten und späterer Realisierung im unteren Szenario.

Zusätzlich zu technologiespezifischen Ausschreibungen werden in den Jahren 2018-2020 jährlich 400 MW Leistung in gemeinsamen Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen und Windenergieanlagen an Land vergeben. Die Regeln für diese technologieutralen Ausschreibungen wurden Ende Juni im Rahmen einer Verordnungsermächtigung definiert. Gegenüber den Ausschreibungsregeln in den technologiespezifischen Ausschreibungen wurden einige Änderungen vorgenommen, wodurch die Unterschiede zwischen den beiden Energieträgern geeignet berücksichtigt und gleiche Zuschlagschancen gewährleistet werden sollen. Da noch keinerlei Informationen über die tatsächlichen Zuschlagschancen der einzelnen Technologien in diesen gemeinsamen Ausschreibungen vorliegen und die zuletzt bei PV-Freiflächenanlagen als auch bei Windenergieanlagen an Land beobachteten Gebotspreise in ähnlichen Preislagen angesiedelt waren, wurde für die Prognose davon ausgegangen, dass jeweils 50 % der Zuschläge an Freiflächen bzw. Windenergieanlagen an Land gehen werden. Die in technologieutralen Ausschreibungen bezuschlagten Mengen an einen Energieträger wurden gemäß den Bestimmungen des § 28 EEG 2017 mit den Ausschreibungsvolumina der technologiespezifischen Ausschreibungen verrechnet.

Zusätzlich zum Zubau aus Ausschreibungen konnte seit Beginn des laufenden Jahres im BNetzA-Anlagenregister eine zunehmende Zahl an Meldungen von neu in Betrieb genommenen Freiflächenanlagen mit Leistungen < 750 kW beobachtet werden, die nach

Einführung des EEG 2017 wieder nach gesetzlich festgelegten Vergütungssätzen gefördert werden<sup>92</sup>. Dieses neue Marktsegment wurde bei der Prognoseerstellung entsprechend auch für die Zukunft berücksichtigt.

Rückbau findet aufgrund des momentan noch jungen Anlagenbestandes bisher nur in sehr geringem Maße statt. Auch in den Jahren 2021 und 2022 werden lediglich marginale Leistungen aus der Förderung fallen. Aufgrund der dann niedrigeren Modulpreise werden Altanlagen jedoch laut Branchenexperten voraussichtlich mit relativ geringem Aufwand repowered werden können, da die benötigte Infrastruktur wie etwa Netzanschlüsse bereits vorhanden sind<sup>93</sup>. Tabelle 3-29 fasst die Annahmen zur Entwicklung der installierten Leistung in den drei Szenarien für den Prognosezeitraum zusammen.

**TABELLE 3-29: PROGNOSE DER LEISTUNGSENTWICKLUNG SOLARER STRAHLUNGSENERGIE AUS FREIFLÄCHENANLAGEN IN DEUTSCHLAND NACH SZENARIEN BIS 2022**

[MW]	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Trend-Szenario						
Zubau	582	578	644	557	474	347
Rückbau	3	0	0	0	7	8
<b>Jahresendbestand</b>	<b>11.856</b>	<b>12.433</b>	<b>13.076</b>	<b>13.632</b>	<b>14.099</b>	<b>14.438</b>
Oberes Szenario						
Zubau	607	622	671	571	490	355
Rückbau	3	0	0	0	7	7
<b>Jahresendbestand</b>	<b>11.881</b>	<b>12.503</b>	<b>13.174</b>	<b>13.745</b>	<b>14.228</b>	<b>14.576</b>
Unteres Szenario						
Zubau	552	513	584	505	431	317
Rückbau	3	1	1	1	8	9
<b>Jahresendbestand</b>	<b>11.826</b>	<b>12.338</b>	<b>12.921</b>	<b>13.426</b>	<b>13.849</b>	<b>14.156</b>

Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017c, BNetzA2017a

### 3.10.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

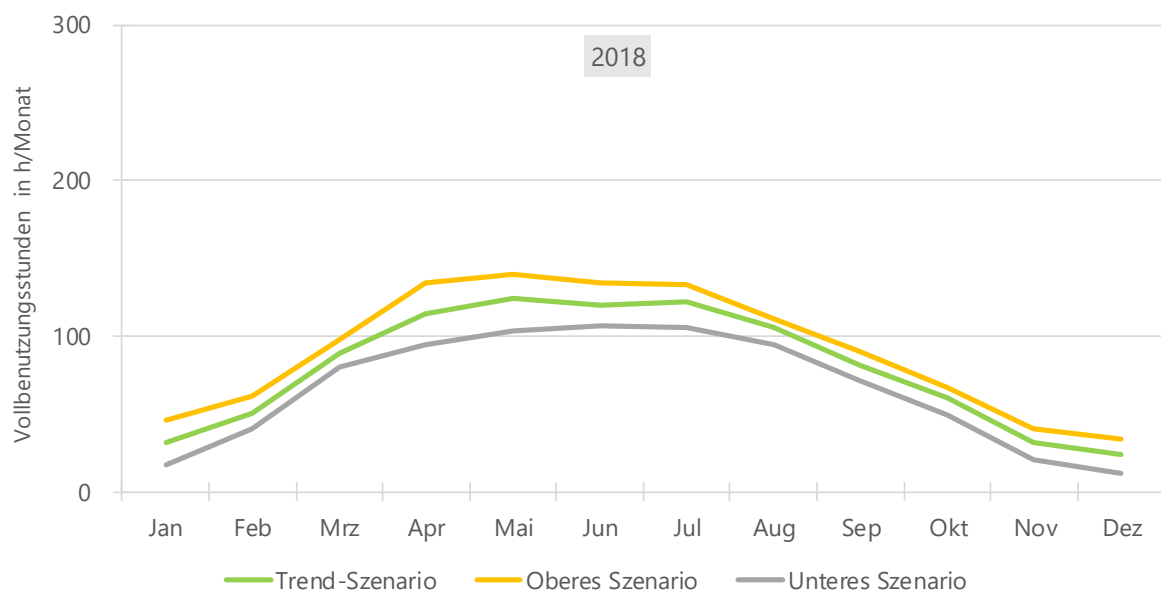
Da PV-Freiflächenanlagen im Gegensatz zu Dachanlagen in Bezug auf Neigung und Ausrichtung stärker optimiert werden können, verzeichnen sie höhere Vollaststunden als

<sup>92</sup> BNetzA (2017g).

<sup>93</sup> Binder (2017).

Dachanlagen. Im Rahmen der Prognose wurde dieser Aspekt berücksichtigt, indem im Vergleich zu den Volllaststunden der PV-Dachanlagen etwas höhere Volllaststunden angenommen wurden. Der Jahresverlauf der Volllaststunden ist in Abbildung 3-42 für alle Szenarien dargestellt.

**ABBILDUNG 3-42: MONATLICHE VOLLBENUTZUNGSSTUNDEN FÜR SOLARE STRAHLUNGSENERGIE AUS FREIFLÄCHENANLAGEN IM JAHR 2018 NACH SZENARIEN**



Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017b und weiterer Quellen

Die Stromerzeugung der PV-Freiflächenanlagen wird als Produkt aus den jeweiligen Volllaststunden eines Monats mit der am Ende des Vormonats installierten Leistung berechnet. Zusätzlich wurde die Durchführung von Maßnahmen im Rahmen des Einspeisemanagements berücksichtigt. Diese Mengen, die aus den beobachteten Maßnahmen zum Einspeisemanagement in den Jahren 2015 und 2016 abgeleitet wurden, wurden von der Gesamtstromerzeugung abgezogen. Tabelle 3-30 fasst die jährliche Stromerzeugung aus Freiflächenanlagen für die drei Szenarien bis 2022 zusammen. Eigenverbrauch wurde für PV-Freiflächenanlagen aufgrund seiner sehr geringen Relevanz vernachlässigt.



TABELLE 3-30: JÄHRLICHE VOLLBENUTZUNGSSTUNDEN UND STROMERZEUGUNG AUS FREIFLÄCHENANLAGEN BIS 2022 NACH SZENARIEN

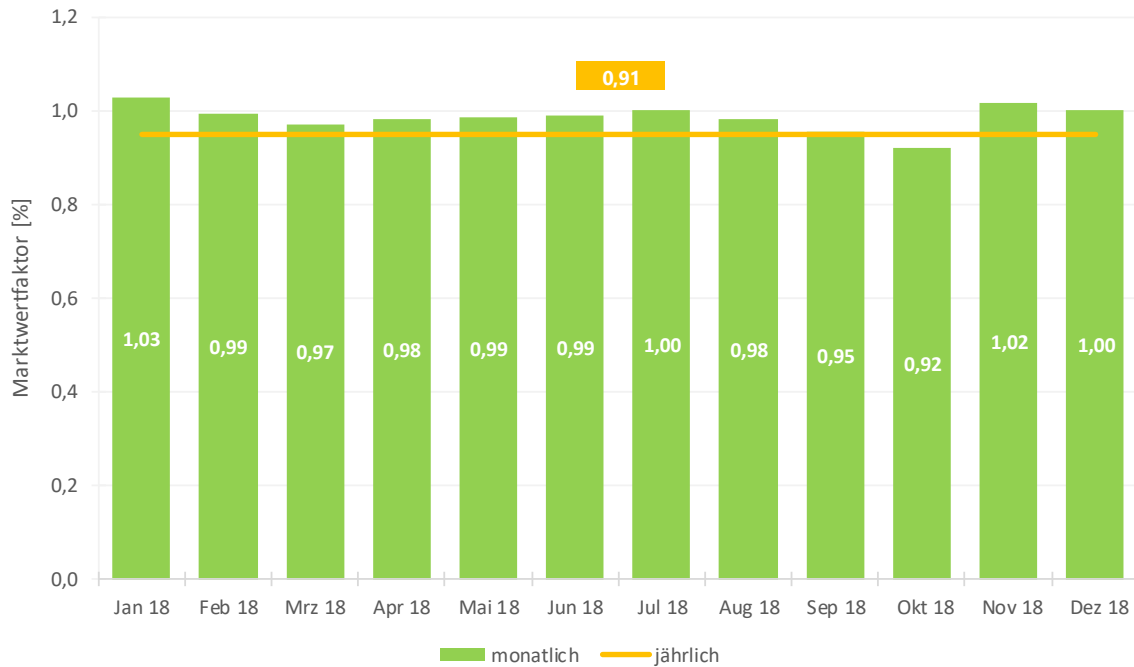
	Einheit	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Trend-Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	943	950	952	952	955	956	958
Stromerzeugung	[GWh/a]	10.318	10.970	11.558	12.143	12.780	13.271	13.670
Oberes Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	943	1.086	1.088	1.079	1.081	1.083	1.085
Stromerzeugung	[GWh/a]	10.318	12.541	13.273	13.850	14.580	15.165	15.640
Unteres Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	943	793	794	794	796	796	796
Stromerzeugung	[GWh/a]	10.318	9.152	9.590	10.023	10.498	10.862	11.156

Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017b und weiterer Quellen

### 3.10.4 Marktwertfaktoren

Die Photovoltaik speist mit ihrem typischen Tagesverlauf der Erzeugung zu Peakload-Zeiten ein, in denen aufgrund höherer Nachfrage am Markt höhere Preise erzielt werden können als zu Off-Peak-Zeiten. Der preissenkende Effekt hoher Einspeisung von erneuerbaren Energien („Merit-Order-Effekt“) führt jedoch dazu, dass eine hohe PV-Einspeisung die Preise in genau diesen Zeiten drückt, in denen PV-Anlagen ihren Strom am Markt verkaufen. Dieser preissenkende Effekt ist im Sommer durch die vielfach höhere PV-Einspeisung stärker als im Winter und führt dazu, dass die Marktwerte der Solaranlagen in Sommermonaten tendenziell niedriger sind als in Wintermonaten. Abbildung 3-43 zeigt diesen Effekt anhand der berechneten Monatsmarktwertfaktoren für Photovoltaikanlagen im Jahr 2018 für das Trendszenario.

