

Wissenschaftlicher Gesamtbericht

EEG-Erfahrungsbericht 2018



Erstellt im Auftrag des
Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Wissenschaftlicher Gesamtbericht

EEG-Erfahrungsbericht 2018

Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung
eines Erfahrungsberichts gemäß § 97
Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017

**Fraunhofer-Institut für System- und
Innovationsforschung ISI**

Dr. Marian Klobasa
Dr. Benjamin Pfluger
Benjamin Lux

**Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft
und Energiesystemtechnik IEE**

Michael von Bonin
Norman Gerhardt

**Institut für Klimaschutz,
Energie und Mobilität (IKEM)**

Verena Lerm
Simon Schäfer-Stradowsky

Layout

Dennis Nill (IKEM)

Im Unterauftrag:
Prof. Dr. Uwe Holzhammer

Karlsruhe/Kassel/Berlin, März 2018

Inhalt



5 Überblick



7 Entwicklung der erneuerbaren Energien im Strombereich in Deutschland sowie den Bundesländern

- 8 Solar
 - 8 Entwicklung in Deutschland
 - 11 Entwicklung in den Bundesländern
- 13 Wind an Land
 - 13 Entwicklung in Deutschland
 - 17 Entwicklung in den Bundesländern
- 20 Wind auf See
- 23 Biomasse
- 26 Wasserkraft
- 30 Geothermie



32 Entwicklung der EEG-Umlage



37 Marktentwicklung und Stromgestehungskosten der einzelnen erneuerbaren Energieträger

- 38 Übersicht
- 39 Solar
 - 39 Marktentwicklung
 - 42 Stromgestehungskosten
 - 47 Solar in der Ausschreibung
- 48 Wind an Land
 - 49 Marktentwicklung
 - 53 Kosten
 - 56 Stromgestehungskosten
 - 62 Wind an Land in der Ausschreibung



- 63** Wind auf See
 - 63 Marktentwicklung
 - 65 Offshore-Netzanschlussysteme
 - 65 Stromgestehungskosten
- 69** Biomasse
 - 69 Marktentwicklung
 - 71 Wärmenutzung und Flexibilität
 - 72 Stromgestehungskosten
 - 75 Biomasse in der Ausschreibung
- 76** Wasserkraft
 - 76 Marktentwicklung
 - 78 Stromgestehungskosten
- 80** Geothermie
 - 80 Marktentwicklung
 - 82 Stromgestehungskosten



84 Vermarktung EEG-förderfähigen Stroms, § 20 ff. EEG 2017



90 Besondere Ausgleichsregelung, §§ 63 ff. EEG 2017 & Entfallen oder Verringerung der EEG-Umlage, § 61 EEG 2017

- 92** Besondere Ausgleichsregelung
- 98** Eigenversorgung



102 Annex



110 Verzeichnisse

- 111** Abkürzungen
- 113** Abbildungen & Tabellen
- 120** Literaturverzeichnis



126 Anhang

Überblick



Überblick

Dieser wissenschaftliche Gesamtbericht stellt überblicksartig und stark verkürzt wesentliche Trends bei Zubau, Marktentwicklung und Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien in Deutschland sowie bei der EEG-Umlage, Direktvermarktung, Besondere Ausgleichsregelung, Eigenversorgung und Akteursvielfalt dar und arbeitet vorläufige Zwischenergebnisse heraus. Daten- und Informationsgrundlage des Berichts sind neun wissenschaftliche Vorhaben, die das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Jahr 2016 zur Vorbereitung des EEG-Erfahrungsberichts in Auftrag gegeben hat.¹

Der vorliegende Bericht ist wie folgt strukturiert: Das Kapitel ab *Seite 7* skizziert den Zubau der einzelnen erneuerbaren Energieträger in Deutschland und seine Verteilung über die Bundesländer und zeigt die Potenziale auf. Das Kapitel ab *Seite 32* stellt die Entwicklung der EEG-Umlage dar. Anhand einer Dekompositionsanalyse werden die wesentlichen Treiber der steigenden EEG-Umlage im Zeitraum 2011 bis 2018 im Vergleich zum Basisjahr 2010 analysiert. Das Kapitel ab *Seite 37* widmet sich der Marktentwicklung und der Ermittlung der Stromgestehungskosten, um die Wirtschaftlichkeit des EEG-geförderten Anlagenbetriebs bewerten zu können. Hier werden zudem Kostensenkungspotenziale bzw. Kostenrisiken aufgezeigt. Ab *Seite 84* wird dargestellt, wie und in welchem Umfang EEG-förderfähiger Strom derzeit vermarktet

wird, um den Status quo und Herausforderungen bei der weiteren Marktintegration von Strom aus erneuerbaren Energien bewerten zu können. Abschließend wird die besondere Ausgleichsregelung (BesAR) im EEG für Unternehmen im internationalen Wettbewerb und Schienenbahnen ab *Seite 90* dargestellt. Die BesAR wurde mit der Novelle des Erneuerbaren-Energien-Gesetz 2014 (EEG 2014) umstrukturiert. Dies hatte Auswirkungen auf den Umfang der Umlageentlastung der Unternehmen und der Belastung nicht privilegierter Letztverbraucher. Eine weitere privilegierte Letztverbrauchergruppe sind die Eigenversorger. Hier stellt sich die Frage, welche (wirtschaftliche) Bedeutung die Eigenversorgung für bestimmte Letztverbrauchergruppen hat und welchen Einfluss die Privilegierung auf die EEG-Umlage insgesamt hat.

Dieser Bericht wird durch einen Anhang (ab *Seite 126*) um eine Akteursstrukturanalyse zu den ersten vier Ausschreibungsrunden (Mai, August und November 2017 sowie Februar 2018) für Windenergieanlagen an Land ergänzt.² Diese Inhalte wurden nicht im Rahmen der Vorbereitung des EEG-Erfahrungsberichts erarbeitet, sondern von einem separaten Vorhaben des Umweltbundesamtes (UBA) zur „Entwicklung und Umsetzung eines Monitoring-Systems zur Analyse der Akteursstruktur bei Freiflächen-Photovoltaik und der Windenergie an Land“.

1 Vorhaben 1: Direktvermarktung und Koordinierung (Fraunhofer-ISI, Fraunhofer-IWES, IKEM); Vorhaben 2a: Biomasse (Fraunhofer-IEE); Vorhaben 2b: Geothermie (gec-co Global Engineering); Vorhaben 2c: Solar (ZSW/Bosch & Partner); Vorhaben 2d: Wasserkraft (Ingenieurbüro Floeckmühle/Fichtner/Consentec et al.); Vorhaben 2e: Wind an Land (Deutsche WindGuard/ZSW); Vorhaben 2f: Wind auf See (Prognos/Fichtner/BET); Vorhaben 3: EEG-Förderkosten und EEG-Umlage (Öko-Institut); Vorhaben 4: Besondere Ausgleichsregelung und Eigenversorgung (Prognos/Boos Hummel & Wegerich).

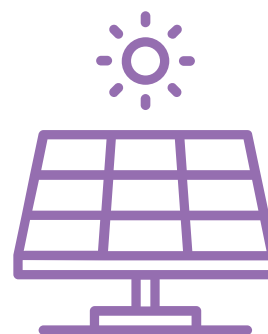
2 Anhang (Seite 126): Beitrag des Monitoring-Vorhabens zum Erfahrungsbericht nach § 97 EEG: Akteursstrukturanalyse Windenergie an Land für die bislang erfolgten Ausschreibungsrunden Mai 2017, August 2017, November 2017 und Februar 2018 (izes, LEUPHANA, April 2018).

Entwicklung der erneuerbaren Energien im Strombereich in Deutschland sowie den Bundesländern



In diesem Kapitel werden überblicksartig insbesondere die insgesamt installierte Leistung, der jährliche Zubau und die erzeugte Strommenge für Deutschland dargestellt, Potenziale aufgezeigt und soweit möglich ein Ausblick gegeben. Auf Entwicklungen in den Bundesländern wird ebenfalls eingegangen.

Solar



Wesentliche Ergebnisse

Entwicklung in Deutschland:

Knapp 42,5 GW Gesamtanlagenbestand Ende 2017.

Jährlicher Zubau: 1,1 GW in 2015; 1,5 GW in 2016, 2017: 1,7 GW (Schätzung 2018: 1,9-2 GW) und damit unterhalb des Zubauziels von 2.500 MW:

- Zubau zeigte Vorzieheffekte in 2015 und 2016 verursacht durch Absenkung der Direktvermarktungsschwelle auf 100 kW (1. Januar 2016) sowie der 750 kW-Grenze zur verpflichtenden Teilnahme an Ausschreibungen (1. Januar 2017).
- Mieterstrom: Gemeldet wurden 53 Anlagen mit 1,2 MW zwischen Juli und Dezember 2017.

Erzeugte Energiemenge erreichte in 2017 mit 38,4 TWh neuen Höchstwert.

Ausreichend Potenziale auf Dächern und Freiflächen sind vorhanden:

- Dachflächen: ca. 1.606 km², d. h. ca. 257 GW potenzielle Leistung
- Konversionsflächen: keine Angabe möglich
- Abgrabungen und Tagebauflächen (stillgelegt) als sonstige bauliche Anlagen: ca. 16.000 ha (rd. 10,5 GW)
- Seitenrandflächen: ca. 22.000 ha (rd. 15 GW)
- Flächen der BImA: näherungsweise 13.400 ha (rd. 8,9 GW)
- Näherungsweise Flächenpotenzial benachteiligter Gebiete (abzgl. Schutzgebiet, in Bayern zusätzlich abzgl. Natura 2000-Gebiete/geschützte Biotope):
 - Bayern: 938.000 ha
 - Baden-Württemberg: 390.000 ha

Entwicklung in den Bundesländern:

Die neuen Bundesländer tragen seit 2011 überwiegend durch Freiflächenanlagen nennenswert zum Zubau bei.

Bayern und Baden-Württemberg haben von der VO-Ermächtigung für benachteiligte Gebiete Gebrauch gemacht.

Quelle: ZSW und Bosch & Partner 2018.

Entwicklung in Deutschland

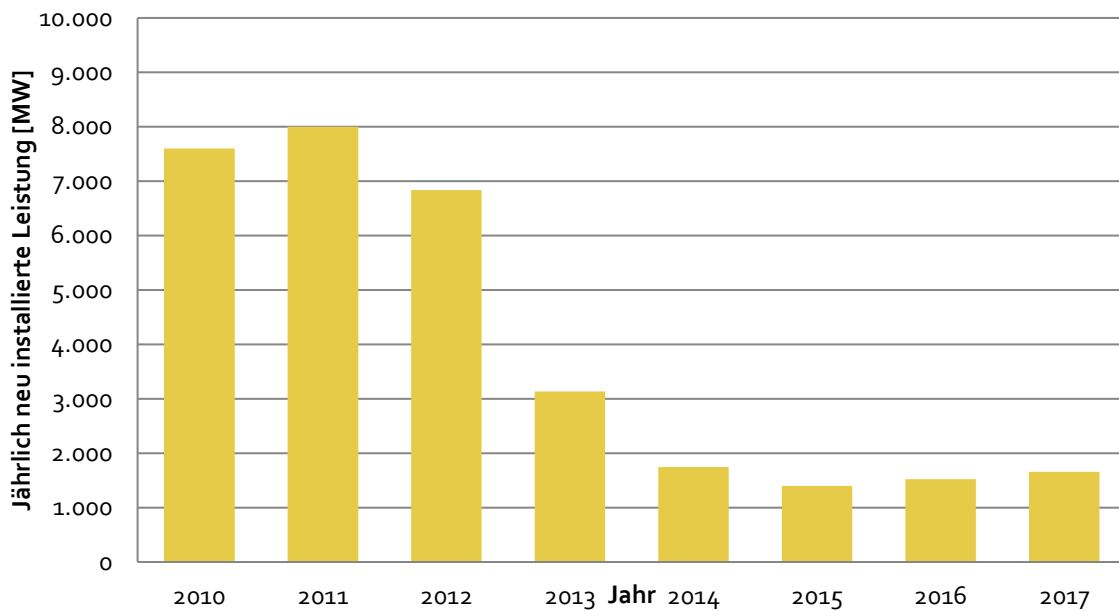
Ende 2017 waren in Deutschland Solaranlagen mit insgesamt 42,5 GW installiert. Der jährliche Zubau lag im Jahr 2015 bei ca. 1,1 GW, im Jahr 2016 bei 1,5 GW und ist im Jahr 2017 weiter auf 1,7 GW angestiegen. Der Abwärtstrend beim Zubau seit 2011 setzt sich nach 2016 auch im Jahr 2017 nicht fort (s. *Abbildung 1*; zu den Anlagenzahlen mit entsprechender Entwicklung s. *Abbildung 2*). Im Jahr 2018 wird ein Zubau von 1,9 bis 2,0 GW erwartet. Eine Rückkehr auf den Ausbaupfad (2,5 GW p. a.) zeichnet sich kurzfristig nicht ab.

Die Menge erzeugter Energie hat in 2017 mit 38,4 TWh einen neuen Höchstwert erreicht. In 2016 war die erzeugte Strommenge erstmals seit 1999 zurückgegangen, was an dem geringen bzw. späten Zubau und dem im Vergleich zum Vorjahr schwächeren Strahlungsjahr 2016 gelegen hat. Da das Strahlungsjahr 2017 mit 2016 vergleichbar ist, dürfte der Höchstwert im Wesentlichen daraus resultieren, dass die in 2016 spät zugebauten Anlagen ihr erstes Betriebsjahr vervollständigen und der Zubau gleichmäßig über das Jahr 2017 erfolgen konnte.

Betrachtet man den Zubau nach Leistungsklassen, deuten sich Vorzieheffekte an: Im Juli und August 2015 wurden verstärkt Freiflächenanlagen aus dem Leistungssegment 500 bis 1.000 kW installiert, da

im September im Zuge der Einführungen von Ausschreibungen der anzulegende Wert auf null reduziert wurde. Im Dezember 2015 wurden vermehrt Anlagen aus dem Leistungssegment 100 bis 500 kW zugebaut, um der ab 1. Januar 2016 geltenden Di-

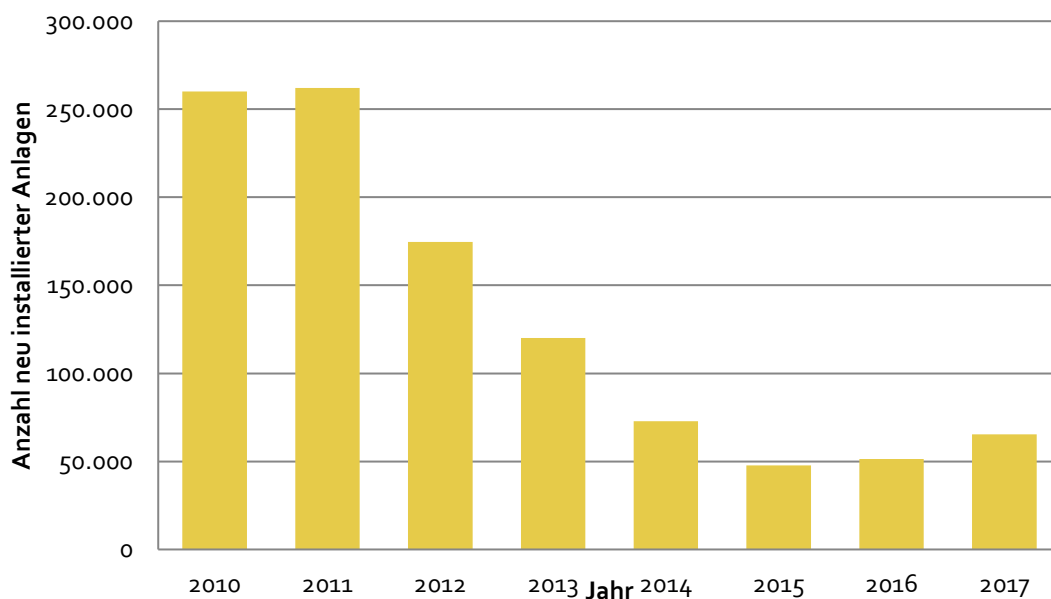
rektvermarktungspflicht für Anlagen ab 100 kW zu entgehen. Ende 2016 wurde der Zubau von Aufdachanlagen mit über 750 kW forciert, die mit Inkrafttreten des EEG 2017 am Ausschreibungssystem hätten teilnehmen müssen.



Datengrundlage: bis 2016: EEG-Stammdaten; 2017: Meldedaten BNetzA.
Quelle: ZSW und Bosch & Partner 2018.

Abbildung 1

Jährlicher Leistungszubau in MW, Solar (Deutschland, 2010-2017; 2016 & 2017 vorläufig).



Datengrundlage: bis 2016: EEG-Stammdaten; 2017: Meldedaten BNetzA.
Quelle: ZSW und Bosch & Partner 2018.

Abbildung 2

Jährlicher Anlagenzubau, Solar (Deutschland, 2010-2017; 2016 & 2017 vorläufig).

Potenziale für die Solarenergie werden auf Dach- und Freiflächen gesehen. Ergebnisse einer Metaanalyse und für das Jahr 2015 hochgerechnete Annahmen ergeben für das Jahr 2015 ein schätzungsweise Potenzial für Aufdachanlagen von 1.606 km² (849 km² Wohngebäude, 757 km² Nichtwohngebäude), was bei einem Systemwirkungsgrad von 16 % einer installierbaren Leistung von 257 GW entspricht; die Solarthermie bleibt unberücksichtigt. Der derzeitige Solar-Dachflächenbestand von 30 GW nutzt das Potenzial zu ca. 10 %. Damit wird deutlich, dass auch unter Berücksichtigung des Flächenbedarfs für bestehende und künftige Solarthermieanlagen und schätzungsbedingter Unsicherheiten ein hohes Potenzial nutzbarer Flächen für einen weiteren Ausbau von Solar-Dachanlagen vorhanden ist.

Die Bezifferung von **Flächenpotenzialen in der freien Fläche** ist aufgrund mangelnder oder sehr eingeschränkt aussagekräftiger Datengrundlage oder Überschneidungen förderfähiger Flächen schwierig und erlaubt, je nach betrachteter Fläche, lediglich schätzweise Aussagen. Insbesondere **Konversionsflächen** sind nur näherungsweise evaluierbar. Können sie ausgemacht werden, ist damit keine Aussage über deren Wertigkeit verbunden. Denn erst ab einer Beeinträchtigung der ökologischen Wertigkeit ab 50 % können förderfähige Anlagen darauf errichtet werden. **Seitenrandflächen** von Autobahnen und Schienenwegen bieten ein Potenzial,

das relativ aussagekräftig beziffert werden kann. Es umfasst ca. 22.000 ha (rd. 15 GW), wobei der überwiegende Anteil auf Flächen entlang von Schienenwegen entfällt. **Flächen der BImA** sind realistisch nur zu ca. 2 %, d. h. ca. 13.391 ha, nutzbar (BIMA, 2016).

Bezuschlagt wurden in den Ausschreibungen bereits Vorhaben mit 15 MW auf Flächen, die regelmäßig die Eigenschaft einer Konversionsfläche aufweisen und die ca. 24 ha beanspruchen dürften. Großes Potenzial besteht weiterhin auf Acker- und Grünland in benachteiligten Gebieten. Entsprechende Länderverordnungen haben bislang Bayern (max. 30 Anlagen pro Jahr) und Baden-Württemberg (max. 100 MW pro Jahr) erlassen. **Baden-Württemberg** weist benachteiligte Gebiete mit knapp 2,2 Mio. ha aus (entspricht ca. 50 % des Acker- und 73 % des Grünlandes im Bundesland). Berücksichtigt man die Mindestgröße von 1 ha für eine 750 kW-Anlage und zieht Schutz- und Berggebiete ab, verbleibt ein nutzbares Potenzial von ca. 390.000 ha. In **Bayern** werden ebenfalls gut ca. 2,2 Mio. ha benachteiligte Gebiete ausgewiesen, die sich relativ gleichmäßig auf Acker- und Grünland verteilen. Nach Abzug der Natura 2000-Gebiete, geschützten Biotopen und anderen Schutz- sowie Berggebieten verbleiben ca. 938.300 ha nutzbarer Fläche (s. *Tabelle 1*). Die dargestellten Potenziale sind als Näherungswerte zu verstehen.

Tabelle 1

Flächenpotenzial auf Acker- und Grünland in benachteiligten Gebieten in Baden-Württemberg und Bayern.

Flächenpotenziale [ha]	Baden-Württemberg		Bayern		Summe	
	Grünland	Ackerland	Grünland	Ackerland	Grünland	Ackerland
Gesamtfläche benachteiligte Gebiete (≥ 1 ha)	421.498	444.733	1.082.510	1.162.659	1.504.008	1.607.392
Abzüglich Natura 2000-Gebiete/geschützte Biotope			947.268	1.124.372		
Abzüglich Schutzgebiete	134.357	258.120	517.411	577.658	671.768	835.778
Abzüglich Grünland in Berggebieten	130.323	258.120	360.643	577.658	490.966	835.778

Entwicklung in den Bundesländern

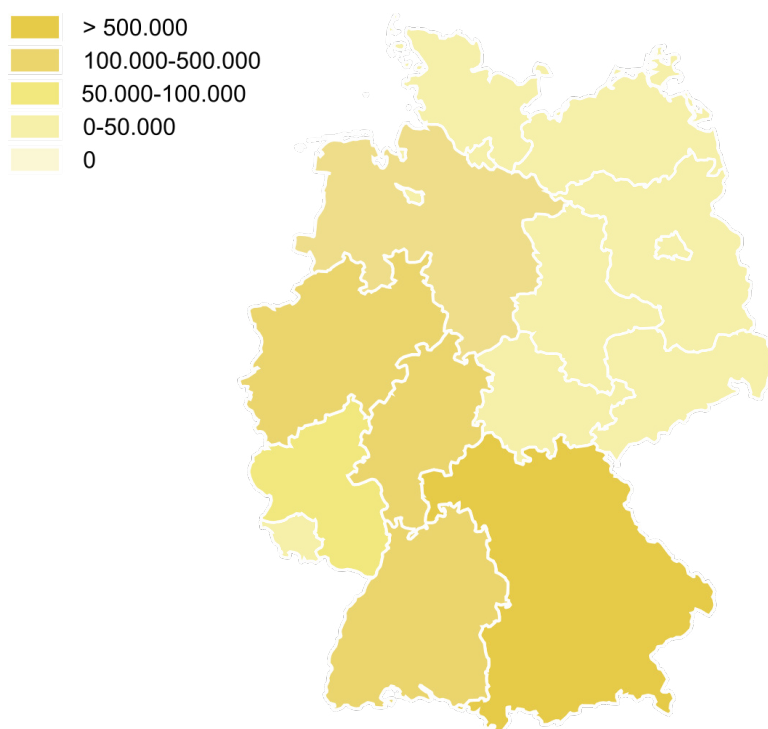
In *Abbildung 3* und *Abbildung 4* wird der Solaranlagenbestand und die installierte Leistung Stand Ende 2017 je Bundesland veranschaulicht. Es zeigt sich, dass die beiden südlichsten Bundesländer deutlich hervorstechen. Während Bayern mit einem Zubauanteil von ca. 45 % bis 2010 dominierte, nimmt der Anteil der neuen Bundesländer seit 2011 zu. Je nach Jahr entfallen die Hälfte oder zwei Drittel des Zubaus auf diese Länder. Dies ist zu einem großen Teil darauf zurückzuführen, dass in den vergangenen Jahren große Freiflächenanlagen auf Konversionsflächen in Ostdeutschland realisiert wurden.

Die Verteilung des Zuschlagsvolumens aller neun Solar-Ausschreibungsrunden bis einschließlich Oktober 2017 auf die einzelnen Bundesländer deutet darauf hin, dass sich der (perspektivisch mögliche) **Zubau** von Anlagen über 750 kW-Nennleistung im **Ausschreibungssystem** mit steigender Tendenz und im Vergleich zum Zubau unter dem System der gesetzlich bestimmten EEG-Förderung sogar verstärkt weiterhin so verteilen kann.³ So entfallen 80 % des

Zuschlagsvolumens auf die Bundesländer Brandenburg (rd. 25 %), Mecklenburg-Vorpommern und Bayern (jeweils rd. 22 %) sowie Sachsen-Anhalt (rd. 10 %).

Zusammenfassend ergibt die Potenzialanalyse auch bei Berücksichtigung der Beschränkungskriterien eine immer noch sehr umfangreiche Flächendimension. Das Flächenpotenzial in den beiden Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg beträgt theoretisch auf Grünland rd. 500.000 ha bzw. rd. 330 GW, auf Ackerland rd. 835.000 ha bzw. rd. 560 GW. Mit einem angenommenen spezifischen Flächenverbrauch von 1,5 ha/MW ergibt sich daraus ein theoretisches Potenzial zur Realisierung von Solar-Freiflächenanlagen mit fast 900 GW. Der in den Landesverordnungen vorgesehene FFA-Zubau ist allerdings auf 300 MW p. a. (bzw. 450 ha p. a.) in Bayern oder 100 MW p. a. (bzw. 150 ha p. a.) in Baden-Württemberg beschränkt. Regional verteilt sich die Solar-Leistung seit 2011 und wohl auch im Ausschreibungssystem verstärkt auf die neuen Bundesländer.

³ Beachtlich ist, dass unter Inkaufnahme eines Abschlags auf den die EEG-Förderhöhe mitbestimmenden anzulegenden Wert um 0,3 ct/kWh die Anlagenrealisierung an einem anderen Standort und damit ggf. auch in einem anderen Bundesland erfolgen kann.

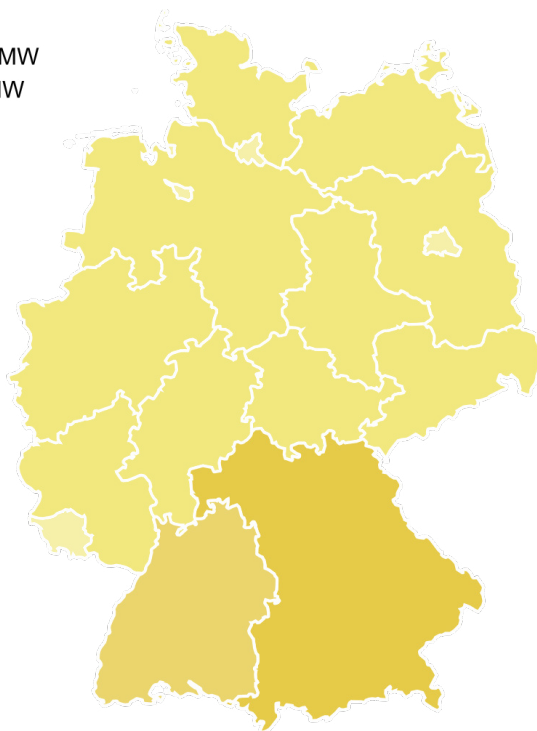
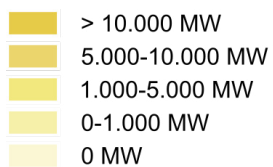


Bundesland	Anzahl
Baden-Württemberg	312.889
Bayern	530.905
Berlin	6.903
Brandenburg	35.645
Bremen	2.046
Hamburg	3.401
Hessen	110.559
Mecklenburg-Vorpommern	16.443
Niedersachsen	155.491
Nordrhein-Westfalen	253.436
Rheinland-Pfalz	98.129
Saarland	22.930
Sachsen	38.569
Sachsen-Anhalt	27.570
Schleswig-Holstein	45.326
Thüringen	28.554

Abbildung 3

Anlagenbestand Ende 2017 je Bundesland, Solar.

Datengrundlage: Meldedaten BNetzA.
Quelle: ZSW und Bosch & Partner 2018.



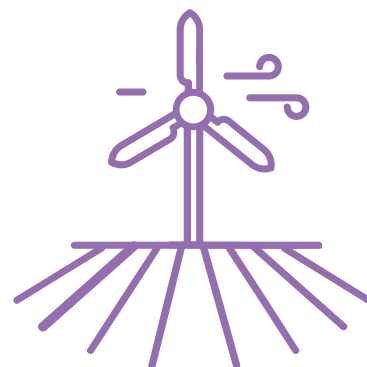
Bundesland	MW
Baden-Württemberg	5.516
Bayern	11.894
Berlin	97
Brandenburg	3.376
Bremen	43
Hamburg	42
Hessen	1.943
Mecklenburg-Vorpommern	1.667
Niedersachsen	3.737
Nordrhein-Westfalen	4.647
Rheinland-Pfalz	2.092
Saarland	450
Sachsen	1.740
Sachsen-Anhalt	2.239
Schleswig-Holstein	1.562
Thüringen	1.324

Abbildung 4

Installierte Leistung in MW Ende 2017 je Bundesland, Solar.

 Datengrundlage: Meldedaten BNetzA.
 Quelle: ZSW und Bosch & Partner 2018.

Wind an Land



Wesentliche Ergebnisse

Entwicklung in Deutschland:

Ca. 50 GW Gesamtanlagenbestand (leistungsbezogen) Ende 2017

Jährlicher Bruttozubau (leistungsbezogen): 4,4 GW bzw. 5,2 GW in 2016 bzw. 2017

Rückbau: Die insgesamt stillgelegte Kapazität ist in 2017 auf 470 MW und damit gegenüber 2016 mit 280 MW um rd. 68 % gestiegen; das Durchschnittsalter der stillgelegten Anlagen liegt mit rd. 17 Jahren in 2016 und 2017 unter der 20-jährigen Entwurfslebensdauer und der 20-jährigen Höchstdauer der EEG-Zahlungsansprüche (§ 25 EEG 2017).

Ausblick:

- bis Ende 2018 Zubau der letzten Übergangsanlagen
- 2019/20 zeichnet sich bedingt durch die Dominanz der Bürgerenergiegesellschaften in den Ausschreibungsrunden in 2017 in Verbindung mit der gewährten Realisierungsfrist von 54 Monaten ein Einbruch des Bruttozubaues in den Jahren 2019/2020 ab; der Koalitionsvertrag und der politische Diskurs deuten allerdings an, dass der Gesetzgeber hier kurzfristig Gegenmaßnahmen ergreifen könnte; vgl. insb.: Gesetzentwurf des Bundesrates zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 2. Februar 2018 (Beschluss des Bundesrates vom 2. Februar 2018- Drucksache 3/18.).
- Nach 2020 wird ein verstärkter Rückbau mit regional unterschiedlicher Relevanz erwartet.

Entwicklung in den Bundesländern:

Rund die Hälfte (52 % bzw. 2,7 GW) der in 2017 installierten Windenergieleistung entfällt auf die Bundesländer Niedersachsen (25 % bzw. rd. 1,3 GW), Nordrhein-Westfalen (16 % bzw. rd. 0,84 GW), Schleswig-Holstein (11 % bzw. rd. 0,57 GW).

Die mit Abstand größte Zubaukonzentration (kW/km²) weist Schleswig-Holstein auf; mit seit 2015 weiterhin leicht abnehmender Tendenz.

Die im Rahmen der drei Ausschreibungsrunden in 2017 bezuschlagte Anlagenleistung konzentriert sich auf Norddeutschland: Brandenburg (29 % bzw. 814 MW), Niedersachsen (20 % bzw. 576 MW), Schleswig-Holstein (13 % bzw. 368 MW), Mecklenburg-Vorpommern (13 % bzw. 357 MW).

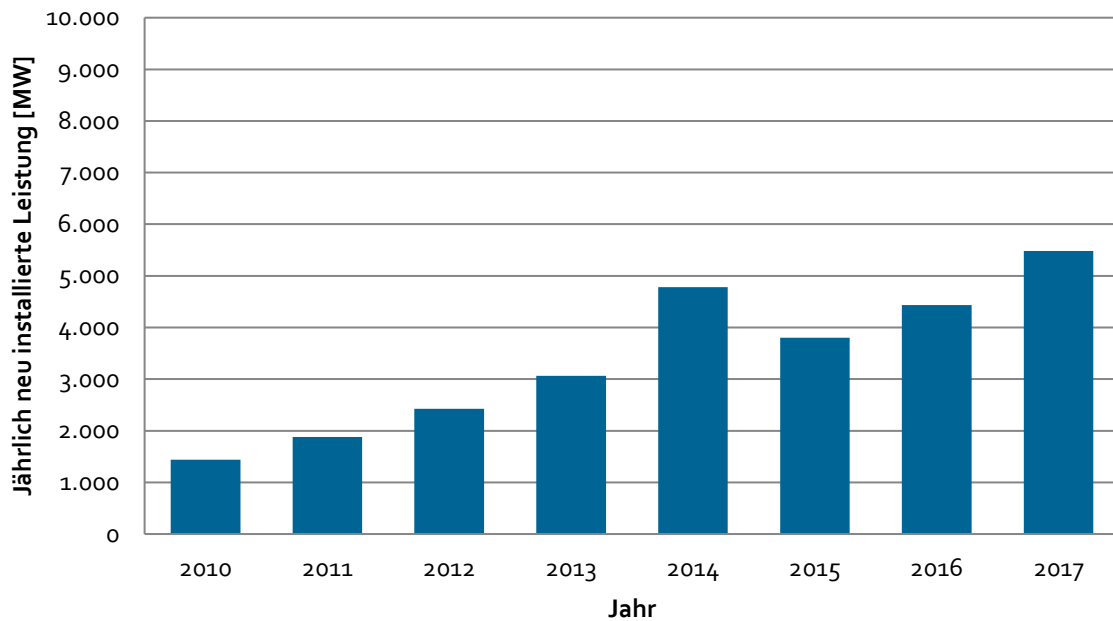
Quelle: Deutsche WindGuard GmbH & ZSW 2018.

Entwicklung in Deutschland

Ende 2017⁴ wurde die **installierte Leistung** aus Windenergie an Land insgesamt auf **rd. 50 GW** beziffert. Der Bruttozubau belief sich in den Jahren 2015 und 2016 auf eine Leistung von 3,8 bzw. 4,4 GW und **5,5 GW in 2017**, das das bisherige Rekordjahr 2014 mit 4,8 GW (vgl. *Abbildung 5*) deutlich übertraf. Die Anzahl der in 2017 neu zugebauten Anlagen liegt mit 1.878 zu 1.819 in 2014 dagegen nur knapp darüber, was aus der sich im Zeitverlauf steigenden Nennleistung⁵ der einzelnen Anlagen resultiert (vgl. *Abbildung 6*). Bei einem Kapazitätsrückbau von insgesamt 179 MW (2015), 280 MW (2016) und 469 MW (2017) wurde der jährliche Ausbaukorridor nach § 29 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2014 von 2.400 bis 2.600 MW netto, aber auch von derzeit 2800 MW p. a. brutto (vgl. § 4 Nr. 1 a) EEG 2017) jeweils deutlich überschritten. Deshalb wurde die Höhe des anzulegenden Werts nach §§ 46 Abs. 1, 46a Abs. 1 EEG 2017 im Vergleich zur regelmäßigen Degression in Höhe von 0,4 % verstärkt abgesenkt. Die Degression erfolgte bis August 2017 monatlich, danach quartalsweise und jeweils zu Beginn des Quartals. In 2016 lag sie durchgehend bei 1,2 %. In 2017 erfolgte die Degression mit 1,05 % mit Ausnahme des Oktober 2017, in dem eine Anpassung mit 2,4 % stattfand. In 2015 lag der anzulegende Wert bei 8,9 ct/kWh. Er dürfte wegen der weiteren Degression Ende 2018 bei 6,96 ct/kWh liegen. Das entspricht einer Absenkung der anzulegenden Werte seit 2015 um mehr als 20 %.

4 Erst seit der Einführung des Anlagenregisters im Jahr 2014 wird der Zu- und Rückbau von Windenergieanlagen systematisch erfasst. Für den Gesamtbestand existieren daher je nach Datenquelle (ÜNB-Daten, Betreiber-Datenbasis, Status des Windenergieausbaus) leicht unterschiedliche Angaben. Mit der Einführung des Marktstammdatenregisters, das sich derzeit im Aufbau befindet, soll diese Erfassungslücke geschlossen werden.

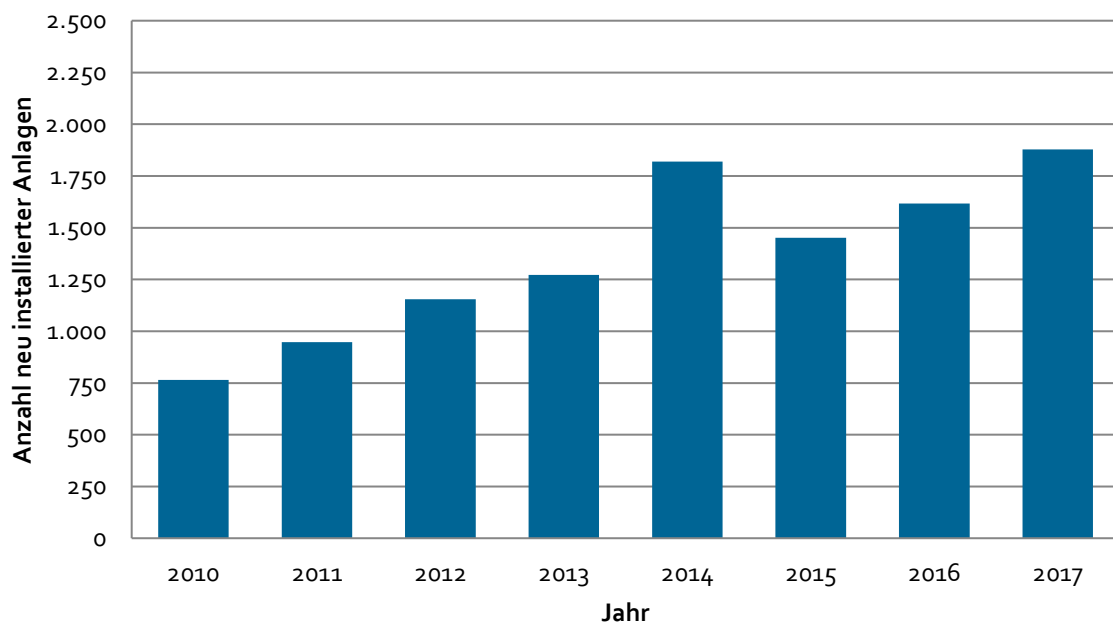
5 Die Nennleistung ist ein Indikator für die maximal erreichbare Einspeisung von Strom in das Netz.



Datengrundlage: ÜNB 2016, BNetzA Anlagenregister (01/2018).
Quelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2018.

Abbildung 5

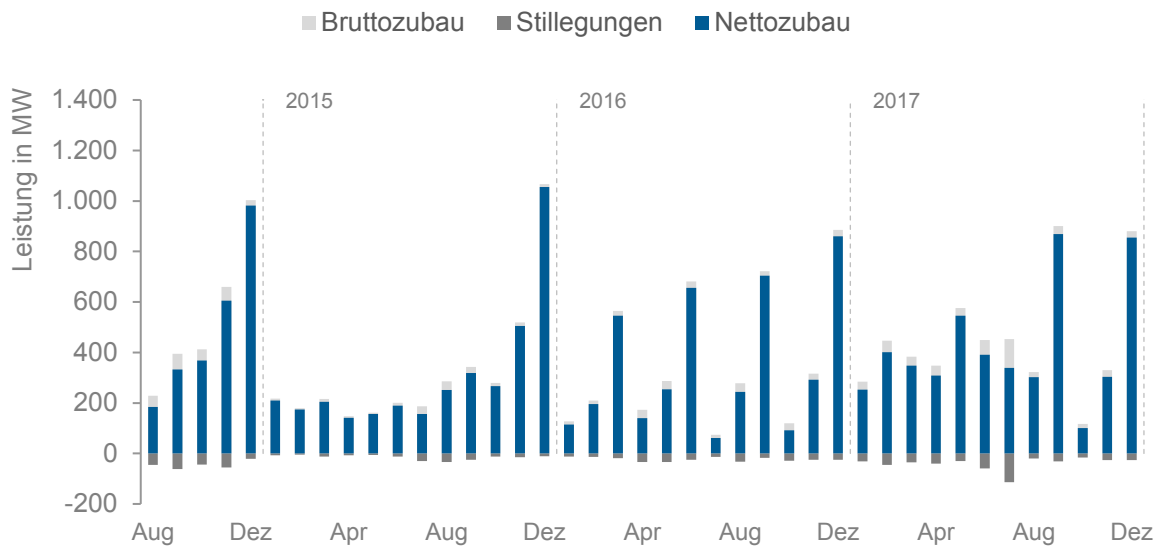
Jährlicher Leistungszubau in MW (brutto), Wind an Land (Deutschland, 2010-2017).



Datengrundlage: ÜNB 2016, BNetzA Anlagenregister (01/2018).
Quelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2018.

Abbildung 6

Jährlicher Anlagenzubau (brutto) Wind an Land (Deutschland, 2010-2017).



Datengrundlage: BNetzA Anlagenregister (01/2018).
Quelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2018.

Abbildung 7

Leistungszubau (brutto- und netto) sowie Stillungen nach Monaten von August 2014 bis Dezember 2017.

Die **Bruttostromerzeugung** aus Windenergieanlagen an Land hat sich seit Einführung des EEG vervielfacht: von 6 TWh im Jahr 2000 stieg sie mit leichten Schwankungen auf **87,2 TWh im Jahr 2017** an (AGEB 2018). Die Entwicklung reflektiert im Wesentlichen den Zubaufortschritt.

Gründe für den **Rückbau** EEG-förderfähiger Anlagen können bspw. in einem technischen oder wirtschaftlichen Totalschaden von Anlagen(-teilen) liegen. Beim flächenbedarfsbedingten Repowering wird dagegen eine Anlage abgebaut, um an ihrer Stelle eine leistungsstärkere Anlage zu errichten. Dies wurde bis zum Inkrafttreten des EEG 2014 durch EEG-förderseitige Berücksichtigung angereizt. Der daraus resultierende „vorgezogene“ Rückbau bis Ende 2014 zeigte seinen Effekt in einem verhaltenen Rückbau im ersten Halbjahr 2015. Die rückgebauten Anlagen hatten in den Jahren 2015/2016 eine durchschnittliche Nennleistung von gut 1 MW. In 2017 wurden Anlagen mit einer mittleren Nennleistung von bereits 1,3 MW abgebaut. Der Kapazitätsrückbau insgesamt nahm in 2017 gegenüber 2016 um 68 % zu. Entsprechend lag die mittlere monatlich stillgelegte Leistung gegenüber 2016 mit 23,33 MW mit rd. 39 MW in 2017 deutlich darüber.

Der größte Rückbau erfolgte im Juli 2017, in dem 114 MW Kapazität abgebaut wurden (vgl. Abbildung 7). Das Anlagendurchschnittsalter beim Abbau betrug in 2016 und 2017 rd. 17 Jahre und liegt damit unter dem Entwurfslebensalter von regelmäßig 20 Jahren und der 20-jährigen Höchstdauer der EEG-Zahlungsansprüche (§ 25 EEG 2017).

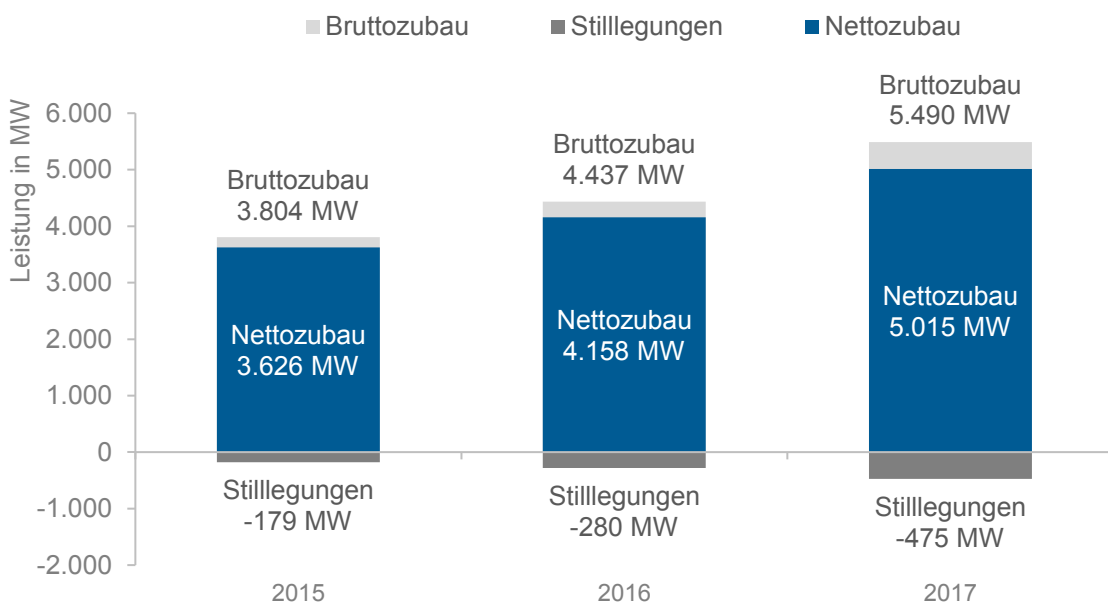
Aus **Abbildung 8** ergibt sich für das Jahr 2015 ein Nettozubau von 3.623 MW p. a. Trotz einer Zunahme von Stilllegungen in 2016 und 2017 stieg der Nettozubau in 2016 auf 4.158 MW p. a. und in 2017 auf 5.015 MW p. a. an.

Aus derzeitiger Sicht zeichnet sich die **Zubauentwicklung bis 2025** wie folgt ab. Der Zubau in 2018 wird noch von den Anlagen mitbestimmt, die im Rahmen der Übergangsregelungen des EEG 2017 – und damit außerhalb des Ausschreibungssystems – umgesetzt werden dürfen. Im Anlagenregister (Stand Januar 2018) sind dafür noch näherungsweise 3,1 GW Kapazität verzeichnet. Treibende Kraft beim Zubau wird neben dem Fristablauf nach der Übergangsvorschrift Ende 2018 die quartalsweise Anpassung der Fördersätze sein.

Ab Ende 2021 wird der Zubau vornehmlich durch Anlagen bestimmt, die 2017 einen Zuschlag im Rahmen der Ausschreibungen erhalten haben (2.820 MW). Für die Jahre 2019 und 2020 ist bei unveränderten Rahmenbedingungen mit einem deutlichen Einbruch des Bruttozubaues auf 1,3 GW bzw. 1,5 GW pro Jahr zu rechnen. Dies liegt in der Dominanz der Bürgerenergiegesellschaften in den ersten Ausschreibungsrunden des Jahres 2017 (auf sie entfallen 97 % des Ausschreibungsvolumens) begründet. Gem. § 36g EEG 2017 gilt für sie eine um 24 Monate verlängerte Realisierungsfrist von insgesamt 54 Monaten, die wohl insbesondere wegen oft nicht vorliegender bundesemissionsschutzrechtlicher Genehmigung und aus Gründen der Erlösmaximierung (z. B. aus technologischem Fortschritt) ausgeschöpft wird. Dies kann auch nicht vollständig durch die im Februar und Mai 2018 bezuschlagten Anlagen aufgefangen werden, die erst bis Ende 2020 in Betrieb zu nehmen sind. Zudem ist zu berücksichtigen, dass Zuschläge für Projekte ohne Genehmigung größere Realisierungsrisiken bergen und einige dieser Projekte nicht umgesetzt werden könnten. Eine Neuregelung des § 36g EEG 2017 kann hier möglicherweise perspektivisch Abhilfe schaffen. Soll sie

Wirkung für das Jahr 2019 entfalten, stellt dies eine Herausforderung dar. Im politischen Diskurs wird die Problematik erkannt und das Ergreifen geeigneter Gegenmaßnahmen aktuell diskutiert. Insbesondere beschloss der Bundesrat am 2. Februar 2018, einen Gesetzesvorschlag zur Vermeidung der drohenden Zubaulücke in 2019 und 2020 in den Bundestag einzubringen. Darin ist im Wesentlichen vorgesehen, die Ausschreibungsmengen in das Jahr 2018 vorzuziehen, die Aussetzung der Sonderregelungen zugunsten von Bürgerenergiegesellschaften bis Mitte 2019 fortzuschreiben und in der Ausschreibungsrunde August 2018 eine temporäre Verkürzung der regelmäßigen Realisierungsfrist von 30 auf 21 Monate vorzusehen.

Langfristig wird der Zubau wesentlich über das gesetzlich vorgesehene jährliche Ausschreibungsvolumen gesteuert. Bei der Steuerung der Ausbaumengen ist auch zu berücksichtigen, dass nach dem Jahr 2020, bei unveränderten Rahmenbedingungen für Altanlagen, die ab diesem Zeitpunkt keine EEG-Förderzahlung mehr erhalten, mit einem deutlich erhöhten Rückbau zu rechnen ist.



Datengrundlage: BNetzA Anlagenregister (01/2018).
Quelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2018.

Abbildung 8

Leistungszubau (brutto- und netto) sowie Stillungen nach Jahren (2015, 2016 und 2017).

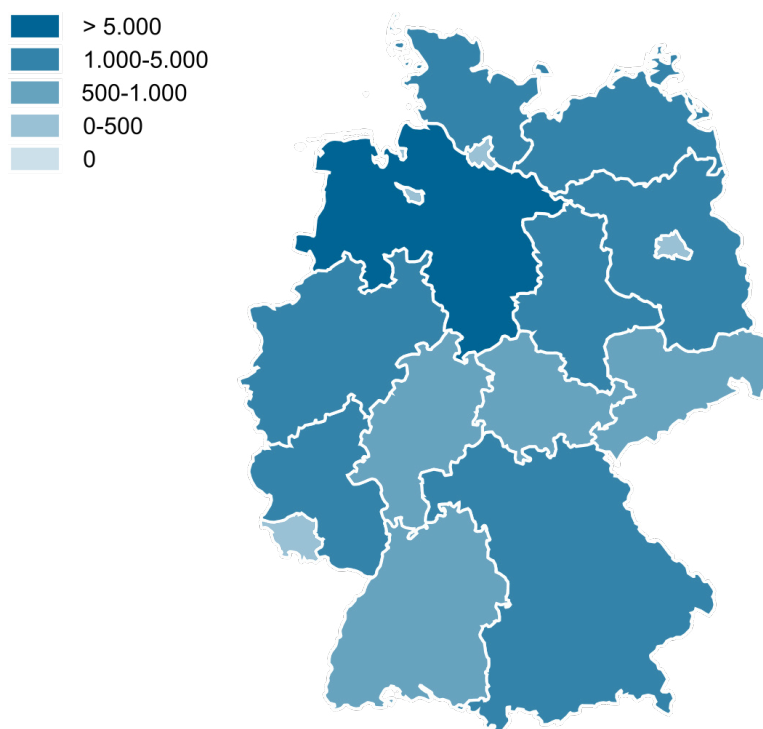
Entwicklung in den Bundesländern

Die Verteilung des gesamten Anlagenbestands bzw. der installierten Leistung je Bundesland Ende 2017 wird in *Abbildung 9* und *Abbildung 10* dargestellt. Die Abbildungen visualisieren den bisher verstärkten Zubau im Norden Deutschlands. Niedersachsen, Brandenburg und Nordrhein-Westfalen haben im Landesvergleich die meisten Anlagen installiert. Die Liste der Länder mit der insgesamt größten installierten Leistung wird ebenfalls von Niedersachsen und Brandenburg angeführt, hier gefolgt von Schleswig-Holstein.

Der Leistungszubau (brutto) in den Jahren 2016 und 2017 verhält sich in den Bundesländern wie in *Abbildung 11* dargestellt. Danach fand der größte Kapazitätzzubau 2017 in Niedersachsen mit 1.414 MW statt, gefolgt von Nordrhein-Westfalen (882 MW), Schleswig-Holstein (573 MW) und Brandenburg (541 MW). Im Vergleich zu 2016 wurde in Schles-

wig-Holstein 2017 9 % weniger Leistung zugebaut;⁶ in Mecklenburg-Vorpommern waren es -19 %. Zugelegt haben in dem Vergleich das Saarland (+140%), Sachsen (+41 %) und die Stadtstaaten Bremen und Hamburg.

Betrachtet man den **Zubau im Verhältnis zur Landesfläche (kW/km²)**, fand 2017 der stärkste Zubau in Hamburg und im Saarland statt. Trotz eines Rückgangs des Leistungszubaus um 32 % von 2015 auf 2016 mit 40 kW/km² in 2016 weist Schleswig-Holstein im Vergleich zu den übrigen Bundesländern eine doppelt so hohe Zubaukonzentration auf. In 2017 nimmt die Zubaukonzentration dort weiter leicht ab und verschiebt sich nach Westen (Niedersachsen, NRW). Im Südosten verharrt die Zubaukonzentration, insbesondere in Bayern und Sachsen, auf gleichbleibend niedrigeren Werten.



Bundesland	Anzahl
Baden-Württemberg	716
Bayern	1.209
Berlin	8
Brandenburg	3.716
Bremen	84
Hamburg	67
Hessen	888
Mecklenburg-Vorpommern	1.797
Niedersachsen	6.041
Nordrhein-Westfalen	3.321
Rheinland-Pfalz	1.607
Saarland	191
Sachsen	934
Sachsen-Anhalt	2.855
Schleswig-Holstein	3.273
Thüringen	880

Datengrundlage: ÜNB 2016, BNetzA Anlagenregister (01/2018). Quelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2018.

Abbildung 9

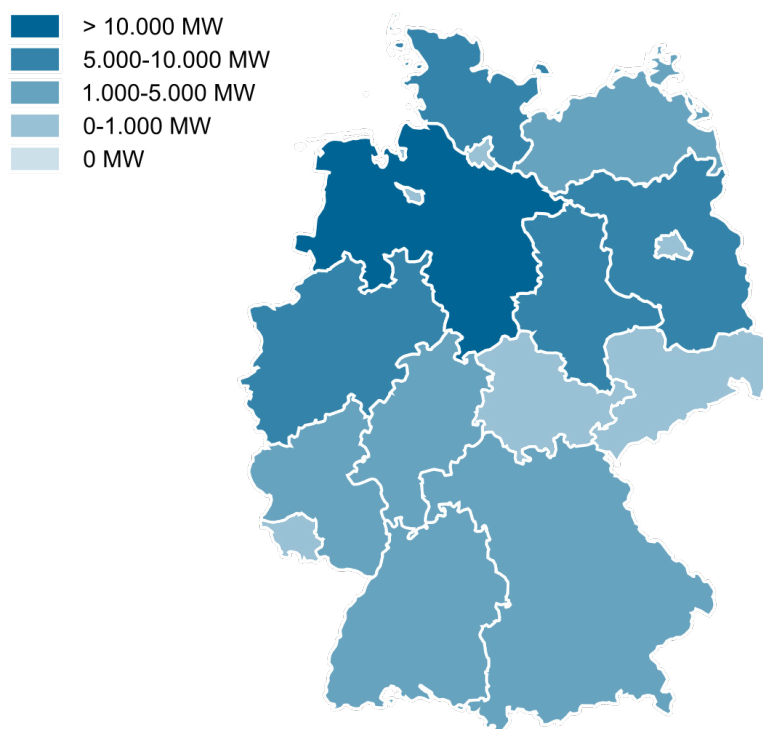
Anlagenbestand Ende 2017 je Bundesland, Wind an Land.

⁶ In Schleswig-Holstein gilt aktuell ein Planungsstopp aufgrund einer Neuaufstellung der Flächennutzungsplanung. Der hohe Zubau 2014 und 2015 resultiert aus Flächenzuweisungen und reflektiert eher eine Ausnahmesituation.

Die Ergebnisse der Ausschreibungsrunden 2017 erlauben einen **Ausblick auf die mögliche Verteilung** der Anlagenkapazität, die ab Ende 2021 in Betrieb zu nehmen ist. Ca. 50 % des Ausschreibungsvolumens (1.390 MW von 2.800 MW) entfallen auf Brandenburg (814 MW bzw. 29 %) und Niedersachsen (576 MW bzw. 20 %). Im Süden (Bayern mit 44,2 MW bzw. 2 % und Baden-Württemberg 0 MW) zeichnet sich dagegen auch für diesen Betrachtungszeitraum ein sehr zurückhaltender Zubau ab. Zwar wird im Netzausbaugesamt das Höchstzuschlagsvolumen von 902 MW mit 706 MW in 2017 letztlich unterschritten. Dennoch zeigt sich eine deutliche Ballung im Norden mit einer leichten Verschiebung zur Mitte Deutschlands.

Der bisherige Zubaufortschritt (leistungsbezogen, brutto) ist so groß, dass der Ausbaupfad von 2.800 MW in 2017 (§ 4 Nr. 1 a) EEG 2017) wiederholt überschritten wird. Zwar hat der Rückbau in 2017 im

Vergleich zu 2016 deutlich angezogen, im Vergleich zum Zubau der Jahre 2016 und 2017 ist er allerdings relativ unerheblich. Die Steuerungswirkung der Ausschreibungsvolumina dürfte perspektivisch eine Rückkehr auf den Ausbaupfad bewirken. Allerdings können unter den aktuellen Rahmenbedingungen auch Risiken ausgemacht werden, die den erforderlichen Zubau in Zukunft gefährden. Können insbesondere die in der Politik aktuell diskutierten Maßnahmen im Hinblick auf eine drohende Zubaulücke in 2019/2020 nicht mehr geeignet gegensteuern, könnten sich die Risiken realisieren und der Zubau von Wind an Land hinter dem Zubaupfad zurückbleiben. Regional verteilt sich die Windenergie in 2017 weiterhin mit einem vergleichsweise starken Nord-Südgefälle. Es kann zudem festgestellt werden, dass vom Ausschreibungssystem im Jahr 2017 für den künftigen Zubau jedenfalls keine stärkere Lenkungswirkung Richtung Süddeutschland ausging.

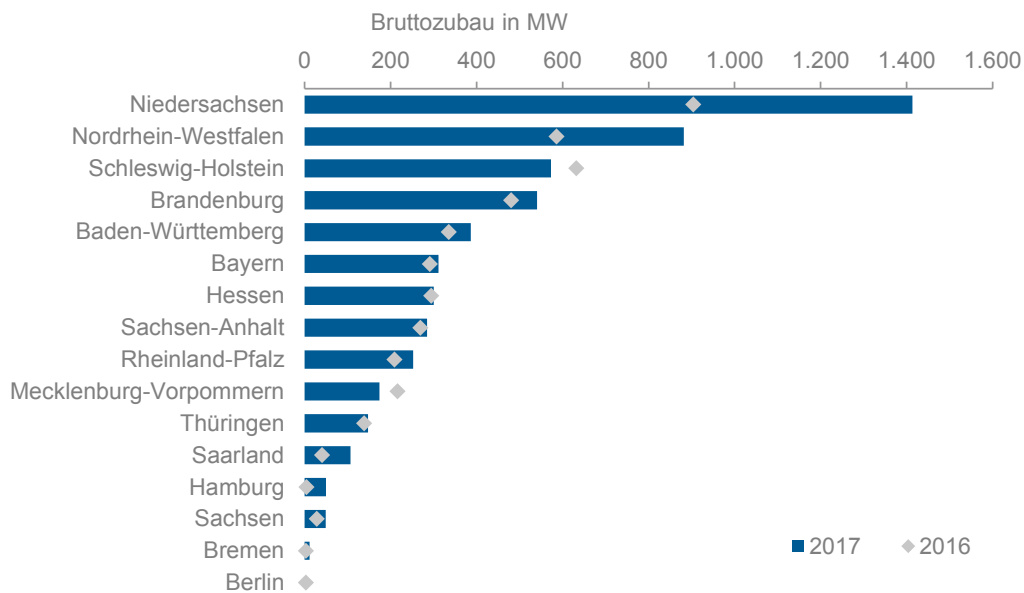


Bundesland	MW
Baden-Württemberg	1.485
Bayern	2.433
Berlin	12
Brandenburg	6.821
Bremen	177
Hamburg	111
Hessen	1.876
Mecklenburg-Vorpommern	3.158
Niedersachsen	10.453
Nordrhein-Westfalen	5.539
Rheinland-Pfalz	3.363
Saarland	451
Sachsen	1.220
Sachsen-Anhalt	5.121
Schleswig-Holstein	6.670
Thüringen	1.534

Datengrundlage: ÜNB 2016, BNetzA Anlagenregister (01/2018). Quelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2018.

