

# Monitoring der Direktvermarktung

Quartalsbericht (06/2019)



Erstellt im Auftrag des  
Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

# Monitoring der Direktvermarktung von Strom aus erneuer- baren Energien

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

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

Dr. Marian Klobasa  
Benjamin Lux  
Dr. Benjamin Pfluger

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

Michael von Bonin  
Norman Gerhardt

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

Johannes Antoni  
Dennis Nill  
Simon Schäfer-Stradowsky

**Im Unterauftrag:  
Büro für Energiesystemeffizienz (ESE)**

Prof. Dr. Uwe Holzhammer

Karlsruhe/Kassel/Berlin, Juni 2019

# Inhalt



## Monitoring der Vermarktungsanteile und der bedienten Strommärkte in der Direktvermarktung

- 5 Entwicklung der vermarkteten Leistung in der geförderten Direktvermarktung (Marktprämie)
- 7 Sonstige Direktvermarktung
- 8 Vermarktungsanteile
- 11 Entwicklung der Strommengen in der Direktvermarktung
- 13 Entwicklung der Vermarktungsakteure



## Mittelfristige Entwicklung der direktvermarkteten Leistung

- 18 Bisheriger Zubau und Auswirkungen der Schwellwerte für verpflichtende Direktvermarktung
- 21 Zubau aus Ausschreibungen



## Monitoring negativer Preise und der Ausfallvergütung

- 25 Anzahl der Stunden mit negativen Preisen
- 27 Sechs Stunden mit negativen Preisen am Stück
- 30 Ausfallvergütung
- 32 Ausgewählte Zeiträume mit negativen Strompreisen



## Börsenstrompreis und Preisspreads

- 36 Börsenstrompreise
- 38 Preisspreads



## Anmeldungen für den Bezug der Flexibilitätsprämie

- 41 Anmeldungen für den Bezug der Flexibilitätsprämie



## Regelleistungsmarkt und Ausgleichsenergie

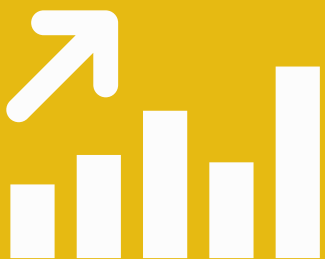
- 44 Regelleistungsmarkt
- 48 Neue Festlegungen der BNetzA zur Erhöhung der Bilanzkreistreue
- 49 Ausgleichsenergie