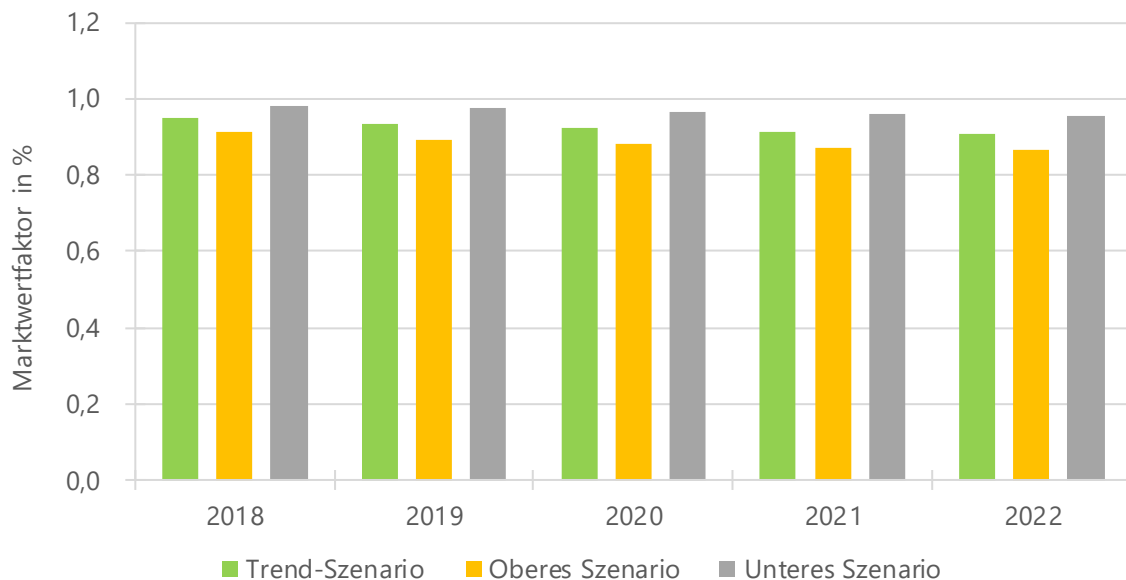
ABBILDUNG 3-43: MARKTWERTFAKTOREN FÜR SOLARE STRAHLUNGSENERGIE AUS FREIFLÄCHENANLAGEN UND SONSTIGEN ANLAGEN IM JAHR 2018 IM TRENDSZENARIO



Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017b und weiterer Quellen

Abbildung 3-44 zeigt zudem die Entwicklung der Jahresmarktwertfaktoren für die drei Szenarien und den Prognosezeitraum. Der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien führt dazu, dass die Marktwerte der PV-Anlagen kontinuierlich sinken. Aus den unterschiedlichen Annahmen an den Nettozubau und die Stromerzeugung in den drei Szenarien resultieren jeweils niedrigere Marktwertfaktoren im oberen Szenario und höhere Marktwertfaktoren im unteren Szenario im Vergleich zum Trendszenario.

ABBILDUNG 3-44: MARKTWERTFAKTOREN FÜR SOLARE STRAHLUNGSENERGIE AUS FREIFLÄCHENANLAGEN UND SONSTIGEN ANLAGEN NACH SZENARIEN BIS 2022



Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017b und weiterer Quellen

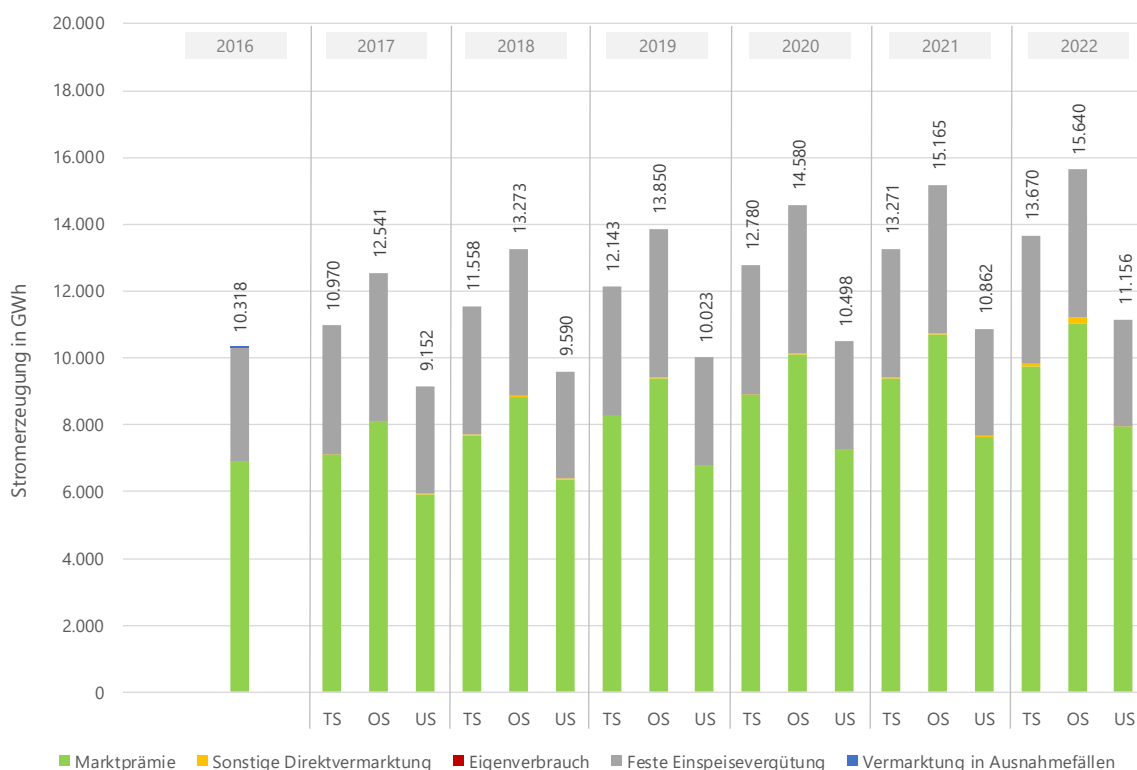
### 3.10.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2022

Seit dem 01.01.2016 müssen neu in Betrieb genommene Anlagen mit einer installierten Leistung > 100 kW ihren Strom verpflichtend direkt vermarkten. Für Anlagen, die diese Grenze unterschreiten besteht weiterhin die Möglichkeit, die Festpreisvergütung zu nutzen. Für PV-Freiflächenanlagen ist insbesondere die geförderte Direktvermarktung maßgeblich.

Zum 31.12.2016 wurde deutschlandweit die Stromerzeugung aus PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von lediglich 20 MW über die sonstige Direktvermarktung veräußert. Da für diese Vermarktungsalternative, bei der keine EEG-Förderung anfällt, keine ökonomischen Gründe sprechen, legt die Wahl dieser Vermarktungsalternative eher individuelle Gründe nahe. Es wurde daher keine eigene Prognose erstellt. In den Jahren 2021 und 2022 wechseln Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme bis einschließlich dem Jahr 2001 in die sonstige Direktvermarktung, sofern sie nicht stillgelegt werden. Die Stromerzeugung in dieser Vermarktungsalternative bleibt jedoch über den gesamten Prognosezeitraum marginal.

Abbildung 3-45 fasst die Stromerzeugung in den verschiedenen Vermarktungsformen für die drei Szenarien und den Prognosezeitraum zusammen. Aus der Darstellung wird ersichtlich, dass die seit 2016 geltende verpflichtende Direktvermarktung für alle Anlagen > 100 kW zu einem Anstieg der Stromerzeugung in der geförderten Direktvermarktung führt.

**ABBILDUNG 3-45: STROMERZEUGUNG AUS SOLARER STRAHLUNGSENERGIE AUS FREIFLÄCHENANLAGEN NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2022 JE SZENARIO**



Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017c, ÜNB 2017d; EEG 2017

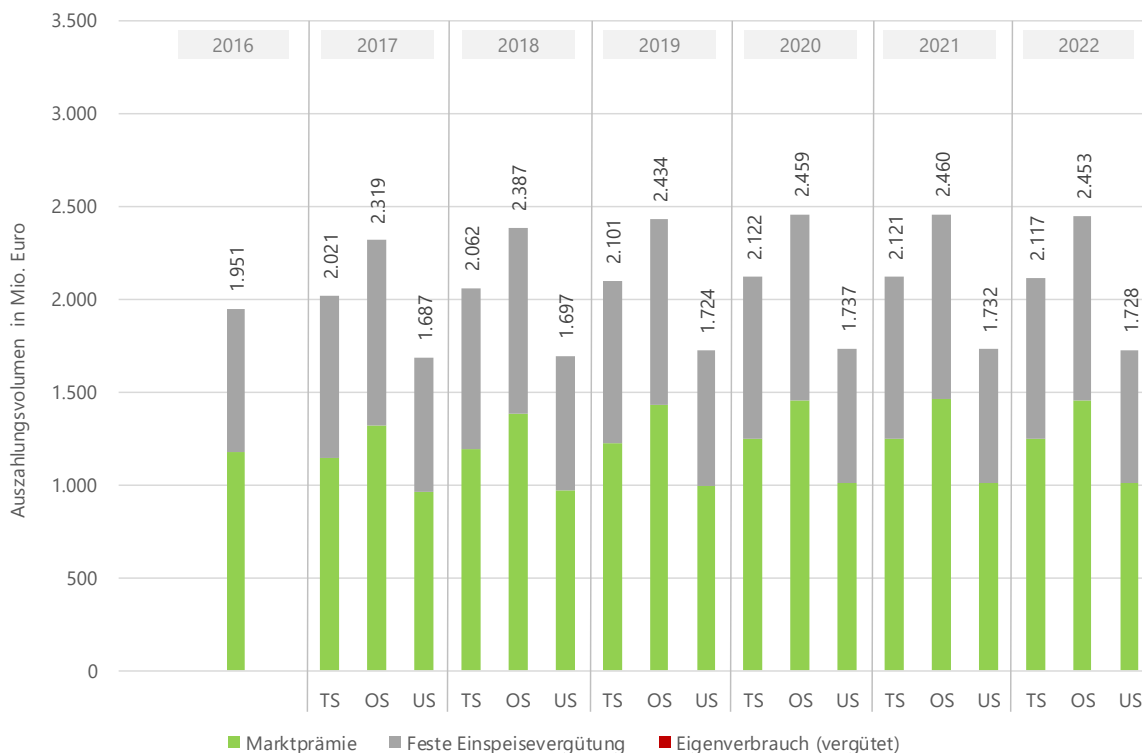
### 3.10.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2022

Mit der Zuordnung der installierten Leistung auf die verschiedenen Vermarktungsalternativen und die mit den jeweiligen Vollbenutzungsstunden errechnete Stromerzeugung pro Vermarktungsalternative ergibt sich die Stromerzeugung der PV-Freiflächenanlagen je Vermarktungsalternative. Während für die Vergütung des Bestands durchschnittliche Vergütungssätze angesetzt wurden, die aus den testierten Bewegungsdaten der ÜNB hervorgehen, werden die Vergütungen für zugebaute Anlagen mit den in vergangenen Ausschreibungsrunden beobachteten und für die zukünftigen Ausschreibungsrunden

angenommenen durchschnittlichen Gebotspreisen berechnet. Es wurden dabei auf Basis der Erfahrungen aus den vergangenen Ausschreibungsrunden weiter sinkende Gebotspreise angenommen. Während in den vergangenen Ausschreibungen eine Degression der Gebotspreise von durchschnittlich ca. 6 % pro Runde beobachtet werden konnte, wurde eine weitere rückläufige Degression der durchschnittlichen Gebotspreise von anfänglich 5 % bis schließlich 0,8 % in der letzten betrachteten Ausschreibungsrunde im Oktober 2022 angenommen.

Den anzulegenden Werten für Freiflächen, welche im Marktsegment < 750 kW zugebaut werden, wurden die Bestimmungen des EEG 2017 bzgl. des atmenden Deckels analog zur Berechnung der anzulegenden Werte bei den PV-Dachanlagen zugrunde gelegt.

**ABBILDUNG 3-46: ENTWICKLUNG DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS SOLARAR STRAHLUNGS-ENERGIE AUS FREIFLÄCHENANLGEN NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2022 JE SZENARIO**



Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017c, ÜNB 2017d; EEG 2017

Die Vergütungszahlungen für direkt vermarktete Anlagen wurden errechnet, indem vom jeweils anzulegenden Wert der energieträgerspezifische Marktwert abgezogen wurde. Abbildung 3-46 zeigt die Vergütungszahlungen in den verschiedenen Vermarktungsalternativen für die drei Szenarien und den Prognosezeitraum bis 2022.