Abbildung 10

Installierte Leistung Ende 2017 in MW je Bundesland, Wind an Land.

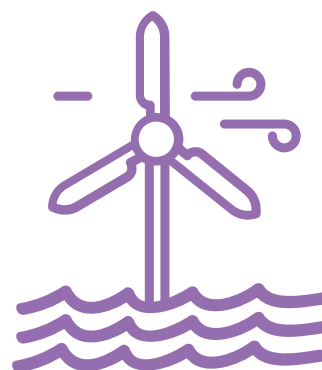


Datengrundlage: BNetzA Anlagenregister (04/2017).
 Quelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2018.

Abbildung 11

Leistungszubau in den Bundesländern in den Jahren 2016 und 2017.

Wind auf See



Wesentliche Ergebnisse

Die installierte Leistung bis Anfang Januar 2018 beträgt 5.349 MW.

- Davon entfallen 4.660 MW auf die Nordsee und 689 MW auf die Ostsee.
- Aktuell existieren Projekte mit unbedingten Netzanbindungszusagen mit weiteren 2.297 MW (1.910 MW in der Nordsee, 387 MW in der Ostsee).

Die Stromerzeugung ist im Jahr 2017 auf etwa 17 TWh angestiegen (12 TWh in 2016).

Ausblick:

- Bis 2020 sind 7,5-7,7 GW installierte Leistung sehr wahrscheinlich; die Ausschreibungen im sogenannten Übergangssystem in 2017 und 2018 ermöglichen den Bau von weiteren 3,1 GW bis 2025. Für das Jahr 2030 formuliert das EEG als Ausbauziel 15 GW installierte Leistung.
- Damit sind im Jahr 2020 rund 30 TWh p. a., im Jahr 2025 gut 41 TWh p. a. und bis 2030 etwa 57 TWh p. a. Stromerzeugung zu erwarten.

Die Verteilung des Zubaus bis 2025 zwischen Ost- und Nordsee ist gesetzlich vorgegeben und sieht wie folgt aus:

- 2021 soll der gesamte Zubau von 500 MW in der Ostsee erfolgen, 2022 können 500 MW in der Nord- oder Ostsee erfolgen.
- 2023 bis 2025 wird ein jährlicher Zubau von 700 MW ausgeschrieben, der in der Nordsee oder der Ostsee erfolgen kann.

Quelle: Prognos AG, Fichtner GmbH & Co. KG, BET 2018.

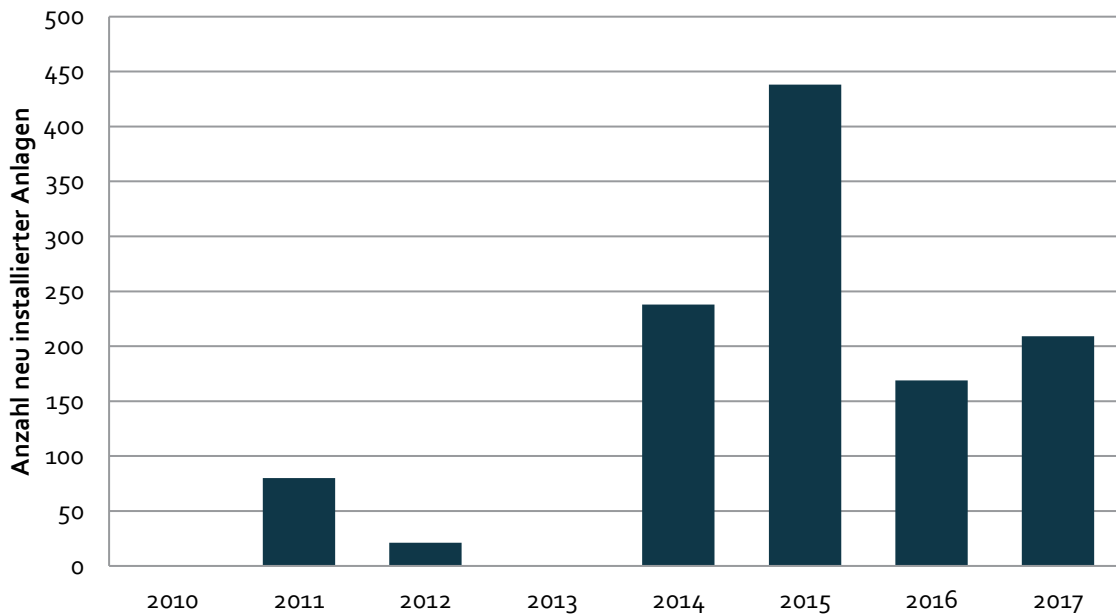
In *Abbildung 12* und *Abbildung 13* ist der Anlagenzubaubau sowie der Leistungszubaubau von 2010 bis 2017 dargestellt. Anfang Januar 2018 waren in Deutschland Windparks auf See mit einer **Gesamtleistung von 5.349 MW installiert**, wovon 4.660 MW auf die Nordsee und 689 MW auf die Ostsee entfallen. Der größte Leistungszubaubau fand im Jahr 2015 statt, in dem eine Leistung von ca. 1,8 GW zugebaut wurde. Im folgenden Jahr 2016 wurden dann nur noch 870 MW zugebaut, im Jahr 2017 ist der Zubau wieder auf knapp 1.200 MW gestiegen. Dadurch hat sich

im Jahr 2017 eine **Erzeugung von etwa 17 TWh** ergeben. In *Abbildung 14* und *Abbildung 15* sind die Anlagen im Küstenmeer und der ausschließlichen Wirtschaftszone und ihre installierte Leistung je Bundesland dargestellt. Die Zuordnung der Anlage erfolgt abhängig davon, wo der jeweilige Netzverknüpfungspunkt an Land liegt bzw. in welchem Bundesland der Strom der Anlage an Land ankommt. Der größte Anteil (2.911 MW Leistung und 557 Anlagen) ist mit Niedersachsen verknüpft, gefolgt von Schleswig-Holstein (1.749 MW Leistung und 440 Anlagen) und Mecklenburg-Vorpommern (689 MW Leistung und 172 Anlagen).

Im EEG 2017 in Verbindung mit dem WindSeeG ist für 2020 als Ziel eine installierte Leistung von 6.500 MW und für 2030 von 15.000 MW vorgegeben. Werden alle Projekte mit einer unbedingten Netzanbindungszusage im Umfang von 2.297 MW (Nordsee: 1.910 MW, Ostsee: 387 MW) bis einschließlich 2020 realisiert, wird das im EEG 2017 formulierte Ziel für 2020 um etwa 1.145 MW übertroffen werden. Ab 2021 erfolgt der weitere Zubau über Ausschreibungen. Für 2021 und 2022 sind je 500 MW und 2023 bis 2025 sind je 700 MW jährlicher Zubau von der BNetzA ausgeschrieben (Übergangsmo­dell). Ab dem Jahr 2026 ist im WindSeeG ein jährlicher Rahmen für die Zubau­menge von 700 bis 900 MW vorgesehen. Für das Jahr 2021 sieht das Gesetz vor, den gesamten Zubau in der Ostsee zu realisieren. In den Jahren 2022 bis 2025 kann der Zubau je nach Ausschreibungsergebnis auf Nord- oder Ostsee fallen. Bei diesem Zubau (unter Annahme eines durchschnittlichen

jährlichen Zubaus von 800 MW ab 2026)⁷ wäre bis 2030 eine kumulierte Leistung von ca. 14.750 MW installiert. Bei aktueller Planungs- und Genehmigungs-lage ist bis 2021 eine Stromerzeugung von knapp 30 TWh p. a. und bis 2030 von 57 TWh p. a. zu er-

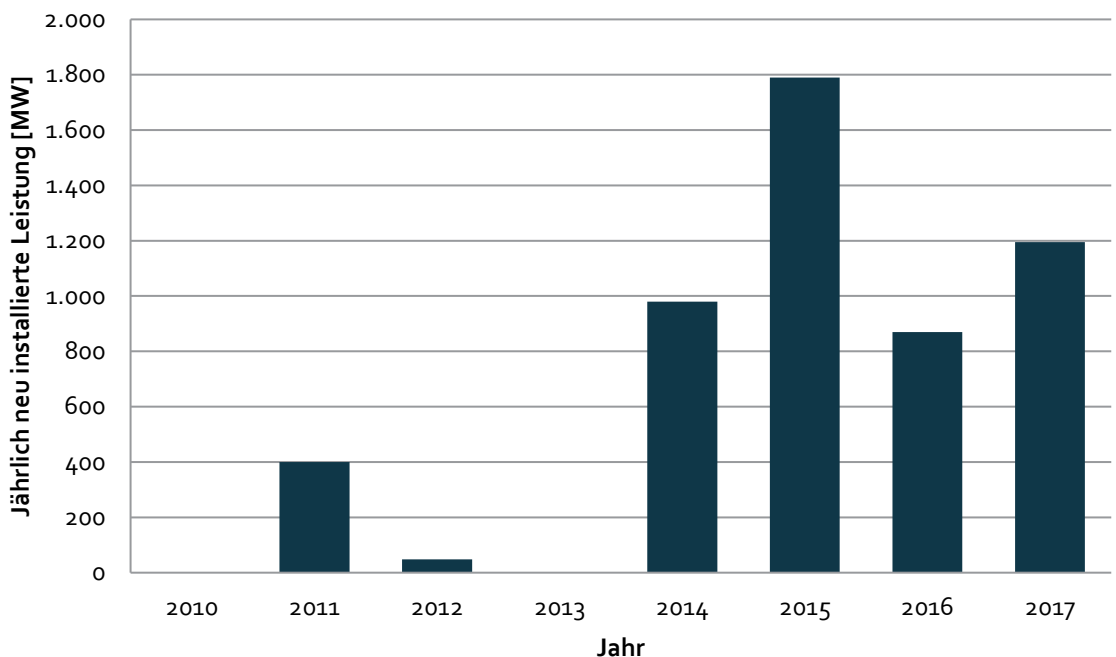
warten. Darüber hinaus können Netzanbindungskapazitäten für Pilotwindenergieanlagen ausgewiesen und diese im Umfang von jährlich 50 MW gefördert werden.



Datengrundlage: Prognos AG. Quelle: Prognos AG, Fichtner GmbH & Co. KG, BET 2018.

Abbildung 12

Jährlicher Anlagenzubau, Wind auf See (Deutschland, 2010-2017).

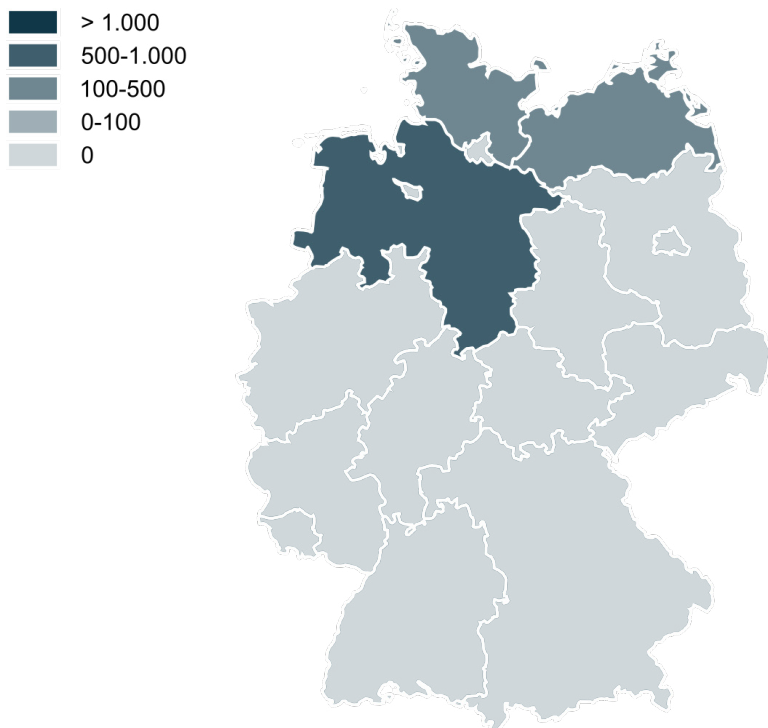


Datengrundlage: Prognos AG. Quelle: Prognos AG, Fichtner GmbH & Co. KG, BET 2018.

Abbildung 13

Jährlicher Leistungszubau in MW, Wind auf See (Deutschland, 2010-2017).

⁷ Nach § 17 WindSeeG schreibt die BNetzA den Festlegungen des Flächenentwicklungsplans entsprechend jeweils ein Ausschreibungsvolumen von 700 bis 900 MW aus. Eine genaue Festlegung des Volumens ab 2026 ist noch nicht erfolgt.

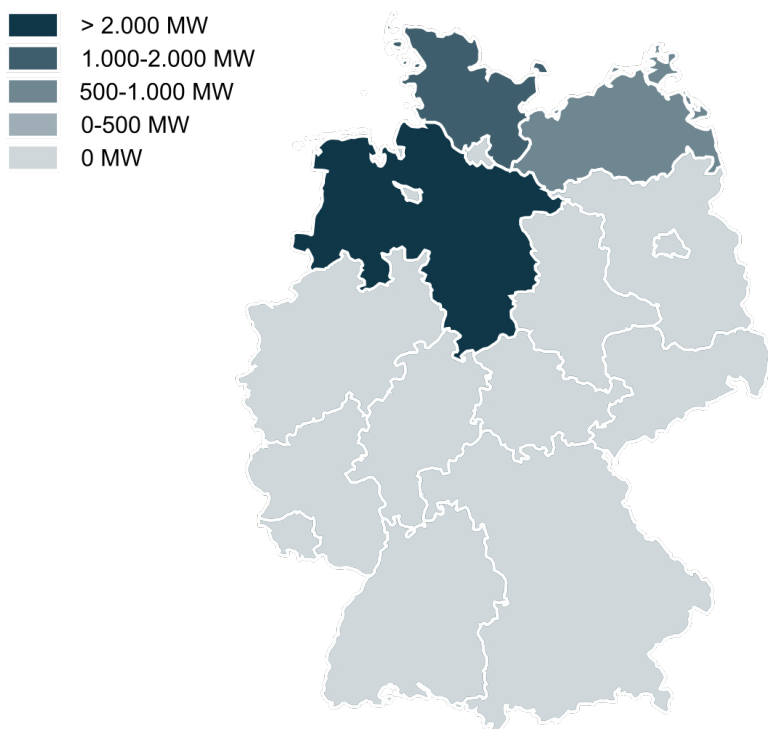


Bundesland	Anzahl
Baden-Württemberg	-
Bayern	-
Berlin	-
Brandenburg	-
Bremen	-
Hamburg	-
Hessen	-
Mecklenburg-Vorpommern	172
Niedersachsen	557
Nordrhein-Westfalen	-
Rheinland-Pfalz	-
Saarland	-
Sachsen	-
Sachsen-Anhalt	-
Schleswig-Holstein	440
Thüringen	-

Datengrundlage: Prognos AG. Quelle: Prognos AG, Fichtner GmbH & Co. KG, BET 2018.

Abbildung 14

Anlagenbestand Ende 2017 je Bundesland nach dem Netzverknüpfungspunkt an Land, Wind auf See.



Bundesland	MW
Baden-Württemberg	-
Bayern	-
Berlin	-
Brandenburg	-
Bremen	-
Hamburg	-
Hessen	-
Mecklenburg-Vorpommern	689
Niedersachsen	2.911
Nordrhein-Westfalen	-
Rheinland-Pfalz	-
Saarland	-
Sachsen	-
Sachsen-Anhalt	-
Schleswig-Holstein	1.749
Thüringen	-

Datengrundlage: Prognos AG. Quelle: Prognos AG, Fichtner GmbH & Co. KG, BET 2018.

Abbildung 15

Installierte Leistung Ende 2017 in MW je Bundesland nach dem Netzverknüpfungspunkt an Land, Wind auf See.

Biomasse



Wesentliche Ergebnisse

Die installierte Leistung aus Biomasse und Gasen (EEG und Nicht-EEG-Anlagen, inkl. Klär- und Deponiegas) betrug Ende 2017 etwa 8 GW_{el} zzgl. ca. 167 MW_{el} Grubengas.

Die Bruttostromerzeugung aus Biomasse und Gasen (EEG und Nicht-EEG-Anlagen, inkl. Klär- und Deponiegas sowie inkl. Anteil biogener Abfälle in Abfallverbrennungsanlagen) betrug Ende 2017 ca. 51,4 TWh_{el} zzgl. ca. 1 TWh_{el} aus Grubengas.

Die nach EEG geförderte Strommenge aus Biomasseanlagen lag im Jahr 2016 bei ca. 41 TWh_{el}. Davon wurden ca. drei Viertel im Rahmen der EEG-Direktvermarktung veräußert.

Der Leistungszubau von Biogas- und Biomethan-KWK-Anlagen lag 2017 bei 286 MW_{el}, davon entfallen rd. 16 MW_{el} auf Neuanlagen und 270 MW_{el} auf Leistungserweiterungen aufgrund von Flexibilisierungsmaßnahmen.

Biomasseanlagen, die biogene Festbrennstoffe einsetzen, wurden 2017 nur vereinzelt hinzugebaut (ca. 2 MW_{el}). Ebenso gab es keinen Zubau von Anlagen, welche flüssige Biomasse nutzen (Rückgang von 3 MW_{el} zu 2016).

Quelle: Fraunhofer IEE 2018.

15,5 MW_{el} (153 Anlagen) als Neuanlagen hinzuge-meldet. Diese seit 2014 neu in Betrieb gegangenen Biomasseanlagen produzieren jährlich ca. 1 TWh_{el} Strom und stellen somit ca. 2 % des EEG-Biomassestroms. Deutlich mehr Leistung wurde hinzuge-baut, wenn die Kapazitätserweiterung von Bestands-anlagen zur Flexibilisierung der Stromproduktion im Rahmen der Inanspruchnahme der Flexibilitäts-prämie mitberücksichtigt wird. So kamen im Jahr 2014 insgesamt knapp 20 MW_{el} hinzu. Im Jahr 2015 ca. 90 MW_{el}, im Jahr 2016 ca. 170 MW_{el} und im Jahr 2017 ca. 270 MW_{el} (s. *Abbildung 16* und *Abbildung 17*). Diese Anlagen stellen allerdings keine zusätzlichen Strommengen bereit, da die Höchstbemessungs-leistung dieser Anlagen nach dem EEG 2014 und EEG 2017 nicht erhöht werden kann.

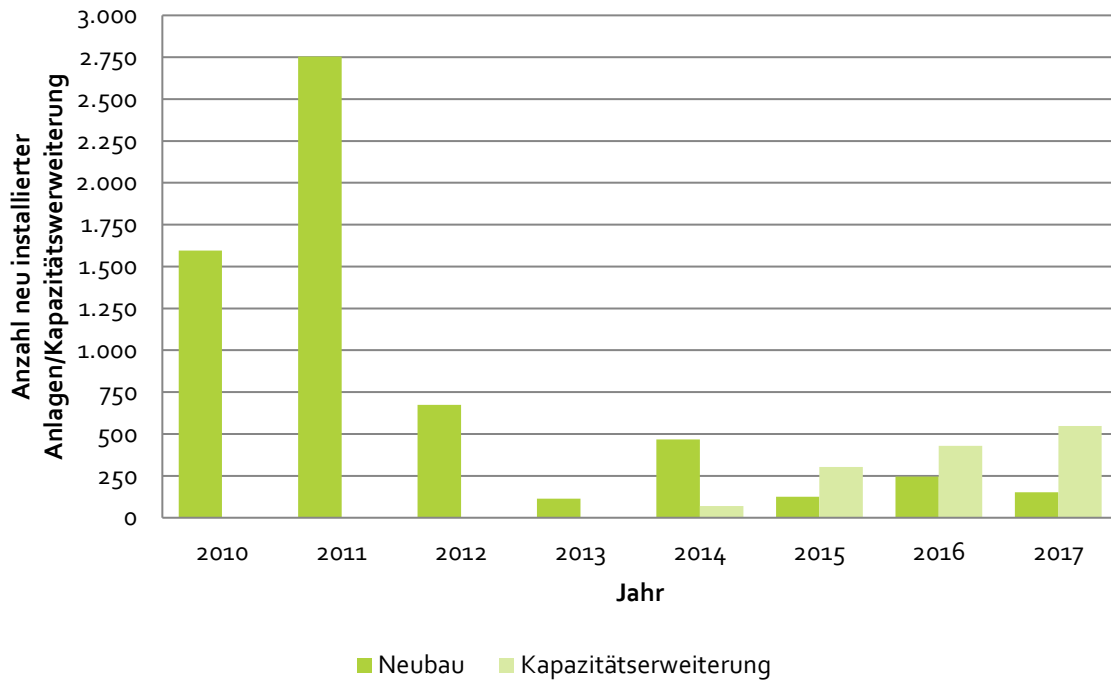
In *Abbildung 16* und *Abbildung 17* sind die Entwicklung des Neuanlagen- und des Leistungszubaus im Biomassebereich von 2010 bis 2017 dargestellt. Ein Ziel der Novellierung des EEG 2014 war es, den Bruttoszubau von Biomasseanlagen auf einen Ausbaupfad von jährlich 100 MW_{el} zu fokussieren. Das EEG sieht in § 4 Nr. 4 EEG 2017 als Ausbaupfad für 2017 einen jährlichen Zubau von bis zu 150 MW_{el} vor. Der Zubau ist durchgehend hinter dem jährlichen Ausbaupfad von 100 MW_{el} bzw. 150 MW_{el} (2017) zurückgeblieben. Unter der Geltung des EEG 2014 und des EEG 2017 fand bis Ende 2017 ein Bruttoszubau neuer Biomasseanlagen von insgesamt ca. 140 MW_{el} statt. 2015 wurden 12,6 MW_{el} (125 Anlagen), 2016 knapp 31 MW_{el} (245 Anlagen) und 2017

Der *künftige Zubau* bis 2020 bzw. 2022 wird nach dem EEG 2017 wesentlich durch das Ausschreibungssystem mitbestimmt (vgl. Abschnitt zu Biomasse in der Ausschreibung auf Seite 75). Die Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunde im September 2017 können deshalb einen Ausblick auf einen perspektivisch möglichen Zubau von Anlagen geben. Im Jahr 2017 entfallen drei Viertel der bezuschlagten Leistung, rd. 22 MW, auf Bestandsanlagen. Die bezuschlagten Neuanlagen stellen 6 MW. Bestandsanlagen müssen bis spätestens März 2022 ihre Anlagen in den Betrieb nach dem EEG 2017 überführen. Neuanlagen müssen bis Ende 2020 in Betrieb gegangen sein.⁸ Im Ergebnis bedeutet dies, dass die im Jahr 2017 bezuschlagten Anlagen bis Ende 2020

8 Neuanlagen sind binnen der regelmäßigen Realisierungsfrist von 24 Monaten in Betrieb zunehmen. Bei Bestandsanlagen wird die Neuinbetriebnahme spätestens nach Ablauf von 36 Monaten fingiert. Ab diesem Zeitpunkt hat der Anlagenbetreiber noch sechs Monate Zeit, das geforderte Umweltgutachten vorzulegen, sodass 42 Monate vergehen können, bis der für Bestandsanlagen erteilte Zuschlag erlischt.

in Betrieb gehen bzw. den Weiterbetrieb unter dem EEG 2017 bis Anfang 2022 realisieren müssen. Es zeichnet sich damit im Ausschreibungssystem ein möglicher Zubau ab, der überwiegend durch eine

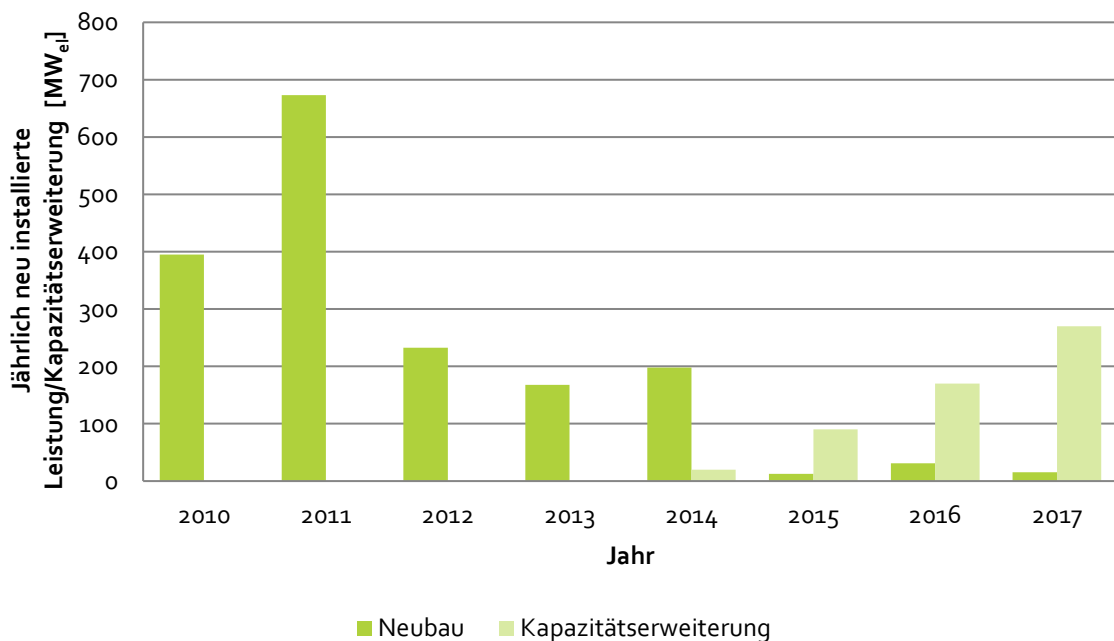
Betriebszeitverlängerung von Bestandsanlagen geprägt ist. Allerdings müssen diese Anlagen ebenfalls für einen bedarfsorientierten Einsatz geeignet sein, vergleichbar mit den Neuanlagen.



Datengrundlage: EEG in Zahlen AGEEstat, BNetzA. Quelle: Fraunhofer IEE 2018.

Abbildung 16

Jährlicher Zubau von Biomasseneuanlagen (Deutschland, 2010-2017, Hinweis 2010-2013 Nettozubau) und Bestandsanlagen, die seit 2014 nach dem EEG 2014 eine Kapazitätserweiterung vorgenommen haben.



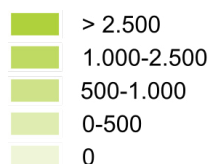
Datengrundlage: EEG in Zahlen AGEEstat, BNetzA. Quelle: Fraunhofer IEE 2018.

Abbildung 17

Jährlicher Leistungszubau in MW_e für Anlagen, die Biomasse einsetzen (Deutschland, 2010-2017, Hinweis 2010-2013 Nettozubau) sowie die Leistungserhöhung, die Bestandsanlagen seit 2014 nach dem EEG 2014 vorgenommen haben.

In *Abbildung 18* und *Abbildung 19* ist der Anlagenbestand sowie die installierte Leistung (Stand Ende 2017) für die Bundesländer dargestellt. Spitzenreiter unter den Bundesländern sind Bayern (1.538 MW_{el}

mit 3.812 Anlagen) und Niedersachsen (1.478 MW_{el} mit 2.866 Anlagen), gefolgt von NRW (796 MW_{el} mit 1.581 Anlagen) und Baden-Württemberg (827 MW_{el} mit 1.745 Anlagen).

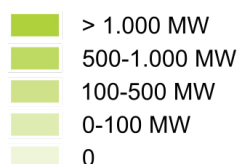


Bundesland	Anzahl
Baden-Württemberg	1.745
Bayern	3.812
Berlin	92
Brandenburg	522
Bremen	11
Hamburg	62
Hessen	481
Mecklenburg-Vorpommern	564
Niedersachsen	2.866
Nordrhein-Westfalen	1.581
Rheinland-Pfalz	367
Saarland	40
Sachsen	493
Sachsen-Anhalt	451
Schleswig-Holstein	440
Thüringen	-

Datengrundlage: AGEEstat BNetzA.
Quelle: Fraunhofer IEE 2018.

Abbildung 18

Anlagenbestand Ende 2017 je Bundesland, Biomasse, (Biogas und Biomethan, feste Biomasse, flüssige Biomasse).



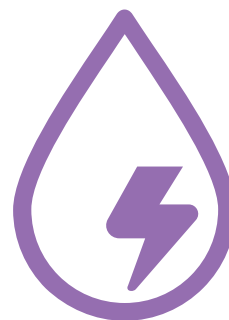
Bundesland	MW _{el}
Baden-Württemberg	827
Bayern	1.538
Berlin	46
Brandenburg	421
Bremen	12
Hamburg	41
Hessen	254
Mecklenburg-Vorpommern	350
Niedersachsen	1.478
Nordrhein-Westfalen	796
Rheinland-Pfalz	178
Saarland	16
Sachsen	278
Sachsen-Anhalt	423
Schleswig-Holstein	473
Thüringen	254

Datengrundlage: AGEEstat BNetzA.
Quelle: Fraunhofer IEE 2018.

Abbildung 19

Gesamtleistung des Anlagenbestandes im Jahr 2017 in MW_{el} je Bundesland, Biomasse, inkl. Zusatzleistung aufgrund der Flexibilisierung.

Wasserkraft



Wesentliche Ergebnisse

Entwicklung in Deutschland:

Im Jahr 2017 betrug die installierte Wasserkraftleistung 5,6 GW und die Jahresarbeit 19,8 TWh (EEG und Nicht-EEG-Anlagen).

Die installierte Leistung der nach EEG-geförderten Anlagen betrug im Jahr 2016 1,6 GW und die Jahresarbeit 6 TWh.

Von August 2014 bis Ende 2017 belief sich der Nettozubau von Wasserkraft unter dem EEG 2014 und dem EEG 2017 auf rd. 35 MW (EEG-Anlagen). Dies entspricht einem Zuwachs an der gesamten installierten Leistung von weniger als 1 %. Dabei entfielen etwa 64 % auf die Ertüchtigung von Bestandsanlagen und etwa 36 % auf Neubauten und Reaktivierungen.

Die jährliche Nettostromerzeugung liegt seit dem Jahr 2010 auf einem etwa gleichbleibenden Niveau, schwankt aber relativ stark um ca. ±30 %. Die jährlichen Schwankungen sind im Wesentlichen durch wetterbedingt unterschiedliche Niederschläge und das Abflussverhalten der Gewässer bedingt.

Das technische Ausbaupotenzial wird auf etwa 4,6 TWh geschätzt.

Entwicklung in den Bundesländern:

Bayern und Baden-Württemberg verfügten 2016 mit 610 MW bzw. 392 MW über die größten EEG-geförderten Anlagenkapazitäten und wiesen von August 2014 bis Ende 2017 den größten Nettozubau aus.

Quelle: IBFM 2018.

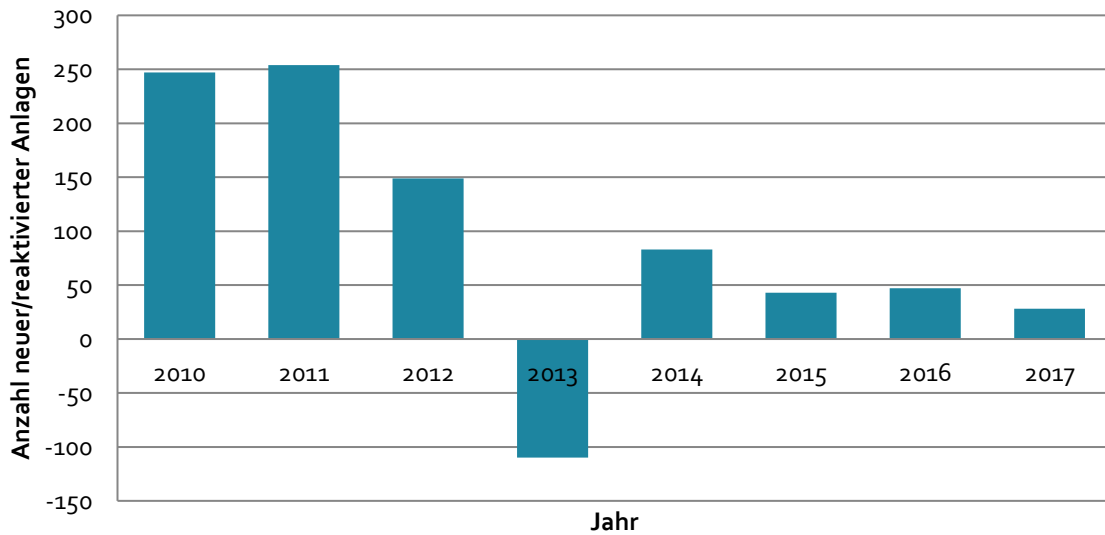
Ende 2017 waren unter Berücksichtigung von sieben Pumpspeicherkraftwerken mit natürlichem Zufluss etwa 7.320 Wasserkraftanlagen mit einer **Gesamtleistung** von etwa **5,6 GW** in Deutschland installiert. *Abbildung 20* und *Abbildung 21* zeigen die Entwicklung des Nettozubaus von Neuanlagen und zusätzlich installierter Leistung im Wasserkraftbereich von 2010 bis 2017. Der **Zubau** von neuen bzw. die Reaktivierung von Anlagen reduzierte sich seit dem Jahr 2015 auf unter 50 Anlagen. Unter dem EEG 2014 und dem EEG 2017 belief sich der Zubau an installierter Wasserkraftleistung auf etwa 35 MW. Dies

entspricht einem Zuwachs der gesamten installierten Leistung von weniger als 1 %. Davon entfielen etwa 2,9 MW auf das Restjahr 2014, etwa 10,7 MW auf das Jahr 2015 und etwa 14,5 MW auf das Jahr 2016. Im Jahr **2017** reduzierte sich der Kapazitätszubau erneut und lag nur noch bei **7,5 MW**. Der Zubau resultiert im Wesentlichen aus Ertüchtigungen (vgl. *Tabelle 2*). Es wurden nur wenige neue Anlagen hinzugebaut. Von den ertüchtigten Anlagen ist hier nur der Anteil der Leistungserhöhung berücksichtigt.

Die gesamte erbrachte **Jahresarbeit (brutto)** betrug im Jahr 2017 ca. **19,8 TWh**. Der Vergleich der Jahresscheiben zwischen 2011 und 2016 zeigt, dass trotz weitgehend konstant gebliebener installierter Gesamtleistung, die jährliche Wasserkrafterzeugung starken Schwankungen zwischen etwa 17,7 TWh (2011) und etwa 23 TWh (2013) unterliegt. Dies gilt sowohl für die Bruttostromerzeugung als auch für die Nettostromerzeugung.⁹ Diese Schwankungen werden im Wesentlichen durch die wetterbedingt unterschiedlichen Niederschläge und das Abflussverhalten der Gewässer beeinflusst.

Neben Neuinstallationen und Reaktivierungen ehemaliger Anlagen erfolgte der Wasserkraftausbau zu etwa 65 % durch eine Ertüchtigung von Bestandsanlagen (vgl. *Tabelle 2*). Die höchste Aktivität ist hier mit etwa 81 % der Neuinbetriebnahmen bzw. Reaktivierungen und etwa 64 % der Ertüchtigungen in der kleinsten Leistungsklasse bis 100 kW

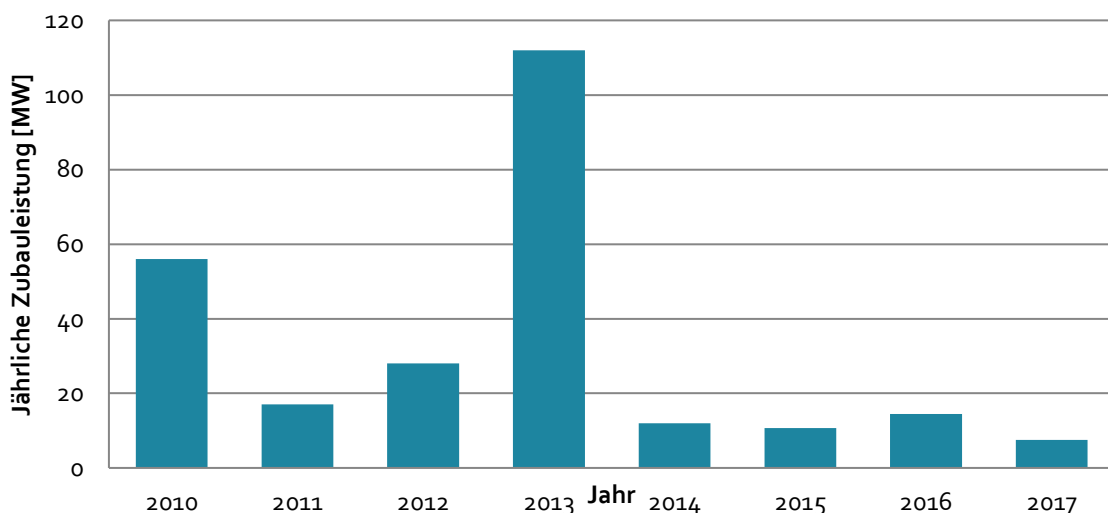
⁹ Die Nettostromerzeugung ergibt sich aus der Bruttostromerzeugung abzüglich der elektrischen Verluste der Kraftwerke, die direkt im Kraftwerk verbraucht werden und gar nicht in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden.



Datengrundlage: BNetzA EEG in Zahlen (2010-2014), BNetzA Anlagenregister (12/2017). Quelle: IBFM 2018.

Abbildung 20

Jährlicher Anlagenzubau (netto, neu in Betrieb genommene und reaktivierte EEG-geförderte Anlagen), Wasserkraft (Deutschland, 2010-2017; 2017 vorläufig).



Datengrundlage: BNetzA EEG in Zahlen (2010-2014), BNetzA Anlagenregister (12/2017). Quelle: IBFM 2018.

Abbildung 21

Jährlicher Leistungszubau in MW (netto, neu Inbetriebnahme, reaktivierte- und ertüchtigte EEG-geförderte Anlagen), Wasserkraft (Deutschland, 2010-2017; 2017 vorläufig).

zu beobachten. Der größte Leistungszuwachs entfällt mit 9,1 MW (3,9 MW Neuinstallationen und 5,2 MW Ertüchtigungen) auf die Leistungsklasse 200-500 kW. In den Leistungssegmenten über 2 MW wurden keine neuen Wasserkraftanlagen installiert.

Im Jahr 2016 wiesen Bayern (610 MW) und Baden-Württemberg (392 MW) die größten installierten Leistungen der nach EEG geförderten Anlagen aus (Abbildung 22 und Abbildung 23). Der größte Netto-neuzubau (bzw. Reaktivierung) entfiel im Zeitraum von August 2014 bis Ende 2017 ebenfalls auf die Bundesländer Bayern (etwa 5 MW) und Baden-Württemberg (etwa 2,4 MW). Im selben Zeitraum erfolgte der größte Nettozubau durch Ertüchtigung in Bayern (etwa 7 MW), Baden-Württemberg (etwa 4 MW) und Sachsen (etwa 3,2 MW). In den Bundesländern Bremen, Saarland und Schleswig-Holstein wurden von 2015 bis Ende 2017 keine Ertüchtigungsmaßnahmen gemeldet.

Das **Ausbaupotenzial für Wasserkraft** in Deutschland insgesamt ist durch die Zahl der Querbauwerke, an denen eine neue Wasserkraftnutzung wirtschaftlich und ökologisch möglich ist, begrenzt. Die Errichtung zusätzlicher Querbauwerke ist aufgrund des Verschlechterungsverbots der Wasserrahmenrichtlinie¹⁰ nahezu ausgeschlossen. Daher ergibt sich das Ausbaupotenzial hauptsächlich aus der Modernisierung bestehender Anlagen und dem Neubau bzw. der Reaktivierung stillgelegter Anlagen an bereits bestehenden Querbauwerken. Das bisher nicht genutzte technische Erzeugungspotenzial in Deutschland wird für große Gewässer auf etwa 4 TWh und für mittelgroße und kleine Gewässer auf etwa 0,6 TWh geschätzt (Anderer et al. 2010). Die Berücksichtigung ökonomischer Aspekte kann das tatsächliche nutzbare Potenzial noch einmal erheblich reduzieren.

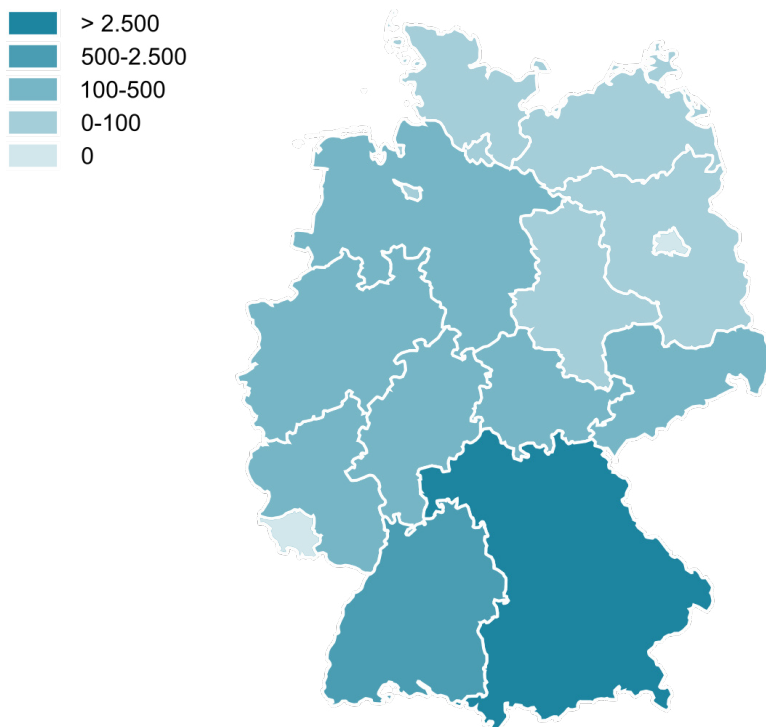
Tabelle 2

Zubau (EEG-geförderte Anlagen) nach Leistungsklassen für neuinstallierte bzw. reaktivierte und ertüchtigte Wasserkraftanlagen gemäß Anlagenregister (08/2014 – 12/2017).

Leistungsklasse	Inbetriebnahme (neue bzw. reaktivierte Wasserkraftanlagen)		Ertüchtigung (bestehende Wasserkraftanlagen)		
	Anzahl	Zubau installierte Leistung [kW]	Anzahl	Installierte Leistung [kW]	Zubau installierte Leistung [kW]
≤ 100 kW	114	2.617	559	22.939	3.334
> 100 – 200 kW	9	1.409	100	14.379	2.033
> 200 – 500 kW	13	3.873	137	45.321	5.193
> 0,5 – 1 MW	4	3.294	44	30.251	3.519
> 1 – 2 MW	1	1.424	19	27.726	3.115
> 2 – 5 MW			12	42.341	2.379
> 5 – 10 MW			2	14.900	1.420
> 10 – 20 MW			2	23.800	2.050
Summe	141	12.617	875	221.657	23.043

 Datengrundlage: BNetzA Anlagenregister (12/ 2017).
 Quelle: IBFM 2018.

10 Richtlinie 2000/60/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 23. Oktober 2000 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik.

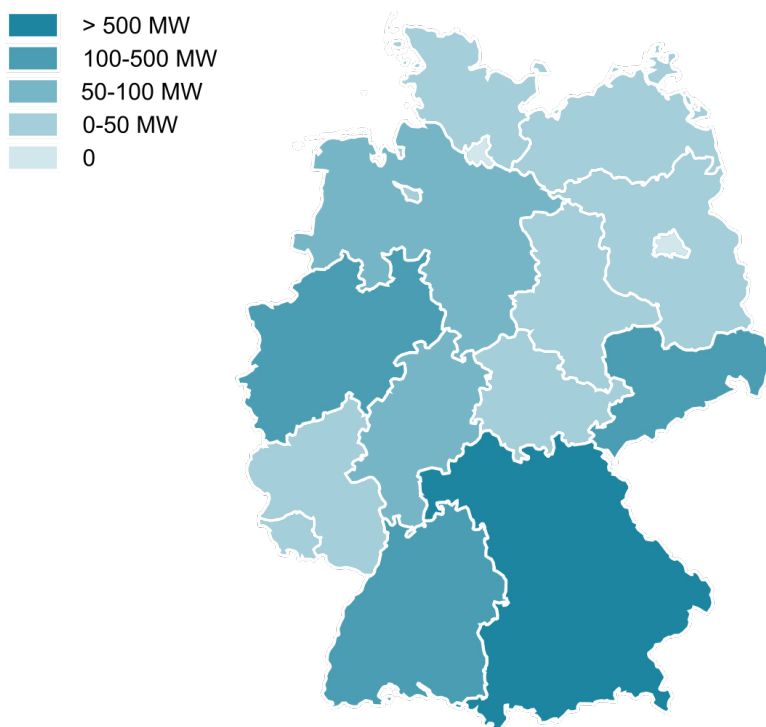


Bundesland	Anzahl
Baden-Württemberg	1.568
Bayern	3.526
Berlin	0
Brandenburg	41
Bremen	1
Hamburg	1
Hessen	496
Mecklenburg-Vorpommern	27
Niedersachsen	245
Nordrhein-Westfalen	410
Rheinland-Pfalz	205
Saarland	27
Sachsen	333
Sachsen-Anhalt	57
Schleswig-Holstein	25
Thüringen	203

Datengrundlage: BNetzA EEG-Daten (2016), BNetzA Anlagenregister (12/2017).
Quelle: IBFM 2018.

Abbildung 22

Anlagenbestand EEG-Anlagen Ende 2017 je Bundesland, Wasserkraft (vorläufig).



Bundesland	MW
Baden-Württemberg	392
Bayern	610
Berlin	0
Brandenburg	5
Bremen	10
Hamburg	0
Hessen	62
Mecklenburg-Vorpommern	3
Niedersachsen	59
Nordrhein-Westfalen	124
Rheinland-Pfalz	42
Saarland	11
Sachsen	213
Sachsen-Anhalt	27
Schleswig-Holstein	6
Thüringen	32

Datengrundlage: BNetzA EEG-Daten (2016), BNetzA Anlagenregister (12/2017).
Quelle: IBFM 2018.

Abbildung 23

Installierte Leistung EEG-Anlagen Ende 2017 je Bundesland, Wasserkraft (vorläufig).

Geothermie



Wesentliche Ergebnisse

Es gibt neun Geothermie-Anlagen mit einer installierten Leistung von 37,44 MW_{el}.

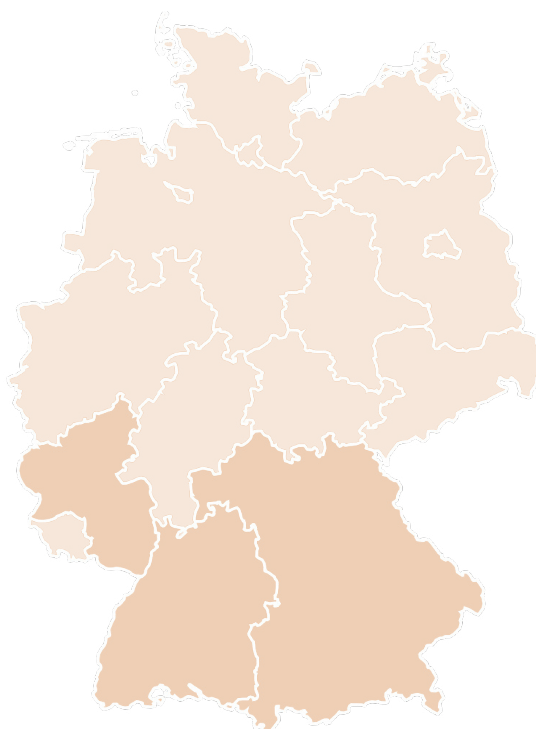
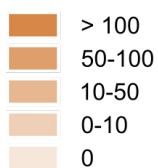
Die Stromerzeugung beläuft sich auf 151 GWh (2017).

Quelle: gec-co 2018.

Im Juli 2017 existierten in Deutschland neun Geothermieanlagen (Abbildung 25) mit einer insgesamt installierten Leistung von 37,44 MW_{el} (Abbildung 24). Die Stromerzeugung lag in 2017 bei 151 GWh. Ein weiteres Projekt befindet sich derzeit in der Bohrphase. Im

April 2017 konnte ein Vorhaben seine Bohrung erfolgreich abschließen. Ein Projekt in Rheinland-Pfalz wurde mit vorbereitender Öffentlichkeitsarbeit initiiert, wird allerdings mangels Akzeptanz aktuell nicht weiter vorangetrieben. Im Durchschnitt wird aktuell ein Vorhaben pro Jahr realisiert.

Regionale Steuerungsmechanismen haben praktisch keinen Einfluss. Der Zubau an geeigneten Standorten wird wesentlich durch Akzeptanzfragen vor Ort beeinflusst.

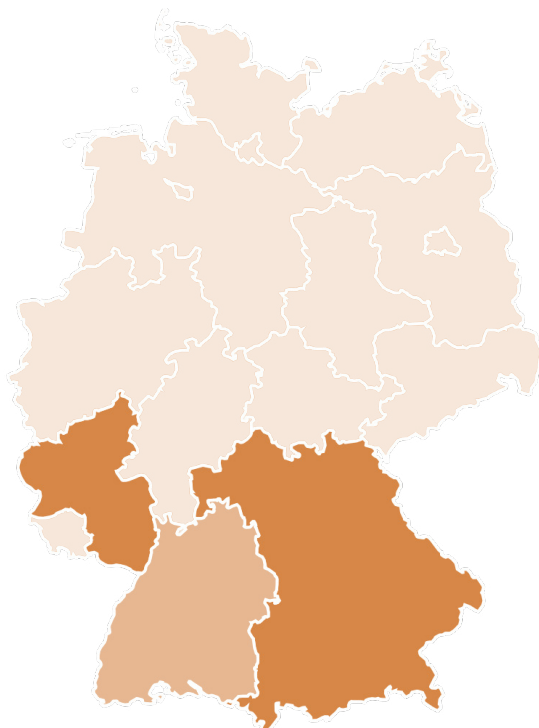
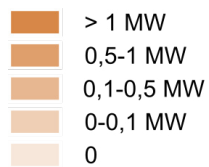


Bundesland	Anzahl
Baden-Württemberg	1
Bayern	6
Berlin	0
Brandenburg	0
Bremen	0
Hamburg	0
Hessen	0
Mecklenburg-Vorpommern	0
Niedersachsen	0
Nordrhein-Westfalen	0
Rheinland-Pfalz	2
Saarland	0
Sachsen	0
Sachsen-Anhalt	0
Schleswig-Holstein	0
Thüringen	0

Quelle: gec-co 2018.

Abbildung 24

Anlagenbestand Ende 2017 je Bundesland, Geothermie.



Bundesland	MW _{e1}
Baden-Württemberg	0,44
Bayern	28,54
Berlin	0
Brandenburg	0
Bremen	0
Hamburg	0
Hessen	0
Mecklenburg-Vorpommern	0
Niedersachsen	0
Nordrhein-Westfalen	0
Rheinland-Pfalz	8,6
Saarland	0
Sachsen	0
Sachsen-Anhalt	0
Schleswig-Holstein	0
Thüringen	0

Quelle: gec-co 2018.

Abbildung 25

Installierte Leistung in MW_{e1} Ende 2017 je Bundesland, Geothermie.

Entwicklung der EEG-Umlage



Entwicklung der EEG-Umlage

Wesentliche Ergebnisse

EEG-Umlage 2018: 6,79 ct/kWh

Die EEG-Umlage ist zwischen 2010 (2,05 ct/kWh) und 2018 um 4,74 ct/kWh gestiegen.

Dieser Anstieg ist auf folgende wesentliche Einflussfaktoren zurückzuführen:

- Ausbaukosten der erneuerbaren Energien: 3,91 ct/kWh (gut 82 %)
 - Solar: 1,38 ct/kWh
 - Wind auf See: 0,93 ct/kWh
 - Biomasse: 0,89 ct/kWh
 - Wind an Land: 0,68 ct/kWh
 - Wasserkraft, Geothermie, Gase: 0,03 ct/kWh
- Entwicklung des Börsenstrompreises: 0,79 ct/kWh
- Besondere Ausgleichsregelung (teilweise Entlastung von stromkostenintensiven Industrieunternehmen und Schienenbahnen): 0,48 ct/kWh
- Sonstige Kosten (EEG-Kontoausgleich und sonstige Effekte): minus 0,44 ct/kWh

Quelle: Öko-Institut e.V. 2017.

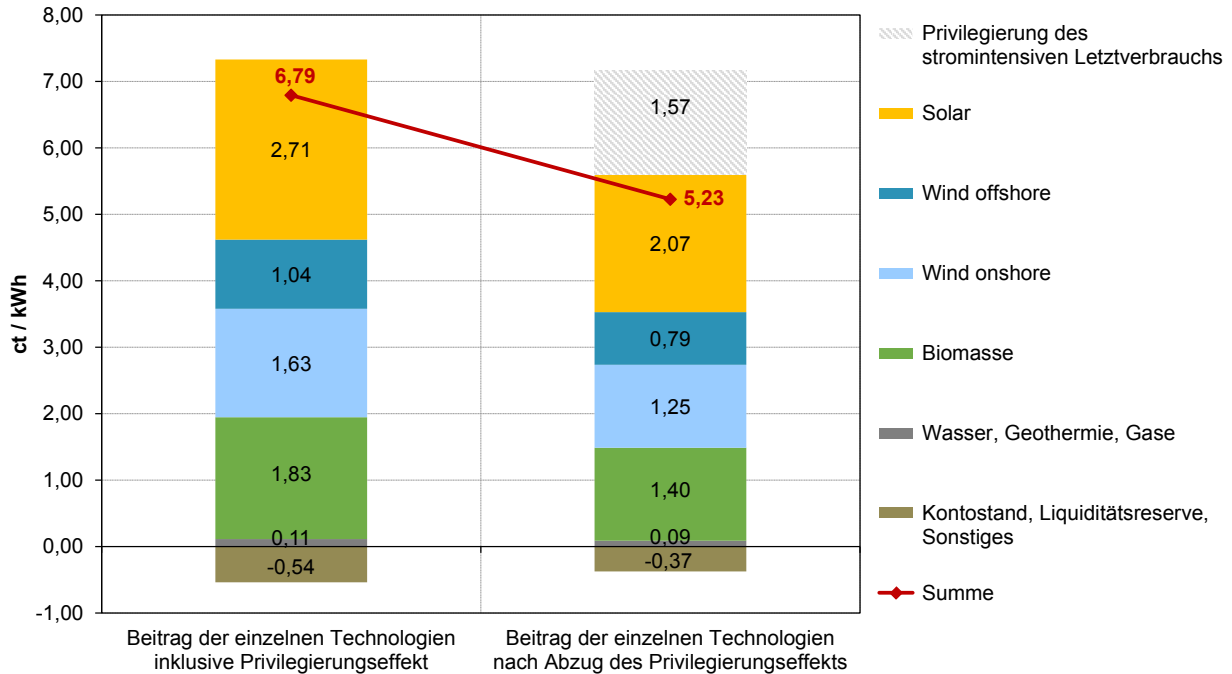
Die EEG-Umlage dient der Förderung der Stromerzeugung aus Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien und wird grundsätzlich beim Stromversorger erhoben, der die Kosten im Regelfall über den Strompreis an den Endverbraucher von Strom, den sog. Letztverbraucher, weitergibt.

Im Jahr 2018 beträgt die EEG-Umlage **6,79 ct/kWh**.¹¹ *Abbildung 26* zeigt den Beitrag der jeweiligen erneuerbaren Energieträger zur EEG-Umlage (linke Säule). Den größten Anteil an der EEG-Umlage 2018 hat **Solar mit 2,71 ct/kWh** bzw. knapp 40 %, gefolgt von **Biomasse mit 1,83 ct/kWh** bzw. knapp 27 %, **Windenergie an Land mit 1,63 ct/kWh** bzw. knapp

24 %, sowie **Windenergie auf See mit 1,04 ct/kWh** bzw. gut 15 %. Wasserkraft, Geothermie und Gase tragen mit 0,11 ct/kWh bzw. 1,6 % dazu bei. Unter Sonstiges werden insbesondere die Liquiditätsreserve und der EEG-Kontoausgleich berücksichtigt, die als Finanzpuffer bzw. nachträglicher Ausgleich für z. B. witterungsbedingte Prognoserisiken dienen. Sie ergeben einen negativen Betrag von 0,54 ct/kWh, vor allem, weil das Guthaben auf dem EEG-Konto in Form einer geringeren EEG-Umlage an die Stromversorger bzw. Stromverbraucher zurückgegeben wird. Daneben wird der Einfluss der Besonderen Ausgleichsregelung auf die EEG-Umlage dargestellt, der im Jahr 2018 1,57 ct/kWh beträgt. Hierbei handelt es sich um eine statische Betrachtung, d. h. eine etwaige preisbedingte Änderung des Verbrauchsverhaltens von Unternehmen (z. B. Effizienzmaßnahmen oder Produktionsreduzierung oder -verlagerung) für den Fall, dass sie voll mit der Umlage belastet würden, wird nicht abgebildet, so dass es sich insoweit um eine Maximalwertabschätzung handelt.

Die *Abbildung 27* veranschaulicht den Einfluss des Börsenstrompreises auf die Höhe der EEG-Umlage mit angenommenen Varianten von 10 €/MWh, 20 €/MWh oder 30 €/MWh über dem Wert von 32,22 €/MWh, der der EEG-Umlage 2018 zugrunde gelegt wurde. Hätte der Börsenstrompreis beispielsweise 62,22 €/MWh betragen, wäre die EEG-Umlage 2018 mit 5,28 ct/kWh deutlich niedriger ausgefallen.

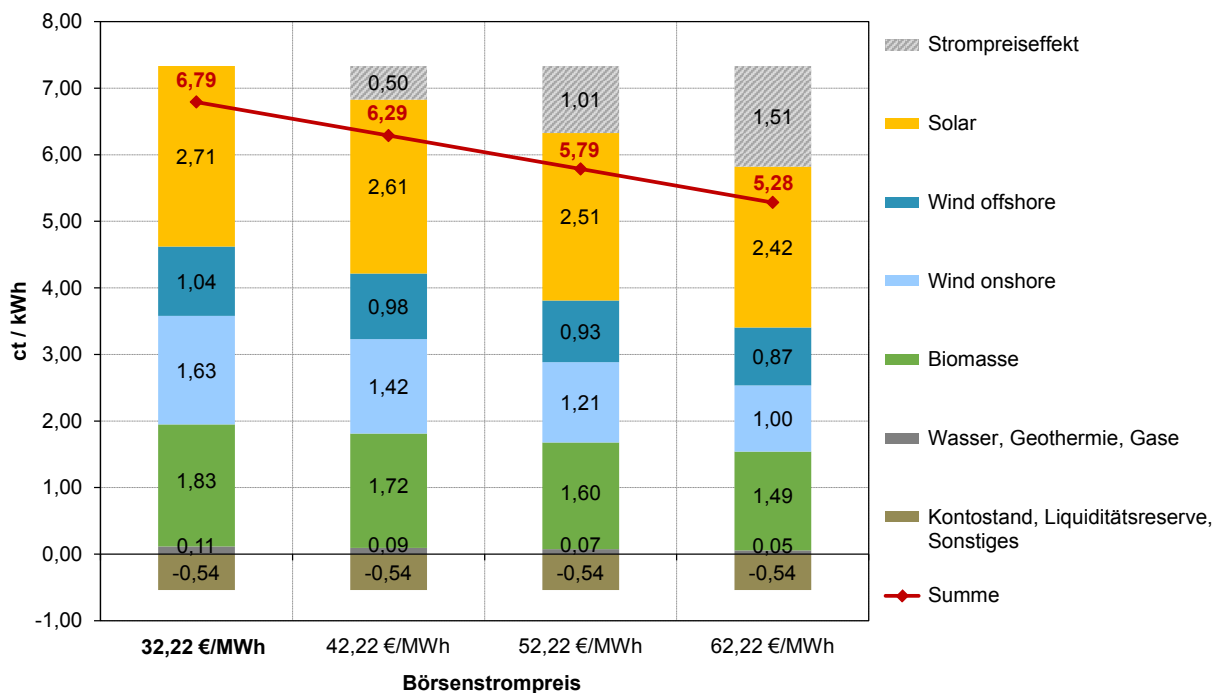
11 Basiert auf ca. 32 Mrd. € EEG-Förderzahlungen abzüglich ca. 6 Mrd. € Strombörsenerlöse = ca. 26 Mrd. € abzüglich 2 Mrd. € aus Kontoguthaben und vermiedenen Netzentgelten = knapp 24 Mrd. € EEG-Differenzkosten, welche auf einen voll umlagebelasteten Letztverbrauch von 350 TWh umgelegt werden.



Datengrundlage: ÜNB, Prognose der EEG-Umlage 2018 nach EEV, 2017; BMWi 2017. Quelle: Öko-Institut e.V. 2017.

Abbildung 26

Beitrag zur EEG-Umlage nach verschiedenen Technologien mit und ohne Privilegierung.



Datengrundlage: ÜNB, Prognose der EEG-Umlage 2018 nach EEV, 2017; BMWi 2017. Quelle: Öko-Institut e.V. 2017.

Abbildung 27

Beitrag zur EEG-Umlage nach verschiedenen Technologien in Abhängigkeit vom Strompreis.

Die EEG-Umlage stieg von 2,05 ct/kWh in 2010 um 4,74 ct/kWh auf 6,79 ct/kWh in 2018 an. Der Anstieg ist ein Resultat vieler Einflussfaktoren, die sich teilweise überlagern oder verstärken. Die Evaluierung des Anstiegs und die Identifikation der maßgeblichen Treiber ist deshalb ein komplexes Unterfangen. Um den Einfluss von einzelnen Treibern zu isolieren, wird eine Dekompositionsanalyse durchgeführt. Mit ihrer Hilfe ist es einerseits möglich, Mengen- und Preiseffekte zu separieren. Treten diese Effekte gleichzeitig auf, können sie sich stark überlagern: steigt z. B. die Strommenge aufgrund des Zubaus, sinkt zugleich meist die Förderhöhe, da Anlagen im Zeitverlauf günstiger werden. Andererseits verzerrt die Reihenfolge, in der die einzelnen Effekte separiert werden, das Ergebnis. Wird beispielsweise erst der Einfluss des Börsenstrompreises auf die EEG-Umlage untersucht, wird dessen Einfluss überschätzt und gleichzeitig der Einfluss des EE-Ausbaus unterschätzt. Die gewählte Methode minimiert diese Verzerrungseffekte.

In *Abbildung 28* wird der Anstieg der EEG-Umlage zwischen 2010 und 2018 dargestellt. Der Einfluss der erneuerbaren Energieträger auf den Anstieg der EEG-Umlage zwischen den Jahren 2010 bis 2018 beläuft sich auf insgesamt 3,91 ct/kWh.¹²

Davon entfällt der größte Anteil mit 1,38 ct/kWh auf die Solarenergie. Seit 2015 trägt sie aber nicht mehr zum Anstieg der EEG-Umlage bei. An zweiter Stelle liegt die Windenergie auf See, die einen Anteil von 0,93 ct/kWh am Anstieg der EEG-Umlage zwischen 2010 und 2018 hat. Einen nur unwesentlich geringeren Einfluss hat die Stromerzeugung aus Biomasse, die seit 2010 mit 0,89 ct/kWh zum Anstieg beigetragen hat. Seit 2015 sind ihre Kostenanteile jedoch kaum noch gestiegen. Die Windenergie an Land trägt zum Anstieg der EEG-Umlage mit 0,68 ct/kWh bei. Ihr Anteil ist zwischen 2013 und 2018 jedes Jahr recht konstant um ca. 0,1 ct/kWh angestiegen. Der vergleichsweise geringe Einfluss kann einerseits darauf zurückgeführt werden, dass bereits vor 2010 Windenergie an Land in erheblichem Umfang zugebaut wurde. Andererseits zählt Windenergie an Land zu den günstigsten erneuer-

baren Energieträgern mit einem entsprechend geringeren Einfluss auf die EEG-Umlage. Die übrigen erneuerbaren Energien (Wasserkraft, Gase, Geothermie) tragen zum Kostenanstieg mit 0,03 ct/kWh im Jahr 2018 gegenüber 2010 bei. Dies liegt vor allem an dem verhältnismäßig geringen Zubau dieser erneuerbaren Energien seit 2010.

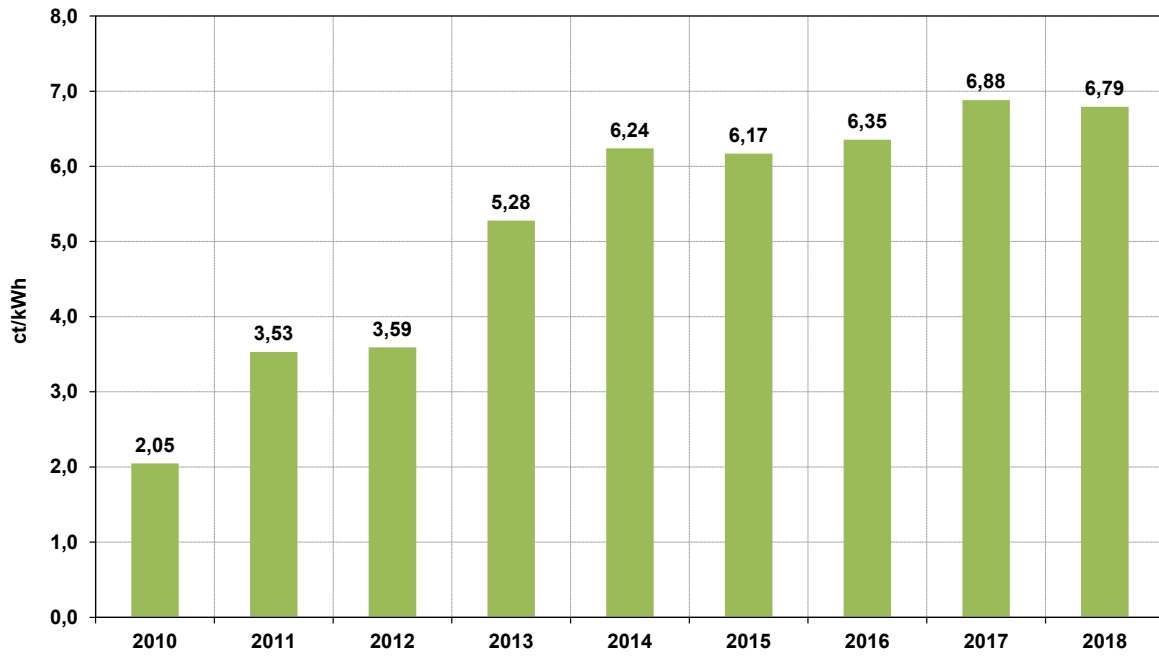
Der für die EEG-Umlage zugrunde gelegte Börsenstrompreis ist zwischen 2010 und 2018 von rund 53,65 €/MWh auf 32,22 €/MWh um rd. 60 % gesunken. Dies hat zu Mindereinnahmen bei der Vermarktung des erneuerbaren Stroms und zu einer entsprechend höheren EEG-Umlage geführt. Der Rückgang des Börsenstrompreises hat seit 2010 mit annähernd 0,79 ct/kWh zum Anstieg der EEG-Umlage beigetragen und stellt einen der größeren Kostentreiber dar.

Durch die Besondere Ausgleichsregelung sind besonders stromkostenintensive Industrieunternehmen und Schienenbahnen teilweise von der Zahlung der EEG-Umlage befreit. Dadurch steigt die EEG-Umlage für die übrigen nicht-privilegierten Stromverbraucher. Die Besondere Ausgleichsregelung wurde bereits 2004 eingeführt. Deshalb hat sie einen vergleichsweise geringen Einfluss auf den Anstieg der EEG-Umlage seit 2010. Zwischen 2010 und 2018 hat sie mit 0,48 ct/kWh zum Anstieg der EEG-Umlage beigetragen.

Die Entwicklung der sonstigen Kosten (v. a. EEG-Kontoausgleich, Liquiditätsreserve) hat seit 2010 zu einem umlagesenkenden Effekt von knapp - 0,44 ct/kWh geführt. Dies resultiert aus dem Guthaben auf dem EEG-Konto, das in Form einer geringeren EEG-Umlage an die Stromversorger bzw. Stromverbraucher zurückgegeben wird.

Der Anstieg der EEG-Umlage seit 2010 ist zu gut 82 % auf den Ausbau der erneuerbaren Energien, zu knapp 17 % auf den Rückgang der Börsenstrompreise und zu knapp 11 % auf die Besondere Ausgleichsregelung zurückzuführen. Die sonstigen Kosten haben einen die EEG-Umlage senkenden Effekt von knapp - 10 %.

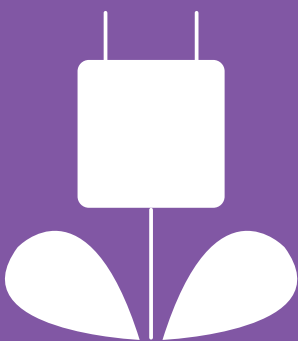
¹² Vgl. zu Mengen- und Preiseffekten: Annex 6 auf Seite 106.



Quelle: Öko-Institut e.V. 2017.

Abbildung 28 Entwicklung der EEG-Umlage von 2010 bis 2018.

Marktentwicklung und Stromgestehungskosten der einzelnen erneuer- baren Energieträger



Übersicht

In diesem Kapitel werden die Marktentwicklung und die Stromgestehungskosten für die einzelnen erneuerbaren Energieträger – Wind an Land und auf See, Solar, Biomasse, Wasserkraft sowie Geothermie – betrachtet.

Die Betrachtung der **Marktentwicklung** umfasst die überblicksartige Darstellung der technologischen Entwicklung, der Marktanteile bestimmter Technologien eines Energieträgers und die dadurch beeinflusste Entwicklung der produzierten EE-Strommenge und, soweit möglich, das Aufzeigen von Trends. Darüber hinaus werden regionale Steuerungsinstrumente, sofern relevant, berücksichtigt.

Die **Stromgestehungskosten** weisen im Wesentlichen das Verhältnis der Investitions- und Betriebskosten zum Energieertrag einer Referenzanlage zu einem bestimmten Zeitpunkt aus. Beziffert werden sie hier in ct/kWh. Wesentliche Parameter sind: die verwendete Technologie innerhalb des jeweiligen Energieträgers, die Investitionskosten, die Finanzierungskosten, die Betriebskosten über die gesamte Nutzungszeit der Anlage und der Energieertrag. Die zugrunde gelegten Annahmen müssen möglichst repräsentativ sein.

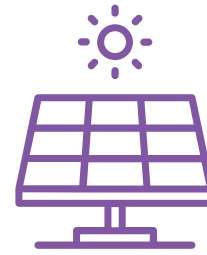
Die Berechnung der Stromgestehungskosten basiert auf dieser grundlegenden Formel:

$$StGK = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}}{(1+i)^t}}$$

<i>Dabei ist:</i>	StGK	Durchschnittliche Stromgestehungskosten in Gesamtnutzungsdauer [€/MWh]
	I_0	Gesamtinvestition [€]
	A_t	Betriebskosten zum Zeitpunkt t [€]
	M_{el}	jährlicher Energieertrag [MWh]
	i	kalkulatorischer Zinssatz [%]
	n	Nutzungsdauer in Jahren
	t	Jahr der Nutzungsdauer

Die Gegenüberstellung der ermittelten mittleren Stromgestehungskosten einer Referenzanlage und der jeweiligen EEG-Förderung soll sodann die Bewertung der Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs erlauben.

Solar



Wesentliche Ergebnisse

Marktentwicklung:

Solarstrom wurde im Jahr 2017 zu rd. 72 % im Rahmen des EEG fest vergütet und zu 22 % gefördert direktvermarktet. 6,6 % (6,2 % in 2016) wurden im Rahmen der Eigenversorgung genutzt.

Eigenversorgung spielte bei Solar-Dachanlagen eine zunehmend wichtige Rolle.

- Im Jahr 2017 wurden geschätzte 2,5 TWh Solarstrom selbst verbraucht.
- Im Kleinanlagensegment bis 10 kW muss davon ausgegangen werden, dass praktisch alle Neuanlagen einen Teil des Solarstroms selbst verbrauchen.
- Die statistisch auszuwertenden Daten für Anlagen oberhalb von 10 kW zeigen, dass auf das mittlere Segment zwischen 10 und 250 kW mehr als ca. 56 % des Selbstverbrauchs entfällt (leistungsbezogen auf die Erzeugung, Betriebsjahr 2016). Auf Dachanlagen zwischen 250 und 500 kW bzw. über 500 kW entfallen leistungsbezogen nur ca. 6 % bzw. 2 % der Eigenversorgung.
- Verteilung der selbst verbrauchten Solarstrommengen nach Leistungsklassen
 - Solaranlagen bis 100 kW stehen für ca. 78 % des gesamten Solarselbstverbrauchs, lediglich ca. 22 % entfallen auf Anlagen über 100 kW.

Stromgestehungskosten (SGK) in ct/kWh (Inbetriebnahme 2017, Stand Dezember 2017):

Die mittleren SGK für Anlagen außerhalb der Ausschreibungen liegen einschl. Direktvermarktungskosten zwischen 13,4 ct/kWh für kleine 5 kW-Dachanlage bis 8,5 ct/kWh für eine 750 kW-Freiflächenanlage. Für Systempreise wird eine Bandbreite (± 7 %) ausgewiesen (12,45 bis 14,33 ct/kWh für eine 5 kW-Anlage, 7,93 bis 8,84 ct/kWh für eine 750 kW-Freiflächenanlage).

Wirtschaftlichkeit:

Für Kleinanlagen mit 5 kW ist die EEG-Förderung nicht kostendeckend.

Für die Referenzanlagen mit 30 kW bis 60 kW liegt die EEG-Förderung im Rahmen der Bandbreite der SGK. Die Betrachtung der Referenzanlagen ab 100 kW zeigt unter Berücksichtigung höherer Mischzinsen ein differenziertes Bild. Während im jeweiligen Basisfall für Investoren mit moderaten Renditeansprüchen (Referenzanlagen mit 4,1 % Mischzins) die Vergütung am oberen Rand der angesetzten Stromgestehungskostenbandbreite oder knapp darüber liegt, zeigt sich im Falle von Investoren mit höheren Renditeansprüchen (Variante; Referenzanlagen mit 5,9 % Mischzins), dass die EEG-Zahlungen im Rahmen oder am unteren Rand der angesetzten Stromgestehungskostenbandbreite liegen.

Mit (zunehmenden) Anlagenanteilen in der Eigenversorgung steigt die interne Verzinsung; die Ersparnisse aus dem vermiedenen Netzstrombezug übersteigen die entgangene EEG-Förderung z. T. deutlich.

Trotz verbesserter Wirtschaftlichkeit zieht der Solarzubau nicht an.

Der Einsatz von (KfW-geförderten) Batteriespeichern hat trotz Steigerung des Eigenversorgungsanteils durchweg negativen Einfluss auf die interne Verzinsung.

Quelle: ZSW und Bosch & Partner 2018.

Marktentwicklung

Solarstrom wird gefördert veräußert bzw. im Rahmen der Eigenversorgung genutzt. Von den insgesamt schätzungsweise im Jahr 2017 erzeugten 38 TWh Solarstrom, wurden 2,5 TWh für die Eigenversorgung genutzt, 8,3 TWh gefördert direktvermarktet und für rd. 27 TWh wurde die Einspeisevergütung beansprucht (rd. 72 %).

Der Anteil der Strommengen in der **geförderten Direktvermarktung** ist das dritte Jahr in Folge von ca. 17,6 % in 2015 auf ca. 22 % in 2017 angestiegen. Daraus ergibt sich insbesondere, dass sich auch die sich durch eine kleinteiligere Anlagenstruktur auszeichnende Solarsparte in kleinen Schritten weiter in den Markt integriert hat. Dies dürfte auch auf die Absenkung der Direktvermarktungsschwelle zurückgeführt werden können. Die Absenkung der Grenze zur verpflichtenden Direktvermarktung von 500 auf 100 kW ab 1. Januar 2016 hatte zu einem vorübergehenden Einbruch des Zubaus des 100-500 kW Anlagensegments geführt. Während im Jahr 2015 der Anteil dieses Leistungssegments am jährlichen Gesamtzubau bei 20 % lag, betrug der Anteil am Gesamtzubau in 2016 lediglich 8 %. Berücksichtigt man den „vorgezogenen“ Zubau im Dezember 2015 im Umfang von 87 MW und den daraus resultierenden Effekt für die Monate Januar und Februar 2016, steht dem mittleren monatlichen Zubau von 18 MW im Zeitraum Januar bis November 2015 ein monatlicher Zubau von 10 MW im Zeitraum von März bis Dezember 2016 gegenüber. Im Vergleich 2016 zu 2015 sind die Neuinstallationen im betreffenden Leistungssegment um 60 % zurückgegangen. Gewachsen ist dagegen der Zubau des Anlagensegments 40 bis 100 kW: im Monatsmittel von 7 MW in 2015 auf 11 MW in 2016. Der Vorzieheffekt und die wirtschaftlich gute Lage für neue Solaranlagen (keine Degression des anzulegenden Werts von Sep-

tember 2015 bis Mai 2017, bei gleichzeitig sinkenden Modulpreisen) dürften außerdem für den großen Einfluss der Grenzwertabsenkung auf 100 kW sprechen.

Im Jahr 2017 erfolgte im Vergleich zu 2016 wieder ein verstärkter Zubau des 100-500 kW-Leistungssegments: gut 20 MW im Monatsmittel. Dies kann darauf hindeuten, dass die aus Sicht der Beteiligten mit der verpflichtenden Direktvermarktung einhergehenden Hemmnisse kleiner geworden sind. Auf Anlagenbetreiberseite könnten Vorbehalte abgebaut worden sein. Aus Sicht der Direktvermarkter scheint sich das Interesse an diesen Anlagen erhöht zu haben. Neu gestaltete Produkte für Anlagen kleinerer Leistungssegmente (z. B. bis zu 800 kW) werden am Markt angeboten, die teilweise insbesondere kostengünstiger sind.¹³ Die Produktgestaltung kann z. B. so aussehen, dass der Anlagenbetreiber (skaliert) abgestuft nach Anlagensegmenten eine Pauschale bezahlt, bei der „vor dem Netz“ verbrauchte Strommengen unberücksichtigt bleiben. Eine Folge ist dann: Je größer die Strommenge ist, die dem Direktvermarkter nicht zur Vermarktung überlassen wird, oder je näher die individuelle Nennleistung an der jeweiligen Untergrenze der Tarifklasse liegt, desto teurer ist der Tarif auf die kWh gerechnet. Diese neuartigen Produkte können positiven Einfluss auf den wirtschaftlichen Anlagenbetrieb in der Direktvermarktung haben, wenn das pauschalisierte Entgelt, verteilt auf die kWh, den vom EEG vorgesehenen Aufschlag zur Deckung der Direktvermarktungskosten und für die Vorhaltung der Vorrichtungen zur Fernsteuerbarkeit von 0,4 ct/kWh unterschreitet. Bei einem exemplarisch betrachteten Produkt überschreitet das auf die kWh anfallende Vermarktungsentgelt für direktvermarktete Anlagen bis ca. 280 kW diesen Wert.

Eine Vermeidung der Direktvermarktungspflicht im Vorhinein durch eine quasi künstliche Aufteilung der Anlage in 100 kW-Teilstücke und einen Zubau im 12-Monatsintervall (vgl. § 24 EEG 2017) kommt in

der Praxis vor. Eine Kombination von Eigenverbrauch und Ausfallvergütung wird ebenfalls diskutiert.¹⁴ Eindeutige Trends in diese Richtungen lassen sich gegenwärtig allerdings nicht aus der Zubauentwicklung des Leistungssegments bis 100 kW der letzten drei Jahre bzw. dessen Anteilen an der Ausfallvergütung in 2016 ablesen.

Die Gesamtmenge des für die **Eigenversorgung aus Solaranlagen** selbst verbrauchten Stroms lag im Jahr 2016 bei rd. 2,3 TWh und dürfte in **2017 auf schätzungsweise 2,5 TWh** angestiegen sein. Das entspricht einem Anteil von **6,6 % an der Gesamtstromerzeugung** aus solarer Strahlungsenergie. Der Anteil steigt damit seit 2010 kontinuierlich. In der Annahme, dass die Eigenversorgung auch bei neu zu installierenden Aufdachanlagen eine bedeutende Rolle spielt, dürfte der Trend sich fortsetzen. In Relation zur selbstverbrauchten Strommenge aller Erzeuger (z. B. aus KWK) mit 50 bis 55 TWh ist der Anteil der Eigenversorgung aus Solaranlagen mit um die 5 % allerdings gering. Die **Solaranlagen in der Eigenversorgung** lassen sich in drei Gruppen kategorisieren: Anlagen in der geförderten Eigenversorgung (EEG 2009 bis 2012), in der ungeforderten Eigenversorgung (EEG 2012 n. F.) und in der anteilig EEG-umlagebelasteten Eigenversorgung (ab EEG 2014). Kategorieübergreifend stammt der größte Anteil des für die Eigenversorgung genutzten Stroms in 2016 mit knapp 60 % aus den Anlagensegmenten bis 30 kW (1,3 TWh von 2,3 TWh). Der deutliche Anstieg der Strommenge in der Kategorie der grundsätzlich EEG-umlagebelasteten Eigenversorgung von 64 GWh in 2015 um 137 GWh auf 201 GWh in 2016 resultiert einerseits aus dem Zubau in 2016 und andererseits aus dem ersten vollständigen Betriebsjahr der in 2015 in Betrieb genommenen Anlagen. Die statistisch auszuwertenden Daten für Anlagen oberhalb von 10 kW zeigen zudem, dass im mittleren Segment zwischen 10 und 250 kW mehr als die Hälfte der Anlagenkapazität im Betriebsjahr 2016 in der umlagebelasteten Eigenversorgung genutzt wird (vgl. *Tabelle 3*).

13 Informationen zur Höhe der Direktvermarktungsentgelte sind nur im Ausnahmefall frei einsehbar. Die hier exemplarisch überblicksartig dargestellten Produkte werden von Next Kraftwerke und EnBW angeboten.

14 Siehe zu den Charakteristika der Ausfallvergütung das Kapitel ab Seite 84.

Tabelle 3

Zusammensetzung der Solar-Eigenversorgungsstrommenge (2016 vorläufig), Anteile der Anlagensegmente an den Solar-Eigenversorgungsstrommengen und Anteile der Dachanlagen mit Eigenversorgung (leistungsbezogen) nach Segmenten nach Eigenversorgungskategorien.

	Geförderte EV	Ungeförderte EV	Umlagebelastete EV	Gesamt
GWh in 2015	888 GWh	1.150 GWh	64 GWh	= 2,1 TWh
Anteil an Gesamtstrommenge	42 %	55 %	3 %	
GWh in 2016 (vorläufig)	869 GWh	1.193 GWh	201 GWh	= 2,3 TWh
Anteil an Gesamtstrommenge	38 %	53 %	9 %	
Verteilung der selbst verbrauchten Solar-Strommengen nach Leistungsklassen (auf die Erzeugung (GWh) bezogen, Betriebsjahr 2016)				
< 10 kW	28 %	42 %*/***	- *	33 %
10-30 kW	39 %	17 %	19 %**	26 %
30-100 kW	21 %	16 %	29 %**	19 %
100-250 kW	8 %	11 %	30 %**	11 %
250-500 kW	4 %	6 %	16 %**	6 %
> 500 kW	-	3 %	3 %**	2 %
Freiflächenanlagen		6 %	2 %	3 %
Anteile der Dachanlagen mit Selbstverbrauch nach Anlagensegment (leistungsbezogen (kW), Betriebsjahr 2016)				
< 10 kW	46 %	-	- *	
10-30 kW	28 %	73 %	72 %**	
30-100 kW	12 %	56 %	65 %**	
100-250 kW	9 %	45 %	60 %**	
250-500 kW	9 %	36 %	45 %**	
> 500 kW	-	17 %	15 %**	
Im Mittel	20 %	51 %	52 %**	

*EEG-Umlage entfallen, **EEG-Umlage verringert, ***Zusammenfassung von Anlagen, die jeweils geschätzt unter das EEG 2012 und EEG 2014 fallen.

Quelle: ZSW und Bosch & Partner 2018.

Insgesamt lässt sich feststellen, dass der Anteil der jeweiligen Anlagen, der für die Eigenversorgung genutzt wird, im Rahmen der umlagebelasteten Eigenversorgung im Mittel am höchsten ist. Weiterhin sind im Zeitverlauf die Selbstverbrauchsanteile in der Tendenz gestiegen. Die insgesamt gestiegenen Anlagenanteile in der Eigenversorgung lassen sich einerseits mit der Förderstruktur des EEG (Stichworte: hohe Vergütungsabsenkung bzw. Degression im EEG 2012, Netzparität) und der zunehmenden Kombination mit mittlerweile kostengünstigeren Stromspeichern erklären. Insbesondere der Betrieb kleinerer Anlagen, deren EEG-Fördereinnahmen aus der Einspeisung nicht oder knapp die Stromgestehungskosten überschreiten, ist nur in Kombination mit der Eigenversorgung wirtschaftlich darstellbar.

Vor diesem Hintergrund wurden und werden die Anlagen oft auf das Eigenversorgungskonzept optimiert, was allerdings dem Erreichen des EEG-Ausbaupfades nicht zuträglich ist, da die installierten Anlagen oft kleiner dimensioniert werden, als die Dachfläche es erlaubt und deren Potenzial insofern nicht voll ausgeschöpft wird.

Eine **regionale Steuerungswirkung** geht von der Determinierung von Flächen im EEG aus, auf denen EEG-förderfähiger Solarstrom erzeugt werden kann. Die in den vergangenen Jahren erfolgte Ver-

schiebung des Zubaus von den südlichen in die neuen Bundesländer (s. Seite 11 f.) dürfte weniger auf das Strahlungsdargebot, das im Süden durchschnittlich besser ist, als auf die Verfügbarkeit geeigneter Flächen im Rahmen der förderfähigen Flächenkulisse zurückzuführen sein. So findet man in Ostdeutschland deutlich mehr große Konversionsflächen, die aus Sicht des EEG teilweise auch „bauliche Anlagen“ darstellen können, als im Rest Deutschlands vor. Betrachtet man die Verteilung des Zuschlagsvolumens einzelner Ausschreibungsrunden in 2017 auf die Bundesländer, hat sich die vom EEG 2017 eingeräumte Befugnis zugunsten der

Länder, benachteiligte Gebiete für die Erzeugung förderfähigen Solarstroms zu öffnen, im Juni 2017 stark bemerkbar gemacht. In der Ausschreibungsrunde vom Juni 2017 entfielen 62 % der bezuschlagten Leistung auf diese Gebiete. In der Ausschreibungsrunde vom Oktober 2017 zeigte sich ein anderes Bild. Knapp 75 % des bezuschlagten Ausschreibungsvolumens von 222 MW entfielen auf vier Großanlagen, die auf sogenannten sonstigen baulichen Anlagen errichtet werden sollen. Das höchste der vier bezuschlagten Gebote wurde für 69 MW abgegeben.

Stromgestehungskosten

Die mittleren **Investitionskosten** für die Referenzanlagen setzen sich aus den Modulpreisen, den Wechselrichter- und Fixkosten für den Netzanschluss, der Verkabelung, dem Gerüst, der Planung und Montage, weiteren Anlagen- und Planungskomponenten bzw. -kosten sowie u. U. den Speicherkosten zusammen.

Die anlagenbezogenen Kosten werden für die folgenden **Referenzanlagen** ermittelt, die insbesondere die 100 kW-Grenze (verpflichtende Direktvermarktung), die 750 kW-Grenze (Teilnahme an Ausschreibungen) und den Einsatz von Stromspeichern abbilden (s. *Tabelle 4*).

Tabelle 4

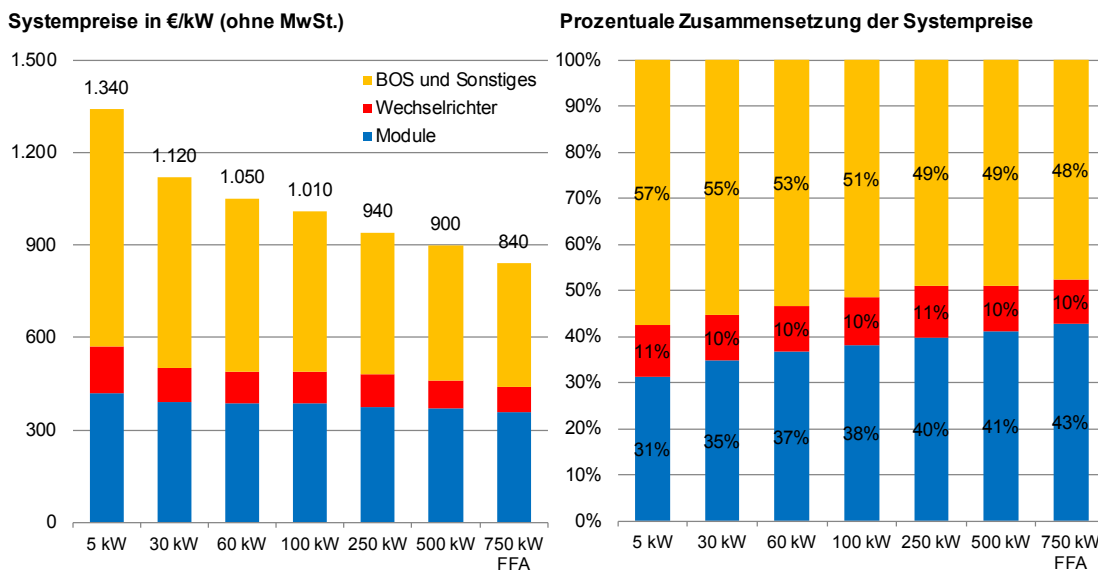
Referenzanlagen nach Segmenten, Nutzergruppen, Batteriespeichern.

Einspeisevergütung	Direktvermarktung
5 kW-Dachanlage ohne/mit Batteriespeicher, Haushalt	250 kW-Dachanlage, Industrie
30 kW-Dachanlage, ohne/mit Batteriespeicher, Gewerbe	500 kW-Dachanlage, Industrie
60 kW-Dachanlage, ohne/mit Batteriespeicher, Gewerbe	750 kW-Freiflächenanlage
100 kW-Dachanlage, Gewerbe	

Quelle: ZSW und Bosch & Partner 2018.

Die **Module** werden auf dem Weltmarkt gehandelt und ihre Preise sind folglich stark von Entwicklungen auf dieser Ebene beeinflusst. Während die Module auf dem EU-Markt aufgrund europäischer Marktregulierungsmaßnahmen Ende 2017 auf dem Spotmarkt **0,38 ct/W** kosteten, konnten Module auf dem Weltmarkt für umgerechnet **0,27 ct/W** erworben werden.

Die ermittelten und in *Tabelle 29* linksseitig angegebenen, **mittleren Systempreise** für die Referenzanlagen stellen sich vor diesem Hintergrund so dar, dass kleinere Anlagen spezifisch teurer sind: 1.340 €/kW netto für die 5 kW-Aufdachanlage im Vergleich zu 840 €/kW netto für die 750 kW-Freiflächenanlage. Dies ist einerseits darauf zurückzuführen, dass sich Fixkosten (Netzanschluss, Gerüst,



Quelle: ZSW und Bosch & Partner 2018.

Abbildung 29

Zusammensetzung der mittleren Systempreise für die Referenzanlagen (Stand Dezember 2017).

Planung) auf eine geringere Anlagenleistung verteilen. Andererseits sind die mit zunehmender Kapazität tendenziell geringeren Modulpreise auf günstigere Einkaufsbedingungen und die bewusste Wahl kostengünstiger Module zurückzuführen. Bei den angegebenen Systempreisen handelt es sich um Mittelwerte. Um die Vielfältigkeit der Anlagenkonstellationen und regionaler Unterschiede in den Stromgestehungskosten berücksichtigen zu können, wird dieser Eingangssparameter mit einer **Variation von $\pm 7\%$** bei der Ermittlung der Stromgestehungskosten berücksichtigt.

Die **Betriebskosten** (Wartung, Instandhaltung, Versicherung, Verwaltung, Pacht, etc.) werden als Ein-

gangsparameter mit $1,5\%$ p. a. der jeweiligen Investitionskosten festgelegt, die zudem jährlich um $1,5\%$ p. a. ansteigen. Als weiterer laufender Kostenfaktor finden sich die **Direktvermarktungskosten** mit einem jährlich nominal konstanten Entgelt von 500 € für die 101 kW -, 750 € für die 250 kW -, 900 € für die 500 kW - und 1.300 € für die 750 kW -Referenzanlage in den Eingangssparametern wieder. Die Kosten für die obligatorische Fernsteuerbarkeit werden mit pauschal einmalig 350 € berücksichtigt.

Der Einsatz von **Stromspeichern** wurde im Rahmen der Investitionskostenparameter nach den Angaben in *Tabelle 5* berücksichtigt:

Tabelle 5

Grundannahmen für die Berücksichtigung von Stromspeichern.

	Haushalt	Gewerbe	
Solaranlage	5 kW	30 kW	60 kW
Speicher, nutzbare Kapazität	5 kWh	20 kWh	40 kWh
Lebensdauer		20 Jahre	
Systemwirkungsgrad		90 %	
Eigenversorgungsanteil aus Solar	25 %	Vereinfacht: Steigerung des EV-Anteils um 20 %-Punkte	
Einspeicherung, Anteil der Jahresstromerzeugung	28 %		
Investitionskosten (netto) €/nutzbare kWh	1.000	800	700
Betriebskosten bezogen auf Investitionskosten		1,5 % p. a.	

Eigene Darstellung. Quelle: ZSW und Bosch & Partner 2018.



Für Solaranlagen mit einer Leistung bis 30 kW samt Batteriespeicher, die grundsätzlich nach dem KfW-Programm 275 förderfähig sind, wird die Inanspruchnahme der Förderung als Variation berücksichtigt.

Die Annahmen zur **Finanzierung** fallen für die Referenzanlagen auch bedingt durch die Akteursstruktur unterschiedlich aus. Anlagen aus dem unteren Leistungssegment werden oft auch vollständig mit Eigenkapital finanziert. Rund die Hälfte der Anlagen im Haushaltsbereich wird mit Batteriespeichern ausgestattet, sodass die KfW-Förderung und das damit verknüpfte Darlehen zu berücksichtigen waren. Da die Anlagenanteile (zunehmend) in Eigenversorgungskonzepten integriert werden, sind daraus entstehende Risiken im Zeitverlauf (insbesondere

erzielbarer Selbstverbrauchsanteil und Strompreisentwicklung sowie vermiedene staatlich veranlasste Kosten des Netzstrombezugs) in die Eigenkapitalverzinsung eingeflossen. Für die Referenzanlagen werden kalkulatorische Mischzinsen zwischen 3,9 % und 5,9 % angesetzt (s. *Tabelle 6*).

Größere Dachanlagen ab 100 kW sind für größere Betriebe und Unternehmen im gewerblichen/industriellen Bereich von Bedeutung. Anlagenbetreiber haben hier entsprechend höhere Renditeanforderungen. Um dies abzubilden, wurden für die Dachanlagen ab 100 kW jeweils zwei unterschiedliche Mischzinsen zur Berechnung der Stromgestehungskosten angesetzt (jeweils Basis und Variante).

Tabelle 6

Annahmen zu Eigen- und Fremdkapitalanteilen sowie Zinssätzen für die Referenzanlagen (Stand Mai 2017).

	5 kW	30 kW	60 kW	100 kW	100 kW Variante	250 kW Basis	250 kW Variante	500 kW Basis	500 kW Variante	750 kW FFA
Kalkulatorischer Mischzins	3,9 %	4,3 %	4,2 %	4,1 %	5,9 %	4,1 %	5,9 %	4,1 %	5,9 %	4,1 %

Quelle: ZSW und Bosch & Partner 2018.

Tabelle 7

Gegenüberstellung der Bandbreite der Stromgestehungskosten mit den jeweiligen Vergütungssätzen bzw. anzulegenden Werten für die betrachteten Referenzanlagen (Stand Dezember 2017).

[ct/kWh]	Feste Einspeisevergütung						Direktvermarktung *					
	5 kW	30 kW	60 kW	100 kW		101 kW		250 kW		500 kW		750 kW FFA
				Basis	Variante	Basis	Variante	Basis	Variante	Basis	Variante	
Stromgestehungskosten (- 7 %)	12,45	11,04	10,30	9,84	11,09	10,40	11,64	9,49	10,65	8,97	10,07	7,93
Stromgestehungskosten Mittelwert	13,39	11,87	11,08	10,58	11,92	11,18	12,52	10,20	11,45	9,64	10,83	8,53
Stromgestehungskosten (+ 7 %)	14,33	12,70	11,86	11,32	12,75	11,96	13,40	10,91	12,25	10,31	11,59	9,13
Vergütungssatz	12,20	11,98	11,51	11,15	11,15	11,54	11,54	11,22	11,22	11,12	11,12	8,84

* Direktvermarktungskosten sind enthalten. Quelle: ZSW und Bosch & Partner 2018.

Die mittleren jährlichen **Stromerträge** liegen unter Berücksichtigung einer **Degradationsrate** von 0,4 % p. a. bei den meisten Referenzanlagen bei 900 kWh/kWp, bei der 5 kW-Anlage bei 930 kWh/kWp und bei der 750 kW-Anlage bei 950 kWh/kWp. Es wird von einer Nutzungsdauer von 20 Jahren ausgegangen.

Die mittleren Stromgestehungskosten für neue Solaranlagen liegen im Ergebnis (s. *Tabelle 7*) zwischen 8,53 ct/kWh bei der Freiflächenanlage mit 750 kW und 13,39 ct/kWh bei der 5 kW-Anlage. Zu Vergleichszwecken werden jeweils die EEG-Fördersätze angegeben.

Insgesamt zeigt sich, dass für Kleinanlagen mit 5 kW die Vergütung nicht kostendeckend ist. Für die Referenzanlagen mit 30 kW und 60 kW liegt die Vergütung im Rahmen der angesetzten Bandbreite der Stromgestehungskosten. Je nach angesetzten Mischzinsen ergeben sich für die Dachanlagen ab 100 kW jeweils unterschiedlich hohe Stromgestehungskosten für den Basisfall und die Variante. Die Betrachtung der Referenzanlagen ab 100 kW zeigt unter Berücksichtigung höherer Mischzinsen ein differenziertes Bild. Während im jeweiligen Basisfall für Investoren mit moderaten Renditeansprüchen (Basis; Referenzanlagen mit 4,1 % Mischzins) der EEG-Förderersatz am oberen Rand der angesetzten Stromgestehungskostenbandbreite oder knapp darüber liegt, zeigt sich im Falle von Investoren mit höheren Renditeansprüchen (Variante; Referenzanlagen mit 5,9 % Mischzins), dass die EEG-Fördersätze im Rahmen oder am unteren Rand der angesetzten Stromgestehungskostenbandbreite liegen.

Beim Vergleich des Einspeisevergütungs- mit dem Direktvermarktungssegment oberhalb von 100 kW werden Unterschiede deutlich. Direkt an der Grenze zur Direktvermarktungspflicht zeigen sich aufgrund der zusätzlichen Kosten (Fernsteuerung, jährliche Kosten der Direktvermarktung) um 0,6 ct/kWh höhere mittlere Stromgestehungskosten für eine 101 kW-Anlage im Vergleich zu einer 100 kW-Anlage außerhalb der Direktvermarktung. Die Differenz kann nicht vollständig durch den dafür vorgesehenen

Aufschlag auf den EEG-Fördersatz von 0,4 ct/kWh abgedeckt werden.

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit unter Einbeziehung aller Erlösströme ist es erforderlich, Strombezugspreispfade anzusetzen. Weiterhin muss ein Szenario zur Entwicklung der EEG-Umlage angenommen werden, da Strombezug für die Eigenversorgung aus Anlagen ab 10 kW und einem jährlichen Eigenversorgungsumfang von ab 10 MWh mit 40 % der EEG-Umlage belastet ist.¹⁵

Referenzanlagenübergreifend (s. *Tabelle 8*, *Tabelle 9* und *Tabelle 10*) lässt sich feststellen, dass die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs durch höhere Eigenversorgungsanteile deutlich gesteigert werden kann. Die Einsparungen aus dem vermiedenen Netzstrombezug übersteigen die entgangene EEG-Förderung zum Teil deutlich. Mit zunehmender Bedeutung der Eigenversorgung für die Anlagenanteile, leistungsbezogen, nimmt die Steuerungswirkung der EEG-Fördersätze mithin ab. Der Einsatz von Speichern (auch von KfW-geförderten) hat indes durchweg einen spürbar negativen Effekt auf die interne Verzinsung, obwohl eine Steigerung des Eigenversorgungsanteils um jeweils 20 %-Punkte angenommen wurde. In den Variationen, in denen eine KfW-Förderung berücksichtigt wurde, wirkt sich die Variation im Vergleich positiv auf die Rendite aus. Die interne Verzinsung wird davon nicht in entscheidendem Umfang verbessert.

Die geschilderte kostendeckende Volleinspeisung in den meisten betrachteten Leistungsklassen und die durch Selbstverbrauch erzielbare Kostenersparnis sowie internen Verzinsungen spiegeln sich in der zurückliegenden und aktuellen Marktentwicklung nicht wider. Dies ist einerseits darauf zurückzuführen, dass größere Solar-Aufdachanlagen regelmäßig nur für Unternehmen im gewerblichen und industriellen Bereich interessant sind. Gleichzeitig haben gerade diese Unternehmen oft deutlich andere Anforderungen an die Rendite und Amortisationszeit, die mit den oben dargestellten Basisannahmen nicht erreicht werden können. Dieser Umstand wurde mit Hilfe der Varianten ab 100 kW bei der

15 Annahmen zu Strompreis- und EEG-Umlagepfaden basieren auf den von Fraunhofer ISI et al. 2017 zur Verfügung gestellten Annahmen.



Berechnung der Stromgestehungskosten berücksichtigt. Darüber hinaus ist dies auf eine Vielzahl weiterer, nicht monetärer Hemmnisse zurückzuführen. Zu nennen sind hier etwa strukturelle Veränderungen am Markt, z. B. durch die Konsolidierung des

Solarmarktes, die mit der EEG-Umlagebelastung des Eigenverbrauchs erzeugte Unsicherheit, die Absenkung der Direktvermarktungsschwelle auf 100 kW oder die zunehmende Komplexität.

Tabelle 8

Interne Verzinsung (vor Steuern) der 5 kW-Referenzanlage im Haushaltssektor für verschiedene Selbstverbrauchsanteile.

5 kW, Haushalt	
Volleinspeisung, 0 % Selbstverbrauch	2,6 %
25 % Selbstverbrauch	6,7 %
53 % Selbstverbrauch, mit Speicher, ohne Förderung	1,8 %
53 % Selbstverbrauch, mit Speicher, mit Förderung	2,2 %

Quelle: ZSW und Bosch & Partner 2018.

Tabelle 9

Interne Verzinsung (vor Steuern) der 30 kW- und 100 kW-Referenzanlage im Gewerbe für verschiedene Selbstverbrauchsanteile.

	30 kW Gewerbe	60 kW Gewerbe	100 kW Gewerbe
Volleinspeisung, 0 % Selbstverbrauch	4,4 %	4,8 %	4,9 %
25 % Selbstverbrauch	7,7 %	8,3 %	8,6 %
50 % Selbstverbrauch	10,4 %	11,3 %	11,7 %
75 % Selbstverbrauch	12,9 %	13,9 %	14,5 %
45 % Selbstverbrauch, mit Speicher	3,8 %	4,8 %	-
70 % Selbstverbrauch, mit Speicher	6,1 %	7,2 %	-
95 % Selbstverbrauch, mit Speicher	8,0 %	9,3 %	-
45 % Selbstverbrauch, mit Speicher, Förderung	3,9 %	-	-
70 % Selbstverbrauch, mit Speicher, Förderung	6,1 %	-	-
95 % Selbstverbrauch, mit Speicher, Förderung	8,1 %	-	-

Quelle: ZSW und Bosch & Partner 2018.

Tabelle 10

Interne Verzinsung (vor Steuern) der 250 kW- und 500 kW-Referenzanlage in der Industrie und einer 750 kW-Freiflächenanlage für verschiedene Selbstverbrauchsanteile.

	250 kW Industrie	500 kW Industrie	750 kW FFA
Volleinspeisung, 0 % Selbstverbrauch	5,5 %	6,3 %	4,6 %
25 % Selbstverbrauch	6,9 %	7,7 %	-
50 % Selbstverbrauch	8,2 %	9,0 %	-
75 % Selbstverbrauch	9,3 %	10,1 %	-

Quelle: ZSW und Bosch & Partner 2018.

Solar in der Ausschreibung

Mit der Einführung von **Ausschreibungen** erfolgte ein grundlegender Systemwechsel in der EEG-Förderung, der an Solaranlagen bereits nach dem EEG 2014 erprobt wurde („Pilotausschreibungen“ nach FFAV). Der durchschnittliche **Zuschlagspreis** ist in den ersten neun Ausschreibungsrunden¹⁶ von 9,17 ct/kWh um fast 46 % auf 4,91 ct/kWh gesunken (s. Seite 105). Betrachtet man die maximalen Gebotswerte, ist ebenfalls ein sinkender Trend zu erkennen. Das niedrigste bezuschlagte Gebot lag im Oktober 2017 bei 4,29 ct/kWh im Gegensatz zu 6,00 ct/kWh im Februar 2017 und 8,48 ct/kWh im April 2015 (dabei sind die beiden nach der uniform-pricing-Regel durchgeführten Runden vom August und Dezember 2015 nicht berücksichtigt). Die bezuschlagten Gebote weisen bis Juni 2017 mit leichten Schwankungen im Mittel ungefähr gleichbleibende Anlagengrößen auf, die sich zwischen 5,3 und 6,3 MW bewegen. Im Oktober 2017 wurde eine mittlere bezuschlagte Gebotsgröße von 11,1 MW erreicht. In dieser Ausschreibungsrunde wurde erstmals in größerem Umfang für Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen geboten, für die die sonst maximal zulässig Gebotsgröße von 10 MW nicht gilt. Bezuschlagt wurden vier der sieben über 10 MW liegenden Gebote mit insgesamt 158 MW; insgesamt wurden 222 MW bezuschlagt.

Mit Blick auf die ersten neun Ausschreibungsrunden entfallen knapp 36 % der bezuschlagten Leistung auf die im Regelfall maximale Anlagengröße von 10 MW und größere Anlagen auf baulichen Anlagen. Eine weitere Häufung ist bei der Anlagenan-

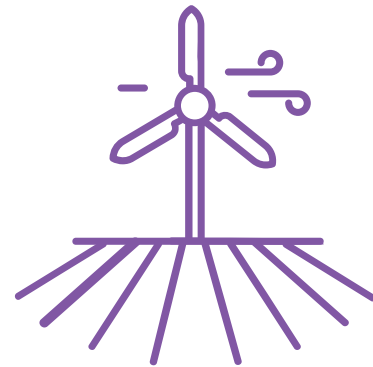
zahl des Anlagensegments zwischen 2 und 4 MW zu erkennen, das einen Anteil von über 33 % der Zuschläge ausmacht (leistungsbezogen nur 20 %). Unterhalb von 1 MW sind lediglich zwei Zuschläge zu verzeichnen.

Wie hoch die **Realisierungsrate** liegt, kann in Anbetracht der Realisierungsfrist von bis zu 24 Monaten nur für die bis zum 1. Dezember 2015 bezuschlagten Anlagen bewertet werden. Die Realisierungsquoten dieser Anlagen liegen zwischen 92 % in der zweiten und dritten sowie 99 % in der ersten Runde. Von den insgesamt in 2015 bezuschlagten 520 MW wurden also 490 MW realisiert, was einer mittleren Realisierungsquote von 94 % entspricht; sie spricht für eine Angemessenheit der Realisierungsfrist. Umfrageergebnisse deuten auf weitere für die Realisierungsrate mitentscheidenden Faktoren hin. Danach wird die Realisierungsrate aus Sicht von 71 % der Befragten zumindest stark durch die Möglichkeit zur Übertragung der bezuschlagten Gebote auf andere Flächen beeinflusst. Der Einfluss von Pönalen wird dagegen als geringer eingeschätzt. In Abhängigkeit zum abnehmenden Zuschlagspreinsniveau (besonders stark in 2017) sinken die Erwartungen der Befragten an die Realisierungsrate.

Ob es Auswirkungen des Systemwechsels zu Ausschreibungen auf die **Akteursstruktur** gibt, kann derzeit nicht beantwortet werden. Meistens stehen hinter den Geboten juristische Personen, deren Gesellschaftsform keine Rückschlüsse auf die dahinterstehenden (natürlichen) Personen zulässt.

16 Im Zeitraum April 2015 bis Oktober 2017, 6 Ausschreibungsrunden nach FFAV, 3 nach EEG 2017.

Wind an Land



Wesentliche Ergebnisse

Marktentwicklung:

Steigerung der Nabenhöhe und des Rotordurchmessers, Reduzierung der spezifischen Flächenleistung (Leistung pro Quadratmeter Rotorkreisfläche) trotz nach wie vor steigender Nennleistungen

- Schwerpunktziel ist die Steigerung des Rotordurchmessers, mit dem eine gesteigerte Nabenhöhe einhergeht. Die mittlere Leistung stieg in den letzten Jahren nur leicht an, in den nächsten Jahren sind aber auch hier wieder Sprünge durch die Dominanz der nächstgrößeren 4 MW-Klasse zu erwarten.

Folgen:

- Hauptinvestitionskosten (€/kW) sind real im Mittel um ca. 3 % p. a. seit 2010 gesunken.
- Investitionsnebenkosten (€/kW) reduzieren sich seit 2012 um durchschnittlich ca. 2 % p. a.
- Betriebskosten (€/kW) reduzieren sich seit 2012 um durchschnittlich ca. 2 % p. a.

Technische Lebensdauer:

- Windenergieanlagen an Land verfügen im Regelfall über eine Entwurfslebensdauer von 20 Jahren. Ein Weiterbetrieb ist auf Basis eines entsprechenden Gutachtens regelmäßig möglich.
- Neuere Anlagentypen sind zum Teil für eine Lebensdauer von 25-30 Jahren ausgelegt.

Eine allgemeine mittlere Weiterbetriebsdauer nach 20 Jahren kann nicht angegeben werden.

Mittlere Stromgestehungskosten (SGK) in ct/kWh bei hoher Standardabweichung bei allen Kosteneingangsparametern für:

Anlagen mit Inbetriebnahme im Übergangssystem bis Ende 2018:

- 120 %-Standort: durchschnittlich 4,3 ct/kWh
- 100 %-Standort: durchschnittlich 5,0 ct/kWh
- 80 %-Standort: durchschnittlich 6,5 ct/kWh
- 60 %-Standort: durchschnittlich 8,4 ct/kWh
- Sensitivitätsanalysen ergeben, dass das Ergebnis besonders empfindlich auf Variationen folgender Eingangsparameter reagiert:
 - Hauptinvestitionskosten
 - Berücksichtigung von EEG-Förderzahlungsausfällen in Negativpreissituationen (§ 51 EEG 2017)
 - Einsatz der aus Wirtschaftlichkeitsgesichtspunkten optimalen Technologie

Anlagen im Ausschreibungssystem (Abschätzung)

- mit BlmSchG-Genehmigung und Inbetriebnahme ab Ende 2020 (bezuschlagt Februar oder Mai 2018)
 - 120 %-Standort: 4,4 ct/kWh
 - 100 %-Standort: 5,0 ct/kWh
 - 80 %-Standort: 6,0 ct/kWh
 - 60 %-Standort: 7,7 ct/kWh
- ohne BlmSchG-Genehmigung mit Inbetriebnahme ab Ende 2021 (bezuschlagt in 2017)
 - 120 % Standort: 4,0 ct/kWh
 - 100 %-Standort: 4,7 ct/kWh
 - 80 %-Standort: 5,6 ct/kWh
 - 60 %-Standort: 7,2 ct/kWh

Wirtschaftlichkeit:

Übergangssystem: Windenergieanlagen an Land mit Inbetriebnahme bis Ende 2018 lassen sich im Regelfall wirtschaftlich betreiben. Ab einer Standortgüte von deutlich unter 80 %, die nicht der Standortdifferenzierung unterliegt, ist die Situation schwieriger. Die mittleren Kosten liegen aber auch hier im Regelfall innerhalb der Bandbreite der anzulegenden Werte.

Ausschreibungssystem:

- Mit BlmSchG-Genehmigung: Die geschätzten mittleren SGK entsprechen (unter Berücksichtigung der Prognoseunsicherheit) im Wesentlichen den Zuschlagswerten (soweit man den hohen Wettbewerbsdruck bzw. Spekulationen auf einen perspektivisch höheren Strompreis berücksichtigt). Eine wirtschaftlicher Betrieb der Projekte hängt aber wesentlich davon ab, ob die Kostenerwartungen (z. B. durch technologischen Fortschritt und ggf. steigende Strompreise) tatsächlich eintreten.
- Ohne BlmSchG-Genehmigung: Auch hier liegen die geschätzten mittleren SGK durchaus in einem Bereich, der zu den in der Ausschreibung erzielten Zuschlagswerten passt (vgl. die Begründung oben). Die Realisierung der Projekte erscheint unter der Voraussetzung, dass die angenommenen Preise und technologischen Entwicklungen tatsächlich erreicht und insbesondere die BlmSchG-Genehmigungen erteilt werden grundsätzlich wirtschaftlich möglich.

Marktentwicklung

Die **technologische Entwicklung** zeigt sich bisher am evidentesten beim Upscaling, d. h. der Leistungssteigerung durch Zunahme des Rotordurchmessers und der mittleren Nabenhöhe, die auch zu einer besseren Auslastung der Anlage und einem besseren kWh-Ertrag beiträgt. Die Entwicklung der durchschnittlichen Anlagenkonfiguration wird in *Tabelle 11* jeweils für die Zubaujahre 2000, 2010, 2016 und 2017 dargestellt. Dabei hat sich besonders der Rotordurchmesser erhöht; im Vergleich der Jahre 2010 zu 2017 um rd. 41 %.

Damit ging eine stetige Steigerung der Nennleistung einher. Die Anlagenkapazität ist damit von im Mittel 1,1 MW in 2000 auf im Mittel 3,0 MW in 2017 angestiegen. Gegenüber 2010 mit durchschnittlich 2 MW wurde in 2017 eine Steigerung um 49 % erreicht.

Die aufgezeigte Entwicklung spiegelt sich im bisherigen Anlagenzubau wieder. Was die Leistungsklassen anbelangt, kann ein Trend dahingehend festgestellt werden, dass die Anlagenklasse mit der nächsthöheren Nennleistung die zuvor am deutschen Markt dominierende verdrängt: Ab dem Jahr 2000 wurde vornehmlich das Anlagensegment mit 1 MW, in den Jahren 2005 bis 2015 das Anlagensegment mit 2 MW und seither die Anlagenklasse mit 3 MW installiert. Seit Ende 2016 werden erste Anlagen mit 4 MW verzeichnet und dürften in den nächsten Jahren zum nächsten Standard werden. Anlagen mit mehr als 5 MW wurden bisher vereinzelt errichtet und dürften sich perspektivisch durch-

setzen. Die Marktanteile der Leistungssegmente belaufen sich in 2017 auf rund: 0,2 % der Leistungs-kategorie kleiner 1 MW, 0,1 % der 1 MW-Leistungsklasse, 25,5 % der 2 MW-Leistungsklasse und 70 % der 3 MW-Leistungsklasse. Die restlichen rd. 4 % entfallen auf Anlagen aus darüber liegenden Leistungsklassen.

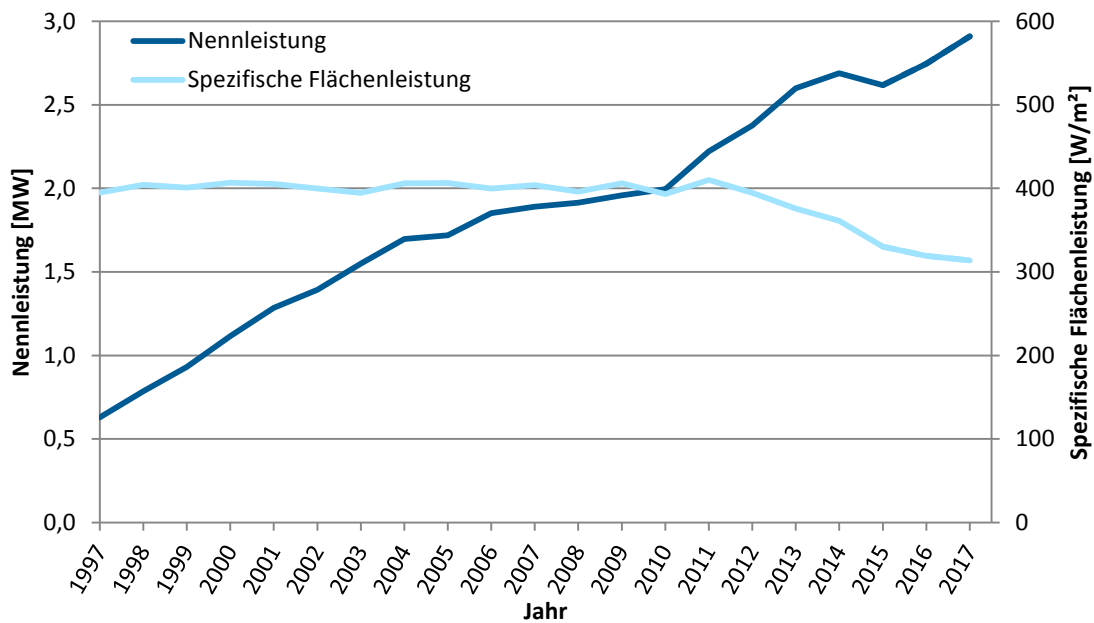
Als Indikator für die erreichbaren Volllaststunden ist die **spezifische Flächenleistung** (Verhältnis von Nennleistung zu Rotorkreisfläche) neben der Nennleistung wichtig. Sie lag seit 1990 relativ konstant bei durchschnittlich 400 W/m². Seit 2012 ist ein Abwärtstrend um rund 22 % von ca. 400 W/m² auf im Mittel 308 W/m² in 2017 zu beobachten (s. *Abbildung 30*). Der Marktanteil der Anlagen mit einer spezifischen Flächenleistung von weniger als 300 W/m² hat sich seit 2012 von unter 5 % auf über 60 % gesteigert.