Den Auszahlungen der Netzbetreiber stehen vermiedene Netzentgelte gegenüber, die mit Hilfe der in Kapitel 2.4 dargestellten Methodik berechnet wurden. Tabelle 3-31 fasst die Ergebnisse für die vermiedenen Netznutzungsentgelte für PV-Freiflächenanlagen für den Zeitraum 2016 bis 2022 und die drei Szenarien zusammen.

**TABELLE 3-31: VERMIEDENE NETZNUTZUNGSENTGELTE FÜR STROMERZEUGUNG AUS SOLARER STRAH-  
LUNGSENERGIE AUS FREIFLÄCHENANLAGEN BIS 2022 JE SZENARIO**

[Mio. €/a]	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Trend-Szenario	68,62	72,86	48,58	24,30	0,00	0,00	0,00
Oberes Szenario	68,62	83,25	55,55	27,80	0,00	0,00	0,00
Unteres Szenario	68,62	60,80	40,52	20,25	0,00	0,00	0,00

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017c

## 4 Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
Abs.	Absatz
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
BWE	Bundesverband Windenergie e. V.
ct	(Euro-)Cent
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
DEWI	Deutsches Windenergie-Institut
DWD	Deutscher Wetterdienst
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EU	Europäische Union
FFAV	Ausschreibungsverordnung für Freiflächen-PV-Anlagen
FVB	Fachverband Biogas
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden (1.000 MWh)
h	Stunden
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
Mio.	Millionen
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
p. a.	per annum (jährlich)
PV	Photovoltaik
TWh	Terawattstunden (1.000 GWh)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
vNE	vermiedene Netznutzungsentgelte
WindSeeG	Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See

## 5 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Leistungsentwicklung der EEG-Energieträger bis 2022 im Trendszenario .....	3
Abbildung 1-2: Entwicklung der Stromerzeugung aus EEG-Energieträgern bis 2022 im Trendszenario .....	4
Abbildung 1-3: Auszahlungen an Betreiber von EEG-Anlagen bis 2022 im Trendszenario.....	5
Abbildung 2-1: Vorgehensweise bei der Erstellung der Mittelfristprognose.....	7
Abbildung 3-1: Entwicklung des Leistungszubaus von Wasserkraftanlagen seit 2005.....	18
Abbildung 3-2: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Wasserkraft im Jahr 2018 nach Szenarien.....	22
Abbildung 3-3: Stromerzeugung aus Wasserkraft nach Veräußerungsformen bis 2022 je Szenario .....	25
Abbildung 3-4: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Wasserkraft nach Veräußerungsformen bis 2022 je Szenario .....	27
Abbildung 3-5: Entwicklung des Leistungszubaus von Deponiegasanlagen seit 2005.....	28
Abbildung 3-6: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Deponiegas im Jahr 2018 nach Szenarien .....	31
Abbildung 3-7: Stromerzeugung aus Deponiegas nach Veräußerungsformen bis 2022 je Szenario .....	32
Abbildung 3-8: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Deponiegas nach Veräußerungsformen bis 2022 je Szenario .....	34
Abbildung 3-9: Entwicklung des Leistungszubaus von Klärgasanlagen seit 2005.....	35
Abbildung 3-10: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Klärgas im Jahr 2018 nach Szenarien.....	38
Abbildung 3-11: Stromerzeugung aus Klärgas nach Veräußerungsformen bis 2022 je Szenario .....	40
Abbildung 3-12: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Klärgas nach Veräußerungsformen bis 2022 je Szenario .....	41
Abbildung 3-13: Entwicklung des Leistungszubaus von Grubengasanlagen seit 2005.....	43
Abbildung 3-14: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Grubengas im Jahr 2018 nach Szenarien.....	46
Abbildung 3-15: Stromerzeugung aus Grubengas nach Veräußerungsformen bis 2022 je Szenario .....	47
Abbildung 3-16: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Grubengas nach Veräußerungsformen bis 2022 je Szenario .....	49
Abbildung 3-17: Entwicklung des Leistungszubaus von Biomasseanlagen seit 2005 .....	51
Abbildung 3-18: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Biomasse im Jahr 2018 nach Szenarien.....	55
Abbildung 3-19: Stromerzeugung aus Biomasse nach Veräußerungsformen bis 2022 je Szenario .....	57
Abbildung 3-20: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Biomasse nach Veräußerungsformen bis 2022 je Szenario .....	59
Abbildung 3-21: Entwicklung des Leistungszubaus von Geothermie seit 2005.....	60



Abbildung 3-22: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Geothermie im Jahr 2018 nach Szenarien.....	63
Abbildung 3-23: Stromerzeugung aus Geothermie nach Veräußerungsformen bis 2022 je Szenario .....	65
Abbildung 3-24: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Geothermie nach Veräußerungsformen bis 2022 je Szenario .....	66
Abbildung 3-25: Entwicklung des Leistungszubaus von Windenergie an Land seit 2005.....	69
Abbildung 3-26: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Windenergie an Land im Jahr 2018 nach Szenarien .....	74
Abbildung 3-27: Marktwertfaktoren für Windenergie an Land im Jahr 2018 im Trendszenario.....	76
Abbildung 3-28: Marktwertfaktoren für Windenergie an Land nach Szenarien bis 2022 .....	77
Abbildung 3-29: Stromerzeugung aus Windenergie an Land nach Veräußerungsformen bis 2022 je Szenario .....	78
Abbildung 3-30: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie an Land nach Veräußerungsformen bis 2022 je Szenario .....	79
Abbildung 3-31: Entwicklung des Leistungszubaus von Windenergie auf See seit 2005.....	81
Abbildung 3-32: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Windenergie auf See im Jahr 2018 nach Szenarien .....	85
Abbildung 3-33: Marktwertfaktoren für Windenergie auf See im Jahr 2018 im Trendszenario .....	86
Abbildung 3-34: Marktwertfaktoren für Windenergie auf See nach Szenarien bis 2022 .....	87
Abbildung 3-35: Stromerzeugung aus Windenergie auf See nach Veräußerungsformen bis 2022 je Szenario .....	88
Abbildung 3-36: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie auf See nach Veräußerungsformen bis 2022 je Szenario .....	89
Abbildung 3-37: Entwicklung des Leistungszubaus von solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen seit 2005 .....	91
Abbildung 3-38: Monatliche Vollbenutzungsstunden für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen im Jahr 2018 nach Szenarien .....	95
Abbildung 3-39: Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Veräußerungsformen bis 2022 je Szenario .....	100
Abbildung 3-40: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Veräußerungsformen bis 2022 je Szenario .....	101
Abbildung 3-41 : Entwicklung des Leistungszubaus von solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen seit 2005 .....	102

Abbildung 3-42: Monatliche Vollbenutzungsstunden für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen im Jahr 2018 nach Szenarien .....	106
Abbildung 3-43: Marktwertfaktoren für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen und sonstigen Anlagen im Jahr 2018 im Trendszenario .....	108
Abbildung 3-44: Marktwertfaktoren für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen und sonstigen Anlagen nach Szenarien bis 2022 .....	109
Abbildung 3-45: Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Veräußerungsformen bis 2022 je Szenario .....	110
Abbildung 3-46: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Veräußerungsformen bis 2022 je Szenario .....	111

## 6 Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Durchschnittliche Strompreise .....	16
Tabelle 3-1: Prognose der Leistungsentwicklung der Wasserkraftanlagen in Deutschland nach Szenarien bis 2022 .....	21
Tabelle 3-2: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Wasserkraft bis 2022 nach Szenarien .....	23
Tabelle 3-3: Vermiedene Netznutzungsentgelte für Stromerzeugung aus Wasserkraft bis 2022 je Szenario	27
Tabelle 3-4: Prognose der Leistungsentwicklung der Deponiegasanlagen in Deutschland nach Szenarien bis 2022 .....	30
Tabelle 3-5: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung aus Deponiegas bis 2022 nach Szenarien .....	31
Tabelle 3-6: Vermiedene Netznutzungsentgelte für Stromerzeugung aus Deponiegas bis 2022 je Szenario	34
Tabelle 3-7: Prognose der Leistungsentwicklung der Klärgasanlagen in Deutschland nach Szenarien bis 2022 .....	36
Tabelle 3-8: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung aus Klärgas bis 2022 nach Szenarien...	39
Tabelle 3-9: Vermiedene Netznutzungsentgelte für Stromerzeugung aus Klärgas bis 2022 je Szenario .....	42
Tabelle 3-10: Prognose der Leistungsentwicklung der Grubengasanlagen in Deutschland nach Szenarien bis 2022 .....	45
Tabelle 3-11: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung aus Grubengas bis 2022 .....	46
Tabelle 3-12: Vermiedene Netznutzungsentgelte für Stromerzeugung aus Grubengas bis 2022 je Szenario	49
Tabelle 3-13: Prognose der Leistungsentwicklung der Biomasseanlagen in Deutschland nach Szenarien bis 2022 .....	54
Tabelle 3-14: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung aus Biomasse bis 2022 nach Szenarien .....	56
Tabelle 3-15: Vermiedene Netznutzungsentgelte für Stromerzeugung aus Biomasse bis 2022 je Szenario ..	59
Tabelle 3-16: Prognose der Leistungsentwicklung der Geothermieanlagen in Deutschland nach Szenarien bis 2022 .....	62
Tabelle 3-17: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung aus Geothermie bis 2022 nach Szenarien .....	64
Tabelle 3-18: Vermiedene netznutzungsentgelte für Stromerzeugung aus geothermie bis 2022 je Szenario	67
Tabelle 3-19: Prognose der Leistungsentwicklung der Windenergie an Land-anlagen in Deutschland nach Szenarien bis 2022 .....	73

Tabelle 3-20: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung aus Windenergie an Land bis 2022 nach Szenarien.....	75
Tabelle 3-21: Vermiedene Netznutzungsentgelte für Stromerzeugung aus Windenergie an Land bis 2022 je Szenario .....	80
Tabelle 3-22: Prognose der Leistungsentwicklung der Windenergie auf See-Anlagen in Deutschland nach Szenarien bis 2022 .....	83
Tabelle 3-23: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung aus Windenergie auf See bis 2022 nach Szenarien .....	85
Tabelle 3-24: Vermiedene netznutzungsentgelte für Stromerzeugung aus Windenergie auf See bis 2022 je Szenario .....	90
Tabelle 3-25: Prognose der Leistungsentwicklung solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen in Deutschland nach Szenarien bis 2022 .....	94
Tabelle 3-26: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen bis 2022 nach Szenarien.....	96
Tabelle 3-27: Entwicklung des vergüteten und unvergüteten Eigenverbrauchs aus sonstigen PV-Anlagen nach Szenarien bis 2022 .....	98
Tabelle 3-28: Vermiedene netznutzungsentgelte für Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen bis 2022 je Szenario.....	101
Tabelle 3-29: Prognose der Leistungsentwicklung solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen in Deutschland nach Szenarien bis 2022 .....	105
Tabelle 3-30: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung aus Freiflächenanlagen bis 2022 nach Szenarien .....	107
Tabelle 3-31: Vermiedene Netznutzungsentgelte für Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen bis 2022 je Szenario .....	112
Tabelle A-1: Prognose der monatlichen Leistungsentwicklung je Energieträger in Deutschland im Trendszenario im Jahr 2018.....	129
Tabelle A-2: Prognose der monatlichen Volllaststunden je Energieträger in Deutschland im Trendszenario im Jahr 2018 .....	131
Tabelle A-3: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Wasserkraft in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen.....	132
Tabelle A-4: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Deponiegas in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen.....	132
Tabelle A-5: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Klärgas in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen .....	133

Tabelle A-6: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Grubengas in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen.....	133
Tabelle A-7: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Biomasse in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen.....	134
Tabelle A-8: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Geothermie in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen.....	134
Tabelle A-9: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Windenergie an Land in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen.....	135
Tabelle A-10: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Windenergie auf See in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen.....	135
Tabelle A-11: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen.....	136
Tabelle A-12: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen .....	136
Tabelle A-13: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Wasserkraft in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen.....	137
Tabelle A-14: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Deponiegas in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen.....	137
Tabelle A-15: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Klärgas in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen.....	138
Tabelle A-16: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Grubengas in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen.....	138
Tabelle A-17: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Biomasse in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen.....	139
Tabelle A-18: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Geothermie in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen.....	139
Tabelle A-19: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie an Land in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen.....	140
Tabelle A-20: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie auf See in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen.....	140
Tabelle A-21: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen .....	141
Tabelle A-22: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen.....	141