Die **technologische Entwicklung der Anlagen in der Zukunft** wird nach derzeitiger Kenntnis weiter in Richtung Upscaling gehen. Der Anteil der Leistungs-kategorie der 4 MW-Anlagen dürfte größer werden. Angekündigt wurden in 2017 für den Markt für Windenergieanlagen an Land Anlagen von bis zu 4,8 MW und bis zu 158 m Rotordurchmesser. Aus produktions-technischer Sicht könnte der Rotordurchmesser darüber hinaus gesteigert werden, was die Wind-auf-See-Branche zeigt. Als Teilkomponenten geliefert, können sie am Installationsort zusammengefügt werden. Auch durch diese Entwicklung bedingt,

Tabelle 11

Durchschnittlich Anlagenkonfiguration im jeweiligen Zubaujahr 2000, 2010, 2016 und 2017 (Nabenhöhe, Rotordurchmesser und Gesamthöhe).

	∅ Nabenhöhe	∅ Rotordurchmesser	∅ Gesamthöhe
2000	71 m	58 m	100 m
2010	99 m	80 m	139 m
2016	128 m	109 m	182 m
2017	128 m = Steigerung um 30 % ggü. 2010	113 m = Steigerung um 41 % ggü. 2010	184 m = Steigerung um 32 % ggü. 2010



Datengrundlage: 1996-2011: BDB 2017; 2012-2014: Deutsche WindGuard 2015-2016; 2015-2016: BNetzA Anlagenregister (01/2018). Quelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2018.

Abbildung 30

Entwicklung von Nennleistung und spezifischer Flächenleistung im Anlagenzubau in Deutschland zwischen 1997 und 2017.

steigt grundsätzlich die Nabenhöhe. Turmhöhen bis zu 150 m sind verfügbar und werden herstellerbedingt aus Stahl, Beton oder aus beiden Materialien gefertigt, angeboten. Dieser Entwicklung werden scheinbar eher dadurch Grenzen gesetzt, dass Anlagen mit einer Gesamthöhe von über 200 m derzeit häufig nicht genehmigungsfähig sind. Insbesondere stellen Höhenbegrenzungen, wie es sie in Schleswig-Holstein gibt, ein Hindernis dar.

Die **technische Lebensdauer** der Anlagen kann über den 20-jährigen Förderzeitraum hinausgehen. Allerdings nehmen die erreichbaren Vollaststunden, bspw. wegen Verschleißerscheinungen bzw. Blattverschmutzung, mit steigendem Anlagenalter tendenziell ab. Betrachtet man die seit 2014 stillgelegten Anlagen, ergeben sich Rückschlüsse auf die Technologien und das Anlagenalter. Fazit ist: Die in den Jahren 2014 bis 2017 zurückgebauten Anlagen wurden im Durchschnitt vor Ablauf ihres Entwurfsalters von 20 Jahren stillgelegt (vgl. *Seite 13 ff.*). Mit der technischen Lebensdauer kann der Rückbau

nicht ohne Weiteres erklärt werden, vielmehr geben häufig wirtschaftliche Erwägungen – wie die bessere Ausnutzung des Standortes durch ein Repowering – den entscheidenden Ausschlag. Die Entwurfslebensdauer liegt der Typenprüfung zugrunde und beträgt bei Windenergieanlagen an Land in der Regel 20 Jahre. Wird die Anlage über die Entwurfslebensdauer weiterbetrieben, spricht man im Allgemeinen vom Weiterbetrieb.¹⁷ Erst in den letzten Jahren werden vereinzelt auch Anlagen für eine Betriebszeit von 25 bis 30 Jahren ausgelegt.

Eine große Anlagenanzahl überschreitet aber auch schon heute die angesetzte Betriebszeit von 20 Jahren. Es handelt sich dabei um Anlagen, die vor 2000 errichtet wurden. Obwohl ihr Inbetriebnahmedatum vor dem Zeitpunkt des Inkrafttretens des EEG 2000 liegt, wurde ihnen ein EEG-Zahlungsanspruch über 20 Jahre beginnend ab dem 1. Januar 2001 gewährt. Der Betrieb nach Ablauf des Entwurfsalters ist für diese Anlagen in der Regel wirtschaftlich sinnvoll, da die (Förder-)Einnahmen meist über den Be-

17 Der Begriff des Weiterbetriebes wird auch im Zusammenhang mit dem Betrieb einer Anlage über das Ende der 20-jährigen Höchstförderdauer verwendet.

triebskosten liegen dürften. Der Weiterbetrieb von Windenergieanlagen mit Inbetriebnahmedatum ab 2000, die ab 2021 ihre regelmäßige Entwurfslebensdauer überschreiten und aus dem 20-jährigen EEG-Höchstförderzeitraum fallen, hängt dagegen maßgeblich davon ab, ob die laufenden Betriebskosten (inkl. Kosten zur Initiierung und Gewährleistung des Weiterbetriebs) leicht unter den am Markt erzielbaren Erlösen für den erzeugten Strom liegen. Die Erlösentwicklung dürfte sich am Börsenstrompreis orientieren. Insbesondere für Anlagen mit kleiner Nennleistung kann der Weiterbetriebsaufwand durchaus höher sein, da die anlagenbezogenen Fixkosten einem vergleichsweise geringen Energieertrag gegenüberstehen. Somit kann der Rückbau von Anlagen mit sukzessive abnehmender Nennleistung drohen.

Regional zeigt sich beim gegenwärtigen und möglicherweise auch künftigen Zubau von Windenergieanlagen an Land in Deutschland ein starkes Nord-Süd-Gefälle, wobei sich im Ausschreibungssystem eine leichte Verschiebung in die Mitte Deutschlands abzeichnet (vgl. Seite 13 ff.). Die ungleiche Verteilung zugunsten des Nordens kann auf mehreren Faktoren, die mitunter stark interdependent sind, beruhen. Regionale Steuerungswirkung geht insbesondere von den unterschiedlichen raumordnerischen Zielfestlegungen der Bundesländer gegenüber der Windenergienutzung aus, die insbesondere in Entscheidungen zur Flächenzuweisung zum Ausdruck kommt.¹⁸ Zentraler Steuerungsmechanismus, mit dem der Bundesgesetzgeber einen bundesweit gleichmäßigen Zubau fördern will, ist das Referenzertragsmodell im EEG. Es soll dazu dienen, wirtschaftliche Nachteile an windschwachen Standorten auszugleichen und eine Überförderung an windstarken Standorten zu vermeiden. Betrachtet man exemplarisch die mittleren Volllaststundenzahlen des gesamten Anlagenbestands unter Berücksichtigung des Inbetriebnahmejahres (Stichwort typische Anlagenkonfiguration im jeweiligen Zubaujahr) nach Bundesländern (Stichwort regionale Effekte) im Zeitraum 1995 bis 2014, zeigt sich, dass

die Volllaststundenzahlen in den südlichen Bundesländern im Mittel tendenziell unter denen der nördlichen Bundesländer liegen. Das Referenzertragsmodell soll den unterschiedlichen Bedingungen am Standort Rechnung tragen.

Exemplarisch für Anlagen im Ausschreibungssystem wird die Funktion des Referenzertragsmodells wie folgt vereinfacht dargestellt: Es ist nunmehr einstufig ausgestaltet. Auf Basis des Gebots auf den 100 %-Standort wird unter Inbezugnahme des Gütefaktors, der im Wesentlichen die realen Standortbedingungen (insb. Windhöffigkeit) widerspiegeln soll, der anzulegende Wert für den gesamten Förderzeitraum berechnet. Die Angemessenheit der anzulegenden Werte wird zu Beginn des sechsten, elften und 16. auf die Inbetriebnahme der Anlage folgenden Jahres überprüft. Ergeben sich zu viel oder zu wenig geleistete Zahlungen, sind sie unter bestimmten Voraussetzungen zu erstatten.

Vor dem Hintergrund des sich aus der Verteilung der bezuschlagten Leistungsanteile vom Ausschreibungsvolumen auf die Bundesländer weiterhin abzeichnenden Nord-Süd-Gefälles beim Zubau mit leichter Verschiebung in die geographische Mitte in 2017 ist fraglich, welche Steuerungswirkung das Referenzertragsmodell entfalten konnte. Eine eindeutige Antwort kann nicht gegeben werden.

Ein Einflussfaktor ist bereits das Gebotsverhalten. Betrachtet man die regionale Verteilung des Gesamtgebotsvolumens aus 2017 auf die Bundesländer, so zeigt sich, dass die Beteiligung im Süden mit im Mittel gebotenen 77 MW aus Baden-Württemberg und 40 MW aus Bayern deutlich geringer als in den mittig gelegenen Ländern mit den durchschnittlich höchsten Gebotsvolumina ist: Nordrhein-Westfalen (517 MW), Niedersachsen (469 MW) und Brandenburg (437 MW). Landesspezifische regulatorische Besonderheiten, wie der Planungsstopp im sonst bisher beim Zubau erfolgreichen und nördlich gelegenen Schleswig-Holstein, sind hier von Einfluss.

18 S. bspw. Landesportal Schleswig-Holstein: Landesplanung - Teilfortschreibung der Regionalpläne Wind 2012; https://www.schleswig-holstein.de/DE/Fachinhalte/L/landesplanung_raumordnung/windeignungsflaechen_ausweisung/landesplanung_ausweisung_windenergieflaechen_teilfortschreibungen_regionalplaene.html; aufgerufen am 25.02.2018. Aufgrund der Neuaufstellung der Flächennutzungsplanung gilt ein Planungsstopp.

Als mittig gelegenes Bundesland war insbesondere Brandenburg insgesamt im Ländervergleich in 2017 sehr erfolgreich. Von Einfluss können mehrere Aspekte sein. Mit dem jeweils drittgrößten Anteil am Gebots- und Zuschlagsvolumen vom Gesamtausschreibungsvolumen zeigt sich eine vergleichsweise hohe und erfolgreiche Beteiligung. Die Brandenburger Bieter heben sich auch mit der zweithöchsten Zuschlagsquote von 62 % deutlich ab und waren vergleichsweise durchsetzungsstark. Eine Rolle können hier die hinter den Geboten stehenden Akteure gespielt haben, die sich die Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften zunutze gemacht haben, geschickt kalkulieren und Risiken streuen konnten (vgl. hierzu die Ausführungen zu Windenergie an Land in der Ausschreibung ab Seite 62). Dem Umstand, dass die Projekte in Brandenburg vermutlich im Schnitt nicht die Standortgüte wie bspw. an der Küste vorfinden,¹⁹ kann mit einer angepassten Anlagenkonfiguration begegnet werden. Zumal die meist wirtschaftlich effizienteste Anlagentechnologie mit der niedrigsten spezifischen Flächenleistung regelmäßig ohnehin nicht auf die windstärksten Regionen ausgelegt ist. Wobei die beiden zuletzt genannten Aspekten natürlich nicht nur für Brandenburg gelten. Eine Auswertung der im Anlagenregister verzeichneten Standortgütern ergibt, dass die Standortgütern in den mittig ge-

legenen Bundesländern im Schnitt recht vergleichbar sind, sodass der Wettbewerb hier eher durch andere Einflussfaktoren gekennzeichnet sein dürfte. Schließlich kann ein Einfluss des Referenzertragsmodells auf die Standortsteuerung nicht ausgeschlossen werden. Bei der Interpretation dürften die Umstände, dass das Referenzertragsmodell von anderen Effekten vermutlich teilweise überlagert wird und auf die Standortdifferenzierung zwischen der 70- und 150 %-Standortgüte begrenzt ist, beachtlich sein.

Nach dem EEG 2017 soll der gegenwärtigen Flächenkonzentration in den Norddeutschen Ländern²⁰ perspektivisch im Rahmen der regulären Ausschreibungen durch eine regionenspezifische Einschränkung des Ausschreibungsvolumens (902 MW p. a. gem. § 11 EEAV) für sog. Netzausbaugebiete (§ 36c EEG 2017) gegengesteuert werden. Dadurch soll der Systemkostenaspekt berücksichtigt werden. Im Jahr 2017 unterschritt die für das Netzausbaugebiet bezuschlagte Leistung letztlich mit insgesamt 706 MW die Jahreshöchstgrenze. Die Regelungen zu Verteilernetzgebieten für die ab Mai 2018 geplanten „Gemeinsamen Ausschreibungen“ für Windenergie- und Solaranlagen (vgl. § 11 GemAV) ist ein anderer Mechanismus mit vergleichbarer Zielrichtung.

19 Eine Auswertung der im Anlagenregister verzeichneten Standortgütern je Bundesland stützt die Annahme.

20 Aktuell sind das gem. § 10 EEAV bis zu Evaluierung durch die BNetzA (31. Juli 2019): Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Hamburg, Bremen und Teile Niedersachsens.

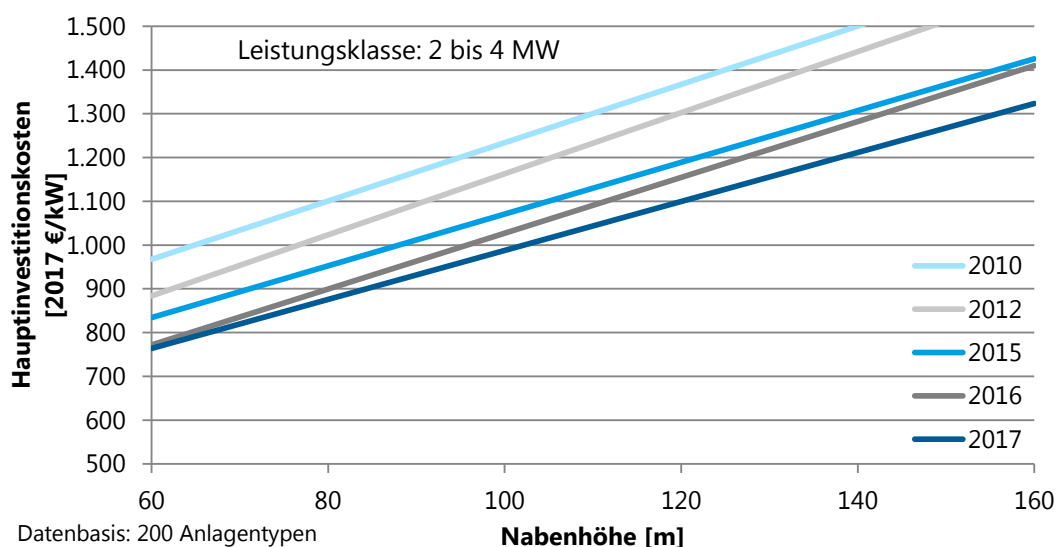
Kosten

Die **Hauptinvestitionskosten** setzen sich aus den Kosten für die Windenergieanlage, Turm und Rotor, sowie Transport- und Installationskosten zusammen. Insbesondere die Anlagenleistung, die Nabenhöhe, der Rotordurchmesser und die Flächenleistung haben maßgeblichen Einfluss auf die Hauptinvestitionskosten, die sich auf die vorgehaltene Nennleistung (€/kW) verteilen. Die möglichen Variationen dieser Parameter ergeben ein breites Spektrum der verfügbaren Anlagenkonfigurationen. Legt man zu Vergleichszwecken beispielhaft Anlagentypen aus den Leistungsklassen 2-3 und 3-4 MW mit jeweils unterschiedlicher Nabenhöhe (zwischen < 100 m und > 140 m) und variierender spezifischer Flächenleistung²¹ (knapp unter 200 W/m² bis fast 600 W/m²) nebeneinander, zeigt sich bei den Hauptinvestitionskosten folgendes:

Der Einfluss der Parameter auf die Hauptinvestitionskosten ist unterschiedlich stark. Betrachtet man die spezifischen Kosten (€/kW) im Vergleich der Leistungsklassen, fallen die spezifischen Kosten bei gleichbleibender Nabenhöhe nicht signifikant günstiger für das Segment 2-3 MW im Vergleich zum aktuell am stärksten nachgefragten 3-4 MW-Segment

aus. Vergleicht man dagegen Nabenhöhenklassen der Anlagenklassen zeigt sich, dass mit steigender Nabenhöhe (regelmäßig infolge gesteigerten mittleren Rotordurchmessers) auch die spezifischen Anlagenkosten spürbar steigen. Um die Investitionskosten realistisch beurteilen zu können, muss deshalb neben der Nennleistung und der Nabenhöhe die spezifische Flächenleistung (Indikator für die Kostenentwicklung pro m² überstrichener Rotorfläche) mitberücksichtigt werden. Mit abnehmender spezifischer Flächenleistung verringern sich in der Regel die Hauptinvestitionskosten. Die Volllaststunden steigen mit zunehmender Nabenhöhe bzw. abnehmender spezifischer Flächenleistung. Im Zeitverlauf konnte seit 2010 durchschnittlich eine reale Kostensenkung für Anlagen der gleichen Nabenhöhenklasse um **3 % p. a.** erreicht werden (vgl. *Abbildung 31*).

Die **Investitionsnebenkosten** umfassen das Fundament, Netzanbindung, Infrastruktur, Planungskosten, Ausgleichsmaßnahmen, etc. Die größten Anteile an den Investitionsnebenkosten entfallen auf die Netzanbindungskosten (23 %) und die Fundamentkosten (20 %). Während diese beiden Kostenfaktoren



Quelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2018.

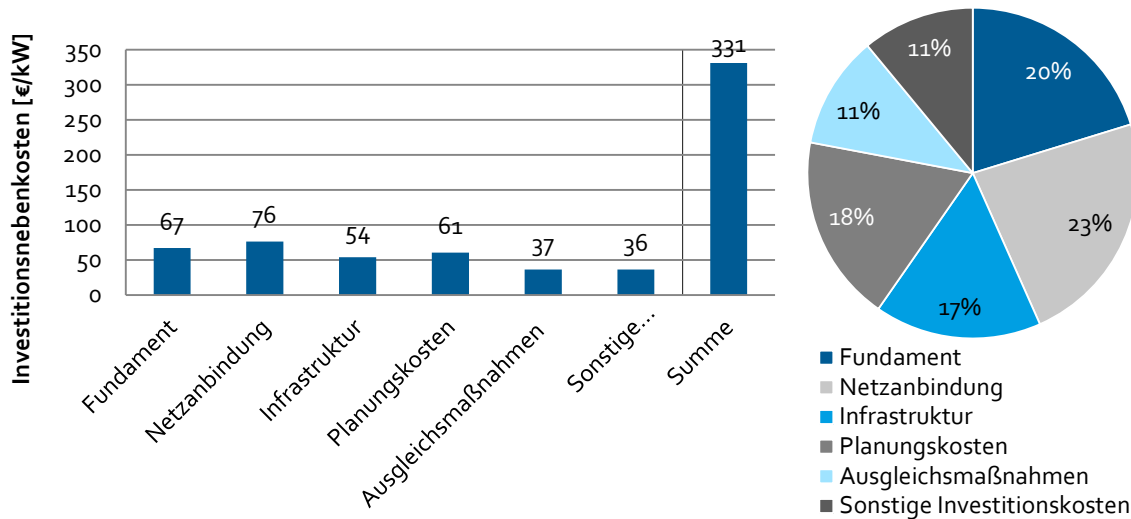
Abbildung 31

Inflationsbereinigte spezifische Hauptinvestitionskosten in €/kW 2017 als Trendlinien über der Nabenhöhe im Zeitverlauf.

21 In der Theorie lässt sich im Vergleich, bei unterstelltem gleichen finanziellen Aufwand, eine größere Steigerung der Volllaststunden durch eine Reduzierung der spezifischen Flächenleistung, als durch die gesteigerte Nabenhöhe erreichen.

in den letzten Jahren leicht anstiegen, haben die Kosten für die Herstellung der Infrastruktur demgegenüber deutlicher zugenommen, was insbesondere mit dem Upscaling der Anlagen und dem daraus resultierenden Mehraufwand bei der Installation

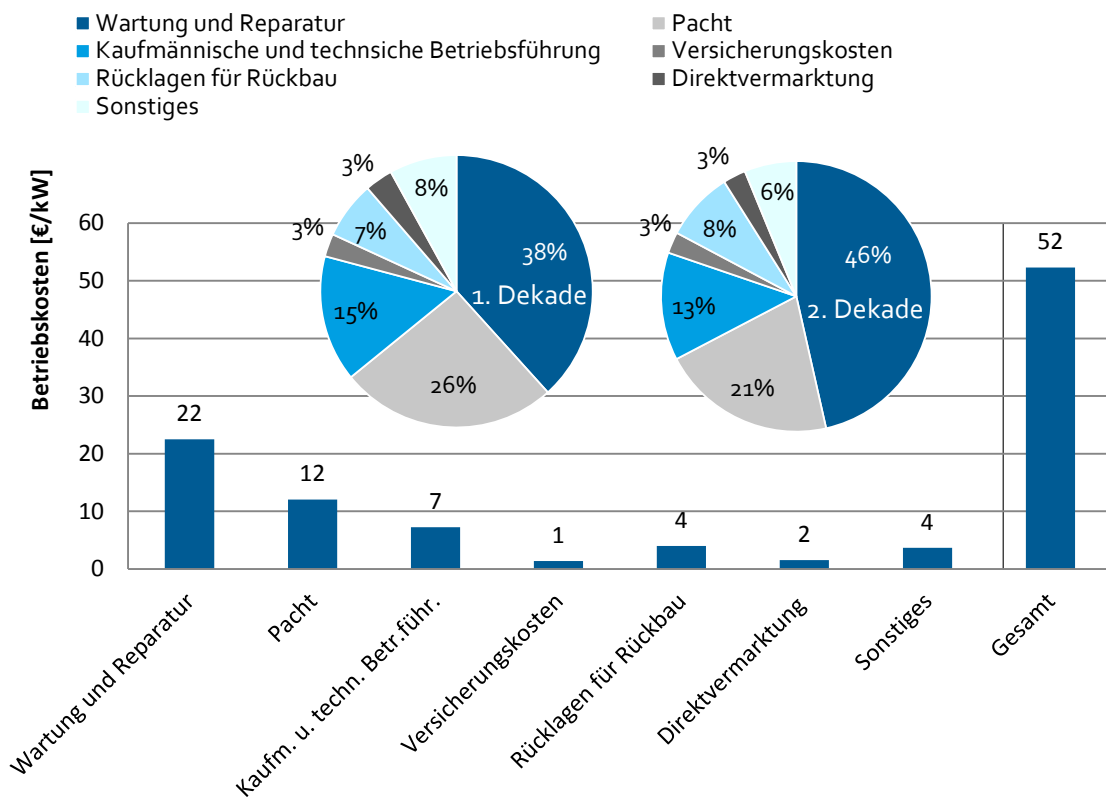
begründet werden kann. Die planungsrechtlichen Anforderungen (z. B. Umweltgutachten) sind immer noch hoch, stehen jedoch nicht mehr so heraus. Betrachtet man die Summe der Investitionsnebenkosten (331 €/kW in 2016), beträgt die inflationsbe-



Quelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2018.

Abbildung 32

Spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW in 2016 sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Investitionsnebenkosten.



Quelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2018.

Abbildung 33

Durchschnittliche spezifische jährliche Betriebskosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Betriebskosten nach Dekaden.



reinierte Kostensenkung seit 2012 dennoch durchschnittlich rd. 2 % p.a. Hier fällt insbesondere die durch das stetige Wachsen der Leistung von Windenergieanlagen bewirkte Verteilung der Kosten ins Gewicht.

Zur Aufrechterhaltung des Anlagenbetriebs fallen stark projektspezifische **Betriebskosten** (Wartung, Reparatur, Pacht, kaufmännische und technische Betriebsführung, Versicherungskosten, Rücklagen für den Rückbau, Direktvermarktung und sonstige Betriebskosten (z. B. Vogel- und Fledermausüberwachung)) an. Die gemittelten Betriebskosten über 20 Jahre werden in Abhängigkeit zum durchschnittlichen Standort mit rd. 52 €/kW jährlich beziffert (*Abbildung 33*). Über die gesamte Betriebsdauer ma-

chen die Kosten für Wartung und Reparatur den mit Abstand größten Kostenanteil aus (38 % in der ersten, und 46 % in der zweiten Dekade). Die Kosten dieser Komponenten sind allerdings im Zeitverlauf seit 2012 am deutlichsten gesunken. Im Zeitverlauf betrachtet sind die Betriebskosten seit 2012 um 2 % p. a. gesunken.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass Stromerzeugung aus Windenergie an Land bisher in kleinen aber steten Schritten grundsätzlich günstiger wurde. Das kann im Wesentlichen auf den technologischen Fortschritt und eine optimale standortspezifische Konfiguration der Anlagen zurückgeführt werden.

Stromgestehungskosten

Die **Eingangsparameter** zur Bestimmung der Stromgestehungskosten für Wind an Land wurden durch eine vollständige Neuerhebung von Daten bei den Branchenakteuren im Herbst 2016 bzw. mit Bezug zu den Hauptinvestitionskosten Ende 2017 determiniert. Ergebnis ist, dass die ermittelten Stromgestehungskosten überwiegend die Situation sog. Übergangsanlagen mit Inbetriebnahmedatum bis Ende 2018 reflektieren. Die Situation der in 2017 und im Februar und Mai 2018 bezuschlagten Anlagen wird ebenfalls abgeschätzt.

Für die **Hauptinvestitionskosten**²² (€/kW) sind die installierte Leistung, die Nabenhöhe und die Flächenleistung von zentraler Bedeutung. Die möglichen Variationen dieser Parameter ergeben ein breites Spektrum der verfügbaren Anlagenkonfigurationen. Auf Basis des Anlagenregisters wurden repräsentative Anlagenkonfigurationen und Volllaststunden in Abhängigkeit zur Standortgüte ermittelt. Die Grundannahmen für den 60- und den 150 %-Standort werden in *Tabelle 12* dargestellt. Für die dazwischen liegenden Standortgüten werden die Werte gleitend variiert.

Die **Investitionsnebenkosten** sind weniger regional als einzelfallabhängig. Die mittleren spezifischen Investitionsnebenkosten werden deshalb standortübergreifend mit im Mittel 331 €/kWh (Stand 2016) angesetzt.

Im Rahmen der Stromgestehungskostenermittlung wird zwischen variablen (nach Ertrag) und fixen (nach installierter Leistung) **Betriebskosten** (Stand 2016) differenziert. Auf diesem Wege kann der Einfluss der Standortgüte berücksichtigt werden. Die **Direktvermarktungskosten** werden als ebenfalls laufende Kostenposition im Rahmen dieses Eingangsparameters berücksichtigt. Die differenzierten Betriebskosten finden wie folgt Eingang in die Stromgestehungskostenermittlung: Die fixen Betriebskosten werden in der ersten Dekade mit 29 €/kW und in der Zweiten mit 39 €/kW angesetzt. Die variablen Betriebskosten werden mit 0,6 ct/kWh in der ersten und 0,8 ct/kWh zweiten Dekade zugrunde gelegt.

Bei den Annahmen zu den **Finanzierungsbedingungen** wird nach standortgüteabhängigen und -unabhängigen Parametern unterschieden. Die Annahmen finden sich in *Tabelle 13* wieder.

Tabelle 12

Grundannahmen der Anlagenkonfiguration, Kosten und Volllaststunden für die Standortgüten 60 und 150 %.

	60 % Standort	150 % Standort
Nennleistung	2,9 MW	3,4 MW
Nabenhöhe	134 m	120 m
Rotordurchmesser	115 m	109 m
Spezifische Flächenleistung	285 W/m ²	371W/m ²
Hauptinvestitionskosten	1.170 €/MW	1.060€/MW
Volllaststunden	2.090 h p. a.	4.690 h p. a.

Eigene Darstellung. Quelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2018.

22 Zur Zusammensetzung der Hauptinvestitionskosten siehe Seite 53 ff.

Tabelle 13

Grundannahmen des Eingangsparameters Finanzierung.

Standortgüteunabhängig		Standortgüteabhängig	
Fremdkapitalzinsätze	2,1 % mit 10-jähriger Zinsbindung	60 %-Standort	150 %-Standort
	5 % in der Anschlussfinanzierung		
Eigenkapitalverzinsung	8 %	EK-Anteil	24 %
		Tilgungsdauer	17 Jahre
			13 Jahre

Quelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2018.

Tabelle 14

Mittlere Stromgestehungskosten in Abhängigkeit zur Standortgüte (Übergangssystem: Inbetriebnahme bis Ende 2018).

Standortgüte	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %	110 %	120 %
ct/kWh	8,4	7,3	6,5	5,5	5,0	4,6	4,3

Quelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2018.

Berechnet man die Stromgestehungskosten auf Grundlage der dargestellten Basisannahmen, die sich zum Teil durch hohe Standardabweichung auszeichnen, kommt man zu den in Tabelle 14 aufgeführten durchschnittlichen **Ergebnissen** für die im deutschen Markt relevanten Standortgüten: z. B. 8,4 ct/kWh beim 60 %-, **5 ct/kWh beim 100 %-** und 4,3 ct/kWh beim 120 %-Standort für Anlagen im Übergangssystem, die bis Ende 2018 in Betrieb genommen wurden oder noch werden.

Stellt man die Stromgestehungskosten der EEG-Förderung²³ gegenüber, ergibt sich, dass die EEG-Förderung grundsätzlich über den mittleren Stromgestehungskosten für Anlagen, die bis Ende 2018 errichtet werden, liegt und ein **wirtschaftlicher Betrieb regelmäßig möglich** ist. Zusätzliche Erträge

können ab einer Standortgüte von über 90 % erwirtschaftet werden, wobei die 110 %-Standortgüte am einträglichsten ist. Bei Vorhaben, die Standortgüten von deutlich unter 80 % aufweisen und nicht der Standortdifferenzierung unterliegen, kann die Situation schwieriger sein. Die mittleren Kosten liegen aber auch hier im Regelfall innerhalb der Bandbreite der anzulegenden Werte.

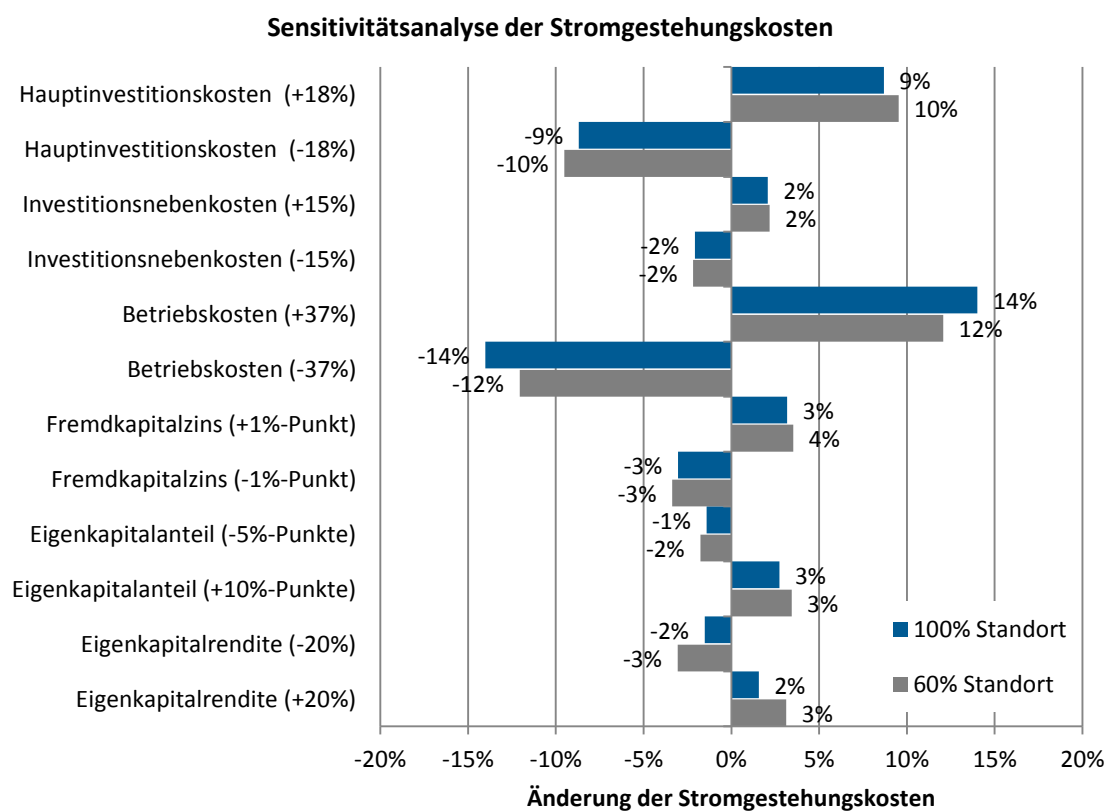
Eine **Sensitivitätsanalyse** kann insbesondere zeigen, wie stark sich eine Modifikation von Eingangsparametern des Ausgangsfalls auf die Stromgestehungskosten auswirkt. Im Grundsatz gilt: Je größer die Abweichung im Ergebnis der Berechnung, desto entscheidender ist der Parameter für die Bewertung. Im Folgenden werden vor diesem Hintergrund Kostenparameter unter Inbezugnahme der Stand-

23 Da die gesetzlich bestimmten anzulegenden Werte, die die Höhe der EEG-Förderung über die Marktprämie mitbestimmen, einer steten Degression unterliegen, wird der Zeitpunkt der Inbetriebnahme nach EEG 2014 und EEG 2017 (für Übergangsanlagen) mitberücksichtigt.

ortgüte variiert, eine optimierte Anlagentechnologie zugrunde gelegt und der Einfluss von Negativpreissituationen untersucht sowie eine Abschätzung der Stromgestehungskosten der in 2017 und 2018 bezuschlagte Anlagen angestellt.

Die Modifikationen der Hauptinvestitions-, Investitionsneben- und Betriebskosten sowie des Fremdkapitalzins, des Eigenkapitalanteils und der -rendite erfolgt in einem Spektrum, das einzelne reale

Projekte heute abbildet (Standardabweichung) bzw. mittelfristig denkbar ist. Es wurde jeweils ein Eingangsparameter modifiziert und die Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten analysiert. In der Realität können durchaus mehrere Parameter vom Ausgangsfall abweichen. Die Ergebnisse werden beispielhaft für einen 60- und einen 100 %-Standort abgebildet, um die Einflüsse an unterschiedlich windhöffigen Standorten zu verdeutlichen (s. *Abbildung 34*).



Quelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2018.

Abbildung 34

Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten hinsichtlich der Variation verschiedener Eingangsparameter.

Die stärksten Effekte zeitigen sich insbesondere bei den Hauptinvestitionskosten und wirken sich stark auf die berechneten Stromgestehungskosten aus. Es handelt sich um Standardabweichungen eines stark projektspezifischen Eingangsparameters, der bei der Interpretation der ermittelten durchschnittlichen Stromgestehungskosten generell mitgedacht werden sollte. Anlagen mit geringerer Standortgüte sind regelmäßig stärker von der Variation der Eingangsparameter betroffen.

Die Stromgestehungskosten reagieren außerdem deutlich auf die Variation „Anlagentechnologie“. Als Variation wird ausschließlich die derzeit verfügbare, aus Wirtschaftlichkeitsgesichtspunkten am stärksten optimierte Technologie als Eingangsparameter angenommen. Das sind Anlagen mit den geringsten Investitionskosten je kWh am Referenzstandort, also regelmäßig solche mit möglichst geringer spezifischer Flächenleistung (25 % geringer als im Ausgangsfall). Diese Technologien werden bereits

punktuell in realen Projekten eingesetzt und insofern im Ausgangsszenario berücksichtigt. Auf die mittleren Stromgestehungskosten auf Grundlage der Rahmenbedingungen des EEG 2014 wirkt sich diese Variation mit einer Reduktion von 6 bis 7 % aus. Ob die Senkung der Hauptinvestitionskosten mit einer gewissen Erhöhung der Investitionsneben- bzw. Betriebskosten einhergeht, ist allerdings nicht auszuschließen. Nach ersten Analyseergebnissen hat diese Anlagentechnologie mit der geringsten spezifischen Flächenleistung auch im **Ausschreibungssystem** einen Wettbewerbsvorteil. In einer Situation, in der Anlagen mit einer Gesamthöhe von unter 150 m und einer geringen spezifischen Flächenleistung kaum verfügbar sind (vergrößerte Rotordurchmesser gehen meist mit einer höheren Nabenhöhe einher) und sich der Trend zur Steigerung des Rotordurchmessers fortsetzt, sind die Zuschlagschancen für Anlagen an windschwachen Standorten reduziert. Eine Limitierung der Gesamthöhe führt damit insbesondere bei Standortgütern unterhalb von 70 % zu deutlich verschlechterten Bedingungen, die voraussichtlich mit geringeren Zuschlagschancen im Ausschreibungssystem einhergehen. (Deutsche WindGuard, 2017).

Der Ausgangsfall geht von einer durchgehenden EEG-Zahlung aus. Der EEG-Zahlungsanspruch entfällt jedoch u. a. für (zusammengefasste) Windenergieanlagen (ab 3 MW), wenn sechs oder mehr Stunden am Stück **negative Strombörsenpreise** vorliegen. Orientiert man sich am Zeitraum Januar bis Anfang Oktober 2017²⁴ mit insgesamt 34 von der Rechtsfolge des §§ 51 EEG 2017 betroffenen Stunden, berücksichtigt man Ansichten, wonach die Stundenanzahl, für die der EEG-Zahlungsanspruch entfällt, perspektivisch deutlich ansteigt und den Umstand, dass es darauf ankommt, ob diese Phasen in windtragsreichen oder -schwachen Phasen auftreten, ergeben sich im Vergleich zum Ausgangsfall

um 3 bis 8 % höhere Stromgestehungskosten, die auf den wirtschaftlichen Betrieb von Einfluss sein können.

Stromgestehungskosten von Anlagen im Ausschreibungssystem: Teilnahmeberechtigt ist an den ersten beiden Ausschreibungsrunden Februar und Mai 2018, in denen die Vorlage der **bundesimmissionschutzrechtlichen Genehmigung allgemeine Teilnahmebedingung** ist und die regelmäßige Realisierungsfrist von 30 Monaten gilt (§ 104 Abs. 8 EEG 2017), eine bereits genehmigte Anlagenkapazität von 1.697 MW.²⁵ Dem steht im Februar ein Ausschreibungsvolumen von 700 MW gegenüber, sodass eine 2,4-fache Überzeichnung denkbar ist. Vor diesem Hintergrund und der Annahme, dass die Aussetzung bestimmter Privilegien zugunsten von Bürgerenergiegesellschaften in § 104 EEG 2017 nur temporär geregelt ist, kann die Wettbewerbsintensität hoch sein. Für eine Abschätzung der mittleren Stromgestehungskosten genehmigter Anlagen im Ausschreibungssystem mit Inbetriebnahmedatum ab Ende 2020 werden folgende Eingangsparameter gewählt: Als Kostendaten dienen die Herstellerangaben aus 2017. Es wird von einer leistungstärkeren Anlagenkonfiguration ausgegangen²⁶ und auf Abschätzungen der Projektierer zur weiteren Entwicklung der Investitions- und Betriebskosten im Ausschreibungssystem sowie auf die Definition des EEG 2017 zum Referenzstandort zur Determinierung der Volllaststunden abgestellt. Zudem wird vom einstufigen Vergütungssystem ausgegangen, das durch den Wegfall der erhöhten Anfangsvergütung einen starken Einfluss auf die Finanzierungskosten hat, da der Vorteil einer anfangs zügigeren Tilgung entfällt. Für die Hauptinvestitionskosten wurde dabei eine Kostensenkung um 5 % für die beschriebene Technologieauswahl angesetzt, weiterhin wurden zusätzliche Kostensenkungen für die Investitionsnebenkosten und Betriebskosten angenommen.

24 Die Auswertung des gesamten Jahres 2017 lag bei Abschluss des zugrunde liegenden Spartenberichts noch nicht vor. Insgesamt waren im Jahr 2017 88 Stunden von der Rechtsfolge des § 51 EEG 2017 betroffen.

25 Die Kapazität setzt sich insbesondere aus Windenergieanlagen zusammen, die in Konkurrenz mit den privilegierten Bürgerenergiegesellschaften in den Ausschreibungen 2017 nicht bezuschlagt wurden, jenen, für die ein Verzicht auf den konstitutiv festgelegten anzulegenden Wert erklärt wurde und Anlagen, denen die Genehmigung erst 2017 erteilt wurde.

26 Gesteigerte Nennleistung (7 %), vergrößerter Rotordurchmesser (- 2 %), reduzierte Nabenhöhe (- 1 %) leicht reduzierte spezifische Flächenleistung; basierend auf einer Auswertung des Anlagenregisters der BNetzA zur Konfiguration der bereits in 2017 genehmigten und verzeichneten Anlagen.



Tabelle 15

Mittlere Stromgestehungskosten in Abhängigkeit zur Standortgüte von genehmigten und im Februar/Mai 2018 bezuschlagten Anlagen und Anlagen im Übergangssystem mit Inbetriebnahmedatum bis Ende 2018.

Standortgüte	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %	110 %	120 %
ct/kWh (Anlagen mit BImSchG-Genehmigung, voraussichtliche Inbetriebnahme ab Ende 2020)	7,7	6,7	6,0	5,5	5,0	4,7	4,4
ct/kWh (Anlagen im Übergangssystem, Inbetriebnahme bis Ende 2018)	8,4	7,3	6,5	5,5	5,0	4,6	4,3

Quelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2018.

Tabelle 16

Mittlere Stromgestehungskosten in Abhängigkeit zur Standortgüte von in 2017 bezuschlagten BEG-Anlagen, genehmigten und im Februar/Mai 2018 bezuschlagten Anlagen und Anlagen im Übergangssystem mit Inbetriebnahmedatum bis Ende 2018.

Standortgüte	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %	110 %	120 %
ct/kWh (2017 bezuschlagte BEG-Anlagen, voraussichtliche Inbetriebnahme ab Ende 2021)	7,2	6,3	5,6	5,1	4,7	4,3	4,0
ct/kWh (Anlagen mit BImSchG-Genehmigung, voraussichtliche Inbetriebnahme ab Ende 2020)	7,7	6,7	6,0	5,5	5	4,7	4,4
ct/kWh (Anlagen im Übergangssystem, Inbetriebnahme bis Ende 2018)	8,4	7,3	6,5	5,5	5	4,6	4,3

Quelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2018.

Danach ergeben sich schätzungsweise mittlere Stromgestehungskosten in einem Spektrum von 7,7 ct/kWh am 60 %-, 5,0 ct/kWh am 100 %- und 4,4 ct/kWh am 120 %-Standort, die eine hohe Standardabweichung bei den Kostenparametern von bspw. etwa 37 % bei den Betriebskosten aufweisen. Sie werden im Vergleich zu den Stromgestehungskosten für Anlagen im Übergangssystem in *Tabelle 15* dargestellt.

Es wird davon ausgegangen, dass die Werte die mittleren Kosten der bietenden Projekte reflektieren. Je nachdem, wie stark sich insbesondere die denkbare Überzeichnung in den Ausschreibungsrunden Februar bzw. Mai 2018 bzw. Erwartungen zur Preis- bzw. Technologieentwicklung auf das Gebotsverhalten der Bieter und die mittlere Zuschlags-

höhe auswirken, könnten die mittleren Zuschlagswerte die mittleren Kosten unterschreiten.

Eine Einschätzung zu den **mittleren Stromgestehungskosten von Anlagen der Bürgerenergiegesellschaften** im Ausschreibungssystem, die 2017 bezuschlagt wurden und nach 4,5 Jahren ab Ende 2021 in Betrieb gehen, ist aufgrund des ausgedehnten Prognosezeitraums besonders diffizil. Die Eingangsparameter bauen auch hier auf den Abschätzungen der Hersteller und Projektierer zur Weiterentwicklung der Investitions- und Betriebskosten im Ausschreibungssystem, der Referenzstandortbestimmung aus dem EEG 2017 und dem einstufigen Vergütungssystem auf. Hinsichtlich der dann verwendeten Anlagentechnologie, die derzeit unbekannt ist,



wird auf die von den Herstellern bekanntgegebenen Typen abgestellt. Bei gleicher Nabenhöhe wird von einer um 10 % reduzierten spezifischen Flächenleistung ausgegangen, die bei vergleichbaren Erträgen zu einer spezifischen Kostensenkung um ca. 20 % führt. Die Investitions- und Betriebskostensenkung wird in Höhe von 10 % angenommen. Die geschätzten mittleren Stromgestehungskosten, die sich ebenfalls durch eine hohe Standardabweichung bei den Kostenparametern auszeichnen, liegen in einem Bereich von 7,2 ct/kWh für den 60 %-, von 4,7 ct/kWh für den 100 %- und 4 ct/kWh für den 120 %-Standort und werden zu Vergleichszwecken mit den Werten der Übergangsanlagen und den in 2018 bezuschlagten genehmigten Anlage in *Tabelle 16* dargestellt.

Bei der Interpretation der Werte sind Unsicherheiten, hohe Wettbewerbsintensität in den Ausschreibungsrunden, sowie strategisches Bieterverhalten zu berücksichtigen. Zudem werden nur die mittleren Werte angegeben, die durch eine hohe Standardabweichung geprägt sind. Die geschätzten mittleren Stromgestehungskosten liegen in einem Bereich, der mit den Ausschreibungsrunden erzielten Zuschlagswerten korrespondiert. (Offensichtlich ergibt dies der Vergleich mit dem durchschnittli-

chen, mengengewichteten Zuschlagswert der ersten Ausschreibungsrunde 2017, der bei 5,71 ct/kWh lag.) Dies könnte darauf hindeuten, dass diese Anlagen kostendeckend realisiert werden können, vorausgesetzt, dass die Annahmen der Bieter an Technologie- und Preisentwicklung erfüllt werden und die oft fehlende BImSchG-Genehmigung erteilt wird.

Insgesamt lässt sich feststellen, dass sich EEG-geförderte Windenergieanlagen bis zu einer Standortgüte von 80% außerhalb des Ausschreibungssystems mit Inbetriebnahme bis Ende 2018 wirtschaftlich betreiben lassen. Die Ermittlung bzw. Abschätzung der mittleren Stromgestehungskosten für genehmigte und im Februar bzw. Mai 2018 bezuschlagte Anlagen, sowie für im Jahr 2017 bezuschlagte Anlagen liegen in einem Bereich, der darauf hindeutet, dass die ab Ende 2020 bzw. 2021 zu errichtenden Anlagen kostendeckend in Betrieb genommen werden können. Die Wirtschaftlichkeit der Inbetriebnahme hängt aber wesentlich davon ab, ob die Technologie- bzw. Preisentwicklung; insbesondere für die in 2017 bezuschlagten Anlagen, für die im Regelfall zusätzlich das Genehmigungserfordernis besteht, entsprechend der Annahmen der Bieter erfolgt.

Wind an Land in der Ausschreibung

Die **ersten drei Ausschreibungsrunden 2017** waren durch eine hohe Wettbewerbsintensität geprägt, die sich insbesondere durch eine durchgehend deutliche Überzeichnung bemerkbar machte. Das Ausschreibungsvolumen für 2017 betrug 2.800 MW (800 MW in der Februar- und jeweils 1.000 MW in der Mai- und Novemberrauschreibung). 97 % des Zuschlagsvolumens entfiel auf Bürgerenergiegesellschaften, weshalb die Zuschlagshöhe der Ausschreibungen 2017 zum großen Teil per uniform-pricing-Methode²⁷ ermittelt wurde und die meisten bezuschlagten Projekte bis zu 54 Monate (statt regelmäßig 30 Monate) für die Realisierung des Projektes Zeit haben.²⁸ Beide Aspekte dürften auf das Gebotsverhalten bzw. die dahinterstehende Kostenabschätzung, die auf einer antizipierten Preis- und Technologieentwicklung über meist 54 Monate basiert, von Einfluss gewesen sein. Die mengengewichteten durchschnittlichen Gebotswerte fielen von 5,83 ct/kWh im Mai über 4,64 ct/kWh im August auf 4,02 ct/kWh im November 2017, was einer Reduzierung um insgesamt 31 % entspricht. Sie reflektiert im Wesentlichen die hohe Wettbewerbsintensität. Die mengengewichteten durchschnittlichen Zuschlagswerte fielen von 5,71 ct/kWh im Mai auf

3,82 ct/kWh im November 2017 und liegen dicht am oder auf dem höchsten noch bezuschlagten Gebot (Stichwort „uniform-pricing-Regelung“). Eine auffällige Häufung ergibt sich bei Geboten und Zuschlägen für Kapazitäten von 12 bis 18 MW. Von den insgesamt 198 Zuschlägen im Jahr 2017 fielen 141 in dieses Leistungsspektrum. Sie repräsentieren 86 % des Zuschlagsvolumens. Die verstärkte Orientierung an der 18 MW-Grenze dürfte sich insbesondere auf den bis zu diesem Wert eröffneten Anwendungsbereich der Privilegierungsvorschrift für Bürgerenergiegesellschaften und das Bestreben nach maximaler Ausnutzung von Skaleneffekten zurückführen lassen.

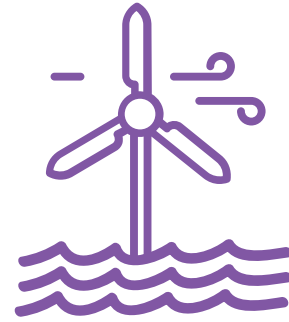
Hinter fast allen Bürgerenergiegesellschaften i. S. d. § 3 Nr. 15 EEG 2017 standen letztlich etablierte große **Branchenakteure**, die den rechtlichen Spielraum der Legaldefinition in zulässiger Weise ausnutzten.²⁹ Der Normzweck der Privilegierungsvorschrift des § 36g EEG 2017 – Erhalt der Akteursvielfalt durch Schaffung von Beteiligungsmöglichkeiten im Ausschreibungssystem für kleinere Akteure – wurde insoweit konterkariert.

27 Ausschlaggebend ist gem. § 36g Abs. 5 S. 1 EEG 2017, abweichend vom regulären pay-as-bid-Ansatz, das höchste noch bezuschlagte Gebot desselben Gebotstermins.

28 Vgl. zu den Auswirkungen der verlängerten Realisierungsfrist auf die Zubauentwicklung in 2019 (Stichwort Fadenriss) die Ausführungen auf Seite 13 ff.

29 Von 185 zugunsten von Bürgerenergiegesellschaften erfolgten Zuschlägen entfielen 65 auf die UKA GmbH & Co. KG, 19 auf die ENERTRAG AG, 16 auf die ProWind GmbH, 7 auf die eno energy GmbH, 5 auf WestWind ENERGY. 37 Zuschläge konnten nicht zugeordnet werden.

Wind auf See



Wesentliche Ergebnisse

Marktentwicklung:

Stand der Technik bei 4-9,5 MW Turbinen, 105-164 m Rotordurchmesser
Monopiles mit 8 m Durchmesser auch für Standortbedingungen, bei denen sonst aufgelöste Strukturen (z. B. Tripods oder Jackets) verwendet worden sind.

- Trend: 10-12 MW-Anlagen mit bis zu 200 m Rotordurchmesser, 70 m lange Monopiles mit 10 m Durchmesser
- Für größere Wassertiefen in Zukunft potenziell Gravity-Jackets und schwimmende Fundamente

Kostenreduktionspotenziale:

- Größere Turbinenleistungen verringern die anlagenspezifischen Kosten (für Fundamente, Installation etc.).
- Materialsparendes Design und Installationstechnik (Rammprozess, Schallschutz, etc.)
- Bei Jacket-Fundamenten: Automatisierte Fertigung und Verwendung von standardisierten Rohren, Suction-Bucket-Konzepte

Ab einer Küstenentfernung von etwa 50 km erfolgt die Wartung Offshore-gestützt.

Offshore Netzanbindungssysteme (OS-NAS):

Für kurze Distanzen und geringe Übertragungsleistungen werden HDÜ-Systeme eingesetzt.

Für längere Distanzen und höhere Übertragungsleistungen werden HGÜ-Systeme eingesetzt. Sie werden gemäß der Vorgaben im Bundesfachplan Offshore in der Regel für Übertragungsleistungen von 900 MW und mit einer DC-Spannung von ± 320 kV ausgeführt.

Etwaig effizientere Innovationen der Netzinfrastruktur: Werden diskutiert, ihnen stehen aber Markteintrittshürden gegenüber.

Stromgestehungskosten:

2015-2025: Kostensenkungen in der Größenordnung von 40-45% sind realistisch (11,6 auf 6,8 ct/kWh).

- Bei einer Laufzeitverlängerung auf 25 Jahre ist eine Kostenreduktion von weiteren 0,5 ct/kWh denkbar (Windenergieanlagen auf See erhalten nach § 48 Abs. 7 WindSeeG seit Ende 2016 eine Betriebsgenehmigung (Planfeststellung oder Plangenehmigung) für 25 Jahre).
- Kosten international noch geringer: bei einer Laufzeit von 25 Jahren 4,9 ct/kWh
- Sehr geringe Zuschlagswerte bei Ausschreibungen in Deutschland und Europa unterstreichen die erheblichen Kostensenkungspotenziale.
- Deutsche Standorte sind im Vergleich zu DK, NL im Nachteil (trotz Null-Cent-Geboten in der letzten Ausschreibungsrunde).

Netzanbindung:

- Auf die Energiemenge bezogene Übertragungskosten (HGÜ) liegen heute bei 2,3 -3,0 ct/kWh ohne Offshore-Umspannwerk.
- Öffentliche Daten zur Kostenstruktur sind nur sehr eingeschränkt verfügbar.

Quelle: Prognos AG, Fichtner GmbH & Co. KG, BET 2018.

Marktentwicklung

Die auf See verwendete Turbinen zeichnen sich im Gegensatz zu den an Land verwendeten grundsätzlich durch eine höhere Turbinenleistung und größeren Rotordurchmesser aus. Zurzeit häufig verwendete Turbinen liegen im Leistungsspektrum zwischen 4 und 8 MW und sind nachfolgend in *Tabelle 17* dargestellt. Getriebelose Anlagen besitzen in der Regel ein geringeres Gondelgewicht und haben aufgrund der wenigen beweglichen Teile einen geringeren mechanischen Verschleiß. Dennoch

setzen zurzeit noch die meisten Hersteller auf Anlagen mit Getriebe. Derzeit ist nicht mit tiefgreifenden Veränderungen in der Anlagentechnik zu rechnen.

Die in näherer Zukunft installierten Anlagen werden keine konzeptionelle Neuerung, sondern eher eine **Optimierung bestehender Anlagenkonzepte** darstellen. Anlagentypen, für die ein zeitnaher Markteintritt erwartet wird, sind nachfolgend in *Tabelle 18* dargestellt. Nach Aussagen in Veröffentlichungen



und Pressemitteilungen von Branchenteilnehmern deutet einiges darauf hin, dass in den Jahren 2020 bis 2023 Weiterentwicklungen in der Anlagentechnologie zum Markteintritt von 10-MW-Plattformen führen können. Ab 2025 werden auch Anlagen in der Leistungsklasse 12 MW und darüber für möglich erachtet. Bei der Abschätzung der Entwicklung der Nabenhöhe ist zu berücksichtigen, dass der zu erwartende Windgradient/Höhenexponent zu keiner signifikanten Zunahme des Ertrags zwischen Nabenhöhen von 120 m und 200 m führt, so dass nicht davon ausgegangen wird, dass es bei Anlagen in der Leistungsklasse 12-14 MW zu einem sprunghaften Anstieg der Nabenhöhe kommen würde. Die bei gesteigerter Nabenhöhen teurer werdende Turmstruktur stünde nicht im Verhältnis zu dem zu erwartenden Mehrertrag.

Für die **Fundamente** der Windenergieanlagen auf See in Deutschland werden zurzeit vor allem Mo-

nopiles aus Stahl verwendet. Vereinzelt kommen auch Tripods und Jackets zum Einsatz. Entgegen den Erwartungen in der Vergangenheit wird davon ausgegangen, dass Monopiles auch bei größeren Leistungsklassen noch zum Einsatz kommen. Bereits heute finden sie Anwendung bei Bedingungen (Wassertiefe, Turbinengröße), für die in der Vergangenheit angenommen wurde, dass man aufgelöste Strukturen verwenden müsse. Gravity-Jackets oder schwimmende Fundamente sind in Deutschland bislang noch nicht verwendet worden und werden bislang nur in ausländischen Pilotprojekten getestet.

Für größere Küstenentfernungen hat sich bislang noch kein Wartungskonzept etabliert. Es wird aber davon ausgegangen, dass die Wartungsaktivitäten ab einer Küstenentfernung von 50 km offshore-gestützt sein werden. Die Wartungskonzepte werden von der Industrie zurzeit noch optimiert und automatisiert.

Tabelle 17

Aktuelle Anlagentypen (Dimensionen und Antriebskonzepte).

	Adwen		GE		Senvion	
Anlagentyp	AD 5-135	Haliade 150-6MW	5.0M126	6.2M126	6.2M152	
Turbinenleistung (MW)	5	6	5,075	6,15	6,15	
Nabenhöhe (m)	standortabh.	100 / standortabh.	85-95 / standortabh.	85-95 / standortabh.	95-110 / standortabh.	
Rotordurchmesser (m)	135	150	126	126	152	
Antriebskonzept	mit Getriebe	getriebeles	mit Getriebe	mit Getriebe	mit Getriebe	
Offshore-Betrieb seit mind.	2017	2016	2007	2014	-	
Beispielprojekt	Wikinger (D)	Block Island (USA)	Thornton Bank (BEL)	NordseeOst (GER)	-	
	Siemens			Vestas		
Anlagentyp	SWT-4.0	SWT-6.0-154	SWT-7.0-154	V112-3,3	V164-8.0	
Turbinenleistung (MW)	4	6	7	3,3*	8	
Nabenhöhe (m)	90 m / standortabh.	100 m / standortabh.	standortabh.	standortabh.	standortabh.	
Rotordurchmesser (m)	120 / 130	154	105	112	164	
Antriebskonzept	mit Getriebe	getriebeles	getriebeles	mit Getriebe	mit Getriebe	
Offshore-Betrieb seit mind.	2015 / 2017	2015	2017	2016	2017	
Beispielprojekt	Borkum Riffgrund 1 / Sandbank (D)	Westermost Rough (UK)	Nissum Bredning (DK)	Kentish Flats (UK)	BurboBank (UK)	

* Basierend auf der V112-3.0 Plattform – Betriebserfahrung seit 2013 im Windpark Kårehamn (Schweden) – Weiterentwicklung zur V112-3.45 im Bau befindlich im Windpark Rampion (UK).

Tabelle 18

Anlagentypen für die ein zeitnaher Markteintritt erwartet wird.

	Adwen	Senvion	Siemens	Vestas	
Anlagentyp	AD 8-180	6.2M152*	SWT 8.0-154	V164-9.0	V164-9.5
Turbinenleistung (MW)	8	6,35	8	9	9,5
Nabenhöhe (m)	standortabh.	95-110 / standortabh.	standortabh.	standortabh.	standortabh.
Rotordurchmesser (m)	180	152	150	164	164
Antriebskonzept	mit Getriebe	mit Getriebe	getriebeles	mit Getriebe	mit Getriebe
Offshore-Betrieb Erwartet ab	2018	2019	2018	2018	2020

* bestehende Senvion Anlage 6.2M152 mit Leistungssteigerung von 6,15 MW auf 6,35 MW.

Quelle: Prognos AG, Fichtner GmbH & Co. KG, BET 2018.

Offshore-Netzanschlussysteme

Für die **parkinterne Verkabelung** werden derzeit typischerweise Inter-Array-Kabel mit einer Spannung von 33 kV eingesetzt. Mittlerweile sind auch 66 kV Kabel am Markt verfügbar, die den offensichtlichen Vorteil haben, dass sich in jeder Turbinenreihe etwa doppelt so viele Turbinen aufstellen ließen. Das **Offshore-Umspannwerk (OSS)** dient der Energieübertragung an Land oder bis zur Konverterplattform, an der der Strom mehrerer Windparks auf See gebündelt und dann gesammelt an Land übertragen wird. Die Hauptkomponenten (Transformator, Schaltanlage) sind bereits standardisiert und werden von mehreren Anbietern am Markt angeboten. Für die Stromübertragung an Land werden heute entweder **Hochspannungsgleichstromübertragungen (HGÜ)** oder **Drehstromübertragungen (HDÜ)** verwendet. Bei kürzeren Distanzen und geringen Übertragungsleistungen werden HDÜ eingesetzt, bei größeren Übertragungsleistungen und längeren Distanzen werden in der Regel HGÜ eingesetzt. In der Ostsee sind alle realisierten Windparks mit der HDÜ-Technologie an die Küste angebunden. In

der Nordsee kommen, bis auf ein paar Ausnahmen (Alpha Ventus, Riffgat und Nordergründe), wegen der größeren Küstenentfernungen HGÜ-Verbindungen zum Einsatz. Bei dem Konzept des HDÜ-Netzanschlussystems entfällt die Konverterplattform, so dass es kein Hoch- oder Höchstspannungsdrehstrom-Seekabel im Eigentum des ÜNB mehr gibt. Bei der HGÜ-Übertragung ist neben dem Umspannwerk in jedem Fall noch die Konverterplattform notwendig, an der der aus den Windparks auf See gewonnene Strom gebündelt und an Land übertragen wird. Gemäß den Vorgaben des Offshore-Netzentwicklungsplans und des Bundesfachplan Offshore erfolgt die Ausführung der Konverterplattform standardmäßig mit einer Leistung von 900 MW und der selbstgeführten sogenannten VSC-Technik. Mögliche Kosteneinsparungen könnten sich in Zukunft durch kompaktere Bauformen der Konverterplattform, gasisolierte Schaltanlagen sowie höheren Übertragungsleistungen und Übertragungsspannungen im AC-System realisieren lassen.

Stromgestehungskosten

Für die Berechnung der mittleren Stromgestehungskosten werden bei Windanlagen auf See 4.000 Volllaststunden unter Berücksichtigung von Verlusten und Nichtverfügbarkeiten erwartet. Es werden die Kosten für das Basisjahr 2015 und einem Referenzwindpark von 450 MW berechnet. Weiterhin wer-

den die folgenden in *Tabelle 19* und *Tabelle 20* aufgeführten Anlagenparameter und Finanzierungsbedingungen betrachtet. Dabei ergeben sich für die jeweiligen betrachteten Inbetriebnahmejahre die in *Tabelle 21* dargestellten spezifischen Investitionskosten.



Aus den Annahmen folgt in der Berechnung, dass die mittleren Stromgestehungskosten bei einer Lebensdauer von 20 Jahren von 11,6 ct/kWh bei Inbetriebnahme im Jahr 2015/2016 auf etwa 6,8 ct/kWh 2025 sinken dürften. Unterstellt man noch bessere Finanzierungs- und Windertragsbedingungen, könnten auch Kosten von unter 6,5 ct/kWh nach 20 Betriebsjahren realisiert werden. Im ungünstigen Fall würden die Kosten noch deutlich über 7 ct/kWh liegen.

Wird eine Lebensdauer von 25 Jahren angenommen (Windenergieanlagen auf See erhalten nach § 48 Abs. 7 WindSeeG seit Ende 2016 eine Betriebsgenehmigung für 25 Jahre), fallen die Stromgestehungskosten nochmals niedriger aus. Die Betriebs-

kosten steigen für die letzten fünf Jahre (wegen des zunehmenden Anlagenalters) zwar deutlich bei gleichzeitig geringerer Verfügbarkeit der Anlagen. Aber die Möglichkeit, die hohe Anfangsinvestitionen über mehr Jahre zu refinanzieren, lässt die Stromgestehungskosten dennoch sinken. In *Abbildung 35* ist die erwartete Entwicklung der Stromgestehungskosten von 2015 bis 2025 dargestellt.

Für den Zeitraum nach 2025 wird jedoch erwartet, dass die Kosten wieder steigen könnten. Das liegt zum einen daran, dass durch den höheren Kostendruck eine Marktkonsolidierung erfolgt sowie Investitionen in neue technische Entwicklungen ausbleiben. Zum anderen könnten die Fremdkapitalkosten bis zu diesem Zeitpunkt wieder steigen.

Tabelle 19

Betrachte Windpark- und Anlagenparameter.

	2015/16	2020	2025
Turbinengröße (MW)	6	8	10+
Windparkgröße (MW)	450	450	450
Wassertiefe (m)	35	35+	40+
Entfernung zum Hafen (km)	60	80	80+
Nabenhöhe (m)	100	110	120+
Rotordurchmesser (m)	140	170	200
Windgeschwindigkeit (m/s)	10,0	10,0	10,0
Gründung	Monopile	Monopile	Monopile
O&M Konzept	Land	Land/Offshore	Offshore

Quelle: Prognos AG, Fichtner GmbH & Co. KG, BET 2018.

Tabelle 20

Annahmen zu realen Finanzierungskosten bis zum Jahr 2025.

Inbetriebnahme	Variante	EK-Anteil	EK-Zins	FK-Zins	WACC
2015/16	Referenz	32,5 %	14,0 %	3,0 %	6,6 %
2020	Referenz	25,0 %	13,0 %	2,7 %	5,3 %
2020	Max	30,0 %	14,0 %	2,8 %	6,2 %
2020	Min	20,0 %	11,0 %	2,7 %	4,4 %
2025	Referenz	20,0 %	13,0 %	3,0 %	5,0 %
2025	Max	25,0 %	14,0 %	3,0 %	5,8 %
2025	Min	20,0 %	11,0 %	2,7 %	4,4 %

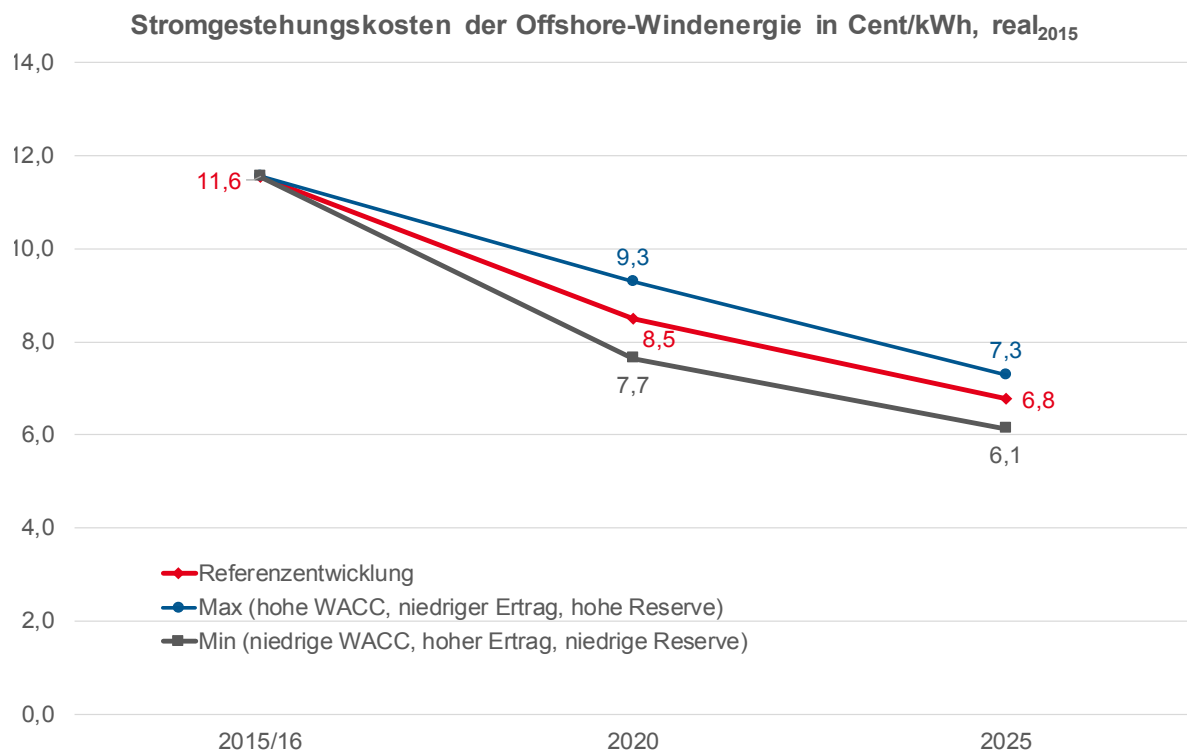
Quelle: Prognos AG, Fichtner GmbH & Co. KG, BET 2018.

Tabelle 21

Annahmen zu den spezifischen Investitionskosten der Windenergie auf See in Deutschland in €/kW.

Inbetriebnahme	Genehmigungskosten und Versicherung	Technologiekosten	Installationskosten	Investitionskosten gesamt ohne Reserve
2015/16	367	2.389	554	3.310
2020	337	2.060	500	2.897
2025	320	1.560	400	2.280

Quelle: Prognos AG, Fichtner GmbH & Co. KG, BET 2018.



Quelle: Prognos AG, Fichtner GmbH & Co. KG, BET 2018.

Abbildung 35

Entwicklung der Stromgestehungskosten der Windenergie auf See in Deutschland für eine Betrachtung über 20 Betriebsjahre.

Im Ausland (Dänemark, Niederlande) findet man Standorte mit günstigeren Bedingungen, die deutlich niedrigere Stromgestehungskosten ermöglichen. Die Analysen ergeben, dass im internationalen Kontext Stromgestehungskosten von 5,3 ct/kWh bei einer Betriebsdauer von 20 Jahren bzw. 4,9 ct/kWh bei 25 Jahren Betriebsdauer als realistisch erscheinen. Als Gründe hierfür werden die teilweise Kostenübernahme der Flächenentwicklung vom Staat, eine geringere Aufstellichte der Windparks auf See, bessere Standorte, größere Losgrößen und somit nutzbare Skaleneffekte sowie der Wegfall

des parkinternen Umspannwerks durch andere Netzanschlusskonzepte genannt.

Für die **DC-Netzanbindung** ist eine hohe Streuung der technisch-wirtschaftlichen Kennzahlen zu verzeichnen. Bei insgesamt zehn in Betrieb genommenen Offshore-Netzanschlusssystemen (sechs HGÜ, vier HDÜ) ist die Grundgesamtheit an verfügbaren Daten für eine statistische Auswertung noch nicht ausreichend. Die Unterschiedlichkeit der Randbedingungen (Bodenbeschaffenheit, Wassertiefe, Küstenentfernung) verringert die statistische Aus-



gekräft noch weiter. Durch die weitere technische Entwicklung bestimmter Komponenten (insbesondere Konverterplattformen und Offshore-Umspannwerke) wird die technische Heterogenität weiterhin hoch bleiben.

Für die vorliegenden Berechnungen liegen die spezifischen Investitionskosten in einer Bandbreite zwischen 1.000 und 1.500 €/kW. Die Eigenkapitalrendite wird mit 9,15 % angenommen. Weitere Parameter zur Berechnung der DC-Netzanbindungskosten sind in folgender *Tabelle 22* aufgeführt. Wird die Netzanbindung über 25 Jahre genutzt, ergeben sich strommengenbezogene Kosten von 2,3 bis 3,0 ct/kWh. Das parkinterne Umspannwerk ist dabei nicht berücksichtigt. Bei zunehmenden Küstenentfernungen erweist sich die kapazitive Eigenschaft von Drehstromkabeln als nachteilig.

Neben der DC-Übertragung existieren noch weitere Konzepte, um den Strom bei größerer Küstenentfernung an Land zu bringen, die teilweise als Alternative im europäischen Ausland realisiert werden. Bei der *Mittelpunktkompensation* erfolgt die

Blindleistungskompensation nicht nur an den jeweiligen Enden der Übertragungsstrecke; sondern auch in der Mitte über eine eigene Plattform. Aus technischer Sicht wird ein Anstieg der Übertragungslänge um 90 % bei gleicher übertragbarer Leistung abgeschätzt. Aus dieser Annahme ergibt sich, dass diese Technologie bei einer übertragbaren Leistung von bis zu 1.000 MW und einer maximalen Länge von 175 km der HVDC-Technik wirtschaftlich ebenbürtig ist.

Die andere Option ist, das Drehstromsystem bei einer *niedrigeren Frequenz (low frequency alternating current - LFAC)* zu betreiben, da der kapazitive Ladestrom neben der Kabellänge auch proportional zur Netzfrequenz ist. Aus der Literatur ergibt sich prinzipiell eine technische und wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit bei einer Leistung bis 1.000 MW und Übertragungslängen von ca. 200 km. Allerdings sind die notwendigen Komponenten in der Leistungsklasse ≥ 500 MW am Markt nicht verfügbar, sodass derzeit nicht von einem Einsatz in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone ausgegangen werden kann.

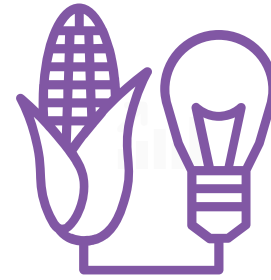
Tabelle 22

Annahmen für die Berechnung der DC-Netzanbindungskosten.

Parameter	Wert
Inbetriebnahme	2015/2016
Installierte Kapazität	900 MW
Investitionskosten	1.000-1.300 €/kW
Betriebs- und Wartungskosten	Jährlich 2 % der Investitionskosten
Kalkulationsdauer	25 Jahre
Eigenkapitalquote	40 %
Fremdkapitalquote	60 %
Zins Eigenkapital	9,15 %
Zins Fremdkapital	2,5 %
Jährliche Auslastung	4.000 h

Quelle: Prognos AG, Fichtner GmbH & Co. KG, BET 2018.

Biomasse



Wesentliche Ergebnisse

Marktentwicklung:

Von insgesamt 12.400 Biomasseanlagen mit ca. 8.000 MW_{el} handelt es sich bei ca. 10.000 Anlagen mit 5.000 MW_{el} Leistung um Biogas- und Biomethananlagen.

Seit Inkrafttreten des EEG 2014 sind neue Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung von knapp 140 MW_{el} hinzugebaut worden. (August 2014 bis November 2017, Bruttozubaue).

Nach einer Betreiberumfrage wird der größte Teil der veräußerten Wärmeenergie für den Fermenter verwendet (42 %), gefolgt von der Nutzung in öffentlichen Gebäuden (33 %) und Holz Trocknungen (14 %).

In derselben Betreiberumfrage wird ein durchschnittlicher Wärmepreis von 2,6 ct/kWh_{th} angegeben.

Im Zeitraum zwischen August 2014 und November 2017 sind im Rahmen von Flexibilisierungsmaßnahmen Anlagenenerweiterungen von Bestandsanlagen im Umfang von ca. 500 MW_{el} erfolgt. Die Anlagenenerweiterungen beinhalteten ausschließlich eine Leistungserhöhung, keine Erweiterung der Stromproduktionsmengen (im Einklang mit den gesetzlichen Vorgaben).

Insgesamt haben sich bis November 2017 Betreiber mit einer installierten Leistung von 2,8 GW_{el} für die Nutzung der Flexibilitätsprämie angemeldet. Bezogen auf die installierte Anlagenleistung von Biogas- und Biomethan-KWK entspricht dies einem Anteil von ca. 60 %.

Stromgestehungskosten:

Für ausgewählte Modellanlagen ergeben sich folgende wärmeerlösbereinigte Stromgestehungskosten. Je nach individuellen Bedingungen in Bezug auf Standort, Wärmeerlöse, Substratbeschaffungskosten etc. kommt es z. T. zu relevanten Abweichungen ggü. dem angegebenen Werten.

Biogas, Neuanlage:

- 26,32 ct/kWh_{el} für Kleingülle-Biogasanlagen
- 21,41 ct/kWh_{el} für NawaRo-Biogasanlagen
- 18,08 ct/kWh_{el} für Abfallbiogasanlagen

Feste Biomasse, Neuanlage:

- 19,4 ct/kWh_{el} für Biomassevergasung mit BHKW
- 15,17 ct/kWh_{el} für ein Biomasse-Heizkraftwerk
- 6,83 ct/kWh_{el} für ein Altholzheizkraftwerk

Bestandsanlagen:

- 17,53 ct/kWh_{el} für Kleingülle-Biogasanlagen,
- 17,86 ct/kWh_{el} auf 600 kW_{el} flexibilisierte NawaRo-Bestandsbiogasanlage
- 22,58-23,35 ct/kWh_{el} für 300 kW_{el}
- 10,29 ct/kWh_{el} für die Abfall-Biogasanlage

Quelle: Fraunhofer IEE 2018.

Marktentwicklung

Die installierte elektrische Biomasseleistung (inkl. Klär- und Deponiegas, ohne die installierte Leistung thermischer Abfallverbrennungskapazitäten von 2 GW_{el}) beträgt Ende 2017 knapp 8 GW_{el}, während die Stromerzeugung 2017 45,5 TWh_{el} betrug (EEG- und Nicht-EEG-Anlagen, inklusive Klär- und Deponiegas, ohne die installierte Leistung thermischer Abfallverbrennungskapazitäten von 5,9 TWh_{el}). Die installierte elektrische Leistung der Biomasseanlagen innerhalb des EEG beträgt nach Angaben der BNetzA mit Stand Ende 2016 ca. 7,2 GW_{el}. Die Bruttostromerzeugung aus Biomasse und Gasen (mit und ohne EEG-Zahlungsanspruch) hat sich seit dem Jahr 2000 von 4,7 TWh_{el} auf 51,4 TWh_{el} (beide Werte inkl. Anteil biogener Abfälle in Abfallverbrennungsanlagen) im Jahr 2017 mehr als verzehnfacht. Hinzu kommt ca. 1 TWh_{el} Stromerzeugung aus Grubengas. Damit beträgt der Anteil der Stromerzeugung aus Biomasse am Bruttostromverbrauch in Deutschland im Jahr 2017 etwa 8,6 % und etwa 24 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Auch wenn der größte Teil des Stroms über das EEG gefördert wird, so erfolgt die Stromproduktion auch außerhalb des EEG, zum Beispiel mittels biogener Anteile in Restmüll oder Klärschlamm.

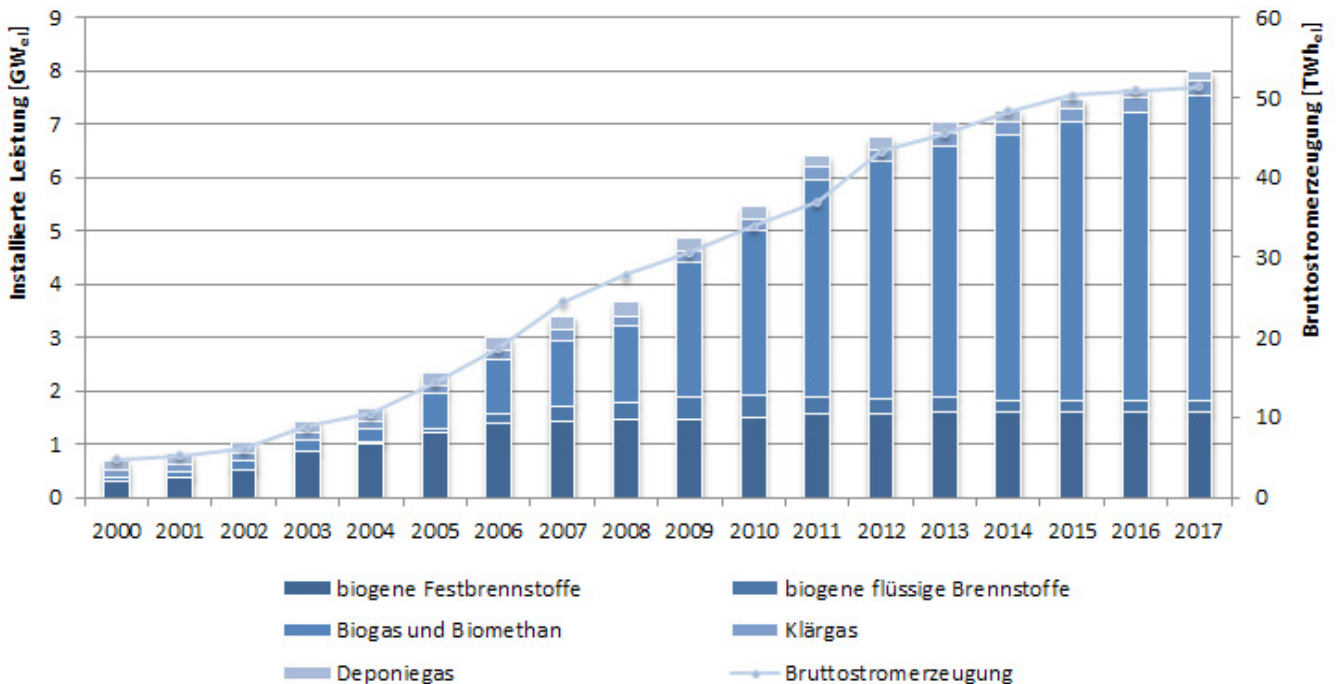
Die Entwicklung der installierten Leistung und Bruttostromerzeugung von Biomasseanlagen und Anlagen zur Stromerzeugung aus Gasen in Deutschland mit und ohne EEG-Zahlungsanspruch ist in *Abbildung 36* dargestellt. Dabei wird differenziert zwischen Biogas-, Biomethananlagen und Anlagen, die feste oder flüssige Biomasse (feste inkl. Holzvergaseranlagen) nutzen. Bei Anlagen, die flüssige Biomasse einsetzen, ist seit Jahren kein Zubau bekannt. Neue Pflanzenöl-BHKWs werden seit dem EEG 2012 nicht mehr gefördert. Nach Beginn des

EEG 2000 wurden in den ersten Jahren vor allem Anlagen, die feste Biomasse einsetzen, gebaut. Ab dem Jahr 2005 wurden dann insbesondere Anlagen hinzugebaut, die Biogas zur Stromerzeugung einsetzen. Biogasanlagen machen bis heute den größten Anteil der Stromerzeugung aus Biomasse aus. Anlagen, die flüssige Biomasse einsetzen, wurden vor allem in den Jahren 2005 bis 2008 zugebaut. Der größte Teil des Zubaus von Biomasseanlagen erfolgte nach den jeweiligen EEG-Novellierungen aus den Jahren 2004 und 2009. Das in diesen Jahren schnelle Wachstum der Branche wurde durch das EEG 2012 und EEG 2014 wieder deutlich abgebremst. Der aktuelle Zubau im Biogasbereich stützt sich auf kleine landwirtschaftliche Anlagen, die mit hohen Gülleanteilen betrieben werden. Der Leistungszubau von Biogas- und Biomethan-KWK-Anlagen lag 2017 bei 286 MW_{el}, davon stammen ca. 15,5 MW_{el} aus Neuanlagen und ca. 270 MW_{el} aus Leistungserweiterungen aufgrund von Flexibilisie-

rungsmaßnahmen. Die Inbetriebnahme von Biomasseanlagen, die feste Biomasse einsetzen (ca. 2 MW_{el} in 2017), liegt seit 2014 auf einem im Wesentlichen gleichbleibend niedrigen Niveau.

Insgesamt wurde damit im Jahr 2017 ein Zubau von ca. 18 MW_{el} durch neue Biomasseanlagen realisiert. Der geringe Zubau blieb hinter dem Ausbaupfad von maximal 100 bzw. 150 MW_{el} p. a., zurück.

Weiterhin ergeben Umfrageergebnisse von 12 der 20 angefragten Hersteller von Biogasaufbereitungsanlagen, dass bis Ende 2016 205 Aufbereitungsanlagen für Biomethan mit einer Aufbereitungskapazität von 232.939 m³ in Betrieb waren. 2017 wurden mindestens drei Anlagen in Betrieb genommen, für 2018 ist nach aktuellem Informationsstand mit ca. acht Neuinbetriebnahmen zu rechnen.



Quelle: Fraunhofer IEE 2018.

Abbildung 36

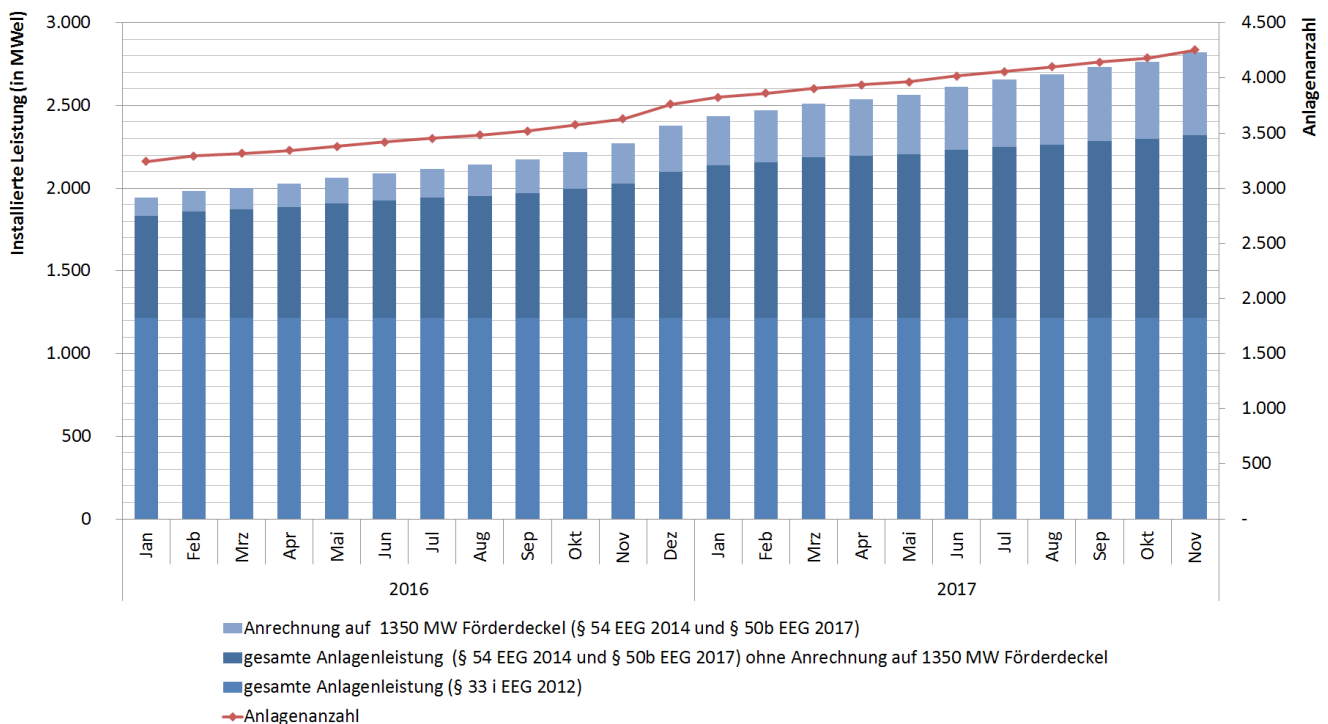
Entwicklung der installierten elektrischen Leistung und Bruttostromerzeugung von Biomasseanlagen und Anlagen zur Stromerzeugung aus Gasen in Deutschland (EEG- und Nicht-EEG-Anlagen, inkl. Klärgas, Deponiegas und biogener Anteil des Abfalls); in Anlehnung an Daten der AGEE-Stat.

Wärmenutzung und Flexibilität

In einer Umfrage von insgesamt 602 Betreibern zur **Wärmenutzung** von Biogasanlagen in Deutschland (Fachverband Biogas e. V. 2016), lässt man die Fermenterheizung unberücksichtigt, wird die Beheizung von Wohngebäuden am häufigsten (81 % der Nennungen) genannt, gefolgt von Holz Trocknungen (47 %), der Beheizung von gewerblich genutzten Gebäuden (45 %), der Getreidetrocknung (36 %) sowie schließlich sonstigen Nutzungspfaden (Beheizung öffentlicher Gebäude, Schulen, Kindergärten, öffentlicher Schwimmbäder etc.). Bezogen auf die thermische Energiemenge wird neben den Fermentern mit 42 % der größte Teil für öffentliche Gebäude (33 %) und Holz Trocknungen (14 %) verwendet. Schulen oder Kindergärten, Wohngebäude, gewerblich genutzte Gebäude sowie die Getreidetrocknung spielen eine eher untergeordnete Rolle in Bezug auf diese Energiemenge.

Für die Anlagen, bei denen die Wärme ungenutzt bleibt, bzw. nur geringe Mengen genutzt werden,

werden verschiedene Gründe vorgebracht. Am häufigsten genannt wird der Wärmebedarfsunterschied zwischen Sommer und Winter, gefolgt von dem absehbaren Auslaufen der EEG-Zahlungsansprüche. Aufgrund der zu kurzen Restlaufzeit der Anlagen ist eine Investition in Wärmenetze oft nicht mehr wirtschaftlich. Ebenfalls häufig angegeben werden die große Entfernung zum nächsten Nutzer, die fehlende Bereitschaft der Nutzer, einen angemessenen Preis für die Wärme zu bezahlen und das generelle Zusatzrisiko durch hohe Investitionen. Die erzielten Arbeitspreise betragen laut der Umfrage im Mittel 2,6 ct/kWh_{th} und liegen bei einem Viertel der Nennungen zwischen 0 und 1 ct/kWh_{th}. In 20 % der Nennungen liegen die Arbeitspreise zwischen 3 und 4 ct/kWh_{th}. Preise über 6 ct/kWh_{th} werden lediglich in 5 % der Nennungen erreicht. Grundsätzlich ist der Wärmepreis stark vom hydraulischen Konzept (gesicherte Wärme oder Zusatzwärme) und von der Übergabe bzw. dem Messpunkt abhängig und variiert deshalb sehr stark.



Quelle: Fraunhofer IEE 2018. Datengrundlage: BNetzA Anlagenregister (11/2017).

Abbildung 37

Entwicklung der Anlagenleistung von Biogas- und Biomethan-KWK-Anlagen, welche die Flexibilitätsprämie nach § 33i EEG 2012, § 54 EEG 2014 und § 50b EEG 2017 mindestens einmal beansprucht haben bzw. sich zwischen Januar 2016 und November 2017 hierfür angemeldet haben (inkl. Anrechnung auf den 1.350 MW_{el} Förderdeckel).

Bereits mit dem EEG 2012 wurde die **Flexibilitätsprämie** für Biogas- und Biomethananlagen eingeführt, die für Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme bis zum Inkrafttreten des EEG 2014 auch im EEG 2014 sowie EEG 2017 Fortbestand hat. In *Abbildung 37* ist die installierte Leistung der Biogas- und Biomethananlagen, die dieses Anreizinstrument mindestens einmal in Anspruch genommen haben, aufgeführt. Die Daten, seit August 2014, entstammen dem Anlagenregister der Bundesnetzagentur (Stand November 2017). Die zusätzlich installierte Leistung, mit denen seit August 2014 bestehende Anlagen erweitert wurden, wird auf den Förderdeckel in Höhe von 1.350 MW_{el} angerechnet. Insgesamt haben sich 4.200 Betreiber mit einer Anlagenleistung von 2,8 GW_{el} für den Bezug der Flexibilitätsprämie angemeldet. Dabei wurden ca. 500 MW_{el} auf den Förderdeckel angerechnet, was eine Ausschöpfung des Förderdeckels von knapp 40 % bedeutet.

Für Neuanlagen ab einer installierten Leistung von 100 kW_{el} ist seit Inkrafttreten des EEG 2014 die Fähigkeit zur flexiblen Fahrweise von Biogas- und Biomethananlagen Anspruchsvoraussetzung der EEG-Förderung. Dazu wird die EEG-Förderung auf eine Höchstbemessungsleistung von 50 % der installier-

ten Leistung begrenzt. Ein fixer leistungsabhängiger Flexibilitätszuschlag adressiert die Kosten der Flexibilisierung. Im Kontext des EEG 2014 und 2017 wurden zwischen August 2014 und November 2017 insgesamt 70 Biogasanlagen größer 100 kW_{el} mit einer elektrischen Kapazität von 54 MW_{el} neu hinzugebaut, welche somit eine rechnerische Bemessungsleistung von ca. 27 MW_{el} aufweisen (wodurch die Strommenge definiert ist, die maximal über eine EEG-Zahlung gefördert wird).

Zusätzlich sind in dem Zeitraum 35 Anlagen größer 100 kW_{el} neu hinzugebaut worden, die Biomethan zur Stromerzeugung nutzen und eine Leistung von 28 MW_{el} bereitstellen. Fasst man die flexiblen Biogasanlagen und Biomethan-BHKW zusammen, die jeweils eine Leistung von mehr als 100 kW_{el} besitzen, ergibt sich eine seit 2014 neu hinzugebaute Leistung von knapp 82 MW_{el}, die durch 105 Biogas- und Biomethan-BHKW-Anlagen flexibel bereitgestellt wird. Die restlichen Biogas- und Biomethananlagen (ca. 30 MW_{el}) mit einer Leistung kleiner 100 kW_{el} sind zum großen Teil kleinere, güllebasierte Biogasanlagen, die nicht flexibel betrieben werden (müssen), sondern sich auf die Verwertung hoher Anteile von Gülle konzentrieren.

Stromgestehungskosten

Für die Untersuchungen der Stromgestehungskosten werden sechs Neuanlagen mit einer Inbetriebnahme im Jahr 2016 betrachtet, sowie drei Bestandsanlagen mit einer Inbetriebnahme im Jahr 2000, die für eine Anschlussförderung von zehn Jahren im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens für Bestandsanlagen nach dem EEG 2017 in Betracht gezogen werden. In *Tabelle 23* sind die untersuchten Modellanlagen aufgeführt.

In *Tabelle 24* sind die Eingangsparameter für die Stromgestehungskosten von Biogasanlagen bzw. Festbrennstoffanlagen dargestellt. Bei den ausgewiesenen Stromgestehungskosten wird unterschieden zwischen den Stromgestehungskosten vor und nach einer Verrechnung mit möglichen Wärmeerlösen. Die Ergebnisse für die Stromgestehungskosten der modellierten Referenzanlagen sind in

Abbildung 38 dargestellt. Die einzelnen Kosten- und Erlösbestandteile sind in Form von Balken grafisch dargestellt. Die schmale Säule in der Mitte der Balken ergibt die kumulierten Stromerzeugungskosten abzüglich der Gutschriften. Werden die Wärmeerlöse berücksichtigt, ergeben sich Stromgestehungskosten von 26,32 ct/kWh_{el} für die Kleingülle-Biogasanlagen, 21,41 ct/kWh_{el} für NawaRo-Biogasanlagen sowie 18,08 ct/kWh_{el} für Abfallbiogasanlagen. Für Festbrennstoffanlagen und für Biomassevergasung mit BHKW ergeben sich Stromgestehungskosten von 19,40 ct/kWh_{el}, für das Biomasse Heizkraftwerke 15,17ct/kWh_{el} und beim Altholz Heizkraftwerk 6,83 ct/kWh_{el}.

In *Abbildung 39* sind die Ergebnisse der Stromgestehungskostenberechnung für Bestandsanlagen dargestellt. Entsprechend der ersten und zweiten Säule

betragen die wärmeerlösbereinigten Stromgestehungskosten der „Gülle-BGA B“ 17,53 ct/kWh_{el}. Die Stromgestehungskosten betragen bei Berücksichtigung der Wärmeerlöse für die bereits auf 600 kW_{el} flexibilisierten NawaRo-Bestandsbiogasanlage 17,86 ct/kWh_{el}, für die 300 kW_{el} NawaRo-Anlage mit reduzierter Bemessungsleistung 23,35 ct/kWh_{el} ohne und 22,58 ct/kWh_{el} mit angenommener optimierter Substratnutzung. Für die Abfallbiogasanlage ergeben sich kumulierte Strom-

gestehungskosten von 10,29 ct/kWh. Bestandsabfallbiogasanlagen haben deshalb im Ausschreibungssystem gute Chancen auf einen Zuschlag für eine Anschlussförderung. Für Betreiber von Bestands-NawaRo-Biogasanlagen wird dies voraussichtlich nur unter attraktiveren Bedingungen in Bezug auf Standort, Substratkosten und Wärmeerlöse möglich sein.

Tabelle 23

Übersicht über die analysierten Modellbiogas- und Festbrennstoffanlagen.

Neuanlagen	Installierte Leistung[kW _{el}]	Abkürzung
Kleingüllebiogasanlage	75	Gülle-BGA
NawaRo Biogasanlage	1.000	NawaRo-BGA
Abfallbiogasanlage	1.200	Abfall-BGA
Biomassevergasungs-BHKW	30	BVG-BHKW
Biomasse Heizkraftwerk (NawaRo)	4.800	BM-HKW
Biomasse Heizkraftwerk (Altholz)	12.000	AH-HKW
Bestandsanlagen	Installierte Leistung[kW _{el}]	Abkürzung
Kleingüllebiogasanlage	75	Gülle-BGA--B
NawaRo Biogasanlage	600	NawaRo-BGA 600-B
NawaRo Biogasanlage	300	NawaRo-BGA 300-B
Abfallbiogasanlage	1.200	Abfall-BGA B

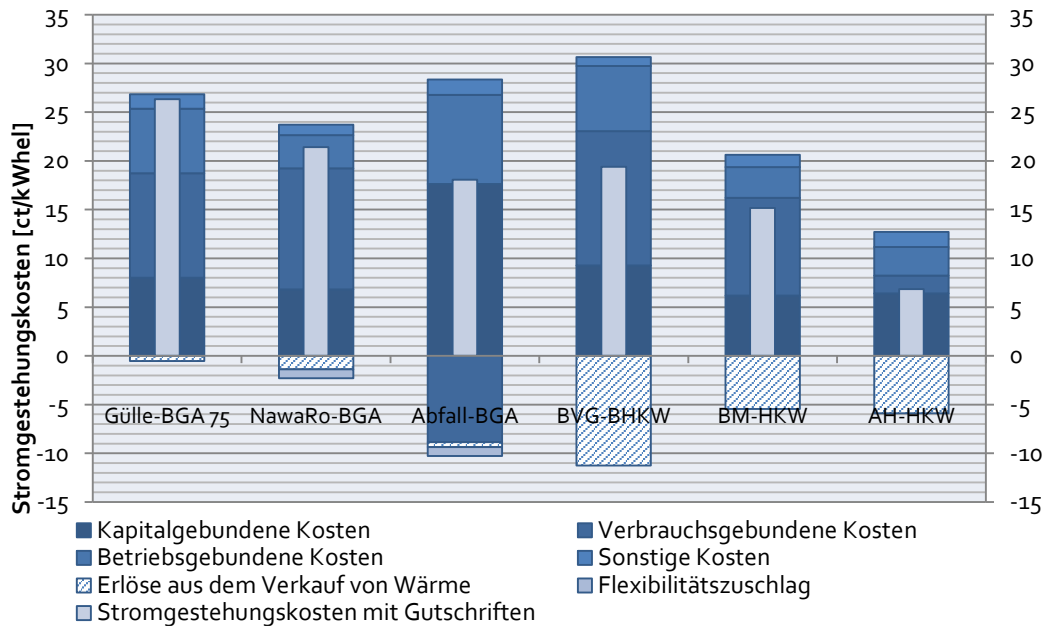
Quelle: Fraunhofer IEE 2018.

Tabelle 24

Eingangsparameter der Stromerzeugung aus Biogasanlagen.

Eingangsparameter	Einheit	Gülle-BGA 75	NawaRo-BGA	Abfall-BGA	BVG-BHKW	BM-HKW
Installierte Leistung	kW _{el}	75	1.000	1.200	30	4.800
Betriebsstunden	h p. a.	7.800	4.380	4.380	6.500	8.000
Wärmeauskopplung	%	20	30	35	90	wärmegeführt
Kalk. Zinssatz	%	5,1	5,6	5,6	5,6	5,2
Spezifische Investition	€/kW _{el}	6.845	5.773	13.381	5.243	4.673
Wärmevergütung	ct/kWh _{th}	2	2	2	5	3
Eingangsparameter	Einheit	AH-HKW	Gülle-BGA 75-B	NawaRo-BGA 300 B	NawaRo-BGA 600 B	Abfall-BGA B
Installierte Leistung	kW _{el}	12.000	75	300	600	1.200
Betriebsstunden	h p. a.	7.800	7.800	4.380	4.380	4.380
Wärmeauskopplung	%	wärmegeführt	20	50	30	35
Kalk. Zinssatz	%	5,8	2,4	3,2	3,2	3,2
Spezifische Investition	€/kW _{el}	4.552	1.758	3.095	2.999	7.532
Wärmevergütung	ct/kWh _{th}	3	2	2	2	2

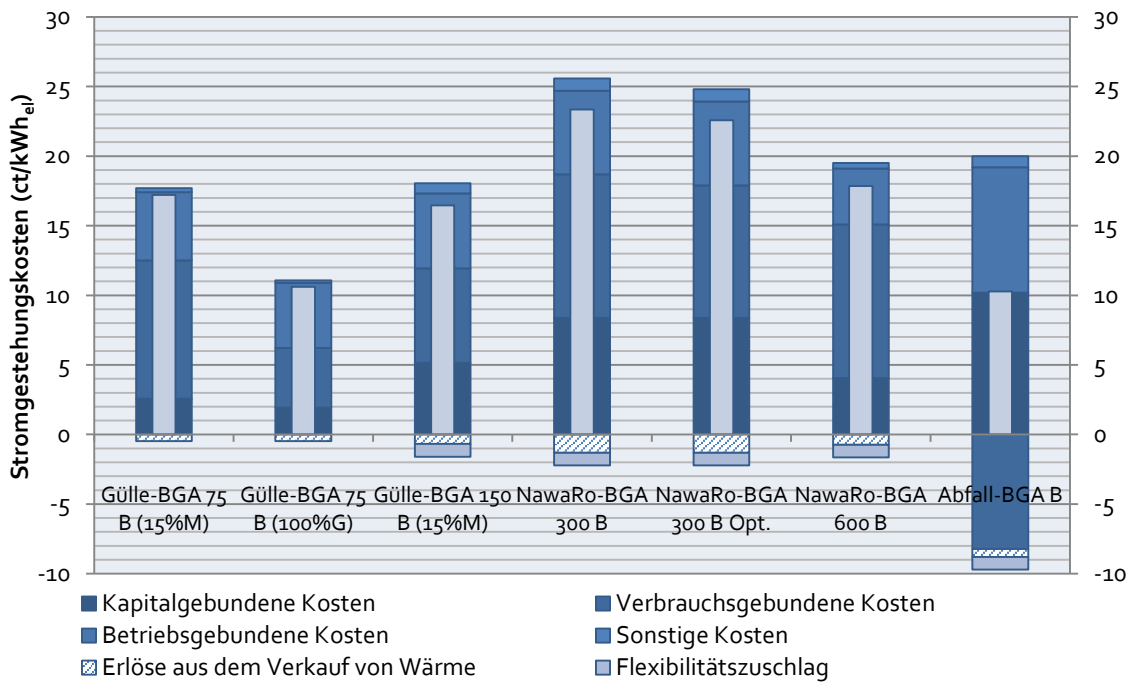
Quelle: Fraunhofer IEE 2018.



Quelle: Fraunhofer IEE 2018.

Abbildung 38

Darstellung der Stromgestehungskosten mit Gutschriften der analysierten Modellanlagen (Neuanlagen).



Quelle: Fraunhofer IEE 2018.

Abbildung 39

Darstellung der Stromgestehungskosten mit Gutschriften der analysierten Modellbiogasanlagen (Bestandsanlagen).

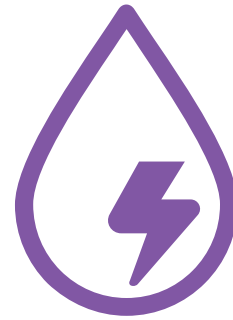
Biomasse in der Ausschreibung

Im September 2017 fand die erste **Ausschreibungsrunde** für Biomasse (> 100 kW) statt. Das vom EEG 2017 jährlich vorgesehene Ausschreibungsvolumen beträgt in den **Jahren 2017 bis 2019 150 MW_{el}** und zwischen 2020 und 2022 200 MW_{el}. Wird das ausgeschriebene Volumen nicht ausgeschöpft, erhöht sich im darauffolgenden Jahr das auszuschreibende Volumen einmalig (§ 28 Abs. 3a S. 2 EEG 2017). Werden dagegen Anlagen in Betrieb genommen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird, wird deren Kapazität grundsätzlich vom jährlichen Ausschreibungsvolumen des Folgejahres abgezogen (§ 28 Abs. 3a S. 1 EEG 2017). Eine Besonderheit der Biomasseausschreibung ist, dass sowohl Neu- als auch unter bestimmten Voraussetzungen Bestandsanlagen teilnehmen dürfen. Das Ausschreibungsvolumen betrug in der Ausschreibungsrunde **122 MW_{el}**. Vom jährlich vorgesehenen Ausschreibungsvolumen von 150 MW_{el} für das Jahr 2017 wurden die im Jahr 2016 installierten 28 MW_{el}³⁰ somit abgezogen. Den ausgeschriebenen 122 MW_{el} standen 24 gültige Gebote mit einer Leistung von insgesamt **28 MW_{el}** gegenüber. Das nicht ausgeschöpfte Volumen von knapp 100 MW_{el} wird auf die nächste Ausschreibungsrunde im September 2018 übertra-

gen. Im Jahr 2018 wird dann der Zubau, der 2017 außerhalb des Ausschreibungssystems erfolgte (aktueller Stand rd. 18 MW_{el}, vgl. die Ausführungen zur Zubauentwicklung bei Biomasse ab Seite 23) entsprechend abgezogen. Drei Viertel der im Jahr 2017 bezuschlagten Leistung (rd. 22 MW_{el}) wurden von Bestandsanlagen bereitgestellt, die mehrheitlich in den Jahren 2000 bis 2001 in Betrieb genommen worden waren und sich durch die erfolgreiche Ausschreibungsteilnahme einen EEG-geförderten 10-jährigen Weiterbetrieb gesichert haben. Bei den bezuschlagten Anlagen handelt es sich mehrheitlich um Biogasanlagen. Außerdem wurden zwei Heizkraftwerke und eine Biomethananlage bezuschlagt. Der mengengewichtete durchschnittliche Zuschlagswert betrug 14,20 ct/kWh_{el}. Die Gebotswerte lagen in einer Höhe von 9,86 ct/kWh_{el} bis 16,90 ct/kWh_{el}. Es ist zu erwarten, dass die Zahl der Gebote in den nächsten Ausschreibungen steigt, da sich dann verstärkt Bestandsbiomasseanlagen, die vor dem Ende der 20-jährigen EEG-Förderdauer stehen, um eine Anschlussförderung bemühen werden. Eine relevante Beteiligung von Neuanlagen an der Ausschreibung wird aktuell nicht erwartet.

30 Der Bruttozubau 2016 wurde in den Ausführungen zur Zubauentwicklung bei Biomasse (ab Seite 23) mit 31 MW angegeben. Die Abweichung von 3 MW zu den von der BNetzA hier angenommenen 28 MW ist auf unterschiedliche Stände des Anlagenregisters zurückzuführen.

Wasserkraft



Wesentliche Ergebnisse

Marktentwicklung:

Hauptsächlich Ertüchtigung von kleineren Bestandsanlagen; motiviert insbesondere im unteren Leistungssegment durch die Neustrukturierung des EEG 2014 und die Entkopplung der Anspruchsvoraussetzungen der EEG-Zahlungsansprüche von unmittelbaren Auflagen des Wasserhaushaltsgesetzes;

daneben Neuinstallationen und Reaktivierungen ehemaliger Anlagen.

Stromgestehungskosten und Wirtschaftlichkeit:

Die Stromgestehungskosten einer Leistungssteigerung bei kleineren Anlagen durch technische Ertüchtigungen liegen unter dem durchschnittlichen EEG-Fördersatz, wenn zum Zeitpunkt der Ertüchtigung keine ökologischen Maßnahmen durchgeführt werden müssen und ein durchschnittlicher Eigenverbrauch unterstellt wird. Dabei ist zu bedenken, dass die ökologischen Maßnahmen durch das Wasserhaushaltsgesetz (WHG) gefordert sind und entweder schon durchgeführt wurden, oder zu einem späteren Zeitpunkt umgesetzt werden müssen.

Im Bereich des Neubaus von Wasserkraftanlagen liegen die Stromgestehungskosten im unteren Leistungssegment tendenziell über den durchschnittlichen EEG-Fördersätzen.

Quelle: IBFM 2018.

Marktentwicklung

Die Wasserkraft ist eine lange genutzte und technisch weitgehend ausgereifte Stromquelle. Neuanlagen erreichen heute Wirkungsgrade von bis zu 90 %. Weitere Steigerungen sind nur sehr begrenzt möglich. Bei alten Wasserkraftanlagen, die einen Großteil des Bestands ausmachen, bestehen hingegen durch Modernisierungen an Turbinen, Steuerungssystemen und Generatoren Optimierungspotenziale. Insbesondere bei kleinen Anlagen sind Wirkungsgradsteigerungen von 5-11 % erreichbar. Die weitere technologische Entwicklung konzentriert sich auf hydraulische Strömungsmaschinen (ohne Aufstau), fischfreundliche Turbinen und die Nutzung geringer Fallhöhen.

Im Geltungszeitraum des EEG 2014 erfolgte ein Großteil des Wasserkraftausbaus durch eine Ertüchtigung von Bestandsanlagen in den unteren Leistungssegmenten (vgl. Seite 26 ff.). Motiviert wurden diese Ertüchtigungsmaßnahmen durch eine Veränderung der Fördervoraussetzungen mit dem EEG 2014. Seit dessen Inkrafttreten ist die Einhaltung des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG) keine unmittelbare Anspruchsvoraussetzung mehr. Nicht zulassungspflichtige Ertüchtigungsmaßnahmen können demnach ab einer Erhöhung des Leistungsvermögens um 10 % und mehr auch ohne eine Prüfung der wasserrechtlichen Voraussetzungen und damit ohne die Umsetzung kostenintensiver ökologischer Maßnahmen einen EEG-Zahlungsanspruch nach EEG 2014 begründen. Bei wasserrechtlich zugelassenen Ertüchtigungen genügt jedwede Steigerung des Leistungsvermögens für einen Zahlungsanspruch. Es ist davon auszugehen, dass im Zuge des Genehmigungsverfahrens die Anforderungen des WHG zur Umsetzung festgeschrieben werden. Bei modernisierten Anlagen mit einer installierten Leistung über 5 MW wird nur die Stromerzeugung gefördert, die sich aus einer Leistungserhöhung ergibt. Im Geltungszeitraum des EEG 2014 waren lediglich 21 % der gemeldeten Ertüchtigungsmaßnahmen zulassungspflichtig. Etwa zwei Drittel des Zubaus aus Ertüchtigung ging mit einer Leistungssteigerung von 10 - 20 % einher. Attraktiv war eine Ertüchtigungsmaßnahme unter diesen geänderten regulatorischen Rahmenbedingungen insbesondere für Wasserkraftanlagen im unteren Leistungssegment, die bisher nach dem EEG 2000 gefördert wurden. Tabelle 25 zeigt, dass die erfolgten Anlagenertüchtigungen und der damit einhergehende Wechsel in die Tarifstruktur des EEG 2014 für viele

Tabelle 25

Verteilung der EEG Tarife vor und nach der Durchführung von Maßnahmen bzw. der Steigerung des Leistungsvermögens aus der Betreiberumfrage für $P < 1$ MW.

Leistungsklasse	Anzahl Rückmeldungen mit Tarifangaben	Mittelwert EEG Tarif vor der Maßnahme [ct/kWh]	Mittelwert EEG Tarif nach der Maßnahme [ct/kWh]	Steigerung [%]
< 100 kW	102	8,47	12,28	45,0
> 100 – 00 kW	52	9,64	12,62	30,9
> 0,5 – 1 MW	8	10,17	12,42	22,1
> 1 – 2 MW	3	9,00	12,49	38,8
Alle Leistungsklassen	165	8,95	12,29	37,3

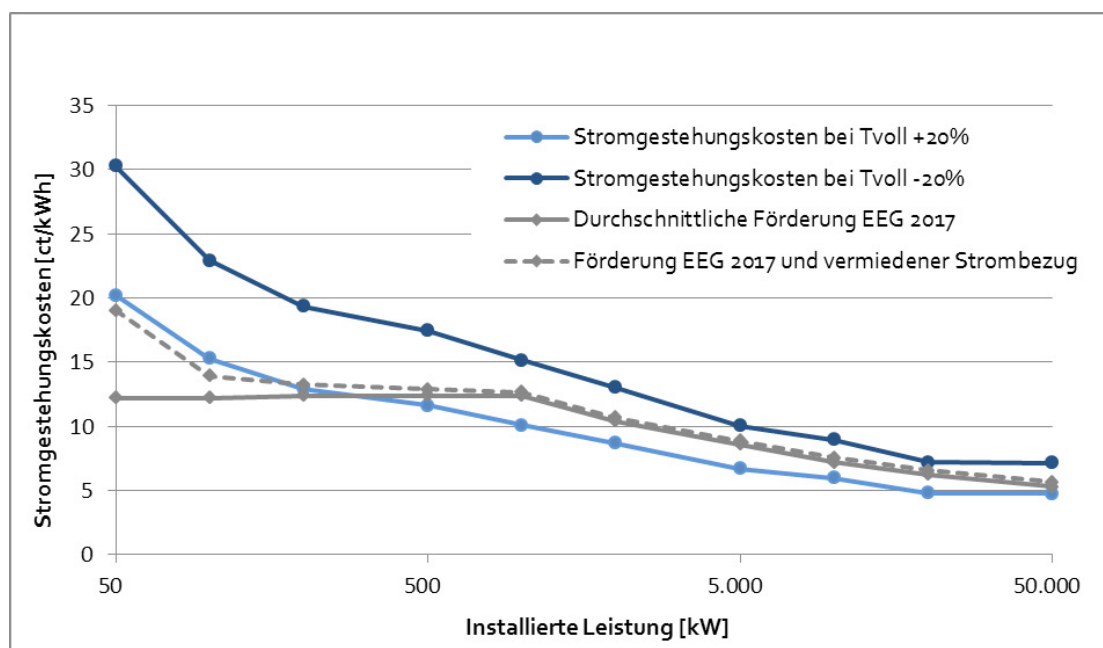
Datenquelle: Betreiberumfrage $P < 1$ MW; Auswertung: IBFM 2018.

Anlagenbetreiber zu einer wesentlichen Erhöhung der EEG-Förderung führten. Im Leistungssegment bis 100 kW, in dem ein Großteil der Ertüchtigungsmaßnahmen stattfand, stieg der Fördertarif einer Gesamtanlage durch die Modernisierung um durchschnittlich 45 %. Über alle Leistungsklassen bis 2 MW gemittelt, führten Ertüchtigungsmaßnahmen zu einer Steigerung der Fördersätze um 37 %.

Im Marktgeschehen spiegelt sich im Allgemeinen wieder, dass aus Betreibersicht insbesondere die Ertüchtigung kleinerer Anlagen ohne Berücksichtigung besonderer Schutzpflichten attraktiv war. Lange Genehmigungsverfahren, Anforderungen aus der

Umweltgesetzgebung und damit verbundene Investitionen und Erzeugungsverluste stellen dagegen regelmäßig hohe Hürden und finanzielle Risiken dar. Letztlich müssen jedoch alle Wasserkraftanlagen früher oder später die Anforderungen des WHG erfüllen.

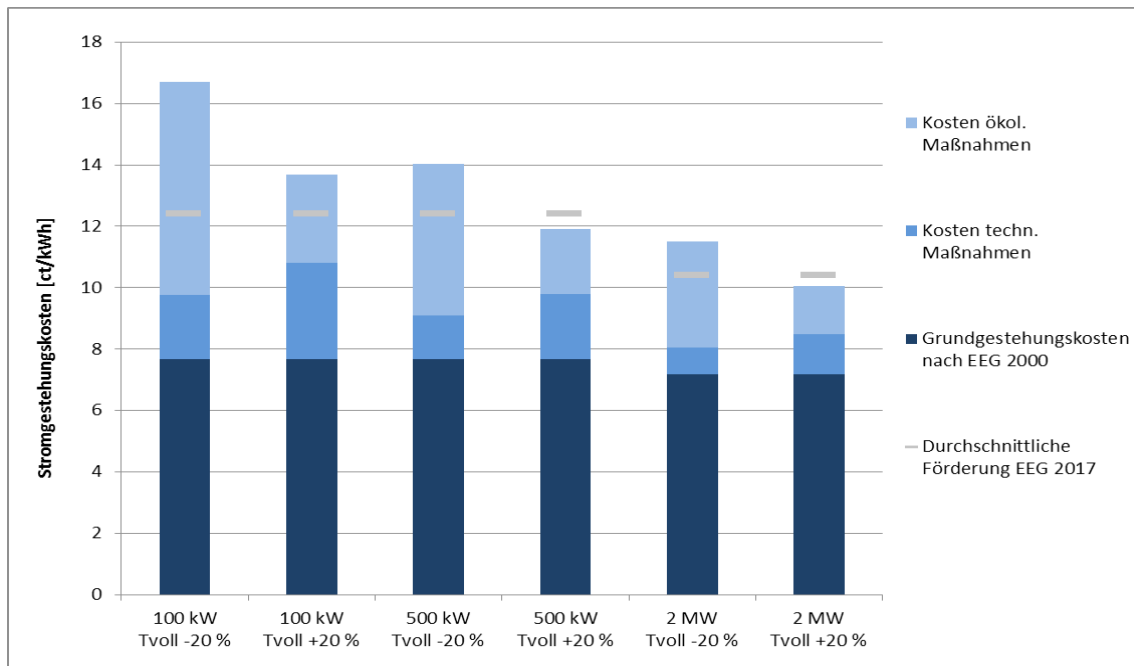
Ein Preisverfall am Strommarkt wie im Jahr 2016 erschwert zudem den Betrieb von Anlagen, die keinen EEG-Zahlungsanspruch haben, also insbesondere Anlagen größer als 5 MW. Diese Anlagen erzeugen etwa zwei Drittel des Stroms aus Wasserkraft.