Tabelle A-23: Prognose der monatlichen Vermiedenen Netzentgelte für Stromerzeugung aus den einzelnen EE-Technologien im Jahr 2018 im Trendszenario .....	142
Tabelle B-1: Prognose der Stromerzeugung aus Wasserkraft nach Veräußerungsformen je Szenario, 2016-2022, in GWh .....	143
Tabelle B-2: Prognose der Stromerzeugung aus Deponiegas nach Veräußerungsformen je Szenario, 2016-2022, in GWh .....	144
Tabelle B-3: Prognose der Stromerzeugung aus Klärgas nach Veräußerungsformen je Szenario, 2016-2022, in GWh .....	145
Tabelle B-4: Prognose der Stromerzeugung aus Grubengas nach Veräußerungsformen je Szenario, 2016-2022, in GWh .....	146
Tabelle B-5: Prognose der Stromerzeugung aus Biomasse nach Veräußerungsformen je Szenario, 2016-2022, in GWh .....	147
Tabelle B-6: Prognose der Stromerzeugung aus Geothermie nach Veräußerungsformen je Szenario, 2016-2022, in GWh .....	148
Tabelle B-7: Prognose der Stromerzeugung aus Windenergieanlagen an Land nach Veräußerungsformen je Szenario, 2016-2022, in GWh .....	149
Tabelle B-8: Prognose der Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See nach Veräußerungsformen je Szenario, 2016-2022, in GWh .....	150
Tabelle B-9: Prognose der Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Veräußerungsformen je Szenario, 2016-2022, in GWh.....	151
Tabelle B-10: Prognose der Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Veräußerungsformen je Szenario, 2016-2022, in GWh.....	152
Tabelle C-1: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Wasserkraft nach Veräußerungsformen je Szenario, 2016-2022, in Mio. €.....	153
Tabelle C-2: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Deponiegas nach Veräußerungsformen je Szenario, 2016-2022, in Mio. €.....	154
Tabelle C-3: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Klärgas nach Veräußerungsformen je Szenario, 2016-2022, in Mio. €.....	155
Tabelle C-4: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Grubengas nach Veräußerungsformen je Szenario, 2016-2022, in Mio. €.....	156
Tabelle C-5: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Biomasse nach Veräußerungsformen je Szenario, 2016-2022, in Mio. €.....	157
Tabelle C-6: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Geothermie nach Veräußerungsformen je Szenario, 2016-2022, in Mio. €.....	158

Tabelle C-7: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie an Land nach Veräußerungsformen je Szenario, 2016-2022, in Mio. € .....	159
Tabelle C-8: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie auf See nach Veräußerungsformen je Szenario, 2016-2022, in Mio. € .....	160
Tabelle C-9: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Veräußerungsformen je Szenario, 2016-2022, in Mio. €.....	161
Tabelle C-10: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Veräußerungsformen je Szenario, 2016-2022, in Mio. € .....	162

## 7 Literaturverzeichnis

**AGEE-Stat (2017):** Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik und Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Zuletzt abgerufen am 19.09.2017 unter: [http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare\\_Energien\\_in\\_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html](http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html)

**Axthelm, W. (2017):** Persönliche Mitteilung. Bundesverband Windenergie.

**Binder, Dr. J. (2017):** Persönliche Mitteilung. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg.

**BMWi (2015a):** Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Marktanalyse Wasserkraft. Zuletzt abgerufen am 19.09.2017 unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/marktanalyse-freiflaeche-photovoltaik-wasserkraft.pdf>.

**BMWi (2015b):** Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Marktanalyse Photovoltaik-Dachanlagen. Zuletzt abgerufen am 19.09.2017 unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/marktanalyse-photovol-taik-dachanlagen.html>.

**BNetzA (2016):** Bundesnetzagentur: Was ist ein Netzentgelt (auch als Netznutzungsentgelt bezeichnet)? Zuletzt abgerufen am 19.09.2017 unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/Energielexikon/Netzentgelt.html>.

**BNetzA (2017a):** Bundesnetzagentur: Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen: Viertes Quartal und Gesamtjahr 2016. Zuletzt abgerufen am 19.09.2017 unter:



[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Quartalsbericht\\_Q4\\_Gesamt\\_2016.pdf](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Quartalsbericht_Q4_Gesamt_2016.pdf).

**BNetzA (2017b):** Bundesnetzagentur: Realisierungsrate der zweiten Photovoltaik-Ausschreibung. Zuletzt abgerufen am 18.09.2017 unter:

[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2017/28082017\\_PVAusschreibung.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2017/28082017_PVAusschreibung.html).

**BNetzA (2017c):** Bundesnetzagentur: Realisierungsrate der ersten PV-Ausschreibungsrunde von April 2015. Zuletzt abgerufen am 19.09.2017 unter:

[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2017/15052017\\_PV.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2017/15052017_PV.html).

**BNetzA (2017d):** Bundesnetzagentur: Bundesnetzagentur erteilt Zuschläge in der ersten Ausschreibung für Offshore-Windparks. Zuletzt abgerufen am 19.09.2017 unter:

[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2017/13042017\\_WindSeeG.html?nn=265778](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2017/13042017_WindSeeG.html?nn=265778).

**BNetzA (2017e):** Bundesnetzagentur: Windenergieanlagen auf See. Zuletzt abgerufen am 18.09.2017 unter:

[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Ausschreibungen/Offshore/offshore-node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Offshore/offshore-node.html).

**BNetzA (2017f):** Bundesnetzagentur: Aktuelle Veröffentlichung der PV-Meldezahlen: Datenmeldungen vom 1. August 2014 bis 30. Juni 2017. Zuletzt abgerufen am 19.09.2017 unter:

[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn\\_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn\\_EEG-VergSaetze\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html)

**BNetzA (2017g):** Bundesnetzagentur: Veröffentlichung der im Anlagenregister registrierten Daten. Excel-Datensatz für die Monate August 2014 bis Juli 2017. Zuletzt abgerufen am 19.09.2017 unter:  
[https://www.bundesnetzagentur.de/clin\\_1421/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Anlagenregister/Anlagenregister\\_Veroeffentlichung/Anlagenregister\\_Veroeffentlichungen\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/clin_1421/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Anlagenregister/Anlagenregister_Veroeffentlichung/Anlagenregister_Veroeffentlichungen_node.html).

**BSH (2017):** Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie: Genehmigung von Offshore Windenergieparks. Zuletzt abgerufen am 13.09.2017 unter:  
<http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/index.jsp>.

**Bundesverband Geothermie (2017):** Tiefe Geothermieprojekte in Deutschland. Zuletzt abgerufen am 19.09.2017 unter:  
<http://www.geothermie.de/wissenswelt/geothermie/in-deutschland.html>.

**DBFZ (2016a):** Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH: Potenziale zur Steigerung der Leistungsfähigkeit von Biogasanlagen – Energetische Effizienz von Repoweringmaßnahmen. Zuletzt abgerufen am 19.09.2017 unter:  
[https://www.dbfz.de/fileadmin/user\\_upload/Referenzen/DBFZ\\_Reports/DBFZ\\_Report\\_28.pdf](https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_28.pdf).

**Douwe, A. van (2017):** Persönliche Mitteilung. Bundesverband Geothermie e. V.

**Eyerer, S. et al. (2017):** Potential der hydrothermalen Geothermie zur Stromerzeugung in Deutschland. Geothermie-Allianz Bayern.

**FA Wind (2015):** Fachagentur Windenergie an Land: Analyse des Zubaus der Windenergie an Land im Jahr 2014 – Identifizierung wesentlicher Treiber des Rekordjahres. Berlin.

**Fachverband BIOGAS (2016):** Branchenzahlen 2015 und Prognose der Branchenentwicklung 2016. Zuletzt abgerufen am 19.09.2017 unter:

[https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE\\_Branchenzahlen/\\$file/16-09-23\\_Biogas\\_Branchenzahlen-2015\\_Prognose-2016.pdf](https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/16-09-23_Biogas_Branchenzahlen-2015_Prognose-2016.pdf).

**FNR (2015):** Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.: Biomassepotentiale von Rest- und Abfallstoffen - Status quo in Deutschland. Schriftenreihe Nachwachsende Rohstoffe Bd. 36.

**Fraunhofer IWES (2016):** Windenergie Report Deutschland 2016. Zuletzt abgerufen am 19.09.2017 unter:

[http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/opencms/export/sites/windmonitor/img/Windenergie\\_Report\\_2016.pdf](http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/opencms/export/sites/windmonitor/img/Windenergie_Report_2016.pdf).

**GemAV (2017):** Deutscher Bundestag: Verordnung zu Ausschreibungen für KWK-Anlagen und innovative KWK-Systeme, zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen sowie zur Änderung weiterer Verordnungen. Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Energie (9. Ausschuss). Deutscher Bundestag.

**Haeming, H. (2017):** Persönliche Mitteilung. Interessensgemeinschaft Deutsche Deponiebetreiber, Köln.

**IE (2016):** Leipziger Institut für Energie: Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2017 bis 2021. Endbericht im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber, Leipzig.

**ISEA (2017):** Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen: Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0, Jahresbericht 2017.

**Kelm, T. (2017):** Persönliche Mitteilung. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg.

**Keuneke, R. et al. (2015):** Ingenieurbüro Floecksmühle, Institut für Strömungsmechanik und Hydraulische Strömungsmaschinen (IHS), Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW), Hydrotec Ingenieurgesellschaft für Wasser und Umwelt mbH, Fichtner Water & Transportation: Marktanalyse zur Vorbereitung von Ausschreibungen, Vorhaben Ild, Wasserkraft. Zuletzt abgerufen am 19.09.2017 unter: <http://www.wasserkraft-deutschland.de/fileadmin/PDF/marktanalysen-studie-wasserkraft.pdf>.

**Lorenz, H. (2017):** Persönliche Mitteilung. Engen: f.u.n.k.e. SENERGIE GmbH.

**Lorinser, B. (2017):** Persönliche Mitteilung. Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg.

**Maciejczyk, M. (2017):** Persönliche Mitteilung. Fachverband Biogas.

**natGAS (2016):** EEG 2017 – Gute Chancen für Biogas-Bestandsanlagen. Zuletzt abgerufen am 17.09.2017 unter: [https://www.natgas.de/getmedia/fc1d53ac-ebc2-4157-bf42-9c71395038a2/EEG-2017-%E2%80%93-Gute-Chancen-fur-Biogas-Bestandsanlagen\\_natGAS.pdf](https://www.natgas.de/getmedia/fc1d53ac-ebc2-4157-bf42-9c71395038a2/EEG-2017-%E2%80%93-Gute-Chancen-fur-Biogas-Bestandsanlagen_natGAS.pdf).

**Neddermann, B. (2017):** Schriftliche Mitteilung. Deutsches Windenergie Institut, DEWI (UL International GmbH).

**Prognos (2016):** Eigenversorgung aus Solaranlagen. Das Potenzial für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel, Analyse im Auftrag von Agora Energiewende.

**SWR (2017):** Geothermiekraftwerk Landau - Bei Tests belastetes Wasser ausgelaufen. Zuletzt abgerufen am 13.09.2017 unter: <https://www.swr.de/swraktuell/bw/mannheim/im-geothermie-kraftwerk-landau-sind-erste-tests-angelaufen/-/id=1582/did=20187086/nid=1582/1g80f6m/index.html>.

**Tjaden, T. (2014):** Einfluss des Standorts und des Nutzerverhaltens auf die energetische Bewertung von PV-Speichersystemen. 29. Symposium Photovoltaische Solarenergie. Kloster Banz, Bad Staffelstein.

**ÜNB (2017a):** 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (Übertragungsnetzbetreiber): Informationen zur Direktvermarktung nach § 21b Abs. 1 EEG 2017. Zuletzt abgerufen am 19.09.2017 unter: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Monatliche-Direktvermarktung>.

**ÜNB (2017b):** 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (Übertragungsnetzbetreiber): Testierte Bewegungsdaten der EEG-Anlagen zum 31.12.2016. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart.

**ÜNB (2017c):** 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (Übertragungsnetzbetreiber): Stammdaten der EEG-Anlagen zum 31.12.2016. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart.

**ÜNB (2017d):** 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (Übertragungsnetzbetreiber): EEG-Jahresabrechnung 2016. Zuletzt abgerufen am 18.09.2017 unter: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen>.

**Uphoff, H. (2017):** Persönliche Mitteilung. Bundesverband deutscher Wasserkraftwerke.

**Willenbrink, B. (2017):** Persönliche Mitteilung. Mingas-Power GmbH.

**ZSW (2014):** Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben I: Spartenübergreifende und integrierende Themen sowie Stromerzeugung aus Klär-, Deponie- und Grubengas. Zwischenbericht. Stuttgart, Heidelberg, Teltow, Hannover.

## Anhang A: Monatsscharfe Darstellung der Ergebnisse der Deutschlandprognose im Trendszenario für das Jahr 2018

Im Folgenden werden die Prognoseergebnisse für die einzelnen Monate des Jahres 2018 und das Trendszenario dargestellt.

TABELLE A-1: PROGNOSE DER MONATLICHEN LEISTUNGSENTWICKLUNG JE ENERGIETRÄGER IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO IM JAHR 2018

	[MW]	Jan 18	Feb 18	Mrz 18	Apr 18	Mai 18	Jun 18	Jul 18	Aug 18	Sep 18	Okt 18	Nov 18	Dez 18
Wasserkraft	Zubau	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83
	Rückbau	0,79	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
	<b>Monatsendbestand</b>	<b>1.549</b>	<b>1.549</b>	<b>1.549</b>	<b>1.550</b>	<b>1.550</b>	<b>1.550</b>	<b>1.550</b>	<b>1.551</b>	<b>1.551</b>	<b>1.551</b>	<b>1.551</b>	<b>1.551</b>
Deponiegas	Zubau	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Rückbau	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
	<b>Monatsendbestand</b>	<b>176</b>	<b>176</b>	<b>176</b>	<b>176</b>	<b>176</b>	<b>176</b>	<b>175</b>	<b>175</b>	<b>175</b>	<b>175</b>	<b>175</b>	<b>175</b>
Klärgas	Zubau	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
	Rückbau	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
	<b>Monatsendbestand</b>	<b>86</b>	<b>86</b>	<b>86</b>	<b>86</b>	<b>86</b>	<b>86</b>	<b>86</b>	<b>86</b>	<b>86</b>	<b>86</b>	<b>86</b>	<b>86</b>
Grubengas	Zubau	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Rückbau	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
	<b>Monatsendbestand</b>	<b>230</b>	<b>230</b>	<b>230</b>	<b>230</b>	<b>230</b>	<b>230</b>	<b>230</b>	<b>230</b>	<b>229</b>	<b>229</b>	<b>229</b>	<b>229</b>
Biomasse	Zubau	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	24
	Rückbau	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	<b>Monatsendbestand</b>	<b>7.198</b>	<b>7.219</b>	<b>7.240</b>	<b>7.261</b>	<b>7.283</b>	<b>7.304</b>	<b>7.325</b>	<b>7.346</b>	<b>7.368</b>	<b>7.389</b>	<b>7.410</b>	<b>7.432</b>
Geothermie	Zubau	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Rückbau	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>Monatsendbestand</b>	<b>47</b>	<b>47</b>	<b>47</b>	<b>47</b>	<b>47</b>	<b>47</b>	<b>47</b>	<b>47</b>	<b>47</b>	<b>47</b>	<b>47</b>	<b>47</b>
Windenergie an Land	Zubau	369	369	390	390	390	422	422	422	453	453	453	485
	Rückbau	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
	<b>Monatsendbestand</b>	<b>50.171</b>	<b>50.522</b>	<b>50.894</b>	<b>51.266</b>	<b>51.638</b>	<b>52.041</b>	<b>52.444</b>	<b>52.848</b>	<b>53.283</b>	<b>53.718</b>	<b>54.153</b>	<b>54.619</b>

Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017c, BNetzA2017a

TABELLE A-1: PROGNOSE DER MONATLICHEN LEISTUNGSENTWICKLUNG JE ENERGIETRÄGER IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO IM JAHR 2018 (FORTSETZUNG)

		[MW]	Jan 18	Feb 18	Mrz 18	Apr 18	Mai 18	Jun 18	Jul 18	Aug 18	Sep 18	Okt 18	Nov 18	Dez 18
<b>Windenergie auf See</b>	Zubau	30	30	120	120	120	120	120	120	50	60	60	60	60
	Rückbau	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>Monatsendbestand</b>	<b>5.062</b>	<b>5.092</b>	<b>5.212</b>	<b>5.332</b>	<b>5.452</b>	<b>5.572</b>	<b>5.692</b>	<b>5.742</b>	<b>5.802</b>	<b>5.862</b>	<b>5.922</b>	<b>5.982</b>	<b>5.982</b>
<b>Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen</b>	Zubau	95	88	123	132	127	147	144	144	147	144	124	100	105
	Rückbau	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
	<b>Monatsendbestand</b>	<b>30.243</b>	<b>30.331</b>	<b>30.454</b>	<b>30.585</b>	<b>30.712</b>	<b>30.859</b>	<b>31.003</b>	<b>31.150</b>	<b>31.294</b>	<b>31.418</b>	<b>31.518</b>	<b>31.518</b>	<b>31.623</b>
<b>Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen</b>	Zubau	38	45	48	52	50	48	54	44	48	48	50	56	46
	Rückbau	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
	<b>Monatsendbestand</b>	<b>11.894</b>	<b>11.938</b>	<b>11.986</b>	<b>12.037</b>	<b>12.087</b>	<b>12.135</b>	<b>12.189</b>	<b>12.233</b>	<b>12.280</b>	<b>12.331</b>	<b>12.387</b>	<b>12.387</b>	<b>12.433</b>

Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017c, BNetzA2017a



TABELLE A-2: PROGNOSE DER MONATLICHEN VOLLASTSTUNDEN JE ENERGIETRÄGER IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO IM JAHR 2018

[h/Monat]	Jan 18	Feb 18	Mrz 18	Apr 18	Mai 18	Jun 18	Jul 18	Aug 18	Sep 18	Okt 18	Nov 18	Dez 18
Wasserkraft	361	359	346	360	390	347	326	290	252	246	291	253
Deponiegas	125	113	125	121	125	121	125	125	121	125	121	125
Klärgas	412	372	412	398	412	398	412	412	398	412	398	412
Grubengas	371	335	371	359	371	359	371	371	359	371	359	371
Biomasse	490	441	487	470	485	468	482	481	464	478	461	475
Geothermie	324	359	433	454	505	524	550	541	489	469	419	397
Windenergie an Land	234	167	174	114	112	105	109	98	123	148	177	211
Windenergie auf See	456	336	376	289	275	240	252	273	342	400	408	411
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	31	49	84	107	113	109	114	99	76	57	31	24
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	31	50	88	115	124	119	122	105	81	60	31	24

Quelle: Eigene Einschätzungen auf Grundlage ÜNB 2017b und weiterer Quellen

TABELLE A-3: PROGNOSE DER MONATLICHEN STROMERZEUGUNG AUS WASSERKRAFT IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

[GWh]	Jan 18	Feb 18	Mrz 18	Apr 18	Mai 18	Jun 18	Jul 18	Aug 18	Sep 18	Okt 18	Nov 18	Dez 18
Marktprämie	282	285	271	285	307	275	259	231	200	192	228	196
Sonstige Direktvermarktung	46	45	44	43	45	39	36	31	27	30	36	33
Eigenverbrauch	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	0,5	0,6	0,5
Feste Einspeisevergütung	230	225	220	229	251	224	210	187	163	160	187	163
Vermarktung in Ausnahmefällen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	<b>559</b>	<b>556</b>	<b>535</b>	<b>558</b>	<b>605</b>	<b>538</b>	<b>505</b>	<b>450</b>	<b>391</b>	<b>382</b>	<b>452</b>	<b>393</b>

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB2017c, ÜNB 2017d und weiterer Quellen

TABELLE A-4: PROGNOSE DER MONATLICHEN STROMERZEUGUNG AUS DEPONIEGAS IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

[GWh]	Jan 18	Feb 18	Mrz 18	Apr 18	Mai 18	Jun 18	Jul 18	Aug 18	Sep 18	Okt 18	Nov 18	Dez 18
Marktprämie	11	10	11	10	11	10	11	11	10	11	10	11
Sonstige Direktvermarktung	0,9	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	10	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Vermarktung in Ausnahmefällen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	<b>22</b>	<b>20</b>	<b>22</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>22</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>21</b>	<b>22</b>

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB2017c, ÜNB 2017d und weiterer Quellen

TABELLE A-5: PROGNOSE DER MONATLICHEN STROMERZEUGUNG AUS KLÄRGAS IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

[GWh]	Jan 18	Feb 18	Mrz 18	Apr 18	Mai 18	Jun 18	Jul 18	Aug 18	Sep 18	Okt 18	Nov 18	Dez 18
Marktprämie	1,6	1,5	1,6	1,6	1,7	1,6	1,7	1,7	1,6	1,7	1,6	1,7
Sonstige Direktvermarktung	0,3	0,2	0,3	0,2	0,3	0,2	0,3	0,3	0,2	0,3	0,2	0,3
Eigenverbrauch	30	27	30	29	30	29	30	30	29	30	29	30
Feste Einspeisevergütung	3,1	2,8	3,1	3,0	3,1	3,0	3,1	3,1	3,0	3,1	3,0	3,1
Vermarktung in Ausnahmefällen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	<b>35</b>	<b>32</b>	<b>35</b>	<b>34</b>	<b>35</b>	<b>34</b>	<b>35</b>	<b>35</b>	<b>34</b>	<b>35</b>	<b>34</b>	<b>35</b>

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB2017c, ÜNB 2017d und weiterer Quellen

TABELLE A-6: PROGNOSE DER MONATLICHEN STROMERZEUGUNG AUS GRUBENGAS IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

[GWh]	Jan 18	Feb 18	Mrz 18	Apr 18	Mai 18	Jun 18	Jul 18	Aug 18	Sep 18	Okt 18	Nov 18	Dez 18
Marktprämie	65	58	65	63	65	63	65	65	63	65	63	65
Sonstige Direktvermarktung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	21	19	21	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Vermarktung in Ausnahmefällen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	<b>85</b>	<b>77</b>	<b>85</b>	<b>82</b>	<b>85</b>	<b>82</b>	<b>85</b>	<b>85</b>	<b>82</b>	<b>85</b>	<b>82</b>	<b>85</b>

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB2017c, ÜNB 2017d und weiterer Quellen

TABELLE A-7: PROGNOSE DER MONATLICHEN STROMERZEUGUNG AUS BIOMASSE IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

[GWh]	Jan 18	Feb 18	Mrz 18	Apr 18	Mai 18	Jun 18	Jul 18	Aug 18	Sep 18	Okt 18	Nov 18	Dez 18
Marktprämie	2.652	2.395	2.652	2.567	2.652	2.566	2.651	2.650	2.564	2.648	2.562	2.647
Sonstige Direktvermarktung	1,4	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	873	789	874	847	877	849	878	879	852	880	853	882
Vermarktung in Ausnahmefällen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	<b>3.526</b>	<b>3.185</b>	<b>3.528</b>	<b>3.416</b>	<b>3.530</b>	<b>3.416</b>	<b>3.530</b>	<b>3.530</b>	<b>3.417</b>	<b>3.530</b>	<b>3.416</b>	<b>3.530</b>

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB2017c, ÜNB 2017d und weiterer Quellen

TABELLE A-8: PROGNOSE DER MONATLICHEN STROMERZEUGUNG AUS GEOTHERMIE IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

[GWh]	Jan 18	Feb 18	Mrz 18	Apr 18	Mai 18	Jun 18	Jul 18	Aug 18	Sep 18	Okt 18	Nov 18	Dez 18
Marktprämie	10	11	14	14	16	17	17	17	16	15	13	13
Sonstige Direktvermarktung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eigenverbrauch	3,1	3,4	4,1	4,3	4,8	4,9	5,2	5,1	4,6	4,4	3,9	3,7
Feste Einspeisevergütung	2,1	2,1	2,6	2,7	3,0	3,1	3,3	3,2	2,9	2,8	2,5	2,4
Vermarktung in Ausnahmefällen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	<b>15</b>	<b>17</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>24</b>	<b>25</b>	<b>26</b>	<b>25</b>	<b>23</b>	<b>22</b>	<b>20</b>	<b>19</b>