Quelle: Erhebung IBMF 2018.

Abbildung 40

Stromgestehungskosten und durchschnittliche Förderung für den Neubau von Wasserkraftanlagen mit Variation der Volllaststunden (T_{voll}) um ± 20 %, Inbetriebnahme 2017.



Quelle: Erhebung IBMF 2018.

Abbildung 41

Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen, differenziert nach Kosten ökologischen, technischen Maßnahmen und Grundgestehungskosten nach EEG 2000, Inbetriebnahme 2017.

Stromgestehungskosten

Die Ermittlung der Stromgestehungskosten ist für Wasserkraft aus zwei Gründen herausfordernd: Erstens sind sowohl für den Neubau als auch für Ertüchtigungsmaßnahmen die Stromgestehungskosten von Wasserkraftanlagen in sehr starkem Maße standortabhängig. Ertüchtigungsmaßnahmen können zudem in technischer und ökologischer Hinsicht mannigfaltig ausgestaltet sein. Beides führt zu einer starken Streuung der den Stromgestehungskosten zugrundeliegenden spezifischen Investitionen. Deshalb stehen die im Folgenden dargestellten Kostenzahlen explizit nicht für repräsentative Modellfälle, sondern für exemplarische Anlagen verschiedener Leistungsklassen, die auf Betreiberumfragen basieren. Zweitens ist die Anzahl der Neubauten und Modernisierungsmaßnahmen für Anlagen mit einer Leistung größer 500 kW im relevanten Zeitraum klein. Die Anzahl der Antworten, die sich aus den Betreiberumfragen im Rahmen des Wasserkraftvorhabens in diesen Leistungssegmenten er-

gaben, fiel gering aus, sodass sich keine gesicherten statistischen Aussagen treffen lassen.

Die vorhandenen Daten zum Eigenverbrauch weisen darauf hin, dass etwa die Hälfte der Wasserkraftanlagen keinen Strom zum Eigenverbrauch nutzt und dass der Anteil des Eigenverbrauchs mit der Größe der Anlage sinkt. Zur Ermittlung des Einflusses des Eigenverbrauchs auf die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs, der insoweit eine Stromlieferung substituiert, wurde bei Anlagen unter 1 MW ein Netzstrombezugspreis von 29,28 ct/kWh³¹ und von 17,09 ct/kWh³² für Anlagen größer 1 MW unterstellt.

In *Abbildung 40* werden die mittleren Stromgestehungskosten und die durchschnittliche Vergütung für den **Neubau** von Wasserkraftanlagen mit Inbetriebnahmedatum in 2017 (mit Variation der Volllaststundenzahl um $\pm 20\%$) dargestellt. Für Neu-

31 Entspricht dem durchschnittlichen Haushaltskundenstrompreis in 2017 (BDEW 2018).

32 Entspricht dem durchschnittlichen Industriestrompreis in 2017 (BDEW 2018).



bauten wurde ein hoher ökologischer Standard unterstellt und Maßnahmen zur Erfüllung der Anforderungen nach den §§ 33 - 35 WHG (z. B. Bau einer Fischauf- bzw. Abstiegsanlage) in den Eingangsparametern berücksichtigt. Insbesondere im unteren Leistungssegment liegen die Stromgestehungskosten für den Neubau der gewählten, exemplarischen Anlagen, über den EEG-Fördersätzen.

In *Abbildung 41* werden die Stromgestehungskosten für die **Modernisierung** von exemplarischen Wasserkraftanlagen bis 2 MW mit Grundgestehungskosten nach EEG 2000, die in 2017 in Betrieb genommen wurden, dargestellt. Dabei wurde zwischen

Grundgestehungskosten und Kosten für ökologische und technische Maßnahmen differenziert. Unter Berücksichtigung der geänderten Fördervoraussetzung und Förderhöhe nach EEG 2014 (vgl. Seite 76 ff.) ist erkennbar, weshalb im unteren Leistungssegment eine substantielle Anzahl an Maßnahmen durchgeführt wurde: Die Gestehungskosten für eine technische Modernisierung (Grundgestehungskosten ohne ökologische Maßnahmen) ist in allen Fällen niedriger als die Förderhöhe. Grundsätzlich sind die ökologischen Anforderungen aber auch bei diesen Anlagen zu erfüllen, so dass die Kosten hierfür zu einem späteren Zeitpunkt anfallen werden oder bereits angefallen sind.

Geothermie



Wesentliche Ergebnisse

Neun Anlagen mit einer Gesamtleistung von 37 MW_{el} produzieren derzeit in Deutschland Strom aus Geothermie. Bei allen Anlagen findet zusätzlich eine Auskopplung der Wärme statt oder ist geplant. Zwei weitere Anlagen sind im Bau, weitere Anlagen sind geplant.

Die weiterhin bestehende EEG-Förderung von 25 ct/kWh wäre in Kombination mit den weiteren Förderungsmöglichkeiten (insbesondere Marktanzreizprogramm, KfW-Förderung) eventuell geeignet, einen weiteren Ausbau der Geothermie anzuregen. Der Wegfall von § 102 EEG 2014 im EEG 2017 sorgt jedoch dafür, dass neue Projekte eventuell von der starken Degression von 5 % betroffen sind. Dieses Risiko dürfte dazu führen, dass derzeit keine neuen Anlagen geplant werden.

Quelle: gec-co 2017.

Marktentwicklung

Mit Stand Juli 2017 produzieren in Deutschland neun Geothermie-Anlagen Strom; die Gesamtleistung beträgt 37,44 MW_{el}. Vier der Anlagen sind Kraftwerke ohne Wärmeauskopplung, während die üb-

rigen Anlagen als Heizkraftwerke auch Wärme in Fernwärmenetze einspeisen. Bei allen reinen Kraftwerken ist eine zukünftige Wärmeauskopplung in Planung. Alle Anlagen nutzen hydrothermale Verfahren. Petrothermale Techniken kommen hingegen nicht zum Einsatz. Die meisten Anlagen setzen auf einen Organic-Rankine-Prozess (ORC), also den klassischen Kreisprozess. Zwei Anlagen nutzen den etwas aufwendigeren Kalinaprozess. Sechs der Anlagen sind im Juli 2017 in der Direktvermarktung.

Zwei weitere Anlagen werden derzeit in Holzkirchen und Weilheim gebaut. Laut Bundesverband Geothermie befinden sich 30 weitere Anlagen in Planung.

Die technischen Potenziale der tiefen Geothermie wurden in mehreren Studien mit recht unterschiedlichen Ergebnissen abgeschätzt. Eine TABB-Studie

Tabelle 26

Tiefe-Geothermie-Kraftwerke in Deutschland.

Projekt	Region	Inst. Leistung	Anlagentyp	Eigentümer
Insheim	Oberheingraben	4.800 kW _{el}	ORC	privat
Unterhaching	Bay. Molasse	3.340 kW _{el}	Kalina	Gemeinde
Grünwald	Bay. Molasse	4.300 kW _{el}	ORC	Gemeinde
Sauerlach	Bay. Molasse	5.100 kW _{el}	ORC	privat
Dürrnhaar	Bay. Molasse	5.500 kW _{el}	ORC	privat
Kirchstockach	Bay. Molasse	5.500 kW _{el}	ORC	privat
Traunreut	Bay. Molasse	4.800 kW _{el}	ORC	privat
Landau	Oberheingraben	3.800 kW _{el}	ORC	privat
Bruchsal	Oberheingraben	440 kW _{el}	Kalina	privat

Quelle: gec-co 2018.

Tabelle 27

Vergütungssätze nach EEG 2014 und EEG 2017.

Jahr der Inbetriebnahme	Vergütungssatz EEG 2014 (ct/kWh)	Vergütungssatz EEG 2017 (ct/kWh)
2014	25,00	25,00
2015	25,00	25,00
2016	25,00	25,00
2017	25,00	25,00
2018	23,75 (Beginn Degression)	25,00
2019	22,56	25,00
2020	21,43	25,00
2021	20,36	23,75 (Beginn Degression)
2022	19,34	22,56
	18,37	21,43
	17,45	20,36

Quelle: gec-co 2018.

aus dem Jahr 2003 schätzt das technische Angebotspotenzial der geothermischen Stromerzeugung auf ca. 300 TWh p. a.; jüngere Studien kommen teilweise zu niedrigeren Abschätzungen. Klar ist, dass geothermische Stromerzeugung in Deutschland ein sehr großes technisches Potenzial aufweist und dass die Gesamtpotenzialgrenzen derzeit keinen Engpass darstellen.

Tiefe Geothermie wird in Deutschland hauptsächlich über das EEG gefördert; daneben werden jedoch auch weitere Förderungen, insbesondere das Marktanreizprogramm (für Wärmeprojekte, für Bohrungen, Mehraufwendungen bei Tiefbohrungen, Fündigkeitsrisiko und Wärmenetze) und KfW-Förderungen genutzt.

Im EEG 2017 wurden die Fördersätze des EEG 2014 beibehalten. Der Beginn der Degression wurde auf den 1. Januar 2021 verschoben, die Höhe von 5 % wurde nicht geändert. Dies ist vor dem Hintergrund der langen Projektlaufzeiten bei Geothermie problematisch, u. a. weil im EEG 2017 der § 102 EEG 2014 nicht übernommen wurde. Dieser legte fest, dass für den Vergütungssatz die Zulassung nach § 51 Abs. 1 BBergG das relevante Datum darstellt, sofern die Anlage bis spätestens 2020 in Betrieb geht. Durch die langen Projektlaufzeiten stellt die kurze Frist bis zum Degressionsbeginn ein Ausbauehemmnis

dar. Projekte, die derzeit noch keine Genehmigung haben, laufen Gefahr, niedrigere EEG-Förderzahlungen zu erhalten. Neue Projekte werden daher zurzeit nicht begonnen.

Im Gegensatz zu den meisten erneuerbaren Energieträgern sah und sieht das EEG für Geothermie keine konkreten Ausbauziele vor. Des Weiteren gibt es keine Mechanismen zur regionalen Steuerung des Ausbaus; Projektstandorte hängen von den geologischen Potenzialen, der Wärmenachfrage in Fernwärmenetzen sowie ganz entscheidend von der lokalen Akzeptanz ab.

Die regulatorische und markttechnische Situation ist für Geothermieprojekte auch aus anderen Gründen schwierig. Zum einen ist die Projektfinanzierung herausfordernd: Derzeit gibt es nur eine Bank, die nach erfolgreichem Abteufen und Testen der Bohrungen Fremdkapital zuteilt. Andere Banken sind erst in noch späteren Projektphasen bereit, Kapital beizusteuern. Dadurch erfordern Geothermieprojekte hohe Eigenkapitalanteile von etwa 30 %, d. h. 15 bis 25 Mio. €. Die mit den Projekten verbundenen Risiken aus Geologie und Absatz erscheinen mittlerweile beherrschbar; die mittlere Eigenkapitalrendite fällt mit 3,5 % aber gerade bei Berücksichtigung der langen Kapitalbindung eher bescheiden aus.

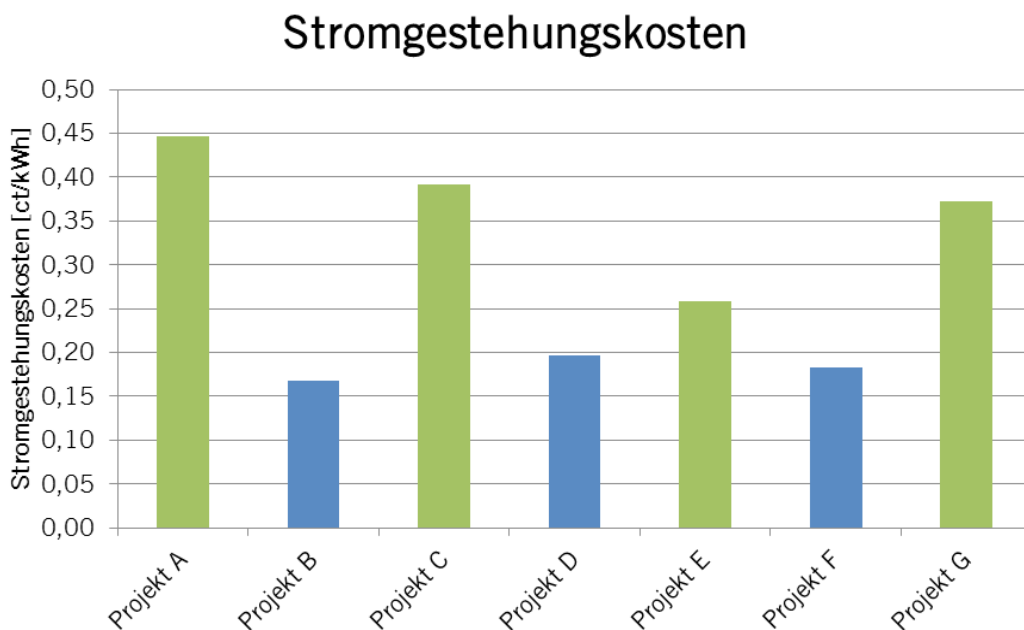
Stromgestehungskosten

Im Rahmen des Erfahrungsberichts wurde eine Befragung zu Stromgestehungskosten durchgeführt, wobei sowohl die Anlagen im Betrieb als auch die in Planung angeschrieben wurden. Die Ergebnisse der Rückläufer sind in *Abbildung 42* dargestellt.³³ Die Stromgestehungskosten umfassen einen recht breiten Bereich von 17 bis 45 ct/kWh. Auffällig ist dabei, dass reale Betriebsdaten zu deutlich höheren Einschätzungen von 26 und 45 ct/kWh führen; die Projekte in früheren Umsetzungsstadien haben mit 17 bis 20 ct/kWh deutlich optimistischere Einschätzungen. Dafür kann es im Wesentlichen drei Gründe geben:

- Die Kosten werden im Vorfeld unterschätzt.
- Die Entwickler rechnen mit Kostensenkungen durch Lerneffekte.

- Die geplanten Projekte werden mit mehr als zwei Bohrlöchern geplant und sind dadurch wirtschaftlicher.

Abbildung 43 zeigt, wie sich in der Befragung die Kosten auf die einzelnen Aspekte verteilen. Im Schnitt haben die Projekte ein Volumen von 71 Mio. €. Die spezifischen Investitionen liegen zwischen 8.210 und 15.107 €/kW und durchschnittlich bei 9.782 €/kW. Der größte Teil der Investitionen fällt bei allen Projekten für den untertägigen Bereich an, der für durchschnittlich 55 % der gesamten Kosten verantwortlich ist. Den zweitgrößten Block stellen mit durchschnittlich 31 % die obertägigen Komponenten der Anlage. Für die Planung werden durchschnittlich 5 % der Gesamtinvestitionen ausgegeben, 8 % machen die sonstigen Kosten aus.

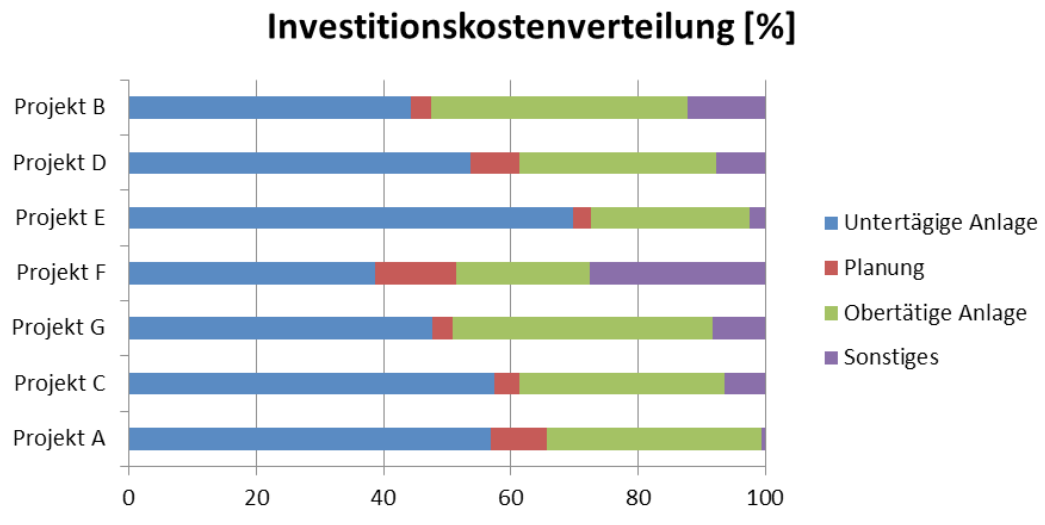


Quelle: gec-co 2018.

Abbildung 42

Stromgestehungskosten der Geothermie auf Grundlage der Befragungsrückläufer.

33 Bei Anlagen mit Wärmeauskopplung wurden die Kosten entsprechend der Vollnutzungsstunden auf die jeweilige Erzeugung aufgeteilt.



Quelle: gec-co 2018.

Abbildung 43

Investitionskostenverteilung der Geothermie.

Vermarktung EEG- förderfähigen Stroms, § 20 ff. EEG 2017



Vermarktung EEG-förderfähigen Stroms, § 20 ff. EEG 2017

Wesentliche Ergebnisse

Vermarktung des EE-Stroms:

Geförderte Direktvermarktung (seit EEG 2012):

- Die Anlagenleistung in der geförderten DV liegt insgesamt bei 68.099 MW_{el} (Dezember 2017).
- Die Gesamtstrommenge in der geförderten und sonstigen DV ist auf schätzungsweise 142.000 GWh in 2017 angestiegen.
- Die Wirtschaftlichkeit ist wesentlich beeinflusst durch Prognosegenauigkeit, Negativpreissituationen, Fernsteuerbarkeit, Vertragsgestaltung und Marktwert.

Sonstige Direktvermarktung:

- Diese Veräußerungsform wird in relativ geringem Umfang genutzt: Die Anlagenleistung, überwiegend aus Wasserkraft, liegt im Dezember 2017 bei knapp 200 MW; die Gesamtstrommenge ist in 2017 auf ca. 700 GWh angestiegen.

Ausfallvergütung wird in geringem Umfang in Anspruch genommen.

Markintegration:

Der Vermarktungsanteil der installierten Leistung in der geförderten und sonstigen Direktvermarktung von mittlerweile über 63 % zeigt die Fortschritte bei der Marktintegration der Erneuerbaren Energien.

Derzeit breite Akteursstruktur auf Seiten der Direktvermarkter, erste Konsolidierungsentwicklungen sind erkennbar. Teilweise findet eine Spezialisierung der Portfolios hinsichtlich der vermarkteten Anlagen statt.

Insbesondere der Anlagentyp größer 500 kW ist insgesamt gut in die Direktvermarktung integriert. Einige kleinere Anlagen sind in der Ausfallvergütung (u. a. Solaranlagen mit 100-500 kW).

Negative Preise:

Im Vergleich zum Zubaufortschritt moderate Zunahme der von EEG-Förderausfällen betroffenen 6h-Blöcke (von 55 Stunden in 2016 auf 88 Stunden in 2017).

Seit 2016 sowohl von Wind als auch Solar mitverursacht, weshalb die Ereignisse ganzjährig auftreten können.

Betroffen sind von § 51 EEG 2017 ca. 9 GW installierte Leistung (Stand Dezember 2017); diesen Anlagen drohten Erlösausfälle von ca. 2-3 % p. a.

Erhöhter Regelleistungsbedarf zu Zeiten negativer Preise und somit höhere Ausgleichsenergiepreise

Quelle: Fraunhofer ISI et al. 2018.

Seit der Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung werden die erneuerbaren Energien immer stärker in den Markt integriert. Die damit einhergehende technische Anbindung der Anlagen führt parallel zu einer verbesserten Systemintegration. Zudem wird die Bilanzkreisverantwortung für diese Anlagen wahrgenommen. Der Anteil der (ausfall-)vergüteten Anlagen ist aktuell gering.

Für EEG-förderfähigen Strom aus EE-Anlagen über 100 kW und Inbetriebnahmedatum nach dem 31. Dezember 2015 sieht das EEG die Direktvermarktung als regelmäßige Veräußerungsform vor. Meist wird die geförderte Direktvermarktung mit Anspruch auf die Marktprämie gewählt, da die Veräußerungsform der sonstigen Direktvermarktung keinen EEG-Zahlungsanspruch begründet. Anlagen mit einer Nennleistung bis 100 kW dürfen weiterhin die Einspeisevergütung beanspruchen. In Ausnahmesituationen kommt für Anlagen (> 100 kW) die Ausfallvergütung für drei Monate in Folge und höchstens sechs Monate pro Jahr in Betracht.

Der Vermarktungsanteil der **installierten Leistung in der geförderten und sonstigen Direktvermarktung** liegt mittlerweile (Stand Dezember 2017) bei über 63 %.

Die in der geförderten und sonstigen Direktvermarktung veräußerte **Gesamtstrommenge** steigt seit 2012 stetig an. Das kann einerseits auf das schrittweise Absinken der Grenzwerte für die Direktvermarktungspflicht und andererseits auf den Wechsel

Tabelle 28

Energiemengen in GWh in der geförderten und sonstigen Direktvermarktung unter Berücksichtigung des Grünstromprivilegs von 2012 bis 2017.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017*
Wasser	2.693	3.258	3.214	2.903	3.280	3.700
Deponie-, Klär-, Grubengas	1.191	1.247	1.022	906	1.038	1.200
Biomasse	9.967	16.707	25.499	29.475	31.197	31.000
Geothermie	0	12	45	53	157	180
Wind an Land	35.647	43.289	48.978	64.242	62.045	80.400
Wind auf See	640	905	1.299	8.140	12.092	17.400
Solar	1.025	3.526	5.453	6.560	7.791	8.300
Summe	51.163	68.944	85.510	112.279	117.600	142.180

 Datengrundlage: netztransparenz.de, EEG-Jahresabrechnungen 2012-2016., *2017 geschätzt. Quelle: Fraunhofer ISI et al. 2017.

von Bestandsanlagen in diese Veräußerungsform zurückgeführt werden. Die Mengen sind sparten-spezifisch und im Zeitverlauf von 2012 bis 2017 in *Tabelle 28* dargestellt. Insgesamt beläuft sich die Strommenge auf ca. 142.000 GWh in 2017. Dies entspricht einem Anteil von 75 % der in 2017 insgesamt im EEG vermarkteten Strommengen von geschätzt ca. 188.000 GWh.³⁴

Die Entwicklung der Anlagenleistung in der **geförderten Direktvermarktung** verhält sich ebenso und liegt im Dezember 2017 bei insgesamt 68.099 MW, wovon die Windenergie an Land mit 46.630 MW den größten Anteil ausmacht, gefolgt von Solar mit 9.779 MW und Biomasse mit 5.456 MW. Während ersten Schätzungen zufolge im Jahr 2017 Energie aus Wind fast vollständig, Strom aus Biomasse zu ca. 74 %, vom EEG erfasste Wasserkraft ca. 50 % und die sonstigen zwischen 70-90 % direktvermarktet werden, kommt Solarenergie mittlerweile auf einen Anteil von über 20 %. Dieser Anteil setzt sich weit überwiegend aus Solaranlagen mit einer Leistung über 1.000 kW zusammen. Ca. 5.700 MW

installierter Solarleistung in der Direktvermarktung können dem Anlagensegment 2-10 MW zugeordnet werden. Das entspricht einem Anteil von knapp 60 %. Das Anlagensegment kleiner 1 MW trägt mit rd. 1.400 MW, bzw. zu knapp 15 % installierter Leistung zur direktvermarkteten Solarleistung bei. Das Anlagensegment 100-500 kW nimmt nur mit einem geringen Anteil teil und wurde in den Jahren 2015 und 2016 auch deutlich weniger zugebaut, wobei sich der Zubau in 2017 wieder erholt hat.³⁵ Ein Grund für die Entwicklung in den Jahren 2015 und 2016 dürfte der 100 kW-Schwellenwert sein, dessen Unterschreiten die Inanspruchnahme der Einspeisevergütung ermöglicht (vgl. Seite 39 ff.). Beim Biomasseanlagenzubau (im Grunde fast ausschließlich landwirtschaftliche Biogasanlagen mit hohem Gülleanteil) lässt sich 2017 ebenfalls ein Trend zum Unterschreiten der 100 kW-Grenze erkennen.

Da die Vorhaltung technischer Einrichtungen zur Fernsteuerbarkeit der Anlagen anspruchsbegründende Voraussetzung der Marktprämie ist, hat sich außerdem die Fernsteuerbarkeit und die Erfassung der aktuellen Erzeugung der Anlagen verbessert. Per-

34 Die gesamte deutschlandweite EE-Stromerzeugung beträgt in 2017 ca. 218 TWh. Diese Summe umfasst über die nach den EEG-Veräußerungsformen (vgl. § 19 EEG 2017) vermarkteten Strommengen hinaus solche, die abseits des EEG veräußert werden (insbesondere aus Wasserkraftanlagen) sowie nicht in das Netz eingespeiste EE-Strommengen, die für den Eigenverbrauch genutzt werden (v.a. aus Solar-, Biomasse- und Wasserkraftanlagen) und unter die Bruttostromerzeugung (inkl. Kraftwerkseigenverbrauch) fallen.

35 Vgl. hierzu die Ausführungen zur Marktentwicklung von Solar (Seite 39).

spektivisch könnte sich insbesondere für die Anlagen mit einer Nennleistung von 100-500 kW die Situation in der geförderten Direktvermarktung verbessern, wenn geeignete und standardisierte Mess- und Steuerungssysteme implementiert würden.

Die **Wirtschaftlichkeit** der Direktvermarktung wird aus Direktvermarktersicht insbesondere von den Ausgleichsenergiekosten und damit von der Prognosegenauigkeit bei Wetter-, Last- und Börsenstrompreisentwicklung und der Fernsteuerungsfähigkeit der Anlagen beeinflusst. Für die flexible Fahrweise der steuerbaren Biogasanlagen können so situativ passende Fahrpläne aufgestellt und die Reaktionsfähigkeit hinsichtlich drohender negativer Preissituationen optimiert werden. Überdies kann durch Vertragsgestaltung z. B. der Verwaltungsaufwand und die (zunehmend standortabhängige) Tarifgestaltung beeinflusst werden. Seit der Einführung der Direktvermarktung hat sich eine große Akteursvielfalt bei den Direktvermarktern entwickelt, die mittlerweile erste Konsolidierungstendenzen zeigt. Insgesamt sind derzeit ca. 20 größere Direktvermarktungsakteure aktiv, die ein Portfolio im Gigawattbereich bewirtschaften. Hier haben sich z. T. spartenspezifische Spezialisierungen ergeben, die eine Vermarktung auch als sog. „white label“ für andere Direktvermarkter durchführen. Durch das Eintreten neuer Akteure bzw. der z. T. starken Bestrebungen, das eigene Vermarktungsportfolio auszuweiten, herrscht nach Betreiberangaben ein sehr intensiver Wettbewerb unter den Direktvermarktern.

Die reduzierte **Ausfallvergütung** kann zeitlich eingeschränkt beansprucht werden, wenn der Strom nicht (durch einen Direktvermarkter) direktvermarktet werden kann. Da sie wirtschaftlich vergleichsweise unattraktiv ist, wird sie insgesamt wenig beansprucht. Im Dezember 2017 nutzten fünf Wind- und 87 Solaranlagen mit insgesamt 37 MW die Ausfallvergütung. In 2016 machte Leistung aus Wind an Land mit 67 % den größten Anteil aus. Im ersten Halbjahr 2017 waren es dagegen Solaranlagen mit 66 % (Durchschnittlich 20 MW). Die 100-500 MW-Anlage ist spartenübergreifend die am meisten vertretene Anlagenklasse in dieser Vergütungsform. Die starke Präsenz dieser Leistungsklasse könnte auf Herausforderungen bei der Kontrahierung eines Direktvermarkters hindeuten (s. o. Seite 39 ff.). Betrachtet man das Jahr 2016, in dem Solaranlagen des 100-500 MW-Segments mit maximal 5 MW in der Vergütung in Ausnahmefällen waren – was ca. 4 % der insgesamt zugebauten Leistung dieses Segments entspricht – scheinen die Schwierigkeiten für die meisten Akteure handhabbar zu sein. In 2017 hat sich dieser leistungsbezogene Anteil bei den zugebauten Anlagen auf ca. 2,5 % verringert. Der Umstand, dass dieses Anlagensegment nur knapp 1 % an der geförderten Direktvermarktung ausmacht, kann ein Indiz dafür sein, dass es den Akteuren schwerfällt, diese Anlagengröße in der Direktvermarktung betriebswirtschaftlich umzusetzen. In 2017 hat es allerdings einzelne Direktvermarkter gegeben, die sich auf dieses Segment spezialisiert haben (vgl. Seite 39 ff.).

Tabelle 29

Anzahl Perioden und Anzahl Stunden mit negativen Preisen über mindestens 6 Stunden von 2012 bis einschließlich März 2018.

		2012	2013	2014	2015	2016	2017
Anzahl Perioden	< 6 h	77%	14	19	11	24	19
	min. 6 h	23%	3	2	5	7	8
Anzahl Stunden	< 6 h	49%	31	47	27	70	58
	min. 6 h	51%	25	17	37	56	88
	Gesamt (h)		56	64	64	126	97

Quelle: EPEX-Spot.

Die Regelung des § 51 EEG 2017 zu **negativen Preisen** adressiert (zusammengefasste) Anlagen mit Inbetriebnahmedatum ab 1. Januar 2016 allgemein ab 500 kW und speziell bei Windenergieanlagen ab 3 MW. Treten danach an mindestens sechs aufeinanderfolgende Stunden negative Börsenstrompreise am Stück auf, entfällt der EEG-Zahlungsanspruch für diese Anlagen. Die betroffene Anlagenleistung liegt bei ca. 9.200 MW (Stand Dezember 2017). Der Erlösausfall für diese Anlagen wird 2017 auf ca. 2-3 % des Jahreserlöses geschätzt. Die Anzahl der für § 51 EEG 2017 relevanten Stunden ergibt sich aus der *Tabelle 29*. Diese lagen Ende 2016 bei 55 Stunden (von insgesamt 97) und sind auf 88 Stunden (von insgesamt 146) in 2017 angestiegen.³⁶

Der Anstieg um 33 Stunden (entspricht einer Zunahme um 60 %) dürfte auch auf das relativ schwache Windjahr 2016 zurückgeführt werden können, da die Strommengen aus Wind hohen Einfluss auf die negativen Preise haben. Im Vergleich zur Zubauentwicklung erscheint die Zunahme moderat, was mit einer weiter wachsenden Flexibilität des Gesamtsystems erklärt werden kann, die sich u. a. an einer niedrigeren Mindestleistung des konventionellen Kraftwerksparks zeigt. Deutlich wird auch in 2017, dass die Ereignisse nicht mehr allein von der Wind- sondern auch durch die Solarenergie beeinflusst werden. Die Ereignisse treten insbesondere deswegen mittlerweile ganzjährig auf und zu Zeiten, die sich durch eine verringerte Stromnachfrage auszeichnen; üblicherweise in den Nachtstunden bzw. an Wochenend- und Feiertagen.

In der **sonstigen Direktvermarktung** ist in 2017 vornehmlich Wasserkraft vermarktet worden. In sehr begrenztem Umfang waren auch einige Solar- und Windenergieanlagen in dieser Vermarktungsform. Der Umfang der installierten Leistung ist mit durchgehend deutlich weniger als 200 MW in 2017 sehr gering. Die auf diesem Wege veräußerten Strommengen belaufen sich auf insgesamt 700 GWh in 2017. Die Anlagenleistung liegt typischerweise zwischen 250 kW und 2 MW.

Die durch die ÜNB vermarktete Strommenge, für die die **Einspeisevergütung** beansprucht wurde, ist von 49.564 GWh in 2015 auf 43.880 GWh in 2016 zurückgegangen. In 2017 steigt sie aufgrund des guten Windjahres und des Zubaus kleiner Solaranlagen auf 45.334 GWh an.

Seit dem 25. Juli 2017 können Solaranlagen über den **Mieterstromzuschlag** bezuschusst werden. Dabei gilt, dass Anlagen mit maximal 100 kW auf, an oder in Wohngebäuden den Mieterstromzuschlag erhalten, wenn die Energie direkt an die Hausbewohner des Gebäudes geliefert wird. Das Erreichen des Förderdeckels vom 500 MW p. a. ist mit der aktuellen Ausnutzung von 0,24 % im Jahr 2017 auch im Jahr 2018 nicht zu erwarten.³⁷

Weitere Erlösoptionen können sich für EEG-förderfähige Anlagen auf **anderen Märkten** ergeben. Flexibel steuerbare Anlagen, die keine EEG-Einspeisevergütung beanspruchen, können insbesondere am Regelenergiemarkt (RLM) teilnehmen. Die realistisch erzielbaren Erlöspotenziale sind indes überschaubar und stellen nur eine Ergänzung zu den Einnahmen über den Strom- und Wärmemarkt und der EEG-Förderung dar und beeinträchtigen zudem die Flexibilität, die am Spotmarkt dann noch angeboten werden kann. Die seit 2014 immer weiter zurückgehenden Erlöspotenziale am RLM, mit Ausnahme der Sekundärregelleistung, sind wesentlich mit dem gestiegenen Wettbewerb begründbar. Zudem stellen die Präqualifikationsanforderungen regelmäßig ein Marktzugangshindernis dar. Es bleibt abzuwarten, ob und inwiefern die im Juni 2017 novellierten Präqualifikationsanforderungen für die Sekundär- und Tertiärregelleistung nach Ablauf der Übergangsfrist ab Mitte 2018 eine verstärkte Teilnahme der EE-Anlagen bei gleichzeitig höherer Flexibilität am Spotmarkt anreizen (Fraunhofer ISI, Fraunhofer IWES, IKEM et al. 2017).

Für **Biogasanlagen** kommt eine Erlösoptimierung am Spotmarkt, Regelleistungs- und am Wärmemarkt über die Zurverfügungstellung gesteigerter Flexi-

³⁶ Stand März 2018 liegt die Anzahl relevanter Stunden mit 39 Stunden bereits bei knapp 50 % des Vorjahreswertes.

³⁷ Zur vertiefenden Lektüre s. Prognos AG & Boos Hummel & Wegerich 2016. Mieterstrom – rechtliche Einordnung, Organisationsformen, Potenziale und Wirtschaftlichkeit von Mieterstrommodellen“.

bilität und der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie (vgl. § 50 ff. EEG 2017) in Betracht. Die Entscheidung, an welchen Märkten teilgenommen wird, hängt von der Wahrscheinlichkeit realisierbarer Mehrerlöse und den Erlösrisiken ab. Zum einen können vertragliche Verpflichtungen im wirtschaftlich oft attraktiveren Wärme- oder Regelenergiemarkt die Anlagenbetreiber davon abhalten, Flexibilität anzubieten. Zum anderen ist bei der Bereitstellung von Flexibilität am Strommarkt im Regelfall der sog. dynamische Preisspread,³⁸ der die Erlöshöhe am Spotmarkt beeinflusst, relevant. Das gegebenenfalls vorhandene technische Potenzial wird oft nicht vollständig genutzt, da der vom Strommarkt ausgehende Anreiz für viele Anlagen zu gering ist.³⁹ Der flexible Preisspread ist seit 2009 quasi durchgehend gefallen. Im Jahr 2017 hat sich dieser Trend nicht fortgesetzt, was sich perspektivisch positiv auf die Flexibilität dieser Anlagen auswirken könnte,

wenn sich diese Entwicklung fortsetzt. Am Intraday-Markt sowie dem Day-Ahead-Markt ist er deutlich um jeweils knapp 2 ct/kWh gestiegen und liegt mit etwa 8 ct/kWh höher als in den Jahren 2014 bis 2016.

Bis Ende November wurden 2,9 GW_{el} Anlagenleistung (Biogas und Biomethan betrieben) mindestens einmal für den Bezug der Flexibilitätsprämie angemeldet. Mit Ablauf des Jahres 2017 stellt der nunmehr zu rund 37 % ausgeschöpfte Förderdeckel ein mögliches Investitionshemmnis dar. Ende 2016 war der Förderdeckel erst zu 25 % ausgeschöpft. Die auf den Deckel anzurechnende Leistung betrug 250 MW_{el}; sie hat sich bis November 2017 verdoppelt. Die Befürchtung der Branchenakteure ist, dass – sollte sich hier ein Trend abzeichnen – der Förderdeckel bald ausgeschöpft ein wird.

38 Dynamischer Preisspread: die gemittelte tägliche Differenz zwischen den 12 teuersten und den 12 günstigsten Stunden.

39 Einsatzmöglichkeiten für Anlagen an den verschiedenen Märkten werden insbesondere in den Quartalsberichten (06/2017) und (09/2017), Monitoring der Direktvermarktung; Fraunhofer ISI, Fraunhofer IEE und IKEM 2017, dargestellt.

**Besondere
Ausgleichsregelung,
§§ 63 ff. EEG 2017
& Entfallen oder
Verringerung der
EEG-Umlage,
§ 61 EEG 2017**





Besondere Ausgleichsregelung:

Wesentliche Änderungen mit Inkrafttreten des EEG 2014:

Stromkostenintensive Unternehmen, § 64 EEG 2017

- Umstellung der Tatbestandsvoraussetzungen:
 - Mindeststrombezug
 - Vorhalten eines zertifizierten Energiemanagementsystems
 - neue Zugangsvoraussetzung basierend auf Wirtschaftszweigklassifikation und hoher Stromkostenintensität; Antragsberechtigt sind nur noch Unternehmen, deren Branchen im internationalen Wettbewerb stehen und explizit in den Branchenlisten in Anlage 4 des EEG 2017 genannt sind.
- Umstellung der Rechtsfolge:
 - Die reguläre Begrenzung der EEG-Umlage für den Strombezug über 1 GWh beträgt 15 % der EEG-Umlage.
 - Deckelung der EEG-Kosten der Unternehmen auf 4 % (Cap) bzw. 0,5 % (Supercap) der Bruttowertschöpfung
 - mindestens zu zahlen sind 0,1 ct/kWh, ausnahmsweise, z. B. in der Leicht- und Buntmetallindustrie 0,05 ct/kWh.

Härtefallregelungen nach § 103 Abs. 4 EEG 2017: Übergangsregelung für Unternehmen, die die neuen Zugangsvoraussetzungen nicht erfüllen bzw. durch die Umstellung eine sehr viel höhere EEG-Umlage zu zahlen hätten.

Schienenbahnen, § 65 EEG 2017:

- Tatbestand: Herabsetzung der Zugangsschwelle von 10 GWh p. a. auf 2 GWh p. a.; Selbstbehalt ist nicht mehr vorgesehen
- Rechtsfolge: Die Höhe der EEG-Kosten beträgt 20 % des EEG-Umlagesatzes, statt 0,05 ct/kWh im EEG 2012.

Auswirkungen der Neuregelungen:

§ 64 EEG 2017: Strategische Wechsel der Wirtschaftszweigklassifikation infolge der Novellierung in geringem Umfang beobachtbar. Insgesamt war die Zahl der begünstigten Abnahmestellen zwischen 2014 und 2017 leicht rückläufig.

§ 65 EEG 2017: Absenkung der Zugangsschwelle bei Schienenbahnen führte zu einer deutlichen höheren Zahl von Antragsstellern in diesem Segment (+ 90 % zwischen 2014 und 2017) und mithin zu einem Abbau von Verzerrungen im intramodalen Wettbewerb.

§§ 64 und 65 EEG 2017: Stabilisierung der EEG-Kosten der regulär privilegierten Unternehmen, da der Anteil der Strommenge, der direkt an den vollen EEG-Satz gekoppelt ist nur bei etwa 15 % der gesamten privilegierten Strommenge (ohne Selbstbehalt) liegt (§ 64 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2017).

Wesentliche Änderungen durch das EEG 2017:

Stromkostenintensive Unternehmen:

- Umstellung der Tatbestandsvoraussetzungen:
 - Absenkung der Stromkostenintensität bzw. des festgesetzten Schwellenwerts von 17 % auf 14 % für Unternehmen nach Liste 1 der Anlage 4 EEG 2017; erstmals im Begrenzungsjahr 2018 relevant
 - Unternehmen nach Liste 1 der Anlage 4, die eine Stromkostenintensität von 17% nur knapp verfehlen und nicht in den Anwendungsbereich der Härtefallregelungen in § 103 Abs. 4 EEG 2017 fallen, haben die Möglichkeit, eine Begrenzung der EEG-Umlage auf 20 % zu erhalten.
- Ab dem 1. Januar 2017 greift ein neuer Abwicklungsmechanismus: Unternehmen müssen die EEG-Umlage für begrenzte Abnahmestellen nunmehr direkt an den Übertragungsnetzbetreiber abführen.

Entlastung und Mehrkosten aus der Besonderen Ausgleichsregelung, §§ 64 & 65 EEG 2017:

Durch die Umstrukturierung der Vorschriften im EEG 2014 sind den privilegierten Unternehmen im Jahr 2015 gegenüber 2014 rd. 184 Mio. € Mehrkosten entstanden (Steigerung um rd. 48 %).

Die Entlastung der privilegierten Unternehmen von den EEG-Kosten betrug 2017 nach vorläufigen Schätzungen rd. 5,1 Mrd. € und blieb zwischen 2014 und 2017 annähernd konstant.

- Hiervon entfallen immer noch etwa 28 Mio. € auf etwa 50 Unternehmen, die unter Härtefallregelungen nach § 103 Abs. 4 EEG 2017 fallen und nach dem EEG 2017 nicht mehr antragsberechtigt wären.

Die EEG-Kosten der privilegierten Unternehmen betragen 2017 im Mittel 0,56 ct/kWh. Sie stiegen zwischen 2014 und 2017 proportional zum jeweils geltenden EEG-Umlagesatz.

Die EEG-umlagebezogenen Mehrkosten für nichtprivilegierte Letztverbraucher betragen 2017 ca. 1,60 ct/kWh. Auch die Mehrkosten stiegen in etwa proportional zum jeweils geltenden EEG-Umlagesatz.

Umlageprivilegierte Eigenversorgung:

Letztverbrauch für die Eigenversorgung, § 61 Abs. 1 Nr. 1 i. V. m. § 3 Nr. 19 EEG 2017:

- Grundsatz: auf 40 % verringerte EEG-Umlage für Strom, der ab dem 1. Januar 2017 verbraucht wird (vgl. § 61 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 EEG 2014 / § 61b Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017)
- Ausnahme: entfallen der EEG-Umlage (§ 61a EEG 2017) für Kraftwerkseigenverbrauch, Stromautarkie, Inselformen, bei Unterschreiten der Bagatellgrenze

Eigenerzeugung, § 61c, § 61d EEG 2017:

- Verringerung der EEG-Umlage auf 0 %; (nunmehr beschränkt auf Bestands- oder Altbestandsanlagen (§ 61c EEG 2017).

Strommengen in der Eigenversorgung insgesamt:

- nach Mittelfristprognose für 2017 schätzungsweise 64,7 TWh
- Nach Bottom-up-Verfahren: 43,0 TWh (2014), 47,9 TWh (2015), 50,6 TWh (2016)
 - Die Strommengen in der Eigenversorgung nehmen insbesondere in der Industrie zu; ein Trend zur Fortsetzung der Entwicklung zeichnet sich ab.
 - Die größten Strommengen für die Eigenversorgung entfallen auf die Industrie und stammen zum größten Teil aus KWK-Anlagen.

Die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs wird grundsätzlich durch die Konzeptintegration der Eigenversorgung verbessert.

Auswirkung der Eigenversorgung für die EEG-Umlage nicht privilegierter Letztverbraucher kann näherungsweise als maximaler Effekt dargestellt werden.

Besondere Ausgleichsregelung

Nach der Besonderen Ausgleichsregelung nach §§ 63 ff. EEG 2017 können stromkostenintensive⁴⁰ Unternehmen bestimmter Branchen (vgl. Anlage 4 zum EEG 2017⁴¹), die im internationalen Wettbewerb, und Schienenbahnen, die im intermodalen Wettbewerb bestehen müssen, eine EEG-Umlagebegrenzung nach den Grundsätzen des § 63 EEG 2017 für ein Jahr beantragen (vgl. § 66 EEG 2017).

Stromkostenintensive Industrie, § 64 EEG 2017:

Zugunsten der **stromkostenintensiven Industrie** kommt eine Begrenzung der EEG-Umlage nach § 64ff. EEG 2017 und § 103 EEG 2017 in Betracht. Die Vorschriften wurden im Zuge der Novellierung durch das EEG 2014 in Abstimmung mit der Europäischen Kommission und im Einklang mit den maßgeblichen Leitlinien⁴² ausgestaltet. Die Begrenzung

ist erst nach der ersten an einer Abnahmestelle selbst verbrauchten GWh genehmigungsfähig (sog. Selbstbehalt, § 64 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2017). Für den Stromanteil über 1 GWh kann die EEG-Umlage in Abhängigkeit von Branchenzugehörigkeit respektive Stromkostenintensität auf 15 % reduziert werden, § 64 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2017. Die Umlageentlastung ist in der Summe limitiert auf 4,0 % (Cap) oder 0,5 % (Supercap) der Bruttowertschöpfung des Unternehmens.⁴³ Letztlich darf die Umlagebelastung nicht den branchenabhängigen Wert von grundsätzlich 0,1 ct/kWh und ausnahmsweise 0,05 ct/kWh unterschreiten. Die Begrenzung erfasst außerdem erstmals auch die nach den §§ 61 ff. EEG 2017 anteilig umlagebelasteten Strommengen. Die Privilegierung kann seit Inkrafttreten des EEG 2014 gem. § 64 Abs. 5 S. 1 EEG 2017 analog auch für selbständige Unternehmensteile in Betracht kommen.⁴⁴

40 § 64 Abs. 6 Nr. 3 EEG 2017: „Stromkostenintensität“: das Verhältnis der maßgeblichen Stromkosten einschließlich der Stromkosten für nach § 61 voll oder anteilig umlagepflichtige selbst verbrauchte Strommengen zum arithmetischen Mittel der Bruttowertschöpfung in den letzten drei abgeschlossenen Geschäftsjahren des Unternehmens; hierbei werden die maßgeblichen Stromkosten berechnet durch die Multiplikation des arithmetischen Mittels des Stromverbrauchs des Unternehmens in den letzten drei abgeschlossenen Geschäftsjahren oder dem standardisierten Stromverbrauch, der nach Maßgabe einer Rechtsverordnung nach § 94 Nr. 1 ermittelt wird, mit dem durchschnittlichen Strompreis für Unternehmen mit ähnlichen Stromverbräuchen, der nach Maßgabe einer Rechtsverordnung nach § 94 Nr. 2 zugrunde zu legen ist; die durch vorangegangene Begrenzungsentscheidungen hervorgerufenen Wirkungen bleiben bei der Berechnung der Stromkostenintensität außer Betracht. (Vor dem Begrenzungszeitraum 2015 mindestens 16 %; ab dem Begrenzungszeitraum 2016 mindestens 17 %, § 64 Abs. 2 Nr. 2 a) EEG 2017).

41 Die Einordnung der jeweiligen Branche in Liste 1 und 2 beruht letztlich auf den Vorgaben der UEBLL (EU-KOM, Leitlinien für staatl. Umweltschutz und Energiebeihilfen 2014-2020, ABl. C 200, 28.06.2014, Anhang 3).

42 EU-KOM, Leitlinien für staatl. Umweltschutz und Energiebeihilfen 2014-2020, ABl. C 200, 28.06.2014, S. 1.

43 § 64 Abs. 5 Nr. 2 EEG 2017: Die Bruttowertschöpfung des Unternehmens zu Faktorkosten nach der Definition des Statistischen Bundesamtes, Fachserie 4, Reihe 4.3, Wiesbaden 2007, ohne Abzug der Personalkosten für Leiharbeitsverhältnisse; die durch vorangegangene Begrenzungsentscheidungen hervorgerufenen Wirkungen bleiben bei der Berechnung der Bruttowertschöpfung außer Betracht.

44 Vgl. § 64 Abs. 5 S. 2 EEG 2017: Ein selbständiger Unternehmensteil liegt nur vor, wenn es sich um einen Teilbetrieb mit eigenem Standort oder einen vom übrigen Unternehmen am Standort abgegrenzten Betrieb mit den wesentlichen Funktionen eines Unternehmens handelt, der Unternehmensteil jederzeit als rechtlich selbständiges Unternehmen seine Geschäfte führen könnte, seine Erlöse wesentlich mit externen Dritten erzielt und über eine eigene Abnahmestelle verfügt. Für den selbständigen Unternehmensteil sind eine eigene Bilanz und eine eigene Gewinn- und Verlustrechnung in entsprechender Anwendung der für alle Kaufleute geltenden Vorschriften des Handelsgesetzbuchs aufzustellen. Die Bilanz und die Gewinn- und Verlustrechnung nach Satz 3 sind in entsprechender Anwendung der §§ 317 bis 323 des Handelsgesetzbuchs zu prüfen.

Seit dem Inkrafttreten des EEG 2014 wird insbesondere die **Einordnung in Branchen** nach Anlage 4 EEG 2017 vorausgesetzt. Je nach Branchenzugehörigkeit zu den in der Anlage vorgesehenen Listen 1 oder 2 werden die Zugangsvoraussetzungen zu den Begrenzungstatbeständen modifiziert. Die Umstrukturierung des Unternehmens, bzw. die Verlagerung des Schwerpunkts der unternehmerischen Tätigkeit, kann die Zugehörigkeit zu den vorgesehenen Branchen ermöglichen und insofern beeinflusst werden. Dieser Umstand hat sich nach einer Auswertung der Anträge zu den Begrenzungsjahren 2014 und 2015 in überschaubarem Maße ausgewirkt. Der weit überwiegende Anteil hat keinen Wechsel vorgenommen (81,3 %). 41,1 % der Wechsler dürften aufgrund von Veränderungen ihrer Wirtschaftsaktivitäten neu zugeordnet worden sein. 35,7 % der wechselnden Unternehmen sahen sich durch die Normumstrukturierung erstmals veranlasst, sich einer von § 64 EEG 2017 berücksichtigten Branche zuzuordnen. Ein strategischer Wechsel der Akteure in andere Wirtschaftszweige mit der Intention, ihre Zugangsvoraussetzungen zu verbessern, kommt bei 23,2 % der Wechsler (4,3 % der insgesamt ausgewerteten Unternehmen) in Betracht. Die Daten zeigen, dass sie einen Wechsel vollzogen haben, infolge dessen eine Verbesserung der

Zugangsvoraussetzung eintrat. Ob eine entsprechende Motivation vorlag, geht aus den Daten nicht hervor.

Eine veränderte Listenzugehörigkeit zu Liste 1 oder 2 der Anlage 4 EEG 2017 kann sowohl auf Tatbestands- als auch auf Rechtsfolgenseite relevant werden.

Die Begründung der Zugangsvoraussetzungen durch einen Wechsel zu einer Wirtschaftszweigklassifikation ist für Unternehmen ein entscheidender Anreiz, die entweder keiner Liste aus Anhang 4 EEG 2017 unterfallen oder bei Unternehmen der Liste 2, die eine Stromkostenintensität zwischen 17 und 20 % aufweisen. Auf Rechtsfolgenseite kann z.B. die Mindesthöhe der EEG-Umlage (0,05 oder 0,1 ct/kWh) beeinflusst werden. Bei einem Beispielunternehmen mit 2 GWh ist der finanzielle Vorteil mit 50 T€ indes vergleichsweise bescheiden und bietet im Vergleich weniger Anreiz. Zur Veranschaulichung der rechtsfolgenseitigen Anreizwirkung der Begrenzungsfälle im Vergleich erfolgen die Berechnungen für drei Beispielunternehmen unter Zugrundelegung der EEG-Umlage 2016 und einem Strompreis für den Abnahmefall „4.000 Vbh“ nach der Durchschnittstrompreisverordnung (*Tabelle 30*). Ergebnis

Tabelle 30

Finanzieller Anreiz im Begrenzungsjahr 2016 für Unternehmen, WZ-Wechsel nach Begrenzungsfall.

Begrenzungsfall	Strommenge GWh	Bruttowertschöpfung		Anreiz	
		Mio. €	In Euro	in ct/kWh	
15 % Begrenzung nach § 64 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2014					
Beispiel 1a)	2	1,83	54.009	2,7	
Beispiel 1b)	50	35,0	2.646.441	5,3	
Beispiel 1c)	100	70,0	5.346.891	5,3	
Höchstbetrag nach § 64 Abs. 2 Nr. 3 EEG 2014 („Cap/Super-Cap“)					
Beispiel 2a)	2	1,7	59.080	3,0	
Beispiel 2b)	50	29,0	3.032.000	6,1	
Beispiel 2c)	100	55,0	6.079.000	6,1	
Mindestumlage nach § 64 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2014 (0,1 ct/kWh)					
Beispiel 3a)	2	1,5	62.540	3,1	
Beispiel 3b)	50	22,5	3.064.460	6,1	
Beispiel 3c)	100	32,5	6.191.460	6,2	

ist, dass Unternehmen mit zunehmendem Stromverbrauch (und abnehmendem Einfluss des Selbstbehalts) am meisten profitieren.

Der Nachweis eines **Energie- und Umweltmanagementsystems** ist seit Inkrafttreten des EEG 2014 regelmäßige Anspruchsvoraussetzung (§ 64 Abs. 1 Nr. 3 Alt. 1 EEG 2017) und ab dem Begrenzungsjahr 2017 zwingend zu zertifizieren. Eine Bewertung der von der Regelung möglicherweise ausgehenden Steuerungswirkung in der Praxis ist eine Herausforderung. Betrachtet man die Anzahl der von den Unternehmen genutzten Zertifizierungen im Zeitverlauf der Begrenzungsjahre 2014 bis 2016, zeigt sich über alle zulässigen Zertifizierungsarten hinweg letztlich eine Zunahme; besonders von 2015 auf 2016 ist ein Sprung erkennbar. Er könnte durch das Greifen der Zertifizierungspflicht zum Begrenzungsjahr 2017 beeinflusst worden sein. Es ist denkbar, dass diese Entwicklung insbesondere aus Sicht von Unternehmen, die aus Wirtschaftlichkeitserwä-

gungen sonst kein solches System implementiert hätten, durch die gesetzlichen Vorgaben beeinflusst wurde. Eine Einschätzung dazu, welche Einsparwirkung von der Vorschrift ausgeht, kann derzeit nicht abgegeben werden. Bereits die Bestimmung eines Referenzsachverhalts fällt schwer, weil derzeit unklar bleibt, welche Effizienzmaßnahmen ohne die Verpflichtung von den Unternehmen ergriffen worden wären.

Der für die Besonderen Ausgleichsregelungen maßgebliche Begriff der **Bruttowertschöpfung** wurde im Vergleich zum EEG 2012 in zweierlei Hinsicht wesentlich angepasst: Erstens wird die Bruttowertschöpfung zu Faktorkosten berechnet, d. h. insbesondere, dass indirekte Steuern (Gründerwerbssteuer bspw.) aufzuaddieren sind. Zweitens bleiben Kosten aus Leiharbeitsverhältnissen unberücksichtigt. Der Begriff der Bruttowertschöpfung kann Optimierungspotenziale insbesondere für große Unternehmen bergen:

- Hinsichtlich der **Personalkosten** wird die Ansicht vertreten, dass sie insbesondere über die Auslagerung bestimmter Tätigkeiten an externe Dienstleister (u. U. sogar konzernintern) über Dienst- bzw. Werkverträge als Vorleistungen einbezogen werden und die Kennzahlen verringern können. Mit der im Juni 2017 in Kraft getretenen Novellierung des Arbeitnehmerüberlassungsgesetzes (AÜG) ging allerdings eine restriktivere Abgrenzung von Werk- und Leiharbeitnehmerverträgen einher, die dieses Optimierungspotenzial einschränken kann.
- Gelingt es einem Konzern, einen energieintensiven **Unternehmensteil** zu „verselbständigen“, wird die Bruttowertschöpfung für den selbständigen Unternehmensteil berechnet und liegt damit deutlich unter den Werten, die für den Konzern ermittelt worden wären. Der so avisierten Entlastung stehen Kosten für die Unternehmensumstrukturierung gegenüber, was eine Einzelfallbewertung erforderlich macht.
- Für langfristig (≥ 1 Jahr) **gemietete oder per operating-Leasing** beschaffte Sachen ist es denkbar, dass sie als Posten „Mieten und Pachten“ vom Produktionswert abgezogen und reduzierend bei der Bruttowertschöpfungsberechnung in Ansatz gebracht werden. Überdies kann die Neuanschaffung von Sachen über Leasingverträge, bzw. die Wiederbeschaffung bereits erworbener Sachen über sale-and-lease-back-Geschäfte, letztlich zu einer Ausweisung als Produktionskosten führen. Die Leasingaufwendungen können als Vorleistung vorteilhaft berücksichtigt werden.

Für Unternehmen, die nach den Vorgaben des EEG 2012 eine Begrenzungsentscheidung erhalten haben und aufgrund der Novellierung des EEG 2014 aus dem Anwendungsbereich der Besonderen Aus-

gleichsregelung herausfallen, hat der Gesetzgeber in § 103 Abs. 4 EEG 2017 eine **Härtefallregelung** geschaffen. Sofern die Voraussetzungen des § 103 Abs. 4 EEG 2017 vorliegen, insbesondere muss die Strom-

kostenintensität im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr nachweislich mindestens 14 % betragen haben, kann die EEG-Umlage für den Stromanteil über den Selbstbehalt von 1 GWh hinaus auf 20 % der regulären EEG-Umlage begrenzt werden. Gem. § 103 Abs. 3 EEG 2017 darf sich die EEG-Umlage im Vergleich zur EEG-Umlage, welche im dem Nachweisjahr vorangegangenen Jahr zu zahlen war, maximal verdoppeln. Die von § 103 Abs. 4 EEG 2017 erfasste Anzahl der Unternehmen und die privilegierte Strommenge verblieben in den Begrenzungsjahren 2015 bis 2017 bei etwa 55 Unternehmen

bzw. 550 GWh. Daneben gibt es weitere befristete Härtefall- und Übergangsregelungen nach § 103 Abs. 1 - 3 EEG 2017, die im Begrenzungsjahr 2017 etwa 300 Antragsteller bzw. 3,2 TWh privilegierte Strommenge betrafen.

Die nach § 64 und § 103ff EEG 2017 **privilegierte Strommenge** beläuft sich im Jahr 2017 auf rd. **93,4 TWh** (s. u. Seite 107). Der Beitrag der stromkostenintensiven Unternehmen zur EEG-Umlage liegt bei rd. 414 Mio. €, was zu durchschnittlichen EEG-umlagebezogenen Kosten von 0,44 ct/kWh führt.