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB2017c, ÜNB 2017d und weiterer Quellen

TABELLE A-9: PROGNOSE DER MONATLICHEN STROMERZEUGUNG AUS WINDENERGIE AN LAND IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

[GWh]	Jan 18	Feb 18	Mrz 18	Apr 18	Mai 18	Jun 18	Jul 18	Aug 18	Sep 18	Okt 18	Nov 18	Dez 18
Marktprämie	11.058	7.977	8.337	5.551	5.491	5.185	5.402	4.929	6.210	7.554	9.108	10.942
Sonstige Direktvermarktung	3,7	2,6	2,7	1,7	1,8	1,6	1,7	1,5	1,8	2,2	2,7	3,3
Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	687	471	512	310	307	293	299	267	341	410	482	573
Vermarktung in Ausnahmefällen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	<b>11.749</b>	<b>8.451</b>	<b>8.852</b>	<b>5.863</b>	<b>5.800</b>	<b>5.480</b>	<b>5.702</b>	<b>5.197</b>	<b>6.553</b>	<b>7.966</b>	<b>9.593</b>	<b>11.518</b>

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB2017c, ÜNB 2017d und weiterer Quellen

TABELLE A-10: PROGNOSE DER MONATLICHEN STROMERZEUGUNG AUS WINDENERGIE AUF SEE IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

[GWh]	Jan 18	Feb 18	Mrz 18	Apr 18	Mai 18	Jun 18	Jul 18	Aug 18	Sep 18	Okt 18	Nov 18	Dez 18
Marktprämie	2.307	1.711	1.962	1.538	1.499	1.339	1.436	1.565	1.984	2.347	2.418	2.458
Sonstige Direktvermarktung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vermarktung in Ausnahmefällen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	<b>2.307</b>	<b>1.711</b>	<b>1.962</b>	<b>1.538</b>	<b>1.499</b>	<b>1.339</b>	<b>1.436</b>	<b>1.565</b>	<b>1.984</b>	<b>2.347</b>	<b>2.418</b>	<b>2.458</b>

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB2017c, ÜNB 2017d und weiterer Quellen

**TABELLE A-11: PROGNOSE DER MONATLICHEN STROMERZEUGUNG AUS SOLARER STRAHLUNGSENERGIE AUS SONSTIGEN ANLAGEN IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN**

[GWh]	Jan 18	Feb 18	Mrz 18	Apr 18	Mai 18	Jun 18	Jul 18	Aug 18	Sep 18	Okt 18	Nov 18	Dez 18
Marktprämie	40	65	116	154	170	168	178	159	126	96	52	41
Sonstige Direktvermarktung	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
Eigenverbrauch	78	124	216	279	301	295	313	276	215	164	89	71
Feste Einspeisevergütung	814	1.288	2.212	2.831	3.012	2.912	3.049	2.656	2.048	1.523	826	654
Vermarktung in Ausnahmefällen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	<b>933</b>	<b>1.478</b>	<b>2.545</b>	<b>3.264</b>	<b>3.483</b>	<b>3.375</b>	<b>3.540</b>	<b>3.091</b>	<b>2.389</b>	<b>1.783</b>	<b>966</b>	<b>767</b>

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB2017c, ÜNB 2017d und weiterer Quellen

**TABELLE A-12: PROGNOSE DER MONATLICHEN STROMERZEUGUNG AUS SOLARER STRAHLUNGSENERGIE AUS FREIFLÄCHENANLAGEN IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN**

[GWh]	Jan 18	Feb 18	Mrz 18	Apr 18	Mai 18	Jun 18	Jul 18	Aug 18	Sep 18	Okt 18	Nov 18	Dez 18
Marktprämie	244	395	700	915	993	964	990	859	665	495	259	202
Sonstige Direktvermarktung	0,6	1,0	1,8	2,4	2,5	2,5	2,5	2,2	1,7	1,2	0,6	0,5
Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	128	205	359	465	500	482	495	427	329	243	127	99
Vermarktung in Ausnahmefällen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	<b>372</b>	<b>601</b>	<b>1.060</b>	<b>1.382</b>	<b>1.496</b>	<b>1.449</b>	<b>1.487</b>	<b>1.288</b>	<b>996</b>	<b>739</b>	<b>386</b>	<b>301</b>

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB2017c, ÜNB 2017d und weiterer Quellen

TABELLE A-13: PROGNOSE DER MONATLICHEN AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS WASSERKRAFT IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

[Mio. €]	Jan 18	Feb 18	Mrz 18	Apr 18	Mai 18	Jun 18	Jul 18	Aug 18	Sep 18	Okt 18	Nov 18	Dez 18
Feste Einspeisevergütung	24	24	23	24	26	24	22	20	17	17	20	17
Marktprämie	14	13	14	16	18	16	15	13	11	10	12	11
Eigenverbrauch (vergütet)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	<b>38</b>	<b>37</b>	<b>37</b>	<b>40</b>	<b>44</b>	<b>39</b>	<b>37</b>	<b>33</b>	<b>28</b>	<b>27</b>	<b>31</b>	<b>28</b>

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB 2017c, EEG 2017 und weiterer Quellen

TABELLE A-14: PROGNOSE DER MONATLICHEN AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS DEONIEGAS IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

[Mio. €]	Jan 18	Feb 18	Mrz 18	Apr 18	Mai 18	Jun 18	Jul 18	Aug 18	Sep 18	Okt 18	Nov 18	Dez 18
Feste Einspeisevergütung	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Marktprämie	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,5
Eigenverbrauch (vergütet)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	<b>1,2</b>	<b>1,1</b>	<b>1,3</b>	<b>1,3</b>	<b>1,3</b>	<b>1,3</b>	<b>1,3</b>	<b>1,3</b>	<b>1,2</b>	<b>1,2</b>	<b>1,2</b>	<b>1,3</b>

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB 2017c, EEG 2017 und weiterer Quellen

TABELLE A-15: PROGNOSE DER MONATLICHEN AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS KLÄRGAS IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

[Mio. €]	Jan 18	Feb 18	Mrz 18	Apr 18	Mai 18	Jun 18	Jul 18	Aug 18	Sep 18	Okt 18	Nov 18	Dez 18
Feste Einspeisevergütung	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Marktprämie	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Eigenverbrauch (vergütet)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	<b>0,3</b>	<b>0,3</b>	<b>0,3</b>	<b>0,3</b>	<b>0,3</b>	<b>0,3</b>	<b>0,3</b>	<b>0,3</b>	<b>0,3</b>	<b>0,3</b>	<b>0,3</b>	<b>0,3</b>

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB 2017c, EEG 2017 und weiterer Quellen

TABELLE A-16: PROGNOSE DER MONATLICHEN AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS GRUBENGAS IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

[Mio. €]	Jan 18	Feb 18	Mrz 18	Apr 18	Mai 18	Jun 18	Jul 18	Aug 18	Sep 18	Okt 18	Nov 18	Dez 18
Feste Einspeisevergütung	1,4	1,3	1,4	1,3	1,4	1,3	1,4	1,4	1,3	1,4	1,3	1,4
Marktprämie	2,2	1,9	2,4	2,6	2,8	2,6	2,8	2,7	2,5	2,4	2,2	2,5
Eigenverbrauch (vergütet)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	<b>3,6</b>	<b>3,2</b>	<b>3,8</b>	<b>3,9</b>	<b>4,1</b>	<b>4,0</b>	<b>4,1</b>	<b>4,1</b>	<b>3,8</b>	<b>3,8</b>	<b>3,6</b>	<b>3,9</b>

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB 2017c, EEG 2017 und weiterer Quellen



TABELLE A-17: PROGNOSE DER MONATLICHEN AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS BIOMASSE IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

[Mio. €]	Jan 18	Feb 18	Mrz 18	Apr 18	Mai 18	Jun 18	Jul 18	Aug 18	Sep 18	Okt 18	Nov 18	Dez 18
Feste Einspeisevergütung	179	162	180	174	180	174	180	180	175	181	175	181
Marktprämie	400	362	412	409	426	411	427	426	405	413	396	417
Eigenverbrauch (vergütet)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	<b>580</b>	<b>524</b>	<b>591</b>	<b>583</b>	<b>606</b>	<b>585</b>	<b>607</b>	<b>606</b>	<b>580</b>	<b>593</b>	<b>571</b>	<b>598</b>

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB 2017c, EEG 2017 und weiterer Quellen

TABELLE A-18: PROGNOSE DER MONATLICHEN AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS GEOTHERMIE IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

[Mio. €]	Jan 18	Feb 18	Mrz 18	Apr 18	Mai 18	Jun 18	Jul 18	Aug 18	Sep 18	Okt 18	Nov 18	Dez 18
Feste Einspeisevergütung	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5
Marktprämie	2,2	2,4	3,0	3,2	3,6	3,7	3,9	3,8	3,4	3,2	2,9	2,8
Eigenverbrauch (vergütet)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	<b>2,6</b>	<b>2,9</b>	<b>3,5</b>	<b>3,7</b>	<b>4,2</b>	<b>4,3</b>	<b>4,6</b>	<b>4,5</b>	<b>4,0</b>	<b>3,8</b>	<b>3,4</b>	<b>3,2</b>

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB 2017c, EEG 2017 und weiterer Quellen

TABELLE A-19: PROGNOSE DER MONATLICHEN AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS WINDENERGIE AN LAND IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

[Mio. €]	Jan 18	Feb 18	Mrz 18	Apr 18	Mai 18	Jun 18	Jul 18	Aug 18	Sep 18	Okt 18	Nov 18	Dez 18
Feste Einspeisevergütung	60	41	45	27	27	26	26	23	30	36	42	50
Marktprämie	688	498	533	378	361	355	360	329	385	459	572	709
Eigenverbrauch (vergütet)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	<b>749</b>	<b>539</b>	<b>578</b>	<b>405</b>	<b>387</b>	<b>381</b>	<b>386</b>	<b>352</b>	<b>415</b>	<b>495</b>	<b>614</b>	<b>759</b>

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB 2017c, EEG 2017 und weiterer Quellen

TABELLE A-20: PROGNOSE DER MONATLICHEN AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS WINDENERGIE AUF SEE IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

[Mio. €]	Jan 18	Feb 18	Mrz 18	Apr 18	Mai 18	Jun 18	Jul 18	Aug 18	Sep 18	Okt 18	Nov 18	Dez 18
Feste Einspeisevergütung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Marktprämie	360	270	316	254	246	222	236	258	320	375	385	402
Eigenverbrauch (vergütet)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	<b>360</b>	<b>270</b>	<b>316</b>	<b>254</b>	<b>246</b>	<b>222</b>	<b>236</b>	<b>258</b>	<b>320</b>	<b>375</b>	<b>385</b>	<b>402</b>

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB 2017c, EEG 2017 und weiterer Quellen

TABELLE A-21: PROGNOSE DER MONATLICHEN AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS SOLARER STRAHLUNGSENERGIE AUS SONSTIGEN ANLAGEN IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

[Mio. €]	Jan 18	Feb 18	Mrz 18	Apr 18	Mai 18	Jun 18	Jul 18	Aug 18	Sep 18	Okt 18	Nov 18	Dez 18
Feste Einspeisevergütung	278	439	753	961	1.021	986	1.032	898	691	514	279	221
Marktprämie	7	11	19	26	28	28	29	25	20	15	8	6
Eigenverbrauch (vergütet)	5	8	13	16	17	17	17	15	12	9	5	4
<b>Summe</b>	<b>289</b>	<b>457</b>	<b>785</b>	<b>1.003</b>	<b>1.066</b>	<b>1.030</b>	<b>1.078</b>	<b>939</b>	<b>723</b>	<b>537</b>	<b>291</b>	<b>231</b>

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB 2017c, EEG 2017 und weiterer Quellen

TABELLE A-22: PROGNOSE DER MONATLICHEN AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS SOLARER STRAHLUNGSENERGIE AUS FREIFLÄCHENANLAGEN IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

[Mio. €]	Jan 18	Feb 18	Mrz 18	Apr 18	Mai 18	Jun 18	Jul 18	Aug 18	Sep 18	Okt 18	Nov 18	Dez 18
Feste Einspeisevergütung	29	47	81	105	113	109	112	96	74	55	29	23
Marktprämie	37	60	109	144	157	151	155	134	102	75	38	30
Eigenverbrauch (vergütet)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	<b>66</b>	<b>106</b>	<b>190</b>	<b>249</b>	<b>270</b>	<b>260</b>	<b>266</b>	<b>230</b>	<b>176</b>	<b>130</b>	<b>67</b>	<b>53</b>