Schienenbahnen, § 65 EEG 2017:

Die EEG-Umlagebegrenzung gem. § 65 EEG 2017 für **Schienenbahnen** (§ 3 Nr. 40 EEG 2017) dient der Entlastung eines vergleichsweise umweltfreundlichen Verkehrsmittels im intermodalen Wettbewerb. Anspruchsberechtigt sind Unternehmen, die insbesondere unmittelbar zu Personen- und Güterverkehrszwecken mindestens 2 GWh Strom (ohne Rückspeiseenergie) im Geschäftsjahr an der Abnahmestelle selbst verbrauchen. Die jeweils geltende EEG-Umlage kann sodann auf 20 % begrenzt werden. Im EEG 2012 lag die Eintrittsschwelle noch bei 10 GWh p. a. Zudem war die Begrenzung der EEG-Umlage anders strukturiert. Die ersten 10 % des Jahresstromverbrauchs waren voll umlagepflichtig. Für die übrigen 90 % fiel eine EEG-Umlage von 0,05 ct/kWh an. **Zentrale Auswirkungen der Novellierung im Vergleich der Jahre 2014 bis 2015** sind: Die neue Begrenzung der EEG-Umlage auf 20 % hat dazu geführt, dass sich der Beitrag der privilegierten Schienenbahnunternehmen zur EEG-Umlage von 81,5 Mio. € p. a. auf 156,4 Mio. € p. a. annähernd verdoppelte. Die privilegierte Strommenge stieg dagegen um rd. 15 %, von 11 TWh p. a. auf rd. 12,7 TWh p. a. Die Entlastung der Unternehmen von den EEG-Kosten stieg entsprechend von 603 Mio.€ auf 626 Mio.€ (rd. 4 %). Bemerkenswert ist, dass die Anzahl der anspruchsberechtigten Unternehmen durch die Senkung der Eintrittsschwelle im selben Zeitraum um gut 75 % gestiegen ist.

Im Jahr 2017 beläuft sich die nach § 65 EEG **privilegierte Strommenge auf 12,6 TWh**. Der Beitrag der Schienenbahnen zur EEG-Umlage liegt bei rd. 174 Mio. €; die mittleren EEG-Kosten stiegen von 1,27 ct/kWh (2016) auf 1,38 ct/kWh. Der Umfang der Entlastung von den EEG-Kosten beträgt im Jahr 2017 **695 Mio. €** und ist wesentlich auf die steigende jeweils geltende EEG-Umlage zurückzuführen.

Für eine Bewertung des § 65 EEG 2017 dahingehend, ob sich die gewährte Privilegierung dem Normzweck⁴⁵ entsprechend ausgewirkt hat, wird im Wesentlichen die im Zeitverlauf 2003 bis 2017 erbrachten Verkehrsleistung der im intermodalen Wettbewerb stehenden Verkehrsträger miteinander verglichen. Dieser Marktvergleich erfolgt differenziert nach den Segmenten Personennah- und -fernverkehr sowie Güterverkehr.

- Der nach wie vor zu 99 % von der Deutschen Bahn AG erbrachte **Schienenpersonenfernverkehr**, der mit dem privaten PKW, dem Fernbus und auf Distanzen ab ca. 300 km mit dem Flugverkehr intermodal konkurriert, konnte seine Personenkilometer als Indikator für die Verkehrsleistung, zwischen 2003 und 2016 um 24,7 % und damit auch den Marktanteil steigern.

45 Normzweck ist insbesondere die Unterstützung eines vergleichsweise umweltfreundlichen Transportmittels.

- Der **Schiene**personennahverkehr wird von mehreren Unternehmen bedient⁴⁶ und ist zunehmend durch einen intra- und intermodalen Wettbewerb gekennzeichnet. Die Verkehrsleistung hat im Zeitraum 2003 bis 2016 kontinuierlich um insgesamt 50 % zugenommen, womit der Marktanteil des Schienenpersonennahverkehrs im Schnitt um 2,7 % p. a. gewachsen ist.
- Der **Schiene**güterverkehr weist im Vergleich den stärksten intramodalen Wettbewerb auf.⁴⁷ Er hat seit 2014 erheblich zugenommen und konkurriert u. a. mit der Binnenschifffahrt und ab mittleren Verkehrswegen mit dem LKW. Vor dem Hintergrund, dass insbesondere zeitsensitive Güter per Flugzeug transportiert werden, stagniert der an den erbrachten Tonnenkilometern bemessene Marktanteil des Schienengüterverkehrs seit Jahren bei (um ökonomische Einbrüche bereinigten) knapp 18 %.

Die transportsegmentübergreifenden hohen Anteile des Straßenverkehrs sind auch unter Berücksichtigung der intermodalen Preisentwicklung zu interpretieren, die seit 2010 letztlich Kostenvorteile zugunsten des Straßenverkehrs aufweist.

Die Analyse der Entwicklung der Marktanteile der Schienenbahnen im intermodalen Wettbewerb seit 2003 lässt keine unmittelbaren Auswirkungen der Novellierung der Vorschrift erkennen. In den Transportsegmenten, in denen der Marktanteil der Schienenbahnen gestiegen ist, könnte dies auf einen Verursachungsbeitrag des § 65 EEG 2017 hindeuten. Der intramodale Wettbewerb hat sich mit Ausnahme des Personenfernverkehrs weiter intensiviert, was auf die Senkung der Zugangsschwelle durch das EEG 2014 auf 2 GW zurückgeführt werden kann, die den Kreis der Anspruchsberechtigten stark erweiterte (s. o.).

Entlastung und Mehrkosten aus der Besonderen Ausgleichsregelung:

Die durchschnittlichen **EEG-Kosten für die nach § 64 und § 65 i. V. m. § 103 EEG 2017 privilegierten Unternehmen** stiegen zwischen 2014 und 2015 von 0,35 auf 0,52 ct/kWh, verringerten sich 2016 auf 0,49 ct/kWh und stiegen 2017 (ausgehend von der privilegierten Strommenge) auf ca. **0,56 ct/kWh**. Im Vergleich der Jahre 2014 und 2015 erhöhten sich die EEG-Kosten der Unternehmen insgesamt von 380 Mio. € auf rd. 564 Mio. €, was einer Steigerung um rd. 48 % entspricht. Im Jahr 2016 sanken sie dann um 35 Mio. €. Gegenüber dem Vorjahr steigen sie in 2017 um knapp 60 Mio. € auf rd. 588 Mio. € (s. u. Seite 109). Die **Kostenveränderungen** lassen sich auf mehrere Faktoren zurückführen. In den Fällen, in denen sich die Begrenzung am EEG-Umlagesatz bemisst (§ 64 Abs. 2 Nr. 2; § 65 Abs. 2 EEG 2017), ist die jährliche EEG-Umlagebemessung von Einfluss. Die insgesamt privilegierten Stromverbräuche sind bedingt durch die Zugangsvoraussetzungen sowie Anzahl der Antrag-

steller und der Einordnung ihrer Tätigkeit. Die Umstrukturierung der Zugangsvoraussetzungen mit dem EEG 2014 hat zu Verschiebungen von Strommengen geführt, die zum Begrenzungsjahr 2015 unter andere Privilegierungstatbestände fielen und von anderen Umlagebegrenzungen profitierten. Dieser Aspekt hatte im Jahr 2015 mit einem Kostenanstieg um rd. 184 Mio. € den größten Einfluss (vgl. *Tabelle 31*).

Die jährliche **Entlastung der Unternehmen** lag in den Jahren 2014 bis 2017 in einem Spektrum zwischen ca. 4,7 und **5,1 Mrd. € (2017)**. Die Werte ergeben sich aus einer volkswirtschaftlichen statischen Betrachtung, die insbesondere nicht berücksichtigt, wie eine volle EEG-Umlage das Verhalten der Unternehmen (etwa hinsichtlich Verbrauchsreduzierung und Verlagerung von Produktionsstandorten) vielleicht gesteuert hätte. Diese Entlastung muss von den nicht privilegierten Letztverbrauchern über-

46 Die Wettbewerber der Deutschen Bahn AG waren im Jahr 2015 für 29,2 % der gefahrenen Zugkilometer verantwortlich (Wettbewerbsbericht DB 2016).

47 Die Wettbewerber der Deutschen Bahn AG waren im Jahr 2015 für 39,2 % der erbrachten Transportleistung verantwortlich (Wettbewerbsbericht DB 2016).

Tabelle 31

Komponentenerlegung der Änderung der EEG-Kosten der Besonderen Ausgleichsregelung von 2014 auf 2015, von 2015 auf 2016, sowie von 2016 auf 2017.

Mio. Euro	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017
EEG-Kosten des Vorjahres	380,0	563,9	529,2
Änderung EEG-Umlage	-3,9	11,5	16,7
Änderung nicht EEG-Umlage-bezogener Begrenzungshöhen		-14,3	56,8
Änderung priv. Strommenge inkl. Selbstbehalt	-1,4	0,0	-17,6
Änderung Mengenanteile Begrenzungsstruktur	189,2	-31,9	2,6
EEG-Kosten des Folgejahres	563,9	529,2	587,7
Änderung gesamt	183,9	-34,7	58,5

Datengrundlage: Angaben des BMWi/BAFA (Stand: 18. Januar 2018).
Quelle: Prognos AG, Boos Hummel & Wegerich 2018.

nommen werden. Für sie bedeutete das EEG-umlagebezogene **Mehrkosten** in einem Spektrum von 1,41 ct/kWh (2015) bis zuletzt ca. **1,60 ct/kWh (2017)**. Die **2017** insgesamt privilegierte Strommenge **von rd. 106 TWh** bewegt sich auf dem Niveau der Vorjahre (seit 2014). Wertet man die Entwicklung der Strommenge nach Wirtschaftszweigen aus, sind im Zeitraum 2014 bis 2016 bei den Schienenbahnen die Strommengen um 14 % gewachsen. Es folgen die Gummi- und Kunststoffwarenindustrie mit + 9 % und die Chemieindustrie mit + 8 %. Die Strommengen im Papiergewerbe und der Glas-/Keramikindustrie haben abgenommen (s. u. *Seite 108*).⁴⁸

Abschließend ist festzustellen, dass die Umstrukturierung der Begrenzungstatbestände zu einer grö-

ßeren Beteiligung der privilegierten Unternehmen an der EEG-Umlage führte, während die Zahl der Antragsteller in etwa auf gleichem Niveau verharrte. Die Ausgestaltung der Begrenzungsalternativen des § 64 EEG 2017 resultiert für einen Großteil der privilegierten Unternehmen in einer Entkopplung ihrer EEG-Kosten von der absoluten Höhe des jeweils geltenden EEG-Umlagesatzes und kann insbesondere für große Unternehmen Anreize setzen, sich auf bestimmte Begrenzungsfälle zu optimieren, was auch bedeuten kann, einen besonders hohen Stromverbrauch vorzuweisen. Zudem hat insbesondere die Absenkung der Zugangsschwelle auf 2 GW in § 65 EEG 2017 – mit Ausnahme des Schienenpersonenfernverkehrs – zu einem verstärkten intramodalen Wettbewerb geführt.

⁴⁸ Nach einer Mittelfristprognose für 2018-2022 kann sich die privilegierte Strommenge infolge der Anpassung des Begrenzungsfalls in § 64 Abs. 2 Nr. 2 b) EEG 2017, um schätzungsweise 3,93 TWh erhöhen.

Eigenversorgung

Seit Inkrafttreten des EEG 2014 ist der Letztverbrauch für die Eigenversorgung grundsätzlich EEG-umlagebelastet (§ 61 Abs. 1 EEG 2014, strenger im EEG 2017). Dahinter steht ein Solidaritätsgedanke, nach dem die EEG-Umlage auf möglichst viele Schultern verteilt werden soll. Aus Bestandsschutzgründen sind Strommengen aus Bestands- und Altbestandsanlagen in der Eigenerzeugung⁴⁹ weiterhin nicht EEG-umlagebelastet, §§ 61c, 61d EEG 2017. Hinsichtlich der Ausgestaltung von Geschäftsmodellen in der Praxis ist daher entscheidend, ob es sich um eine Bestandsanlage (§ 61 Abs. 3 EEG 2014/§ 61c EEG 2017 – Eigenerzeugung vgl. § 61c Abs. 2 Nr. 1 a) EEG 2017), oder eine Anlage handelt, die die Erzeugung nach dem Stichtag des 31. Juli 2014 aufgenommen hat – Eigenversorgung nach § 3 Nr. 19 EEG 2017.

Zentrale Voraussetzungen des Letztverbrauchs für die Eigenversorgung ist die Identität der (juristischen) Person, die den Strom aus ortsfesten erneuerbaren oder hocheffizienten KWK-Anlagen⁵⁰ erzeugt, mit der Person, die den Strom verbraucht (§ 61b i. V. m. § 3 Nr. 19 EEG 2017). In § 61f EEG 2017 werden erstmals Ausnahmen vom Erfordernis der Personenidentität geregelt. Die Ausnahme gilt jedoch nur, wenn insbesondere durch einen Erbfall oder durch eine Rechtsnachfolge der Letztverbraucher, der die Anlage heute betreibt, nicht mehr personenidentisch ist mit der Person, die die Anlage ursprünglich in Betrieb genommen hat, die Anlage (mit Blick auf den Stichtag s. o.) aber dennoch wei-

ter als Bestandsanlage gilt. Als weitere Voraussetzung müssen Erzeugung und Verbrauch zeitgleich und im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang ohne Nutzung des allgemeinen Stromnetzes stattfinden. Die Gewährung der Privilegierung hängt außerdem von Nachweis- und Meldepflichten ab.

Ein vollständiges Entfallen der EEG-Umlage betrifft somit nur wenige Sonderfälle, § 61a EEG 2017. Besonders praxisrelevant dürften der Kraftwerkseigenverbrauch⁵¹ und die im Verhältnis dazu gering ausfallende Eigenversorgung unterhalb der Bagatellgrenze (10 kW-Anlagen für bis zu 10 MWh p. a.) sein (vgl. Seite 39 ff.).

In Konzepten, die auf der **Eigenerzeugungskontellation** beruhen, können Strommengen nur EEG-umlageprivilegiert werden, wenn es sich insbesondere um Anlagen handelt, die den Anforderungen der umlagefreien Eigenerzeugung aus dem EEG 2012 zu einem bestimmten Zeitpunkt (insbesondere vor dem 1. August 2014 oder vor dem 1. Januar 2011) genügen. Die Personenidentität von Erzeuger und Verbraucher ist hier ebenfalls vorausgesetzt.

Die in der Eigenversorgung letztverbrauchten **Strommengen** werden statistisch nicht erfasst und können nur näherungsweise sekundärstatistisch abgeleitet werden. Sie beliefen sich im Jahr 2016 (nach dem Bottom-up-Verfahren berechnet) in der Summe näherungsweise und vorläufig auf **50,9 TWh**.⁵²

49 Im EEG 2017 gilt das Privileg nunmehr zeitlich eingeschränkt bis zur Modernisierung fort.

50 Im Zeitpunkt der Bearbeitung hat die Europäische Kommission das bis Ende 2017 beihilferechtlich genehmigte Eigenversorgungsprivileg für hocheffiziente KWK-Anlagen noch nicht erneut beschieden, sodass seit dem 1. Januar 2018 die EEG-Umlage für Strombezug für die Eigenversorgung aus der KWK-Anlage zumindest vorerst in voller Höhe anfällt.

51 Insbesondere relevant für Neben- und Hilfsanlagen einer Stromerzeugungsanlage, z. B. solche für die Wasseraufbereitung, Dampferzeugerwasserspeisung, Frischluftzufuhr, Brennstoffversorgung, kraftwerksinterne Brennstoffvorbereitung, Abgasreinigung oder Rauchgasreinigung.

52 Die Mittelfristprognose geht von 64,2 TWh für 2017 aus.

Table 32

Strommengen in der Eigenversorgung 2014-2016.

Eigenversorgung in TWh	2014	2015	2016
Erneuerbare Energien (erfasste Anlagen)	3,0	3,6	4,0
Kondensationskraftwerke und KWK-Anlagen im Kondensationsbetrieb	9,0	10,0	10,0
Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung	31,0	34,3	36,9
Allgemeine Versorgung	1,4	1,3	1,5
Industrielle Kraftwirtschaft ab 1 MW	25,0	27,8	29,6
BHKW unter 1 MW	3,9	4,3	4,9
Nicht erfasste biogene Anlagen	0,8	0,9	0,9
Summe Eigenversorgung bottom-up	43,0	47,9	50,9

Datengrundlage: Öko-Institut e.V. 2014; Statistisches Bundesamt 2014 & 2015, BNetzA Anlagenregister (12/2016).
Quelle: Prognos AG, Boos Hummel & Wegerich 2018.

Table 32 stellt die Strommengen im Zeitverlauf 2014 bis 2016 dar. Seit 2014 haben sie insbesondere in der Industrie zugenommen, wobei die Mittelfristprognose darauf hindeutet, dass sich dieser Trend fortsetzen kann. Die [Verteilung der Strommengen](#) auf die jeweiligen Eigenversorger beruht wesentlich auf Wirtschaftlichkeitserwägungen. Die [Wirtschaftlichkeit der Eigenversorgung](#) lässt sich bei den EEG-förderfähigen EE-Strommengen unter Berücksichtigung der Stromgestehungskosten, der Höhe des EEG-Zahlungsanspruchs und der Kostenersparnis aus dem vermiedenen Netzstrombezug durch die Eigenversorgung bewerten. Im Allgemeinen lässt sich feststellen: Je höher der Netzstrombezugspreis und je niedriger die der Degression unterliegende EEG-Förderzahlung ist, desto wirtschaftlich attraktiver wird die Eigenversorgung. Exemplarisch wird hier auf die Eigenversorgung aus Solaranlagen eingegangen, bei der die Eigenversorgungsoptimierung eine große Rolle spielt. Sie ermöglicht im kleinsten Anlagensegment den wirtschaftlichen Betrieb und steigert in den übrigen Anlagensegmenten teilweise enorm die interne Verzinsung (vgl. [Seite 42 ff.](#)). Dies gilt nicht nur für Verbrauchsgruppen, die Netzstrom zum Haushalts-

kundenstrompreis von im Mittel gut 29,4 ct/kWh (2018) beziehen (BDEW 2018). Letztverbraucher mit etwas günstigeren Strombezugspreisen (kleinere Industrie und Gewerbe) installieren Anlagen mit mehr Nennleistung, für deren Strom sie die EEG-Förderung in relativ geringerer Höhe beanspruchen können. Allein für die besonders stromkostenintensiven Unternehmen rentiert sich die Eigenversorgung über besonders große Solaranlagen regelmäßig nicht auf diese Art, da ihr Netzstrombezugspreis durch eine Vielzahl von Privilegierungen unter den Stromgestehungskosten liegt. Dies ist ein Faktor, weshalb auch unter Berücksichtigung der anderen EE-Sparten, wie z. B. Deponie-, Klär- und Grubengas, der Anteil der EE-Strommengen in der Eigenversorgung mit insgesamt 4 TWh (2016) vergleichsweise gering ist.

In der Industrie kommen stattdessen meist KWK-Anlagen zum Einsatz, die Strom und Wärme flexibel bereitstellen und für die Produktionsprozesse optimiert werden. Lediglich unter den größeren industriellen Anlagen finden sich auch reine Kondensationskraftwerke und KWK-Anlagen, die zeitweise ohne Wärmeauskopplung im reinen Kondensationsbetrieb

gefahren werden. Diese **ungekoppelte Stromerzeugung** zur Eigenversorgung wird mit einer Gesamtmenge von rd. 10 TWh insbesondere in der energieintensiven Industrie betrieben. Hier hat die Nutzung von Kuppelgasen eine lange Tradition, insbesondere in der Metallerzeugung (Hochofengas, Kokereigas). Destillations- und Konversionsrückstände sowie energiereiche Reststoffe werden häufig in Kraftwerken der Mineralölverarbeitung und Chemischen Industrie eingesetzt. Diese Eigenversorgung über die energetische Nutzung von Reststoffen und anderweitig nicht gleichwertig einsetzbaren Kuppelprodukten ist in der Regel wirtschaftlich.

Auf Anlagen mit **Kraft-Wärme-Kopplung** und einer elektrischen Leistung von mehr als 1 MW entfielen im Jahr 2016 insgesamt schätzungsweise **36,9 TWh** für die Eigenversorgung. Seit 2014 sind diese Strommengen damit um knapp ein Fünftel (rd. 19 %) gestiegen. Der wirtschaftliche Anreiz für diese Betriebskonzepte ergibt sich einerseits aus dem (teilweisen) Entfallen der seit 2012 insgesamt quasi durchgehend steigenden staatlich veranlassten Strompreisbestandteile (Netzentgelte, EEG-Umlage, etc.), die insbesondere beim Netzstrombezug erheblich ins

Gewicht fallen. Andererseits steigert die Nutzung der gekoppelt erzeugten Wärme die Wirtschaftlichkeit. Der für die Eigenversorgung genutzte Anteil an der Gesamtstromerzeugung der KWK-Anlagen in den verschiedenen Einsatzbereichen variiert Studien des Öko-Instituts zufolge zwischen 3 und 84 % (*Tabelle 33*). Diese Anteile beziehen sich auf die jeweilige Gesamtstromerzeugung. Die niedrigen Werte für die allgemeine Versorgung und die nicht erfassten biogenen Anlagen erklären sich durch die geringe Fallzahl der Eigenversorgungskonzepte bezogen auf die Gesamtzahl der Betriebskonzepte. In Eigenversorgungskonzepten werden grundsätzlich hohe Eigenversorgungsquoten angestrebt. Die hohen Eigenversorgungsanteile in der Industrie können darauf hindeuten, dass der Kapazitätszubauf im betrachteten Zeitraum schwerpunktmäßig zum Zweck der Eigenversorgung stattfand.

Da es sich auch im Jahr 2017 (noch) meist um Bestandsanlagen (§ 61c EEG 2017) und wenige Anlagen mit einer Kapazität unterhalb der Bagatellgrenze von 10 kW (§ 61a Nr. 4 EEG 2017) handelte, sind die meisten Eigenversorgungsstrommengen letztlich EEG-umlagefrei.

Tabelle 33

KWK-Eigenversorgung 2014-2016 nach Daten des Öko-Instituts 2017.

Anteile der Eigenerzeugung	2012	2014	2015	2016
	Allgemeine Versorgung	3 %	3 %	3 %
Industrielle Kraftwirtschaft	84 %	84 %	84 %	84 %
BHKW unter 1 MW elektrischer Leistung	60 %	60 %	60 %	60 %
Nicht erfasste biogene Anlagen	5 %	5 %	5 %	5 %

	Stromerzeugung insgesamt				Davon Eigenerzeugung			
	2012	2014	2015	2016*	2012	2014	2015	2016*
Erzeugung in KWK in TWh, davon	95,1	97,9	102,2	111,8	28,6	31,0	34,3	36,9
Amtlich erfasst in	79,4	74,8	78,0	86,4	25,3	26,3	29,1	31,1
Allgemeine Versorgung	51,1	45,1	44,9	51,2	1,5	1,4	1,3	1,5
Industrielle Kraftwirtschaft	28,3	29,7	33,1	35,2	23,8	25,0	27,8	29,6
Nicht amtlich erfasst, da	15,7	23,1	24,2	25,4	3,3	4,7	5,2	5,7
BHKW unter 1 MW	4,5	6,5	7,2	8,1	2,7	3,9	4,3	4,9
Nicht erfasste biogene Anlagen	11,2	16,6	17,0	17,3	0,6	0,8	0,9	0,9

* Teilweise vorläufige Daten des Öko-Instituts aus Berechnungen zum KWK-Monitoring im Auftrag des BMWi.

Die Auswirkung der EEG-Umlageprivilegien der Eigenversorgung für die nicht umlageprivilegierten Letztverbraucher ist unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Letztverbrauchergruppen und der unterschiedlichen Höhe der Entlastung (100 oder 60 %-Entlastung, besonders in Kombination mit der Besonderen Ausgleichsregelung) schwer zu beziffern. Eine Angabe ist eher näherungsweise als Effekt und ohne Berücksichtigung der Besonderen Ausgleichsregelung möglich. Würde man alle privilegierten Letztverbraucher in der Eigenversorgung rechnerisch um 40 oder 100 % mit der EEG-Umlage belasten, ergäbe sich für 2017 ein EEG-umlagebezogener Entlastungseffekt für die nicht privilegierten Letztverbraucher in Höhe von 0,47 ct/kWh bzw. 1,07 ct/kWh. Es handelt sich dabei allerdings um theoretische Maximalwerte, die in *Tabelle 34* dargestellt werden.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass der Umfang der Eigenversorgung seit 2014 kontinuierlich zunahm. Es ist anzunehmen, dass diese Entwicklung sich weiter fortsetzt. Je höher die Netzstrombezugskosten, desto attraktiver ist die Integration der Eigenversorgung aus einer EE-Anlage in das Betriebskonzept. In der Industrie hat die Eigenversorgung einen hohen Stellenwert und eine lange Tradition zur Minimierung der Energiekosten. Die differenzierte Betrachtung und schließlich Quantifizierung der Auswirkungen der Eigenversorgungsprivilegien auf die nichtprivilegierten Letztverbraucher ist derzeit mit großen Unsicherheiten behaftet. Der Aufbau einer Datenbank könnte hier Abhilfe schaffen.

Tabelle 34

Abschätzung des maximalen Effekts der Eigenversorgung auf die EEG-Umlage 2014-2017.

	2014	2015	2016	2017
Berechnungsgrundlage EEG-Umlage				
a) Für Berechnung der EEG-Umlage von den ÜNB im Vorjahr angesetzt nichtprivilegierten Letztverbrauch [TWh]	377,9	353,6	360,0	348,5
b) Für die EEG-Umlage im Vorjahr von den ÜNB angesetzte Differenzkosten [Euro]	23.579	21.822	22.877	23.978
c) Für das betreffende Jahr in den jeweiligen Mittelfristprognosen ermittelter umlagebefreiter Eigenverbrauch [TWh]	471*	59,5**	51,3***	64,2****
EEG-Umlage für das betreffende Jahr [ct/kWh] = b/a	6,240	6,170	6,354	6,880
Theoretische Maximaleffekte der Eigenversorgung auf die jeweilige EEG-Umlage				
Bei Belastung des Eigenverbrauchs mit 100 % der EEG-Umlage:				
Minimale EEG-Umlage [ct/kWh] = b/(a+c) *	5,55	5,28	5,56	5,81
Maximale Erhöhung EEG-Umlage [ct/kWh] *	0,69	0,89	0,79	1,07
Bei Belastung des Eigenverbrauchs mit 40 % der EEG-Umlage:				
Minimale EEG-Umlage [ct/kWh] = b/(a+0,4*c) *	5,94	5,78	6,01	6,41
Maximale Erhöhung EEG-Umlage [ct/kWh] *	0,30	0,39	0,34	0,47

* Unter der Annahme, dass der Eigenverbrauch nicht unter die Regelungen der BesAR fällt.

*Energy Brainpool 10/2013, Prognose für 2014. **Prognos AG 2014; Letztverbrauch 2019.

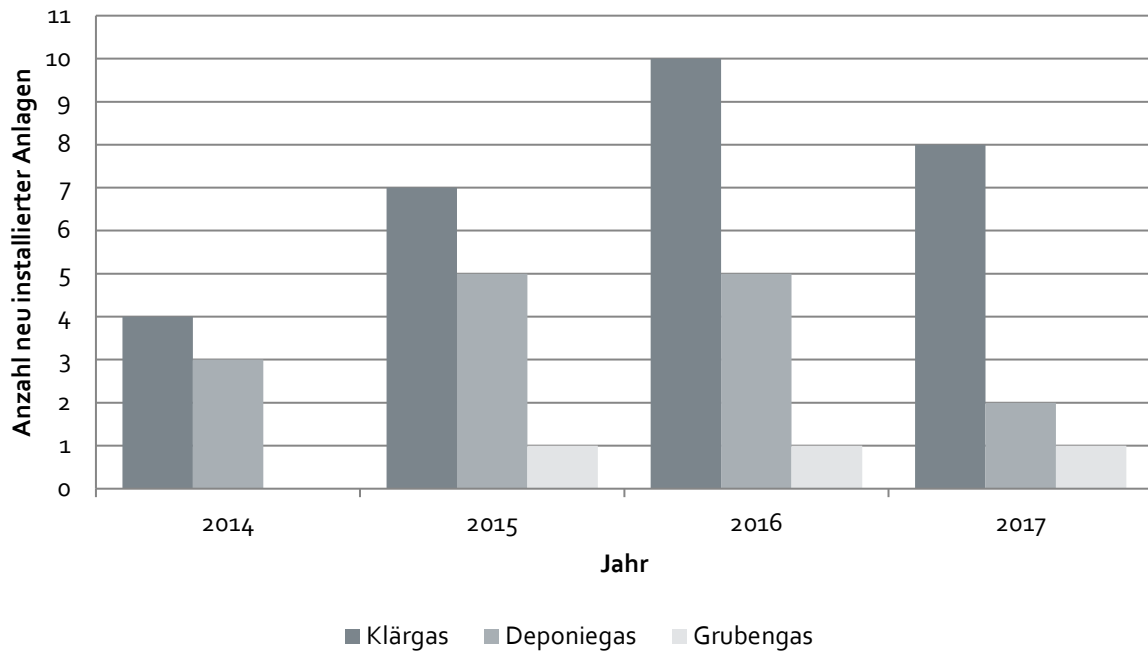
Fraunhofer ISI 2015, Mittelfristprognosen 2016-2020. *Prognos AG, 2016, Letztverbrauch 2021.

Datengrundlage: Mittelfristprognosen, ÜNB: Prognose der EEG-Umlage 2014-2017.

Quelle: Prognos AG, Boos Hummel & Wegerich 2018.

Annex

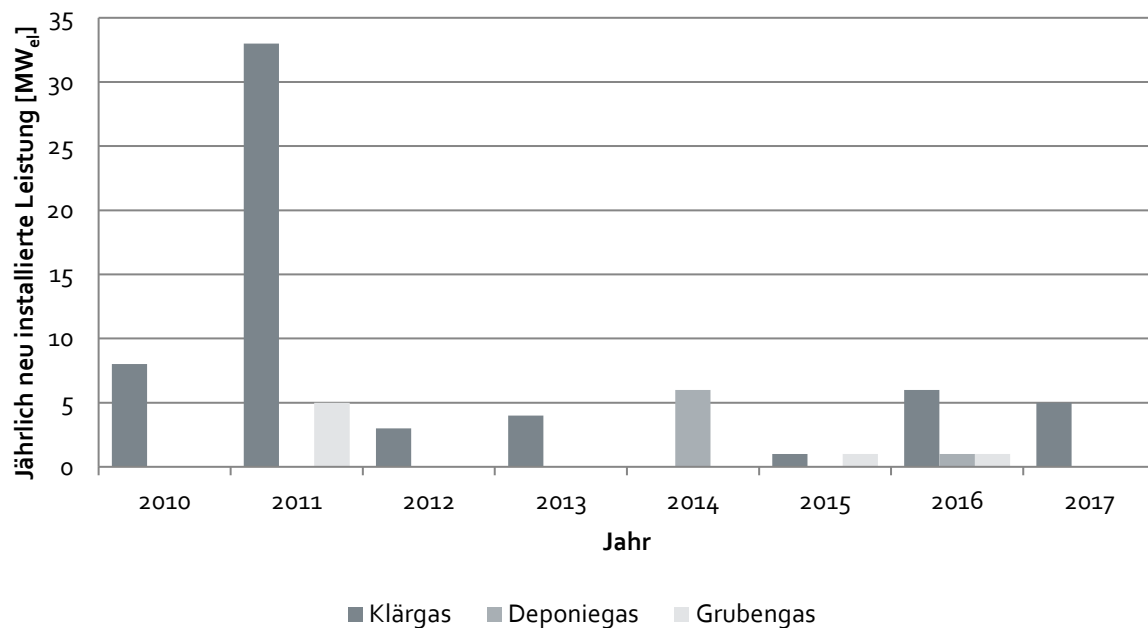




Datengrundlage: AGEESat, BNetzA. Quelle: Fraunhofer IEE 2018.

Annex 1

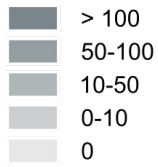
Jährlicher Anlagenzubau, Klär-, Deponie- und Grubengas (Deutschland, 2014-2017).



Datengrundlage: AGEESat, BNetzA. Quelle: Fraunhofer IEE 2018.

Annex 2

Jährlicher Leistungszubau in MW_e, Klär-, Deponie- und Grubengas (Deutschland, 2010-2017).

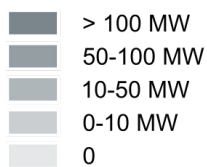


Bundesland	Anzahl
Baden-Württemberg	173
Bayern	109
Berlin	0
Brandenburg	27
Bremen	1
Hamburg	1
Hessen	70
Mecklenburg-Vorpommern	15
Niedersachsen	51
Nordrhein-Westfalen	190
Rheinland-Pfalz	34
Saarland	9
Sachsen	29
Sachsen-Anhalt	33
Schleswig-Holstein	17
Thüringen	17

Datengrundlage: BNetzA.
Quelle: Fraunhofer IEE 2018.

Annex 3

Anlagenbestand, Klär-, Deponie- und Grubengas je Bundesland, Stand Ende 2017.



Bundesland	MW
Baden-Württemberg	44
Bayern	36
Berlin	0
Brandenburg	31
Bremen	2
Hamburg	0
Hessen	30
Mecklenburg-Vorpommern	13
Niedersachsen	22
Nordrhein-Westfalen	255
Rheinland-Pfalz	10
Saarland	59
Sachsen	12
Sachsen-Anhalt	19
Schleswig-Holstein	11
Thüringen	6

Datengrundlage: BNetzA.
Quelle: Fraunhofer IEE 2018.

Annex 4

Installierte Leistung Ende 2017 in MW je Bundesland, Klär-, Deponie- und Grubengas.

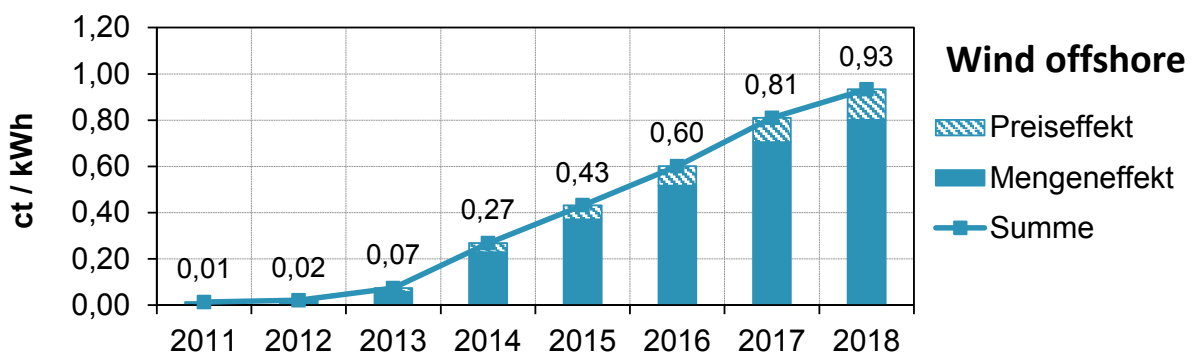
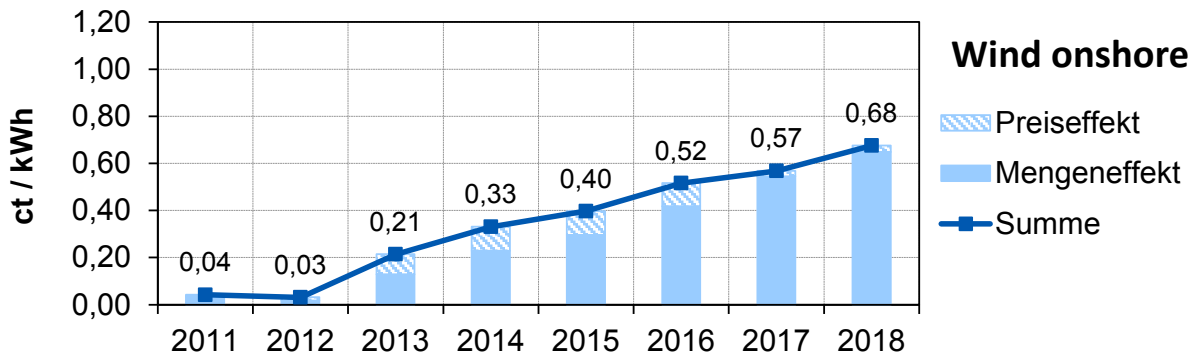
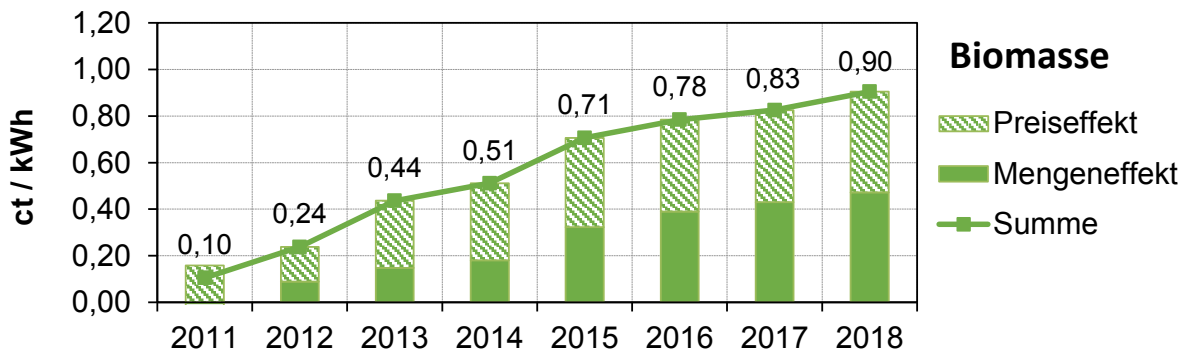
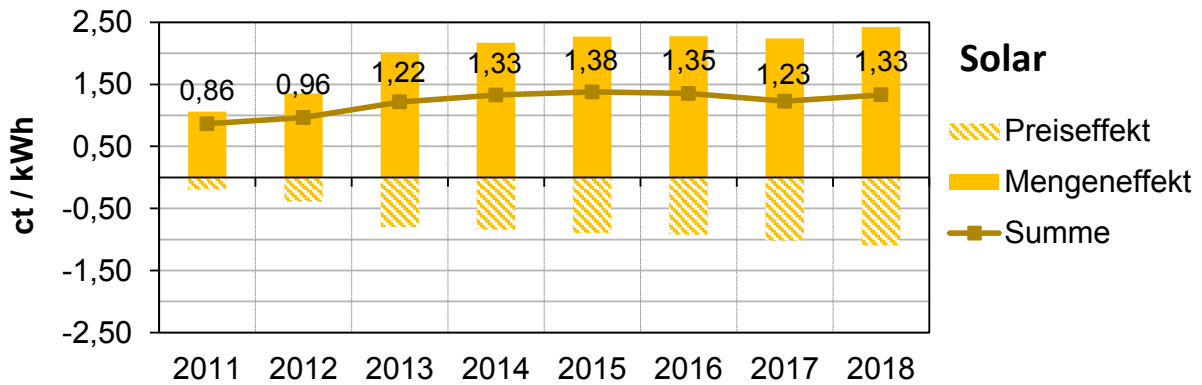


Annex 5

Ausschreibungsergebnisse der Solar-Ausschreibungsrunden April 2015 bis Oktober 2017.

Gebotstermin	Preismechanismus	Ausgeschriebene Menge [MW]	Eingereichte Gebote [Anzahl]	Eingereichte Gebotsmenge [MW]	Zuschläge [Anzahl]	Zuschlagsmenge [MW]	Gebotsausschlüsse	Gebotsausschlussmenge [MW]	durchschnittl. Förderhöhe [ct/kWh]	Höchstwert [ct/kWh]	Frist zu Inbetriebnahme ohne Fördersatzreduktion	Frist zur Inbetriebnahme (Ausschlussfrist)
01.04.2015	Pay-as-bid	150	170	715	25	157	37	144	9,17	11,29	30.11.2016	06.05.2017
01.08.2015	Uniform Pricing	150	136	558	33	159	15	33	8,49	11,18	28.02.2017	20.08.2017
01.12.2015	Uniform Pricing	200	127	562	43	204	13	33	8,00	11,09	30.06.2017	18.12.2017
01.04.2016	Pay-as-bid	125	108	539	21	128	16	57	7,41	11,09	31.10.2017	18.04.2018
01.08.2016	Pay-as-bid	125	62	311	22	118	9	46	7,25	11,09	28.02.2018	12.08.2018
01.12.2016	Pay-as-bid	160	76	423	27	163	5	19	6,90	11,09	30.06.2018	15.12.2018
01.02.2017	Pay-as-bid	200	97	488	38	200	9	27	6,58	8,91	31.08.2018	15.02.2019
01.06.2017	Pay-as-bid	200	133	646	32	201	17	56	5,66	8,91	31.12.2018	21.06.2019
01.10.2017	Pay-as-bid	200	110	754	20	222	6	20	4,91	8,84	30.04.2018	31.10.2019

Quelle: BNetzA, Hintergrundpapier Solarausschreibung Oktober 2017.



Datengrundlage: Übertragungsnetzbetreiber, EEG-Umlage. Quelle: Öko-Institut e.V. 2017.



Annex 7

Privilegierte Strommenge und Inanspruchnahme der Besonderen Ausgleichsregelung 2014 bis 2016.

	2014		2015		2016		2017
	privilegiert	Inanspruchnahme	privilegiert	Inanspruchnahme	privilegiert	Inanspruchnahme	privilegiert
Anzahl Abnahmestellen der begünstigten Unternehmen	2.851		2.962		2.887		2.791
... des produzierenden Gewerbes	2.778		2.834		2.755		2.653
... Schienenbahnen	73		128		132		138
Privilegierte Strommenge in GWh gesamt	107.662	107.341	108.500	111.850	108.550	112.576	106.032
Davon Produzierendes Gewerbe nach Begrenzungsarten EEG 2014			95.826	99.368	96.091	99.972	93.397
15 % Begrenzung nach § 64 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2014			3.826		3.015		3.322
Höchstbetrag nach § 64 Abs. 2 Nr. 3 EEG 2014			27.437		29.020		31.373
Mindestumlage nach § 64 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2014			23.780		27.468		47.851
Doppelungsregel mit regulärer Begrenzung nach § 64 Abs. 2 i. V. m. § 103 Abs. 3 EEG 2014			34.460		31.882		5.783
Doppelungsregel nach § 103 Abs. 3 EEG 2014 (Bestandsschutz 1)			1.656		1.162		1.320
Härtefall und Doppelungsregel nach § 103 Abs. 4 EEG 2014 i. V. m. § 103 Abs. 3 EEG 2014 (Bestandsschutz 2)			4.667		3.565		3.747
nachrichtlich: Selbstbehalt (1 GWh)			2.53		2.523		2.476
Davon Produzierendes Gewerbe nach Begrenzungsarten EEG 2012	96.698						
10 % Begrenzung für Stromverbrauch zwischen 1 und 10 GWh nach § 41 Abs. 3 Nr. 1 b) EEG 2012	14.622						
1 % Begrenzung für Stromverbrauch zwischen 10 und 100 GWh nach § 41 Abs. 3 Nr. 1 c) EEG 2012	22.329						
0,05 ct/kWh für Stromverbrauch größer als 100 GWh nach § 41 Abs. 3 Nr. 1 d) EEG 2012	1.541						
0,05 ct/kWh für gesamten Stromverbrauch nach § 41 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2012	58.205						
nachrichtlich: Selbstbehalt (1 GWh)	2.619						
Davon Schienenbahnen	10.964		12.674	12.482	12.460	12.604	12.635
0,05 ct/kWh nach § 42 Abs. 1 EEG 2012 (90 % des Stromverbrauchs)	10.964						
nachrichtlich: Selbstbehalt (10 % des Stromverbrauchs)	1.218						

Datengrundlage: ÜNB: EEG-Jahresabrechnung; Angaben des BMWi/BAFA (Stand: 18. Januar 2018); ÜNB: Mittelfristprognose. Quelle: Prognos AG, Boos Hummel & Wegerich 2018.



Annex 8

Privilegierte Strommenge in der Besonderen Ausgleichsregelung nach Wirtschaftsabteilungen für die Jahre 2014 bis 2017.

	2014	2015	2016	2017
Privilegierte Strommenge (Vorgang)	107.662	108.500	108.572	106.032
05 Kohlenbergbau		1.197		
08 Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	622	522	519	500
10 Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	4.519	4.051	3.847	3.731
11 Getränkeherstellung	363	362	364	337
13 Herstellung von Textilien	749	642	706	603
16 Herstellung von Holz-, Flecht-, Korb- und Korkwaren (ohne Möbel)	2.984	3.017	3.100	3.173
17 Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	12.808	12.720	11.865	11.447
18 Herstellung von Druckerzeugnissen; Vervielfältigung von bespielten Ton-, Bild- und Datenträgern	405	352	353	364
19 Kokerei und Mineralölverarbeitung	2.702	2.950	3.099	3.284
20 Herstellung von chemischen Erzeugnissen	27.022	27.642	28.526	25.592
22 Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	3.792	3.884	4.129	4.063
23 Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	8.821	8.420	8.296	7.766
24 Metallerzeugung und -bearbeitung	24.725	25.522	25.579	27.083
25 Herstellung von Metallerzeugnissen	2.018	1.612	1.586	1.548
26 Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten, elektronischen und optischen Erzeugnissen	852	512	343	600
27 Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	661	691	798	574
28 Maschinenbau	178	309	474	481
29 Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	298	318	326	309
31 Herstellung von Möbeln	28	26	39	
38 Sammlung, Behandlung und Beseitigung von Abfällen; Rückgewinnung		538	542	536
49 Landverkehr und Transport in Rohrfernleitungen [Schienenbahnen]	10.964	12.674	12.460	12.635
Sonstige	3.149	537	1.623	1.406

Hinweis: pro Jahr sind mindestens 5 Unternehmen enthalten

Datengrundlage: Angaben des BMWi/BAFA (Stand: 18. Januar 2018).
Quelle: Prognos AG, Boos Hummel & Wegerich 2018.



Annex 9

EEG-Kosten der Besonderen Ausgleichsregelung 2014-2017.

	2014		2015		2016		2017	
	Mio. €	ct/ kWh	Mio. €	ct/ kWh	Mio. €	ct/ kWh	Mio. €	ct/ kWh
EEG-Kosten der Besonderen Ausgleichsregelung insgesamt (einschl. Selbstbehalt)	379,976	0,35	563,903	0,52	529,194	0,49	587,723	0,56
Davon Produzierendes Gewerbe nach Begrenzungsarten EEG 2014			407,507	0,43	370,803	0,39	413,866	0,44
15 % Begrenzung nach § 64 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2014			35,412	0,93	28,740	0,95	34,287	1,03
Höchstbetrag nach § 64 Abs. 2 Nr. 3 EEG 2014			54,145	0,20	63,226	0,22	65,814	0,21
Mindestumlage nach § 64 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2014			21,202	0,09	23,597	0,09	42,781	0,09
Doppelungsregel mit Regulärer Begrenzung nach § 64 Abs. 2 i. V. m. § 103 Abs. 3 EEG 2014			48,572	0,14	43,887	0,14	22,096	0,38
Doppelungsregel nach § 103 Abs. 3 EEG 2014 (Bestandsschutz 1)			41,812	2,52	16,464	1,42	32,180	2,44
Härtefall und Doppelungsregel nach § 103 Abs. 4 EEG 2014 i. V. m. § 103 Abs. 3 EEG 2014 (Bestandsschutz 2)			46,376	0,99	34,577	0,97	46,360	1,24
Selbstbehalt (1 GWh)			159,988	6,17	160,311	6,35	170,349	6,88
Davon Produzierendes Gewerbe nach Begrenzungsarten EEG 2012	298,476	0,31						
10 % Begrenzung für Stromverbrauch zwischen 1 und 10 GWh nach § 40 Abs. 3 Nr. 1 b) EEG 2012	91,244	0,62						
1 % Begrenzung für Stromverbrauch zwischen 10 und 100 GWh nach § 41 Abs. 3 Nr. 1 c) EEG 2012	13,933	0,06						
0,05 ct/kWh für Stromverbrauch größer als 100 GWh nach § 41 Abs. 3 Nr. 1 d) EEG 2012	0,770	0,05						
0,05 ct/kWh für gesamten Stromverbrauch nach § 41 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2012	29,103	0,05						
Selbstbehalt (1 GWh)	163,426	6,24						
Davon Schienenbahnen	81,500	0,74	156,395	1,23	158,391	1,27	173,856	1,38
0,05 ct/kWh nach § 42 Abs. 1 EEG 2012 (90 % des Stromverbrauchs)	5,482	0,05						
Selbstbehalt (10 % des Stromverbrauchs)	76,018	6,24						

Datengrundlage: Angaben des BMWi/BAFA (Stand: 18. Januar 2018). Quelle: Prognos AG und Fichtner GmbH & Co. KG 2018.

Verzeichnisse



Abkürzungen

AC	alternating current/Wechselspannung	DV	Direktvermarktung
AÜG	Arbeitnehmerüberlassungsgesetz	EE	Erneuerbare Energien
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone	EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
BBergG	Bundesberggesetz	e1	elektrisch
BesAR	Besondere Ausgleichsregelung	etc.	et cetera
BHKW	Blockheizkraftwerk	EV	Eigenversorgung
BImA	Bundesanstalt für Immobilienaufgaben	e. V.	eingetragener Verein
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz	FFAV	Freiflächenausschreibungsverordnung
BOS	Balance of System	ggü.	gegenüber
bspw.	Beispielsweise	gem.	gemäß
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen	GW	Gigawatt
bzw.	beziehungsweise	GWh	Gigawattstunden
ca.	circa	Ha	Hektar
ct	Cent	HDÜ	Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung
€	Euro	HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
DC	direct current/Gleichstrom	i. S. d.	im Sinne der/des
d. h.	das heißt	i. V. m.	in Verbindung mit



inkl.	inklusive	s. o.	siehe oben
insb.	insbesondere	s. u.	siehe unten
kW	Kilowatt	SGK	Stromgestehungskosten
kWh	Kilowattstunden	sog.	Sogenannt(e)
kWp	Kilowatt peak	SRL	Sekundärregelleistung
LFAC	Low frequency alternating current	th	thermisch
M	Meter	TW	Terawatt
m²	Quadratmeter	TWh	Terawattstunde
mind.	mindestens	u. a.	unter anderem
MW	Megawatt	u. U.	unter Umständen
MWh	Megawattstunden	ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
n. F.	neue Fassung	v. a.	vor allem
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe	vgl.	Vergleiche
ORC	Organic-Rankine-Prozess	VO	Verordnung
OS-NAS	Offshore-Netzanschlussystem	WHG	Wasserhaushaltsgesetz
OSS	Offshore Substation / Umspannwerk	WindSeeG	Windenergie-auf-See-Gesetz
p. a.	per anno (pro Jahr)	z. B.	zum Beispiel
rd.	Rund	z. T.	zum Teil
RL	Regeleistung	zzgl.	zuzüglich
s.	siehe		

Abbildungen & Tabellen

Entwicklung der erneuerbaren Energien im Strombereich in Deutschland sowie den Bundesländern

Abbildung 1

Jährlicher Leistungszubau in MW, Solar (Deutschland, 2010-2017; 2016 & 2017 vorläufig). – Seite 10

Abbildung 2

Jährlicher Anlagenzubau, Solar (Deutschland, 2010-2017; 2016 & 2017 vorläufig). – Seite 10

Tabelle 1

Flächenpotenzial auf Acker- und Grünland in benachteiligten Gebieten in Baden-Württemberg und Bayern. – Seite 11

Abbildung 3

Anlagenbestand Ende 2017 je Bundesland, Solar. – Seite 12

Abbildung 4

Installierte Leistung in MW Ende 2017 je Bundesland, Solar. – Seite 13

Abbildung 5

Jährlicher Leistungszubau in MW (brutto), Wind an Land (Deutschland, 2010-2017). – Seite 15

Abbildung 6

Jährlicher Anlagenzubau (brutto) Wind an Land (Deutschland, 2010-2017). – Seite 15

Abbildung 7

Leistungszubau (brutto- und netto) sowie Stillungen nach Monaten von August 2014 bis Dezember 2017. – Seite 16

Abbildung 8

Leistungszubau (brutto- und netto) sowie Stillungen nach Jahren (2015, 2016 und 2017). – Seite 17

Abbildung 9

Anlagenbestand Ende 2017 je Bundesland, Wind an Land. – Seite 18

Abbildung 10

Installierte Leistung Ende 2017 in MW je Bundesland, Wind an Land. – Seite 19

Abbildung 11

Leistungszubau in den Bundesländern in den Jahren 2016 und 2017. – Seite 20

Abbildung 12

Jährlicher Anlagenzubau, Wind auf See (Deutschland, 2010-2017). – Seite 22

Abbildung 13

Jährlicher Leistungszubau in MW, Wind auf See (Deutschland, 2010-2017). – Seite 22

Abbildung 14

Anlagenbestand Ende 2017 je Bundesland nach dem Netzverknüpfungspunkt an Land, Wind auf See. – Seite 23

Abbildung 15

Installierte Leistung Ende 2017 in MW je Bundesland nach dem Netzverknüpfungspunkt an Land, Wind auf See. – Seite 23

Abbildung 16

Jährlicher Zubau von Biomasseneuanlagen (Deutschland, 2010-2017, Hinweis 2010-2013 Netozubau) und Bestandsanlagen, die seit 2014 nach dem EEG 2014 eine Kapazitätserweiterung vorgenommen haben. – Seite 25

Abbildung 17

Jährlicher Leistungszubau in MW_{el} für Anlagen, die Biomasse einsetzen (Deutschland, 2010-2017, Hinweis 2010-2013 Nettozubau) sowie die Leistungserhöhung, die Bestandsanlagen seit 2014 nach dem EEG 2014 vorgenommen haben. – Seite 25

Abbildung 18

Anlagenbestand Ende 2017 je Bundesland, Biomasse, (Biogas und Biomethan, feste Biomasse, flüssige Biomasse). – Seite 26

Abbildung 19

Gesamtleistung des Anlagenbestandes im Jahr 2017 in MW_{el} je Bundesland, Biomasse, inkl. Zusatzleistung aufgrund der Flexibilisierung. – Seite 26

Abbildung 20

Jährlicher Anlagenzubau (netto, neu in Betrieb genommene und reaktivierte EEG-geförderte Anlagen), Wasserkraft (Deutschland, 2010-2017; 2017 vorläufig). – Seite 28

Abbildung 21

Jährlicher Leistungszubau in MW (netto, neu Inbetriebnahme, reaktivierte- und ertüchtigte EEG-geförderte Anlagen), Wasserkraft (Deutschland, 2010-2017; 2017 vorläufig). – Seite 28

Tabelle 2

Zubau (EEG-geförderte Anlagen) nach Leistungsklassen für neuinstallierte bzw. reaktivierte und ertüchtigte Wasserkraftanlagen gemäß Anlagenregister (08/2014 – 12/2017). – Seite 29

Abbildung 22

Anlagenbestand EEG-Anlagen Ende 2017 je Bundesland, Wasserkraft (vorläufig). – Seite 30

Abbildung 23

Installierte Leistung EEG-Anlagen Ende 2017 je Bundesland, Wasserkraft (vorläufig). – Seite 30

Abbildung 24

Anlagenbestand Ende 2017 je Bundesland, Geothermie. – Seite 31

Abbildung 25

Installierte Leistung in MW_{el} Ende 2017 je Bundesland, Geothermie. – Seite 32

Entwicklung der EEG-Umlage

Abbildung 26

Beitrag zur EEG-Umlage nach verschiedenen Technologien mit und ohne Privilegierung. – Seite 35

Abbildung 27

Beitrag zur EEG-Umlage nach verschiedenen Technologien in Abhängigkeit vom Strompreis. – Seite 35

Abbildung 28

Entwicklung der EEG-Umlage von 2010 bis 2018. – Seite 37

Marktentwicklung und Stromgestehungskosten der einzelnen erneuerbaren Energieträger

Tabelle 3

Zusammensetzung der Solar-Eigenversorgungsstrommenge (2016 vorläufig), Anteile der Anlagensegmente an den Solar-Eigenversorgungsstrommengen und Anteile der Dachanlagen mit Eigenversorgung (leistungsbezogen) nach Segmenten nach Eigenversorgungskategorien. – Seite 42

Tabelle 4

Referenzanlagen nach Segmenten, Nutzergruppen, Batteriespeichern. – Seite 43

Tabelle 5

Grundannahmen für die Berücksichtigung von Stromspeichern. – Seite 44

Abbildung 29

Zusammensetzung der mittleren Systempreise für die Referenzanlagen (Stand Dezember 2017). – Seite 44

Tabelle 6

Annahmen zu Eigen- und Fremdkapitalanteilen sowie Zinssätzen für die Referenzanlagen (Stand Mai 2017). – Seite 45

Tabelle 7

Gegenüberstellung der Bandbreite der Stromgestehungskosten mit den jeweiligen Vergütungssätzen bzw. anzulegenden Werten für die betrachteten Referenzanlagen (Stand Dezember 2017). – Seite 45

Tabelle 8

Interne Verzinsung (vor Steuern) der 5 kW-Referenzanlage im Haushaltssektor für verschiedene Selbstverbrauchsanteile. – Seite 47

Tabelle 9

Interne Verzinsung (vor Steuern) der 30 kW- und 100 kW-Referenzanlage im Gewerbe für verschiedene Selbstverbrauchsanteile. – Seite 47

Tabelle 10

Interne Verzinsung (vor Steuern) der 250 kW- und 500 kW-Referenzanlage in der Industrie und einer 750 kW-Freiflächenanlage für verschiedene Selbstverbrauchsanteile. – Seite 47

Tabelle 11

Durchschnittlich Anlagenkonfiguration im jeweiligen Zubaujahr 2000, 2010, 2016 und 2017 (Nabenhöhe, Rotordurchmesser und Gesamthöhe). – Seite 50

Abbildung 30

Entwicklung von Nennleistung und spezifischer Flächenleistung im Anlagenzubau in Deutschland zwischen 1997 und 2017. – Seite 51

Abbildung 31

Inflationsbereinigte spezifische Hauptinvestitionskosten in €/kW 2017 als Trendlinien über der Nabenhöhe im Zeitverlauf. – Seite 54

Abbildung 32

Spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW in 2016 sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Investitionsnebenkosten. – Seite 55

Abbildung 33

Durchschnittliche spezifische jährliche Betriebskosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Betriebskosten nach Dekaden. – Seite 55

Tabelle 12

Grundannahmen der Anlagenkonfiguration, Kosten und Vollaststunden für die Standortgüten 60 und 150 %. – Seite 57

Tabelle 13

Grundannahmen des Eingangsparameters Finanzierung. – Seite 58

Tabelle 14

Mittlere Stromgestehungskosten in Abhängigkeit zur Standortgüte (Übergangssystem: Inbetriebnahme bis Ende 2018). – Seite 58

Abbildung 34

Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten hinsichtlich der Variation verschiedener Eingangsparameter. – Seite 59

Tabelle 15

Mittlere Stromgestehungskosten in Abhängigkeit zur Standortgüte von genehmigten und im Februar/Mai 2018 bezuschlagten Anlagen und Anlagen im Übergangssystem mit Inbetriebnahmedatum bis Ende 2018. – Seite 61

Tabelle 16

Mittlere Stromgestehungskosten in Abhängigkeit zur Standortgüte von in 2017 bezuschlagten BEG-Anlagen, genehmigten und im Februar/Mai 2018 bezuschlagten Anlagen und Anlagen im Übergangssystem mit Inbetriebnahmedatum bis Ende 2018. – Seite 61

Tabelle 17

Aktuelle Anlagentypen (Dimensionen und Antriebskonzepte). – Seite 65

Tabelle 18

Anlagentypen für die ein zeitnaher Markteintritt erwartet wird. – Seite 66

Tabelle 19

Betrachte Windpark- und Anlagenparameter. – Seite 67

Tabelle 20

Annahmen zu realen Finanzierungskosten bis zum Jahr 2025. – Seite 67

Tabelle 21

Annahmen zu den spezifischen Investitionskosten der Windenergie auf See in Deutschland in €/kW. – Seite 68

Abbildung 35

Entwicklung der Stromgestehungskosten der Windenergie auf See in Deutschland für eine Betrachtung über 20 Betriebsjahre. – Seite 68

Tabelle 22

Annahmen für die Berechnung der DC-Netzanbindungskosten. – Seite 69

Abbildung 36

Entwicklung der installierten elektrischen Leistung und Bruttostromerzeugung von Biomasseanlagen und Anlagen zur Stromerzeugung aus Gasen in Deutschland (EEG- und Nicht-EEG-Anlagen, inkl. Klärgas, Deponiegas und biogener Anteil des Abfalls); in Anlehnung an Daten der AGEE-Stat. – Seite 71

Abbildung 37

Entwicklung der Anlagenleistung von Biogas- und Biomethan-KWK-Anlagen, welche die Flexibilitätsprämie nach § 33i EEG 2012, § 54 EEG 2014 und § 50b EEG 2017 mindestens einmal beansprucht haben bzw. sich zwischen Januar 2016 und November 2017 hierfür angemeldet haben (inkl. Anrechnung auf den 1.350 MW_{el} Förderdeckel). – Seite 72

Tabelle 23

Übersicht über die analysierten Modellbiogas- und Festbrennstoffanlagen. – Seite 74

Tabelle 24

Eingangsparameter der Stromerzeugung aus Biogasanlagen. – Seite 74

Abbildung 38

Darstellung der Stromgestehungskosten mit Gutschriften der analysierten Modellanlagen (Neuanlagen). – Seite 75

Abbildung 39

Darstellung der Stromgestehungskosten mit Gutschriften der analysierten Modellbiogasanlagen (Bestandsanlagen). – Seite 75

Tabelle 25

Verteilung der EEG Tarife vor und nach der Durchführung von Maßnahmen bzw. der Steigerung des Leistungsvermögens aus der Betreiberumfrage für $P < 1$ MW. – Seite 78

Abbildung 40

Stromgestehungskosten und durchschnittliche Förderung für den Neubau von Wasserkraftanlagen mit Variation der Volllaststunden (T_{voll}) um ± 20 %, Inbetriebnahme 2017. – Seite 78

Abbildung 41

Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen, differenziert nach Kosten ökologischen, technischen Maßnahmen und Grundgestehungskosten nach EEG 2000, Inbetriebnahme 2017. – Seite 79

Tabelle 26

Tiefe-Geothermie-Kraftwerke in Deutschland. – Seite 81

Tabelle 27

Vergütungssätze nach EEG 2014 und EEG 2017. – Seite 82

Abbildung 42

Stromgestehungskosten der Geothermie auf Grundlage der Befragungsrückläufer. – Seite 83

Abbildung 43

Investitionskostenverteilung der Geothermie. – Seite 84

Vermarktung EEG-förderfähigen Stroms, § 20 ff. EEG 2017

Tabelle 28

Energiemengen in GWh in der geförderten und sonstigen Direktvermarktung unter Berücksichtigung des Grünstromprivilegs von 2012 bis 2017. – Seite 87

Tabelle 29

Anzahl Perioden und Anzahl Stunden mit negativen Preisen über mindestens 6 Stunden von 2012 bis einschließlich März 2018. – Seite 88

Besondere Ausgleichsregelung, §§ 63 ff. EEG 2017 & Entfallen oder Verringerung der EEG-Umlage, § 61 EEG 2017

Tabelle 30

Finanzieller Anreiz im Begrenzungsjahr 2016 für Unternehmen, WZ-Wechsel nach Begrenzungsfall. – Seite 94

Tabelle 32

Strommengen in der Eigenversorgung 2014-2016. – Seite 100

Tabelle 31

Komponentenzerlegung der Änderung der EEG-Kosten der Besonderen Ausgleichsregelung von 2014 auf 2015, von 2015 auf 2016, sowie von 2016 auf 2017. – Seite 98

Tabelle 33

KWK-Eigenversorgung 2014-2016 nach Daten des Öko-Instituts 2017. – Seite 101

Tabelle 34

Abschätzung des maximalen Effekts der Eigenversorgung auf die EEG-Umlage 2014-2017. – Seite 102

Annex

Annex 1

Jährlicher Anlagenzubau, Klär-, Deponie- und Grubengas (Deutschland, 2014-2017). – Seite 104

Annex 4

Installierte Leistung Ende 2017 in MW je Bundesland, Klär-, Deponie- und Grubengas. – Seite 105

Annex 2

Jährlicher Leistungszubau in MW_{el}, Klär-, Deponie- und Grubengas (Deutschland, 2010-2017). – Seite 104

Annex 5

Ausschreibungsergebnisse der Solar-Ausschreibungsrunden April 2015 bis Oktober 2017. – Seite 106

Annex 3

Anlagenbestand, Klär-, Deponie- und Grubengas je Bundesland, Stand Ende 2017. – Seite 105

Annex 6

Einfluss der prognostizierten Vergütungen (Preiseffekt) und Strommengen (Mengeneffekt) auf die Entwicklung der EEG-Umlage seit 2010 für einzelne Energieträger. – Seite 107



Annex 7

Privilegierte Strommenge und Inanspruchnahme der Besonderen Ausgleichsregelung 2014 bis 2016. – *Seite 108*

Annex 8

Privilegierte Strommenge in der Besonderen Ausgleichsregelung nach Wirtschaftsabteilungen für die Jahre 2014 bis 2017. – *Seite 109*

Annex 9

EEG-Kosten der Besonderen Ausgleichsregelung 2014-2017. – *Seite 110*

Literaturverzeichnis

AGEB

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen. „Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern.“ www.ag-energiebilanzen.de. 02. Februar 2018. https://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&ved=0ahUKEwItw9-g6lnaAhUD_iwKHfyMDOMQFggsMAE&url=https%3A%2F%2Fag-energiebilanzen.de%2Findex.php%3Farticle_id%3D29%26fileName%3D20171221_brd_stromerzeugung1990-2017.pdf&usg=AOvWawlpvd2hNlRjrVm (Zugriff am 26. März 2018).

AGEE-Stat

Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik. „Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland.“ www.erneuerbare-energien.de. August 2017. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html (Zugriff am 26. März 2018).

Anderer, Pia et al.

„Das Wasserkraftspotenzial in Deutschland.“ *WasserWirtschaft* 100, Nr. 9, 2010: 12 ff.

BDB

Betreiber-Datenbasis. „Windenergieanlagen an Land Standortdaten, 12/17.“ Januar 2017.

BDEW

Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e.V. „BDEW Strompreisanalyse - Januar 2018, Haushalte und Industrie.“ www.bdew.de. 09. Januar 2018. https://www.bdew.de/media/documents/180109_BDEW_Strompreisanalyse_Januar_2018.pdf (Zugriff am 17. März 2018).

BIMA

Bundesanstalt für Immobilienaufgaben. „Potenziale für Erneuerbare Energien – Forschungsprojekt zur Eignung von Flächen für Windkraft- und Photovoltaik-Freiflächenanlagen.“ www.erneuerbare-energien.bundesimmobilien.de. 2016. <https://erneuerbare-energien.bundesimmobilien.de/1780826/potenziale-fur-erneuerbare-energien.pdf> (Zugriff am 02. Juni 2017).

BMWi

„EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2018.“ <http://www.erneuerbare-energien.de>. 16. Oktober 2017. http://erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/eeg-in-zahlen-pdf.pdf%3F__blob%3DpublicationFile (Zugriff am 16. Februar 2018).

BNetzA

Bundesnetzagentur. „Hintergrundpapier - Ergebnisse der Ausschreibung für Solaranlagen vom 1. Oktober 2017.“ www.bundesnetzagentur.de. 22. November 2017. https://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Hintergrundpapiere/Hintergrundpapier_01_10_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (Zugriff am 29. März 2018).

BNetzA

Bundesnetzagentur, EEG in Zahlen 2012. [www.bundesnetzagentur.de](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2012.xls?__blob=publicationFile&v=2). Juli 2015. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2012.xls?__blob=publicationFile&v=2 (Zugriff am 05. Oktober 2017).

BNetzA

Bundesnetzagentur, EEG in Zahlen 2013. [www.bundesnetzagentur.de](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2013.xls?__blob=publicationFile&v=3). September 2015. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2013.xls?__blob=publicationFile&v=3 (Zugriff am 05. Oktober 2017).

BNetzA

Bundesnetzagentur, EEG in Zahlen 2014. [www.bundesnetzagentur.de/](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4). Dezember 2014. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (Zugriff am 05. Oktober 2017).

BNetzA

Bundesnetzagentur, im Anlagenregister registrierte Daten. <https://www.bundesnetzagentur.de/>. kein Datum. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Anlagenregister/Anlagenregister_Veroeffentlichung/Anlagenregister_Veroeffentlichungen_node.html (Zugriff am 2018).

BNetzA

Bundesnetzagentur, „Leitfaden zur Eigenversorgung.“ [https://www.bundesnetzagentur.de](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Eigenversorgung/Finaler_Leitfaden.pdf?__blob=publicationFile&v=2). 20. Juni 2016. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Eigenversorgung/Finaler_Leitfaden.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (Zugriff am 26. März 2018).

Deutsche WindGuard GmbH

2015. „Kostensituation der Windenergie in Deutschland.“ Varel, 2015.

Deutsche WindGuard GmbH

2016. „Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020.“ Varel, 2016.

Deutsche WindGuard GmbH

2017. „Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Nabenhöhen von Windenergieanlagen.“ Varel, 2017.

Deutsche WindGuard GmbH, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)

„Wissenschaftlicher Zwischenbericht, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gem. § 97 EEG, Teilvorhaben V IIe): Wind an Land.“ Varel/Stuttgart, 2018.

EEG 2014

Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014; Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien. (BGBl. I S. 1066); zuletzt geändert durch Art. 2 Abs. 10 des Gesetzes vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), 2014.

EEG 2017

Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017; Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus Erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der Erneuerbaren Energien . Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), zuletzt geändert durch Art. 1 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532), 2017.

Energy Brainpool GmbH & Co. KG

„Prognose der Stromabgabe an Letztverbraucher für das Kalenderjahr 2014.“ www.energybrainpool.com. Oktober 2013. https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202014/EnergyBrainpool_Prognose_LV_2014.pdf. (Zugriff am 27. Juli 2017).

Fachverband Biogas e. V.

„Wärmenutzung in Deutschland.“ www.biogas.org. 03. November 2016. [https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE-Waermenutzung-von-Biogasanlagen-in-Deutschland/\\$file/Biogas%20Journal%201-2017_W%C3%A4rmestudie.pdf](https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE-Waermenutzung-von-Biogasanlagen-in-Deutschland/$file/Biogas%20Journal%201-2017_W%C3%A4rmestudie.pdf) (Zugriff am 17. Oktober 2017).

Fachverband Biogas e. V.

„Wärmenutzung in Deutschland.“ www.biogas.org. 03. November 2016. [https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE-Waermenutzung-von-Biogasanlagen-in-Deutschland/\\$file/Biogas%20Journal%201-2017_W%C3%A4rmestudie.pdf](https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE-Waermenutzung-von-Biogasanlagen-in-Deutschland/$file/Biogas%20Journal%201-2017_W%C3%A4rmestudie.pdf) (Zugriff am 17. 10 2017).

Fraunhofer IEE

„Wissenschaftlicher Zwischenbericht, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 EEG, Teilvorhaben IIa): Biomasse.“ Kassel, 2018.

Fraunhofer ISI et al.

2015. „Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien, 13. Quartalsbericht.“ <https://www.erneuerbare-energien.de>. 01. Mai 2015. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/laufende-evaluierung-direktvermarktung-strom-erneuerbare-energie-2015-mai.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (Zugriff am 26. März 2018).

Fraunhofer ISI

„Mittelfristprognosen zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2016 bis 2020 .“ www.netztransparenz.de. Oktober 2015. https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Jahres-Mittelfrist-Prognosen/Jahres-Mittelfrist-Prognose%202015/20151006_Abschlussbericht_LV_ISI.pdf (Zugriff am 27 . Juli 2017).

Fraunhofer ISI, Fraunhofer IWES, IKEM et al.

„Monitoring der Direktvermarktung (Quartalsbericht 12/2017).“ <https://www.erneuerbare-energien.de>. Dezember 2017. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/monitoring-direktvermarktung-strom-ee-quartalsbericht-12-2017.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (Zugriff am 26. März 2018).

gec-co , Global Engineering & Consulting-Company GmbH.

„Wissenschaftlicher Zwischenbericht, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 EEG, Teilvorhaben IIb): Geothermie.“ Augsburg, 2018.

IBFM

Ingenieurbüro Floecksmühle GmbH et al. „Wissenschaftlicher Zwischenbericht, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 EEG, Teilvorhaben II(d): Wasserkraft.“ Aachen, 2018.

izes gGmbH, LEUPHANA

„Beitrag des Monitoring Vorhabens zum EEG-Erfahrungsbericht nach § 97 EEG 2017: Akteursstrukturanalyse Windenergie an Land für die bislang erfolgten Ausschreibungsrunden Mai 2017, August 2017, November 2017 und Februar 2018.“ Berlin/Lüneburg, 2018.

netztransparenz.de

EEG-Jahresabrechnungen . 2017. <https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen> (Zugriff am 29. September 2017).

Öko-Institut e.V.

„Wissenschaftlicher Zwischenbericht, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gem. § 97 EEG, Teilvorhaben III: Analyse der EEG-Umlage von 2010 bis 2017.“ Berlin, 2017.

Öko-Institut e.V.

„Aktueller Stand der KWK-Erzeugung.“ www.oeko.de. September 2014. <https://www.oeko.de/oeko-doc/2118/2014-674-de.pdf> (Zugriff am 27. Juli 2017).

Prognos AG

„Letztverbrauch 2019, Planungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage, Dokumentation-Endbericht.“ <https://www.netztransparenz.de>. 05. November 2014. https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Jahres-Mittelfrist-Prognosen/Jahres-Mittelfrist-Prognose%202014/Letzttverbrauch_2019_fuer_UeNB_Veroeffentlichung_141105.pdf (Zugriff am 26. März 2018).

Prognos AG

„Letztverbrauch 2021 Planungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage, Dokumentation - Endbericht.“ www.netztransparenz.de . Oktober 2016. https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202017/20161006_Abschlussbericht_LV_Prognos.pdf. (Zugriff am 27. Juli 2017).

Prognos AG und Boos Hummel & Wegerich

„Mieterstrom - Rechtliche Einordnung, Organisationsformen, Potenziale und Wirtschaftlichkeit von Mieterstrommodellen.“ www.bmwi.de. 17. Januar 2016. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/schlussbericht-mieterstrom.pdf?__blob=publicationFile&v=8. (Zugriff am 05. Oktober 2017).

Prognos AG, Boos Hummel & Wegerich

„Wissenschaftlicher Zwischenbericht, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gem. § 97 EEG, Teilvorhaben IV, Evaluierung der Besonderen Ausgleichsregelung und der Umlagebefreiung in der Eigenversorgung und -erzeugung im EEG.“ Berlin, 2018.

Prognos AG, Fichtner GmbH & Co. KG und BET

„Wissenschaftlicher Zwischenbericht, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 EEG, Teilvorhaben V II(f): Windenergie auf See.“ Berlin/Stuttgart, 2018.

Statistisches Bundesamt

„Produzierendes Gewerbe – Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden, Fachserie 4 Reihe 6.4.“ www.destatis.de. 2015. https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Energie/Struktur/Stromerzeugungsanlagen2040640157004.pdf?__blob=publicationFile (Zugriff am 27. Juli 2017).

Statistisches Bundesamt

„Produzierendes Gewerbe - Stromerzeugungsanlagen im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden, Fachserie 4 Reihe 6.4.“ www.destatis.de. 2014. https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Energie/Struktur/Stromerzeugungsanlagen2040640147004.pdf?__blob=publicationFile (Zugriff am 27. Juli 2017).

Übertragungsnetzbetreiber

„EEG-Jahresabrechnung 2012.“ www.netztransparenz.de. 26. Juli 2013. https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Jahresabrechnungen/EEG-Jahresabrechnung_2012.pdf (Zugriff am 26. März 2018).

Übertragungsnetzbetreiber

„EEG-Jahresabrechnung 2013.“ <https://www.netztransparenz.de>. 25. Juli 2014. https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Jahresabrechnungen/EEG-Jahresabrechnung_2013.pdf (Zugriff am 26. März 2018).

Übertragungsnetzbetreiber

EEG-Jahresabrechnung 2014. www.netztransparenz.de. September 2015. https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Jahresabrechnungen/EEG-Jahresabrechnung_2014.pdf (Zugriff am 2017).

Übertragungsnetzbetreiber

EEG-Jahresabrechnung 2015. www.netztransparenz.de. September 2016. https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Jahresabrechnungen/EEG-Jahresabrechnung_2015.pdf (Zugriff am 2017).

Übertragungsnetzbetreiber

EEG-Jahresabrechnung 2016. www.netztransparenz.de. September 2017. https://www.netztransparenz.de/portals/1/EEG-Jahresabrechnung_2016.pdf (Zugriff am 27. September 2017).

Übertragungsnetzbetreiber

EEG-Mengentestat 2016 auf Basis von Prüfungsvermerken. „EEG-Mengentestat 2016 auf Basis von Prüfungsvermerken: Angaben zu Stromeinspeisemengen und Einspeisevergütungen nach EEG.“ www.netztransparenz.de. 28. Juli 2017. https://www.netztransparenz.de/portals/1/EEG-Jahresabrechnung_2016.pdf. (Zugriff am 28. Juli 2017).

Übertragungsnetzbetreiber

EEG-Umlage. www.netztransparenz.de. 2016. <https://www.netztransparenz.de/EEG/EEG-Umlage> (Zugriff am 30. Oktober 2016).

Übertragungsnetzbetreiber

Prognose der EEG-Umlage 2014 nach AusglMechV. www.netztransparenz.de. Oktober 2013. https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202014/Konzept_zur_Prognose_und_Berechnung_der_EEG-Umlage_2014_nach_AusglMechV.pdf (Zugriff am 27. Juli 2017).

Übertragungsnetzbetreiber

Prognose der EEG-Umlage 2015 nach AusglMechV. www.netztransparenz.de. Oktober 2014. <https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202015/20141015-Veroeffentlichung-EEG-Umlage-2015.pdf> (Zugriff am 27. Juli 2017).

Übertragungsnetzbetreiber

, Prognose der EEG-Umlage 2016 nach AusglMechV. www.netztransparenz.de. Oktober 2015. https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/20151015_Veroeffentlichung-EEG-Umlage-2016.pdf (Zugriff am 27. Juli 2017).

Übertragungsnetzbetreiber

Prognose der EEG-Umlage 2017 nach AusglMechV. www.netztransparenz.de. Oktober 2016. https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202017/20161014_Veroeffentlichung_EEG-Umlage_2017.pdf (Zugriff am 30. Oktober 2016).

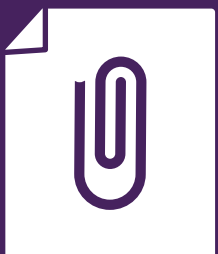
Übertragungsnetzbetreiber

Prognose der EEG-Umlage 2018 nach EEG. „www.netztransparenz.de.“ 16. Oktober 2017. https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202017/20171016_Ver%c3%b6ffentlichung_EEG-Umlage_2018.pdf (Zugriff am 16. Februar 2018).

ZSW und Bosch & Partner

„Wissenschaftlicher Zwischenbericht, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gem. § 97 EEG, Teilvorhaben IIc): Solare Strahlungsenergie.“ Stuttgart, Hannover, 2018.

Anhang





**Beitrag des Monitoring-Vorhabens zum
Erfahrungsbericht nach § 97 EEG:**

**Akteursstrukturanalyse Windenergie an Land für die
bislang erfolgten Ausschreibungsrunden Mai 2017,
August 2017, November 2017 und Februar 2018**

– April 2018 –





Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	i
Abbildungsverzeichnis	ii
1 Genereller Projektansatz	1
2 Darstellung der Klassifikationskriterien	1
2.1 Typisierung nach Regionalität und Beteiligungsform	1
2.2 Typisierung nach Größe	5
2.3 Typisierung nach Investorentyp	7
3 Schlussfolgerungen	9

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Ausschreibungsrunde Mai 2017; Ergebnisdarstellung nach Typisierung Regionalität und Beteiligungsform	3
Abbildung 2: Ausschreibungsrunde August 2017; Ergebnisdarstellung nach Typisierung Regionalität und Beteiligungsform	3
Abbildung 3: Ausschreibungsrunde November 2017; Ergebnisdarstellung nach Typisierung Regionalität und Beteiligungsform	4
Abbildung 4: Ausschreibungsrunde Februar 2018; Ergebnisdarstellung nach Typisierung Regionalität und Beteiligungsform	5
Abbildung 5: Ausschreibungsrunde Mai 2017; Ergebnisdarstellung nach Typisierung Größe	6
Abbildung 6: Ausschreibungsrunde August 2017; Ergebnisdarstellung nach Typisierung Größe	6
Abbildung 7: Ausschreibungsrunde November 2017; Ergebnisdarstellung nach Typisierung Größe	7
Abbildung 8: Ausschreibungsrunde Februar 2018; Ergebnisdarstellung nach Typisierung Größe	7
Abbildung 9: Ausschreibungsrunde Mai 2017; Ergebnisdarstellung nach Typisierung Investorentyp	8
Abbildung 10: Ausschreibungsrunde August 2017; Ergebnisdarstellung nach Typisierung Investorentyp	8
Abbildung 11: Ausschreibungsrunde November 2017; Ergebnisdarstellung nach Typisierung Investorentyp	9
Abbildung 12: Ausschreibungsrunde Februar 2018; Ergebnisdarstellung nach Typisierung Investorentyp	9

Auswertung zur Akteursstrukturanalyse für die Windenergie an Land der vier Ausschreibungsrunden Mai, August, November 2017 und Februar 2018

1 Genereller Projektansatz

Das vom Umweltbundesamt beauftragte Vorhaben „Entwicklung und Umsetzung eines Monitoringsystems zur Analyse der Akteursstruktur bei Freiflächen-Photovoltaik und der Windenergie an Land“ wird von der IZES gGmbH in Kooperation mit der Leuphana Universität Lüneburg durchgeführt. Dabei wird ein Konzept entwickelt, mit dem sich die Veränderungen in der Zusammensetzung der Akteure, die an großen Photovoltaik- und an Windenergieanlagen an Land beteiligt sind, erfassen lassen.

Es ist ein erklärtes Ziel des Gesetzgebers, die bestehende Akteursvielfalt auch nach der Einführung von Ausschreibungen zur Ermittlung der Vergütungshöhe zu erhalten (§ 2 Abs. 5 Satz 3 EEG 2014, § 2 Abs. 3 Satz 2 EEG 2017). Diese leisten eine wichtige Bedeutung für die Akzeptanz der Energiewende oder konkreter Erneuerbarer-Energien-Anlagen sowie einen Beitrag zum Funktionieren des Wettbewerbs (Gesetzesbegründung des Kabinettsentwurfs für das EEG 2017 vom 08.06.2016; S. 173). In welchem Maße dieses Ziel erreicht oder verfehlt wird, lässt sich durch den Vergleich der bisherigen Akteursstruktur mit derjenigen nach Einführung von Ausschreibungen bewerten.

Ziel dieses Projektvorhabens ist es demnach, eine wissenschaftliche Grundlage für die Erfassung und Evaluierung von Änderungen im Bereich der Akteursstruktur aufzuzeigen, insbesondere in Bezug auf die Partizipation von Bürgerenergiegesellschaften. Als projektspezifisch relevante Akteure gelten die in den Ausschreibungsverfahren bezuschlagten Gesellschaften bzw. deren Eigentümer. Eine Akteursstrukturanalyse für die erfolglosen Bieter der zu betrachtenden Ausschreibungsrunden (1. Quartal 2017 bis 3. Quartal 2019) wird zusätzlich durchgeführt, liegt derzeit aber noch nicht vor. Die Akteursanalyse untersucht zudem die Windenergieakteure der Bestandsjahre 2010 bis 2018 nach EEG-Vergütungsmodell (Erstinbetriebnehmer). Die Ergebnisse der Teiluntersuchungen werden im Projektjahr 2018 veröffentlicht.

Zum aktuellen Stand liegen die Ergebnisse für die vier bislang durchgeführten Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land (Mai, August, November 2017; Februar 2018) für die bezuschlagten Gesellschaften bzw. deren Eigentümer vor, welche in einer vergleichenden Übersicht in diesem Beitrag beschrieben und visualisiert werden.

2 Darstellung der Klassifikationskriterien

Die Ergebnisse der Akteursanalyse der vier bislang durchgeführten Ausschreibungsrunden (Mai, August, November 2017; Februar 2018) für Windenergie an Land sind nachfolgend gemäß drei Klassifikationskriterien dargestellt: (1) Regionalität und Beteiligungsform der bezuschlagten Gesellschaften bzw. deren Eigentümer, (2) Größe der Akteure und (3) Investorentyp.

2.1 Typisierung nach Regionalität und Beteiligungsform

Da ausweislich der Aufgabenstellung, aber auch angesichts der Ergebnisse der Dokumentenanalyse, Bürgerenergie als eine wichtige Akteursgruppe im Fokus der Analysen steht, werden die beiden Kriterien Regionalität und Beteiligungsform hier zusammengefasst. Denn die

überwiegende Zahl an Definitionen von Bürgerenergie (bzw. community energy im anglophonen Raum) stellt auf eine solche Kombination von Klassifikationskriterien ab, d.h. nur in der Kombination der Kriterien Regionalität und Beteiligungsform gelangt man zu einer Akteurskategorie „Bürgerenergie“.

Hinsichtlich Regionalität und Beteiligungsform werden im Vorhaben regionale, nationale und internationale Akteure unterschieden, bei den regionalen Akteuren wiederum Bürgerenergie, regionale Kommunalenergie und sonstige Regionalenergie. Für die Bürgerenergie werden im Vorhaben nach dem Niveau der einzubringenden Mindestbeteiligung zwei Kategorien unterschieden: mit niedriger Mindestbeteiligung (um Unterschiede im verfügbaren Vermögen zu berücksichtigen: bis zu 1.000,00 € in den östlichen und 2.000,00 € in den westlichen Bundesländern) sowie mit etwas höherer Mindestbeteiligung (geringer als 5.000,00 € im gesamten Bundesgebiet). Sie erfüllen die folgenden im Rahmen des Vorhabens entwickelten Prüfkriterien: Der Sitz der Projektgesellschaft sowie ggf. des Komplementärs und ihrer Eigentümer befindet sich in der Standortregion, ebenso ihr Tätigkeitsschwerpunkt. Die Standortregion bezieht sich hier auf das Gebiet um den Anlagenstandort mit einer gemeinsamen soziokulturellen Identität, ausgedrückt etwa über eine Regionsbezeichnung (z. B. Münsterland). Mindestens 51 % der Stimmrechte liegen bei regional ansässigen natürlichen Personen, der Stimmrechtsanteil jedes Mitglieds liegt bei maximal 25 %. Die Gesellschaft hat den Einwohnern der Region zudem ein öffentliches Angebot zur Beteiligung am Eigenkapital mit niedrigen Mindestinvestitionsbeiträgen (s. o.) unterbreitet; von einem öffentlichen Angebot wird hilfsweise dann ausgegangen, wenn mindestens 20 Anteilseigner vorhanden sind.

Wie die Prüfkriterien für die übrigen nachfolgend aufgeführten Akteursarten sind diese eigens für das Vorhaben entwickelt worden, um die Akteursstruktur auf der Basis öffentlich bzw. kommerziell verfügbarer Daten ermitteln zu können. In dieser Hinsicht unterscheiden sie sich von anderen Akteursdefinitionen, z.B. der für Bürgerenergie im EEG 2017. Daher wurde mit dem Begriff „beteiligungsoffene Bürgerenergie“ eine eigene Bezeichnung gewählt (*für eine Zuordnung der Bürgerenergiegesellschaften gemäß Legaldefinition zu den Akteurstypen gemäß Forschungsvorhaben siehe Tabelle 1*).

Auf Gesellschaften dieser beiden Kategorien entfielen in der ersten Ausschreibungsrunde 3 % und 2 % sowie in der vierten Runde 5 % und 2 % des Zuschlagsvolumens; in der zweiten und dritten Ausschreibungsrunde erhielten sie keine Zuschläge (siehe Abbildungen 1-4).

Tabelle 1: Zuordnung der Bürgerenergiegesellschaften gem. EEG 2017 zu den Akteurstypen nach Regionalität und Beteiligungsform

Klassifikation IZES/Leuphana	Mai 2017	August 2017	November 2017	Februar 2018
Beteiligungsoffene Bürgerenergie (niedriger SW)	3	-	-	2
Beteiligungsoffene Bürgerenergie (SW: 5.000 €)	2	-	-	1
Sonstige Regionalenergie	38	15	8	5
Nationaler Akteur	11	38	45	5
Keine ausreichenden Angaben	7	7	7	4
Summe	61	60	60	17

SW: Schwellenwert

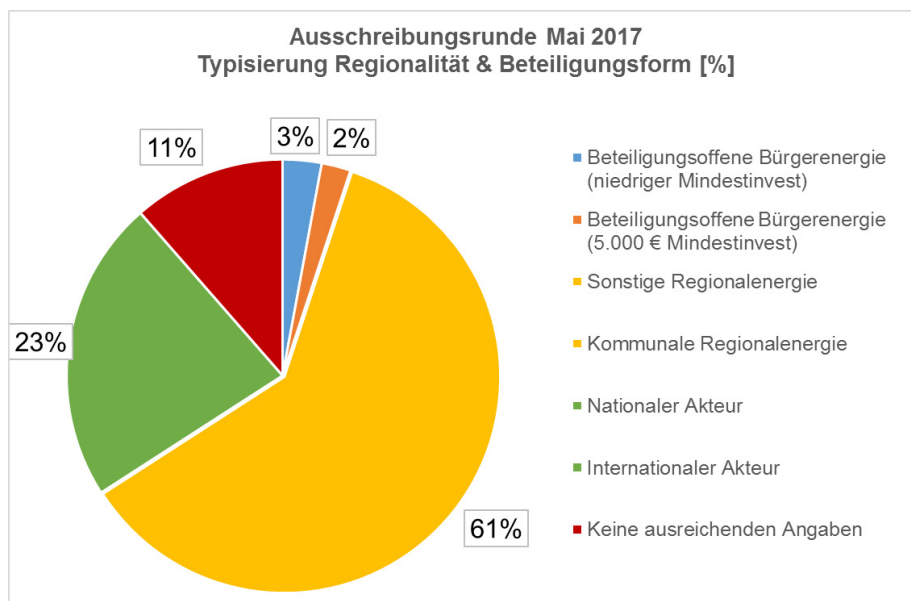


Abbildung 44: Ausschreibungsrunde Mai 2017; Ergebnisdarstellung nach Typisierung Regionalität und Beteiligungsform

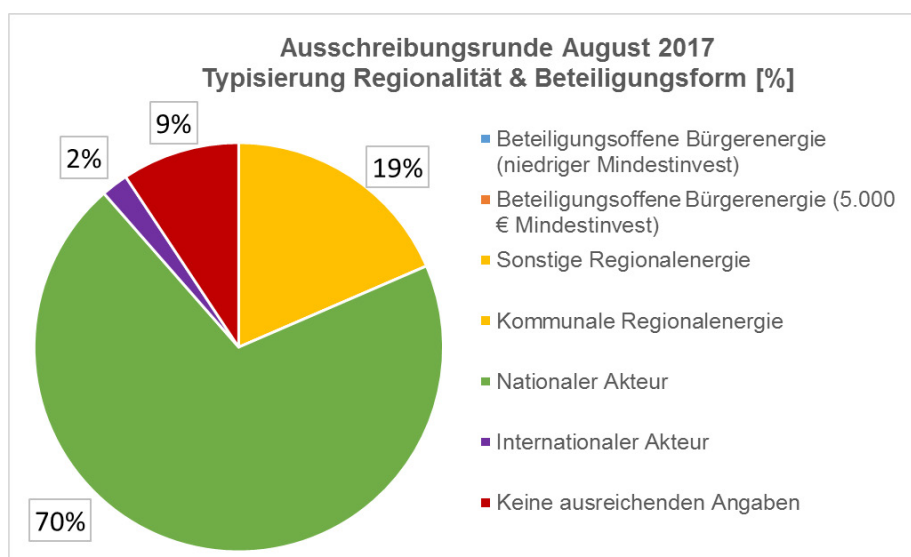


Abbildung 45: Ausschreibungsrunde August 2017; Ergebnisdarstellung nach Typisierung Regionalität und Beteiligungsform

Des Weiteren wurde geprüft, ob in der (wie oben definierten) Standortregion ansässige und tätige Unternehmen mit über 50 % kommunaler Beteiligung Zuschläge erhalten haben. In den ersten drei Runden war dies nicht der Fall, in der vierten Runde entfiel auf diese Unternehmen rund 1 % des Zuschlagsvolumens. Regional ansässige und tätige Unternehmen, die weder der Bürgerenergie- noch der kommunalen Kategorie zugeordnet werden konnten (z.B. ein kleiner Kreis natürlicher Personen aus der Region oder ein nur regional tätiger Projektierer), erhielten in allen vier Runden Zuschläge. Sie werden im Rahmen des Vorhabens als „sonstige Regionalenergie“ kategorisiert. Ihr Zuschlagsanteil sank von der ersten zur vierten Runde von 61 % über 19 % und 13 % auf 11 % des Zuschlagsvolumens ab. Umgekehrt entwickelte sich der Anteil der so genannten nationalen Akteure. Sie umfassen alle Bezuschlagten, die keiner

der übrigen bislang erwähnten Kategorien angehören und in Deutschland ansässig sind. Von Runde eins bis drei stieg ihr Leistungsanteil von 23 % über 70 % auf 77 % stark an; auch in der vierten Runde entfielen 73 % des Zuschlagsvolumens auf sie. Nur in der zweiten und vierten Runde gab es Zuschläge an im Ausland ansässige Unternehmen, in beiden Fällen von 2 % des Zuschlagsvolumens. Diese Ergebnisse können sich durch mögliche Korrekturen der Eigentümerdaten in der im Vorhaben ausgewerteten Unternehmensdatenbank gegebenenfalls noch etwas verändern. Für zwischen 6 % und 11 % des Zuschlagsvolumens lagen jeweils noch keine ausreichenden Daten vor; die Klassifikation dieser Akteure wird im weiteren Verlauf des Vorhabens vervollständigt.

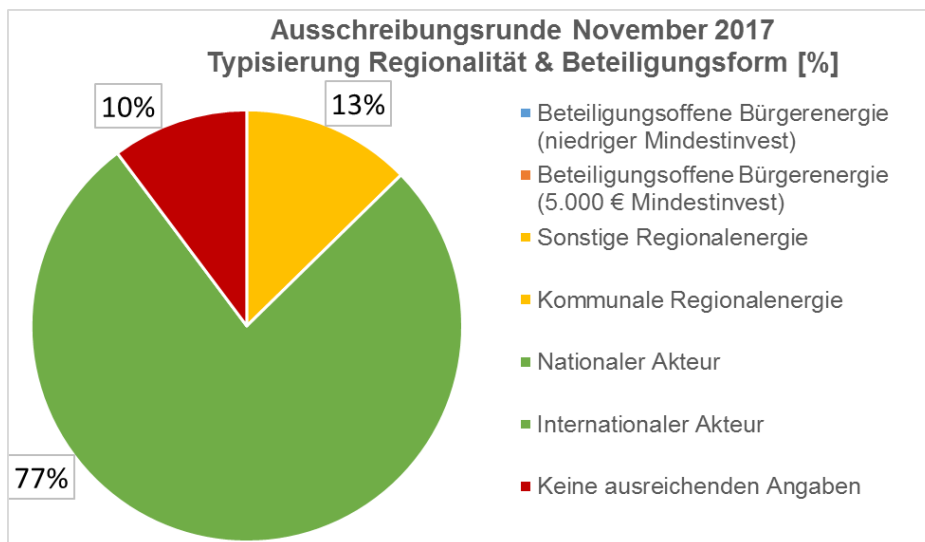


Abbildung 46: Ausschreibungsrunde November 2017; Ergebnisdarstellung nach Typisierung Regionalität und Beteiligungsform

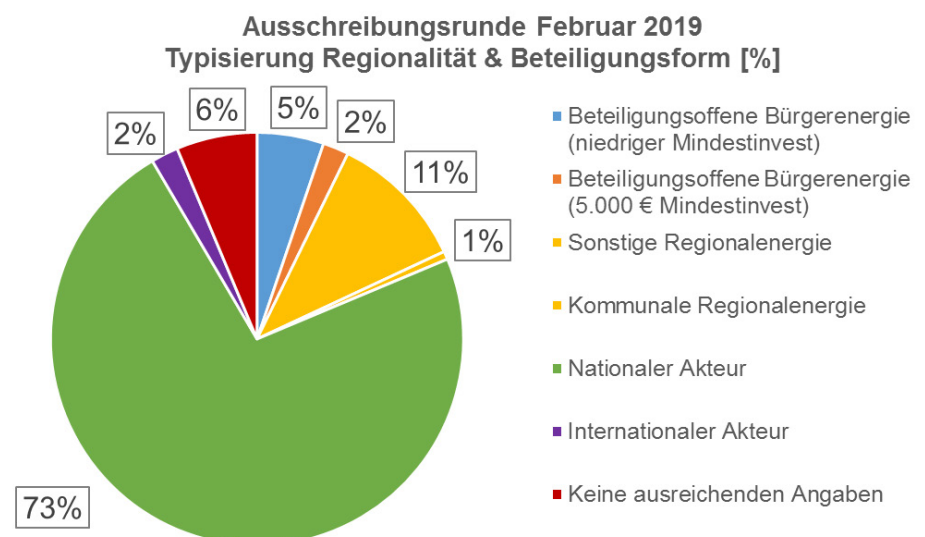


Abbildung 47: Ausschreibungsrunde Februar 2018; Ergebnisdarstellung nach Typisierung Regionalität und Beteiligungsform

Um die von Bietern infolge der Bürgerenergieregulierung im EEG 2017 gewählten gesellschaftsrechtlichen Konstruktionen zu berücksichtigen, wurden bei der voranstehend berichteten Untersuchung der Akteursstruktur auf Regionalität und Beteiligungsform nicht nur die bezuschlagten Gesellschaften und ihre Eigentümer analysiert. Der Grund liegt darin, dass die bezuschlagten Gesellschaften im Regelfall die Rechtsform einer GmbH & Co. KG gewählt haben. Hier entscheiden üblicherweise nicht allein die stimmberechtigten, begrenzt mit ihrer Einlage haftenden Kommanditisten. Vielmehr liegt die Geschäftsführung und damit die Entscheidungsbefugnis über wesentliche Angelegenheiten im Regelfall bei der Komplementär-GmbH (oder Unternehmungsgesellschaft haftungsbeschränkt), welche kein Eigenkapital einbringt. Die Akzeptanzforschung weist darauf hin, dass ein wesentlicher Einflussfaktor die Mitgestaltungsmöglichkeit ist, die aber bei solchen KG-Konstruktionen stark eingeschränkt ist. Daher wurde auch die Regionalität der jeweiligen Komplementär-GmbH und deren Eigentümer überprüft und zur Einordnung herangezogen.

2.2 Typisierung nach Größe

Des Weiteren wurden die bezuschlagten Gesellschaften und ihre Eigentümer hinsichtlich ihrer Größe (gemäß Größenkategorien der KMU-Definition der Europäischen Kommission) sowie andererseits mit Blick auf den vorliegenden Investorentyp (bezüglich Wirtschaftssektor bzw. Wertschöpfungsstufe) untersucht. Allerdings sind diese Ergebnisse zumindest für das Jahr 2017 nur sehr bedingt aussagekräftig, da sie stark von dem hohen Ausnutzungsgrad der Bürgerenergieregulierung im EEG 2017 (jeweils 95 % oder mehr des Zuschlagsvolumens, in der vierten Runde sank der Anteil auf 22 %) beeinflusst werden. Um die Legaldefinition zu erfüllen, mussten u. a. mindestens 51 % der Stimmrechte bei regional ansässigen natürlichen Personen liegen, die hier als Kleinstakteure klassifiziert werden. Mitunter sind Projektierungs- bzw. Energieversorgungsunternehmen über Kooperationsverträge, eine Beteiligung an bzw. die Bereitstellung der Komplementär-GmbH, die Überlassung eigener Projekte o. Ä. mit bezuschlagten Gesellschaften verbunden, halten jedoch kein oder nur wenig Eigenkapital. Hierfür bestanden insbesondere infolge der Bürgerenergieregulierung im EEG 2017 starke Anreize; in schwächerer Form dürften diese auch in der vierten Runde noch vorgelegen haben. Solche Verbindungen spiegeln sich nicht in der Bewertung der Größe gemäß KMU-Kategorien bzw. des Investorentyps wider, da bei beiden Klassifikationen auf die Eigentümer der Unternehmen abgestellt wird, d. h. die Eigenkapital- bzw. Stimmrechtsinhaber.

Entsprechend betrug der Anteil von Kleinstunternehmen gemäß der KMU-Definition und natürlichen Personen in den ersten drei Runden jeweils um 90 % der Zuschlagsvolumina (siehe Abbildungen 5-8). In der vierten Runde, für die veränderte Teilnahmebedingungen galten, lag der Anteil der Kleinstunternehmen und natürlichen Personen nur noch bei 28 % und der der großen Unternehmen stieg auf 51 %; für 13 % des Zuschlagsvolumens waren in den ausgewerteten Unternehmensregistern noch keine ausreichenden Angaben verfügbar, um eine Einordnung vorzunehmen.

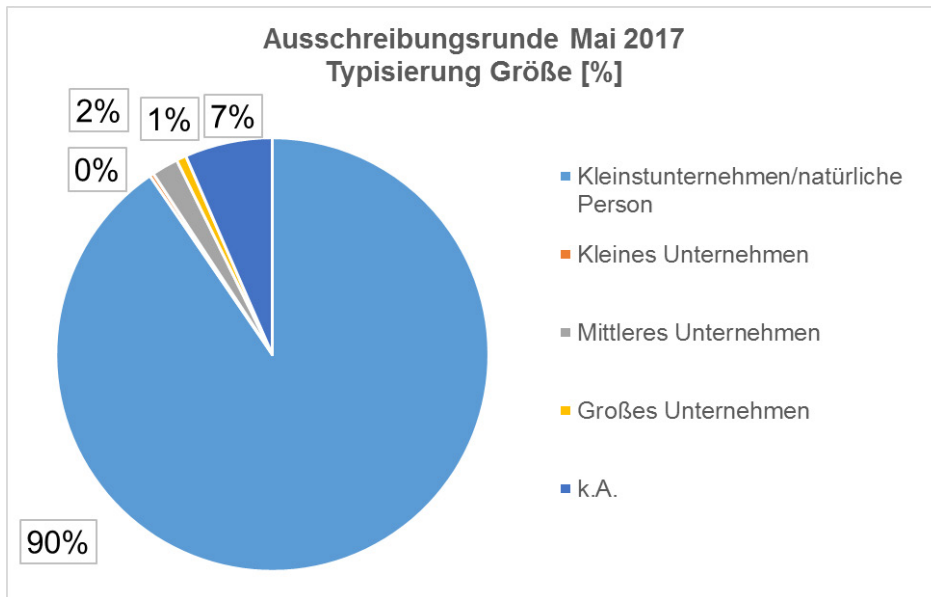


Abbildung 48: Ausschreibungsrunde Mai 2017; Ergebnisdarstellung nach Typisierung Größe

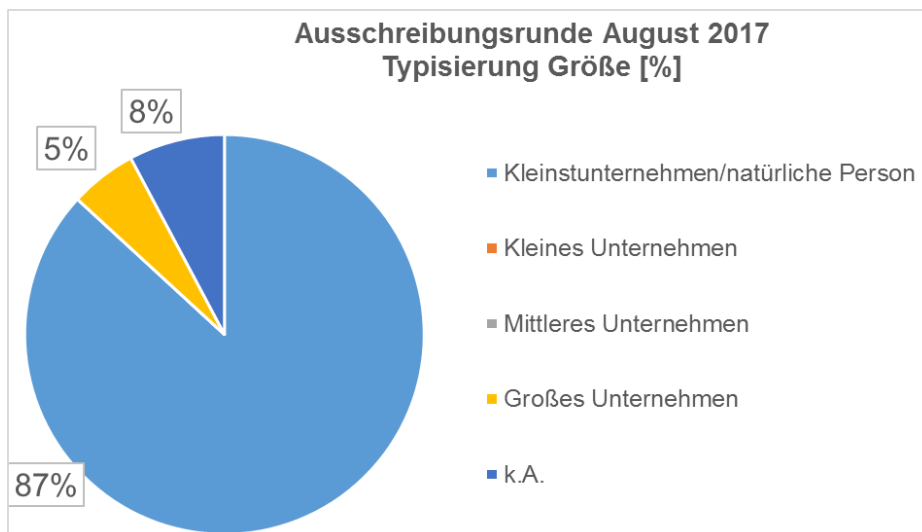


Abbildung 49: Ausschreibungsrunde August 2017; Ergebnisdarstellung nach Typisierung Größe

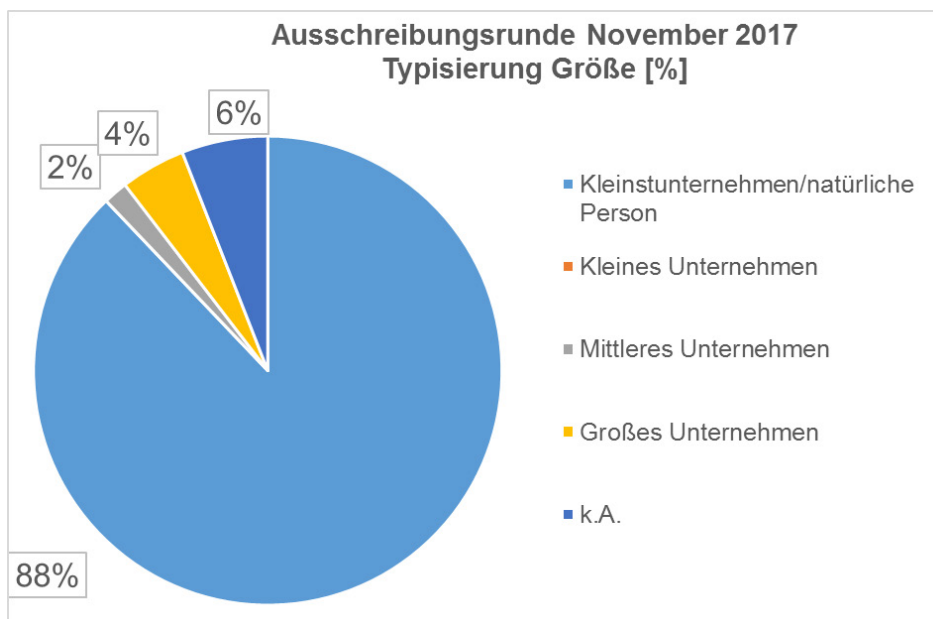


Abbildung 50: Ausschreibungsrunde November 2017; Ergebnisdarstellung nach Typisierung Größe

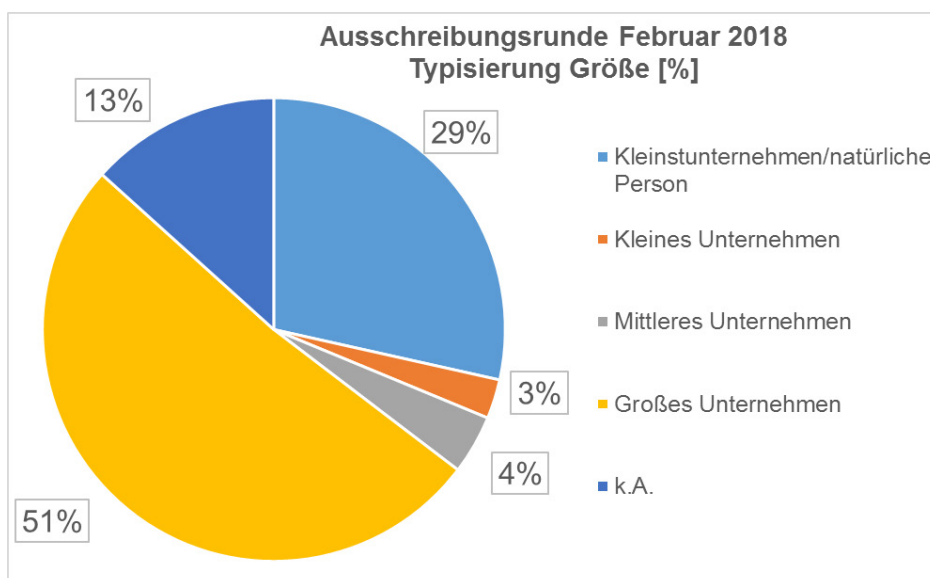


Abbildung 51: Ausschreibungsrunde Februar 2018; Ergebnisdarstellung nach Typisierung Größe

2.3 Typisierung nach Investorentyp

Der Anteil des Investorentyps der natürlichen Person betrug in den ersten drei Ausschreibungsrunden ebenfalls rund 90 % (siehe Abbildungen 9-11) und sank in der vierten Runde auf 26 % (siehe Abbildung 12). Allerdings nahm der Anteil von Projektierungsunternehmen von der ersten zur dritten Runde von unter 1 % über 5 % auf 7 % des Zuschlagsvolumens zu und stieg in der vierten Runde stark auf 30 % an. Zudem wurden hier erstmals weitere Investorentypen erkennbar: auf Windenergieanlagen-Hersteller entfielen 8 % des Zuschlagsvolumens, auf öffentliche börsennotierte Energieversorger 6 % sowie auf private Finanzakteure 8 %. Auch hier waren für 11 % noch keine für eine Einordnung ausreichenden Angaben verfügbar.

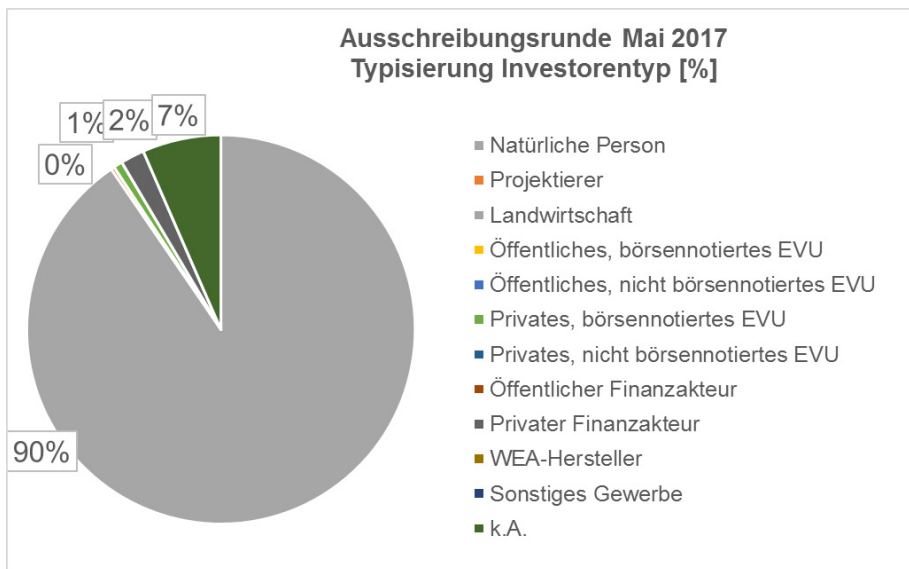


Abbildung 52: Ausschreibungsrunde Mai 2017; Ergebnisdarstellung nach Typisierung Investorentyp

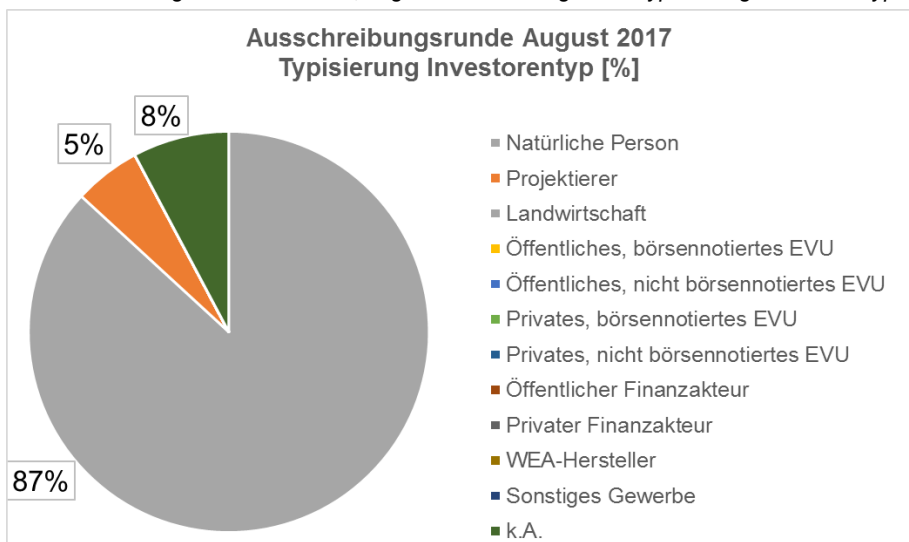


Abbildung 53: Ausschreibungsrunde August 2017; Ergebnisdarstellung nach Typisierung Investorentyp

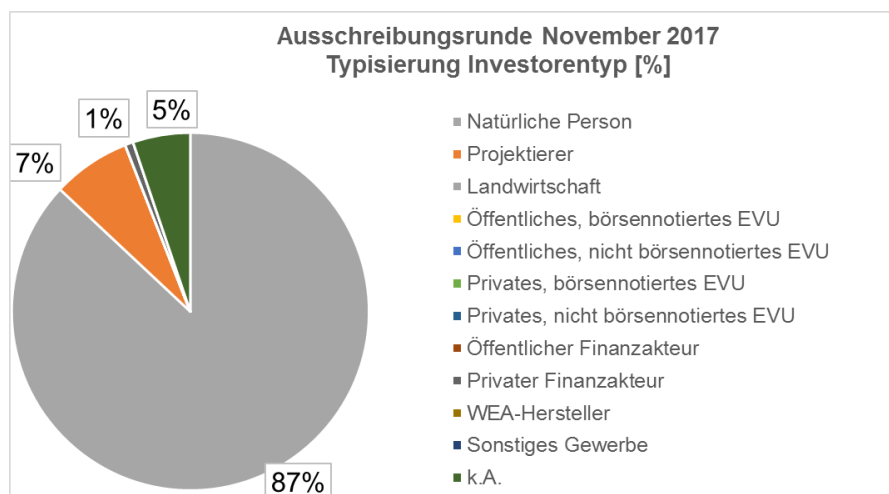


Abbildung 54: Ausschreibungsrunde November 2017; Ergebnisdarstellung nach Typisierung Investorentyp

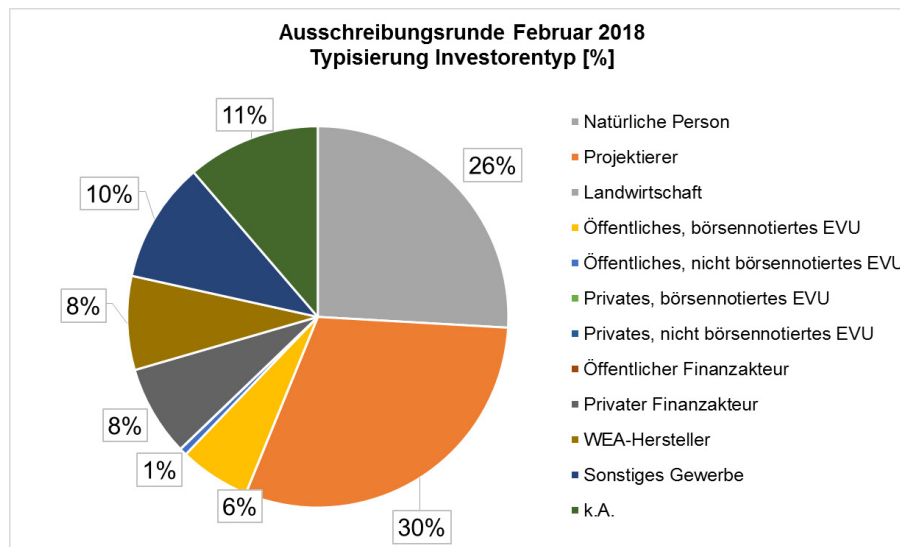


Abbildung 55: Ausschreibungsrunde Februar 2018; Ergebnisdarstellung nach Typisierung Investorentyp

3 Schlussfolgerungen

Insgesamt lässt sich feststellen, dass in den betrachteten Ausschreibungsrunden bei der Windenergie an Land nur wenige Zuschläge an beteiligungsoffene Bürgerenergie erteilt wurden. Gerade in den zwei Runden im August und November 2017 wurden überwiegend Bürgerenergiemodelle von Projektierungsunternehmen initiiert, die der Legaldefinition gemäß EEG 2017 entsprechen, letztendlich aber vor allem der Sicherung der eigenen Projektpipeline dienen. Diese Akteure werden im Forschungsvorhaben zumeist den nationalen Akteuren, seltener der sonstigen Regionalenergie zugeordnet. Sieht man von der zweiten Runde ab, ist bislang keine starke Konzentration auf einzelne Akteure erkennbar.⁶¹ Allerdings ist der Betrachtungszeitraum mit knapp einem Jahr vergleichsweise kurz. Beim Vergleich sind darüber hinaus die Veränderungen in den Rahmenbedingungen zu beachten.

Ein hoher Anteil Bürgerenergie gemäß EEG 2017 ist in der vorliegenden Klassifikation gleichbedeutend mit einem großen Anteil „Kleinstunternehmen/natürliche Personen“ (Klassifikation nach Akteursgröße) bzw. „natürliche Personen“ (Klassifikation nach Investorentyp). Angesichts der Auktionsergebnisse der ersten drei Runden lassen sich damit für den Betrachtungszeitraum mit Blick auf diese beiden Klassifikationen nur wenige Schlussfolgerungen ziehen. Diese Betrachtungen werden aber insbesondere in der mittleren Frist eine größere Relevanz bekommen, etwa bei der Beobachtung der Größe der Projektierer und Energieversorger.

⁶¹ Vgl. hierzu ausführlicher die in Kürze erscheinende Publikation Grashof et al. 2018, Sonderauswertung der ersten Ausschreibungsrunde für Windenergie an Land, Saarbrücken/Lüneburg. Zur zweiten Ausschreibungsrunde vgl. auch die Pressemitteilung der Bundesnetzagentur vom 15.08.2017, Ergebnisse der zweiten Ausschreibung für Wind an Land, Berlin, verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2017/15082017_WindAnLand.html.