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB 2017c, EEG 2017 und weiterer Quellen

TABELLE A-23: PROGNOSE DER MONATLICHEN VERMIEDENEN NETZENTGELTE FÜR STROMERZEUGUNG AUS DEN EINZELNEN EE-TECHNOLOGIEN IM JAHR 2018 IM TRENDSZENARIO

	[Mio. €/a]	Jan 18	Feb 18	Mrz 18	Apr 18	Mai 18	Jun 18	Jul 18	Aug 18	Sep 18	Okt 18	Nov 18	Dez 18
Wasserkraft		2,93	2,95	2,82	3,00	3,29	2,97	2,80	2,51	2,17	2,05	2,40	2,05
Deponiegas		0,15	0,13	0,15	0,14	0,15	0,14	0,15	0,15	0,14	0,15	0,14	0,15
Klärgas		0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Grubengas		0,36	0,32	0,36	0,35	0,36	0,35	0,36	0,36	0,34	0,36	0,34	0,36
Biomasse		23,21	20,97	23,22	22,48	23,23	22,48	23,24	23,24	22,49	23,23	22,48	23,24
Geothermie		0,09	0,10	0,12	0,13	0,14	0,15	0,15	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11
Windenergie an Land		27,19	19,49	20,56	13,44	13,47	12,76	13,28	12,04	15,13	18,38	22,22	26,73
Windenergie auf See		0,09	0,06	0,07	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,07	0,08	0,08	0,08
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen		3,36	5,32	9,18	11,79	12,57	12,18	12,73	11,08	8,55	6,36	3,43	2,72
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen		1,56	2,51	4,45	5,80	6,27	6,08	6,25	5,44	4,21	3,12	1,62	1,26

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB 2017c, EEG 2017 und weiterer Quellen

## Anhang B: Entwicklung der Stromerzeugung je Energieträger nach Veräußerungsformen

Im Folgenden werden die Prognoseergebnisse bzgl. der Entwicklung der Stromerzeugung je Energieträger in den drei Szenarien und nach Veräußerungsformen tabellarisch dargestellt.

**TABELLE B-1: PROGNOSE DER STROMERZEUGUNG AUS WASSERKRAFT NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2016-2022, IN GWH**

Jahr	Szenario	Marktprämie	Sonstige Direktvermarktung	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Summe
2016		3.268	20	8	2.464	0	5.760
2017	TS	3.009	454	8	2.447	0	5.918
	OS	3.821	576	10	3.107	0	7.515
	US	2.588	390	7	2.104	0	5.089
2018	TS	3.012	454	8	2.449	0	5.924
	OS	3.835	576	11	3.121	0	7.543
	US	2.585	390	7	2.101	0	5.083
2019	TS	3.017	454	9	2.454	0	5.934
	OS	3.865	576	12	3.150	0	7.603
	US	2.578	390	7	2.094	0	5.069
2020	TS	3.033	456	9	2.468	0	5.965
	OS	3.907	578	13	3.190	0	7.688
	US	2.580	392	7	2.094	0	5.072
2021	TS	3.027	454	10	2.464	0	5.956
	OS	3.924	576	14	3.209	0	7.723
	US	2.564	390	8	2.080	0	5.042
2022	TS	3.033	454	10	2.470	0	5.966
	OS	3.953	576	15	3.238	0	7.783
	US	2.557	390	8	2.073	0	5.028

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB 2017c, ÜNB 2017d und weiterer Quellen

TABELLE B-2: PROGNOSE DER STROMERZEUGUNG AUS DEPONIEGAS NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2016-2022, IN GWH

Jahr	Szenario	Marktprämie	Sonstige Direktvermarktung	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Summe
2016		176	13	0	167	0	356
2017	TS	137	12	0	135	0	284
	OS	140	12	0	138	0	290
	US	134	12	0	132	0	277
2018	TS	125	11	0	123	0	259
	OS	131	11	0	129	0	271
	US	119	10	0	117	0	247
2019	TS	114	10	0	112	0	236
	OS	123	11	0	121	0	254
	US	107	9	0	104	0	220
2020	TS	105	9	0	102	0	216
	OS	115	10	0	113	0	239
	US	95	9	0	92	0	196
2021	TS	62	9	0	33	0	104
	OS	71	10	0	40	0	120
	US	55	8	0	28	0	91
2022	TS	52	8	0	18	0	77
	OS	60	9	0	23	0	92
	US	44	7	0	14	0	65

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB 2017c, ÜNB 2017d und weiterer Quellen

TABELLE B-3: PROGNOSE DER STROMERZEUGUNG AUS KLÄRGAS NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2016-2022, IN GWH

Jahr	Szenario	Marktprämie	Sonstige Direktvermarktung	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Summe
2016		13	3	395	41	0	453
2017	TS	18	3	356	36	0	413
	OS	19	3	370	38	0	430
	US	17	3	342	35	0	398
2018	TS	20	3	357	37	0	416
	OS	21	3	374	38	0	436
	US	19	3	342	35	0	398
2019	TS	21	3	357	37	0	418
	OS	23	3	379	39	0	443
	US	19	3	338	35	0	394
2020	TS	22	3	359	37	0	421
	OS	25	3	384	40	0	452
	US	20	3	335	34	0	391
2021	TS	19	23	362	17	0	421
	OS	22	24	392	19	0	458
	US	16	23	333	15	0	386
2022	TS	20	27	363	13	0	423
	OS	24	28	397	16	0	465
	US	16	26	330	11	0	382

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB 2017c, ÜNB 2017d und weiterer Quellen

TABELLE B-4: PROGNOSE DER STROMERZEUGUNG AUS GRUBENGAS NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2016-2022, IN GWH

Jahr	Szenario	Marktprämie	Sonstige Direktvermarktung	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Summe
2016		858	0	0	173	0	1.031
	TS	770	0	0	246	0	1.016
2017	OS	778	0	0	248	0	1.026
	US	762	0	0	243	0	1.006
	TS	762	0	0	241	0	1.003
2018	OS	778	0	0	247	0	1.025
	US	746	0	0	234	0	980
	TS	754	0	0	236	0	989
2019	OS	778	0	0	247	0	1.025
	US	730	0	0	223	0	952
	TS	748	0	0	231	0	979
2020	OS	780	0	0	248	0	1.027
	US	716	0	0	212	0	928
	TS	712	134	0	117	0	963
2021	OS	751	140	0	133	0	1.025
	US	674	127	0	98	0	899
	TS	684	239	0	27	0	951
2022	OS	730	254	0	41	0	1.025
	US	640	225	0	8	0	874

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB 2017c, ÜNB 2017d und weiterer Quellen



TABELLE B-5: PROGNOSE DER STROMERZEUGUNG AUS BIOMASSE NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2016-2022, IN GWH

Jahr	Szenario	Marktprämie	Sonstige Direktvermarktung	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Summe
2016		31.197	0	0	9.819	0	41.016
2017	TS	31.313	17	0	10.224	0	41.553
	OS	33.168	18	0	10.835	0	44.020
	US	29.075	15	0	9.481	0	38.572
2018	TS	31.205	17	0	10.333	0	41.554
	OS	33.093	18	0	10.984	0	44.095
	US	28.927	15	0	9.554	0	38.496
2019	TS	31.139	17	0	10.453	0	41.608
	OS	33.092	18	0	11.138	0	44.248
	US	28.782	15	0	9.640	0	38.438
2020	TS	31.407	17	0	10.373	0	41.796
	OS	33.442	18	0	11.082	0	44.542
	US	28.948	15	0	9.540	0	38.503
2021	TS	31.003	730	0	8.970	0	40.702
	OS	33.055	962	0	9.648	0	43.665
	US	28.512	346	0	8.191	0	37.049
2022	TS	30.897	1.068	0	8.059	0	40.024
	OS	32.984	1.361	0	8.736	0	43.081
	US	28.353	387	0	7.298	0	36.038

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB 2017c, ÜNB 2017d und weiterer Quellen

TABELLE B-6: PROGNOSE DER STROMERZEUGUNG AUS GEOTHERMIE NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2016-2022, IN GWH

Jahr	Szenario	Marktprämie	Sonstige Direktvermarktung	Eigen- verbrauch	Feste Einspeise- vergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Summe
2016		157	0	44	18	0	218
2017	TS	153	0	43	19	0	215
	OS	168	0	48	23	0	239
	US	138	0	39	17	0	193
2018	TS	173	0	51	33	0	257
	OS	206	0	60	36	0	302
	US	147	0	41	17	0	205
2019	TS	226	0	65	33	0	323
	OS	312	0	87	36	0	434
	US	154	0	46	29	0	230
2020	TS	244	0	69	33	0	345
	OS	340	0	94	36	0	470
	US	169	0	50	29	0	248
2021	TS	268	0	75	33	0	376
	OS	341	0	94	36	0	471
	US	174	0	51	29	0	254
2022	TS	270	0	76	33	0	378
	OS	356	0	98	36	0	490
	US	195	0	56	29	0	281

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB 2017c, ÜNB 2017d und weiterer Quellen

TABELLE B-7: PROGNOSE DER STROMERZEUGUNG AUS WINDENERGIEANLAGEN AN LAND NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2016-2022, IN GWH

Jahr	Szenario	Marktprämie	Sonstige Direktvermarktung	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Summe
2016		62.031	14	0	4.279	16	66.340
2017	TS	76.984	24	0	5.028	0	82.036
	OS	93.310	29	0	6.087	0	99.426
	US	59.432	19	0	3.864	0	63.315
2018	TS	87.746	27	0	4.951	0	92.724
	OS	108.386	33	0	6.007	0	114.426
	US	66.288	21	0	3.797	0	70.106
2019	TS	96.289	28	0	4.867	0	101.183
	OS	120.813	34	0	5.931	0	126.778
	US	71.277	21	0	3.717	0	75.015
2020	TS	103.242	28	0	4.791	0	108.060
	OS	130.435	34	0	5.870	0	136.339
	US	75.247	21	0	3.642	0	78.910
2021	TS	105.074	6.519	0	3.076	0	114.669
	OS	133.494	8.483	0	3.777	0	145.754
	US	75.295	4.364	0	2.341	0	82.001
2022	TS	108.249	9.823	0	1.963	0	120.035
	OS	138.084	13.296	0	2.430	0	153.810
	US	76.359	5.928	0	1.503	0	83.791

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB 2017c, ÜNB 2017d und weiterer Quellen

TABELLE B-8: PROGNOSE DER STROMERZEUGUNG AUS WINDENERGIEANLAGEN AUF SEE NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2016-2022, IN GWH

Jahr	Szenario	Marktprämie	Sonstige Direktvermarktung	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Summe
2016		12.092	0	0	0	0	12.092
2017	TS	18.933	0	0	0	0	18.933
	OS	20.244	0	0	0	0	20.244
	US	17.182	0	0	0	0	17.182
2018	TS	22.564	0	0	0	0	22.564
	OS	26.046	0	0	0	0	26.046
	US	18.762	0	0	0	0	18.762
2019	TS	25.814	0	0	0	0	25.814
	OS	31.556	0	0	0	0	31.556
	US	21.519	0	0	0	0	21.519
2020	TS	29.839	0	0	0	0	29.839
	OS	33.351	0	0	0	0	33.351
	US	25.214	0	0	0	0	25.214
2021	TS	32.194	0	0	0	0	32.194
	OS	35.819	0	0	0	0	35.819
	US	27.472	0	0	0	0	27.472
2022	TS	34.175	0	0	0	0	34.175
	OS	40.367	0	0	0	0	40.367
	US	28.399	0	0	0	0	28.399

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB 2017c, ÜNB 2017d und weiterer Quellen

TABELLE B-9: PROGNOSE DER STROMERZEUGUNG AUS SOLARER STRAHLUNGSENERGIE AUS SONSTIGEN ANLAGEN NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2016-2022, IN GWH

Jahr	Szenario	Marktprämie	Sonstige Direktvermarktung	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Summe
2016		875	2	1.950	23.267	5	26.099
2017	TS	1.029	2	2.041	23.401	0	26.474
	OS	1.178	2	2.348	26.887	0	30.416
	US	855	2	1.696	19.476	0	22.028
2018	TS	1.365	2	2.422	23.826	0	27.615
	OS	1.579	2	2.912	27.448	0	31.941
	US	1.091	2	1.963	19.792	0	22.847
2019	TS	1.760	2	2.905	24.341	0	29.008
	OS	2.055	2	3.631	28.137	0	33.825
	US	1.372	2	2.267	20.151	0	23.792
2020	TS	2.185	2	3.500	24.959	0	30.646
	OS	2.573	2	4.388	28.910	0	35.874
	US	1.670	2	2.613	20.561	0	24.846
2021	TS	2.612	59	4.146	25.493	0	32.309
	OS	3.098	72	5.115	29.555	0	37.839
	US	1.967	44	3.001	20.899	0	25.910
2022	TS	2.834	304	5.056	25.661	0	33.854
	OS	3.277	610	6.130	29.522	0	39.539
	US	2.186	97	3.649	21.111	0	27.042

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB 2017c, ÜNB 2017d und weiterer Quellen

TABELLE B-10: PROGNOSE DER STROMERZEUGUNG AUS SOLARER STRAHLUNGSENERGIE AUS FREIFLÄCHENANLAGEN NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2016-2022, IN GWH

Jahr	Szenario	Marktprämie	Sonstige Direktvermarktung	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Summe
2016		6.909	9	0	3.399	0	10.318
	TS	7.093	20	0	3.858	0	10.970
2017	OS	8.103	22	0	4.416	0	12.541
	US	5.919	16	0	3.217	0	9.152
	TS	7.680	20	0	3.858	0	11.558
2018	OS	8.831	22	0	4.420	0	13.273
	US	6.358	16	0	3.216	0	9.590
	TS	8.264	20	0	3.859	0	12.143
2019	OS	9.404	22	0	4.423	0	13.850
	US	6.793	16	0	3.214	0	10.023
	TS	8.893	20	0	3.867	0	12.780
2020	OS	10.122	22	0	4.435	0	14.580
	US	7.264	16	0	3.218	0	10.498
	TS	9.388	22	0	3.861	0	13.271
2021	OS	10.710	25	0	4.429	0	15.165
	US	7.634	18	0	3.210	0	10.862
	TS	9.751	67	0	3.851	0	13.670
2022	OS	11.008	212	0	4.420	0	15.640
	US	7.938	18	0	3.200	0	11.156

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB 2017c, ÜNB 2017d und weiterer Quellen

## Anhang C: Entwicklung der Auszahlungen je Energieträger nach Veräußerungsformen

Im Folgenden werden die Prognoseergebnisse bzgl. der Entwicklung der Vergütungszahlungen je Energieträger in den drei Szenarien und nach Veräußerungsformen tabellarisch dargestellt.

TABELLE C-1: PROGNOSE DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS WASSERKRAFT NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2016-2022, IN MIO. €

Jahr	Szenario	Marktprämie	Feste Einspeisevergütung	Eigenverbrauch (vergütet)	Summe
2016		188	259	0	446
	TS	153	257	0	410
2017	OS	195	326	0	521
	US	129	129	0	259
	TS	164	258	0	421
2018	OS	216	328	0	544
	US	133	133	0	266
	TS	172	258	0	430
2019	OS	229	332	0	561
	US	139	139	0	278
	TS	173	260	0	433
2020	OS	231	337	0	567
	US	139	139	0	278
	TS	169	260	0	429
2021	OS	228	339	0	567
	US	136	136	0	272
	TS	167	261	0	428
2022	OS	226	343	0	569
	US	134	134	0	268

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB 2017c und weiterer Quellen

TABELLE C-2: PROGNOSE DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS DEPONIEGAS NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2016-2022, IN MIO. €

Jahr	Szenario	Marktprämie	Feste Einspeisevergütung	Eigenverbrauch (vergütet)	Summe
2016		8	13	0	21
2017	TS	5	10	0	16
	OS	6	11	0	16
	US	5	10	0	15
2018	TS	5	9	0	15
	OS	6	10	0	16
	US	5	9	0	14
2019	TS	5	9	0	14
	OS	6	9	0	15
	US	5	8	0	13
2020	TS	5	8	0	13
	OS	5	9	0	14
	US	4	7	0	11
2021	TS	3	3	0	5
	OS	3	3	0	6
	US	2	2	0	4
2022	TS	2	1	0	4
	OS	3	2	0	5
	US	2	1	0	3

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB 2017c und weiterer Quellen



TABELLE C-3: PROGNOSE DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS KLÄRGAS NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2016-2022, IN MIO. €

Jahr	Szenario	Marktprämie	Feste Einspeisevergütung	Eigenverbrauch (vergütet)	Summe
2016		1	3	0	4
2017	TS	1	3	0	3
	OS	1	3	0	4
	US	1	3	0	3
2018	TS	1	3	0	4
	OS	1	3	0	4
	US	1	3	0	3
2019	TS	1	3	0	4
	OS	1	3	0	4
	US	1	3	0	3
2020	TS	1	3	0	4
	OS	1	3	0	4
	US	1	3	0	3
2021	TS	1	1	0	2
	OS	1	1	0	3
	US	1	1	0	2
2022	TS	1	1	0	2
	OS	1	1	0	2
	US	1	1	0	2

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB 2017c und weiterer Quellen

TABELLE C-4: PROGNOSE DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS GRUBENGAS NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2016-2022, IN MIO. €

Jahr	Szenario	Marktprämie	Feste Einspeisevergütung	Eigenverbrauch (vergütet)	Summe
2016		35	12	0	47
2017	TS	27	17	0	44
	OS	28	17	0	45
	US	27	16	0	43
2018	TS	30	16	0	46
	OS	32	17	0	48
	US	27	16	0	43
2019	TS	31	16	0	47
	OS	34	17	0	50
	US	28	15	0	43
2020	TS	31	16	0	47
	OS	34	17	0	50
	US	28	14	0	42
2021	TS	30	8	0	38
	OS	33	9	0	42
	US	26	7	0	33
2022	TS	29	2	0	31
	OS	32	3	0	35
	US	25	1	0	26

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB 2017c und weiterer Quellen

TABELLE C-5: PROGNOSE DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS BIOMASSE NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2016-2022, IN MIO. €

Jahr	Szenario	Marktprämie	Feste Einspeisevergütung	Eigenverbrauch (vergütet)	Summe
2016	OS	4.901	2.017	0	6.918
2017	TS	4.780	2.100	0	6.880
	OS	5.064	2.225	0	7.289
	US	4.411	1.947	0	6.359
2018	TS	4.903	2.121	0	7.025
	OS	5.263	2.255	0	7.518
	US	4.463	1.962	0	6.425
2019	TS	5.015	2.145	0	7.160
	OS	5.398	2.285	0	7.683
	US	4.558	1.979	0	6.537
2020	TS	5.092	2.142	0	7.234
	OS	5.476	2.287	0	7.764
	US	4.616	1.971	0	6.587
2021	TS	5.111	1.947	0	7.058
	OS	5.483	2.090	0	7.572
	US	4.646	1.783	0	6.428
2022	TS	5.122	1.827	0	6.949
	OS	5.489	1.971	0	7.460
	US	4.673	1.663	0	6.336

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB 2017c und weiterer Quellen

TABELLE C-6: PROGNOSE DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS GEOTHERMIE NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2016-2022, IN MIO. €

Jahr	Szenario	Marktprämie	Feste Einspeisevergütung	Eigenverbrauch (vergütet)	Summe
2016		35	4	0	39
2017	TS	33	4	0	38
	OS	37	5	0	42
	US	30	4	0	34
2018	TS	38	6	0	45
	OS	46	7	0	53
	US	32	4	0	36
2019	TS	50	6	0	57
	OS	70	7	0	77
	US	34	6	0	40
2020	TS	54	7	0	61
	OS	76	7	0	84
	US	37	6	0	43
2021	TS	59	6	0	66
	OS	76	7	0	83
	US	38	6	0	44
2022	TS	59	6	0	66
	OS	79	7	0	86
	US	42	6	0	48

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB 2017c und weiterer Quellen

TABELLE C-7: PROGNOSE DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS WINDENERGIE AN LAND NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2016-2022, IN MIO. €

Jahr	Szenario	Marktprämie	Feste Einspeisevergütung	Eigenverbrauch (vergütet)	Summe
2016		4.316	377	0	4.693
2017	TS	4.818	442	0	5.260
	OS	5.947	535	0	6.482
	US	3.681	340	0	4.021
2018	TS	5.625	435	0	6.060
	OS	7.271	528	0	7.799
	US	4.001	334	0	4.335
2019	TS	6.145	428	0	6.573
	OS	8.111	521	0	8.632
	US	4.306	327	0	4.633
2020	TS	6.298	421	0	6.719
	OS	8.330	516	0	8.846
	US	4.329	320	0	4.649
2021	TS	5.952	269	0	6.221
	OS	7.982	331	0	8.312
	US	4.032	205	0	4.237
2022	TS	5.745	171	0	5.915
	OS	7.756	212	0	7.968
	US	3.854	131	0	3.985

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB 2017c und weiterer Quellen

TABELLE C-8: PROGNOSE DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS WINDENERGIE AUF SEE NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2016-2022, IN MIO. €

Jahr	Szenario	Marktprämie	Feste Einspeisevergütung	Eigenverbrauch (vergütet)	Summe
2016		1.953	0	0	1.953
2017	TS	2.985	0	0	2.985
	OS	3.220	0	0	3.220
	US	2.699	0	0	2.699
2018	TS	3.643	0	0	3.643
	OS	4.271	0	0	4.271
	US	2.960	0	0	2.960
2019	TS	4.230	0	0	4.230
	OS	5.262	0	0	5.262
	US	3.439	0	0	3.439
2020	TS	4.878	0	0	4.878
	OS	5.531	0	0	5.531
	US	4.012	0	0	4.012
2021	TS	4.996	0	0	4.996
	OS	5.387	0	0	5.387
	US	4.288	0	0	4.288
2022	TS	4.925	0	0	4.925
	OS	5.262	0	0	5.262
	US	4.415	0	0	4.415

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB 2017c und weiterer Quellen

TABELLE C-9: PROGNOSE DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS SOLARER STRAHLUNGSENERGIE AUS SONSTIGEN ANLAGEN NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2016-2022, IN MIO. €

Jahr	Szenario	Marktprämie	Feste Einspeisevergütung	Eigenverbrauch (vergütet)	Summe
2016		181	8.019	134	8.334
2017	TS	190	8.027	134	8.351
	OS	219	9.217	154	9.589
	US	158	6.680	111	6.950
2018	TS	221	8.071	136	8.429
	OS	259	9.260	162	9.680
	US	177	6.712	112	7.001
2019	TS	260	8.122	142	8.525
	OS	304	9.306	176	9.786
	US	205	6.748	115	7.068
2020	TS	298	8.190	150	8.638
	OS	345	9.370	186	9.901
	US	232	6.798	120	7.149
2021	TS	329	8.216	158	8.704
	OS	379	9.372	192	9.942
	US	257	6.808	126	7.191
2022	TS	343	8.197	164	8.704
	OS	381	9.315	189	9.885
	US	274	6.788	135	7.197

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB 2017c und weiterer Quellen

TABELLE C-10: PROGNOSE DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS SOLARER STRAHLUNGSENERGIE AUS FREIFLÄCHENANLAGEN NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2016-2022, IN MIO. €

Jahr	Szenario	Marktprämie	Feste Einspeisevergütung	Eigenverbrauch (vergütet)	Summe
2016		1.180	770	0	1.951
2017	TS	1.149	872	0	2.021
	OS	1.320	999	0	2.319
	US	961	727	0	1.687
2018	TS	1.191	872	0	2.062
	OS	1.388	1.000	0	2.387
	US	971	726	0	1.697
2019	TS	1.229	872	0	2.101
	OS	1.434	1.000	0	2.434
	US	998	725	0	1.724
2020	TS	1.249	874	0	2.122
	OS	1.456	1.003	0	2.459
	US	1.010	726	0	1.737
2021	TS	1.250	870	0	2.121
	OS	1.461	999	0	2.460
	US	1.010	722	0	1.732
2022	TS	1.251	866	0	2.117
	OS	1.460	993	0	2.453
	US	1.011	717	0	1.728

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage ÜNB 2017b, ÜNB 2017c und weiterer Quellen