## Verzeichnis

- 51 Literatur
- 53 Abbildungen & Tabellen

# Monitoring der Vermarktungsanteile und der bedienten Strommärkte in der Direktvermarktung

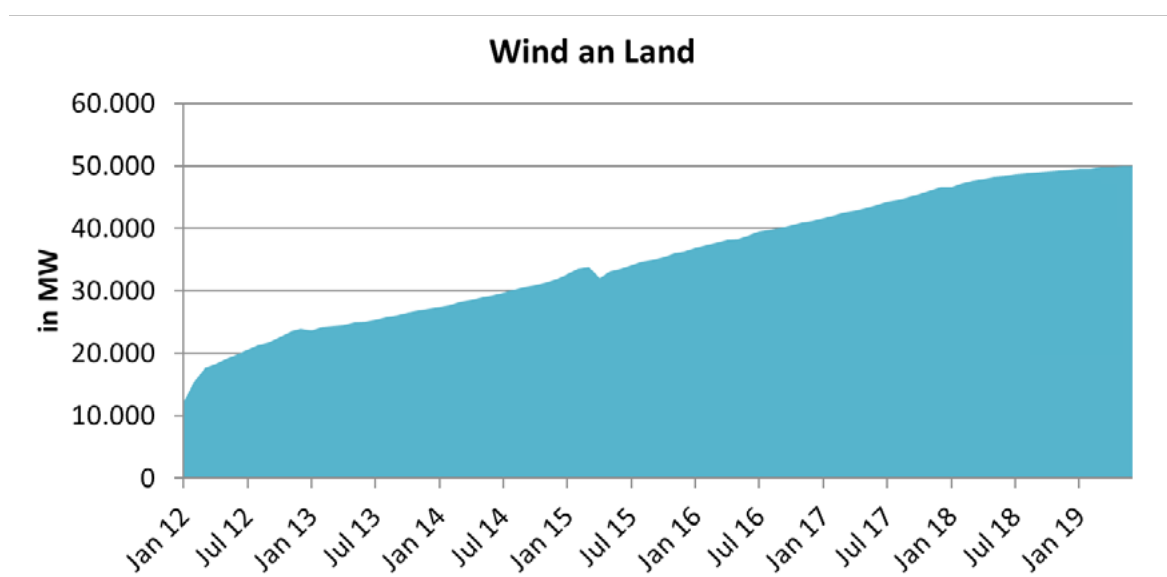


# Entwicklung der vermarkteten Leistung in der geförderten Direktvermarktung (Marktprämie)

Seit Einführung des Marktprämienmodells im EEG 2012 ist die Anlagenleistung mit Anspruch auf die Marktprämie generell stetig gestiegen, und liegt im Juli 2019 bei insgesamt 76.991 MW. Mit durchschnittlich 705 MW pro Monat lässt sich 2014 der stärkste absolute Zuwachs an Anlagenleistung in der Marktprämie verzeichnen. Der leichte Rückgang im April 2015 um ca. 3.000 MW (- 6,3 Prozent) geht auf die fehlende Fernsteuerbarkeit einiger Anlagen zurück, die in diesem Monat verpflichtende Voraussetzung für die Teilnahme an der Direktver-

marktung wurde. Betroffene Anlagen wechselten kurzfristig zurück in die Festvergütung. Nach erfolgter Nachrüstung der Fernsteuerbarkeit wechselten diese Anlagen in den Folgemonaten teilweise wieder in die Direktvermarktung.

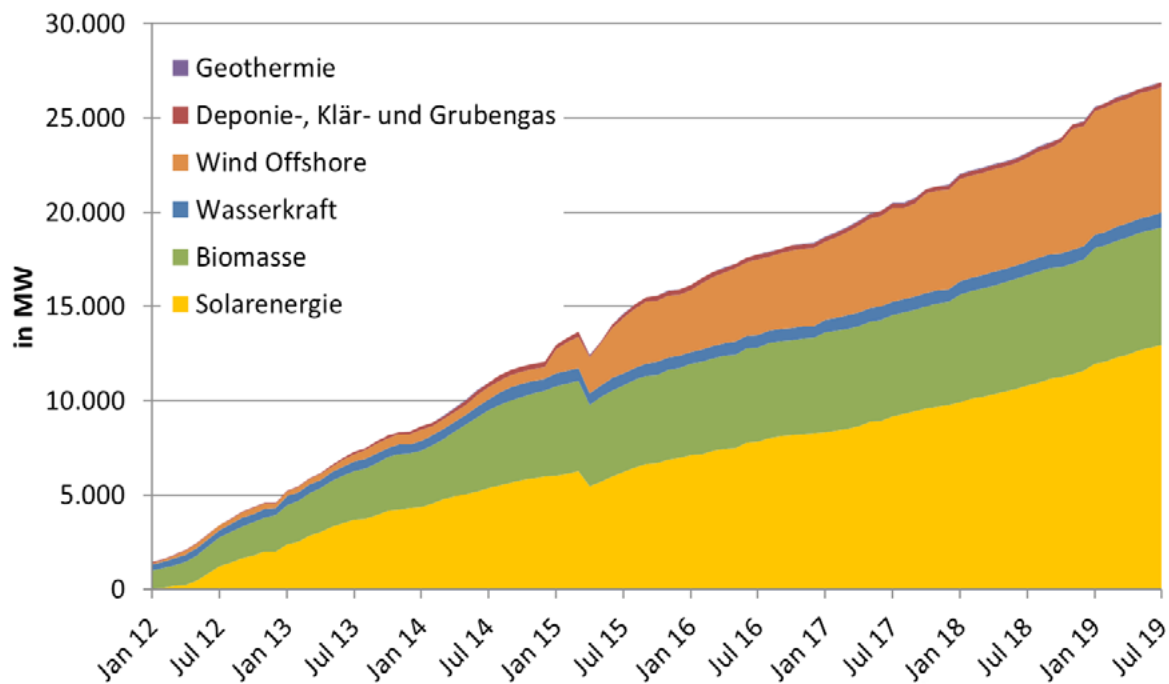
Den größten Anteil an der im Rahmen der Marktprämie vermarkteten Leistung hat die Windenergie an Land mit zuletzt 50.086 MW im Juli 2019 (siehe *Abbildung 1*).



Datengrundlage: Eigene Berechnungen. Quelle: Netztransparenz.de.

**Abbildung 1**

Vermarktete Leistung von Windenergie an Land in der Marktprämie von 2012 bis Juni 2019.



Datengrundlage: Eigene Berechnungen. Quelle: Netztransparenz.de.

**Abbildung 2**

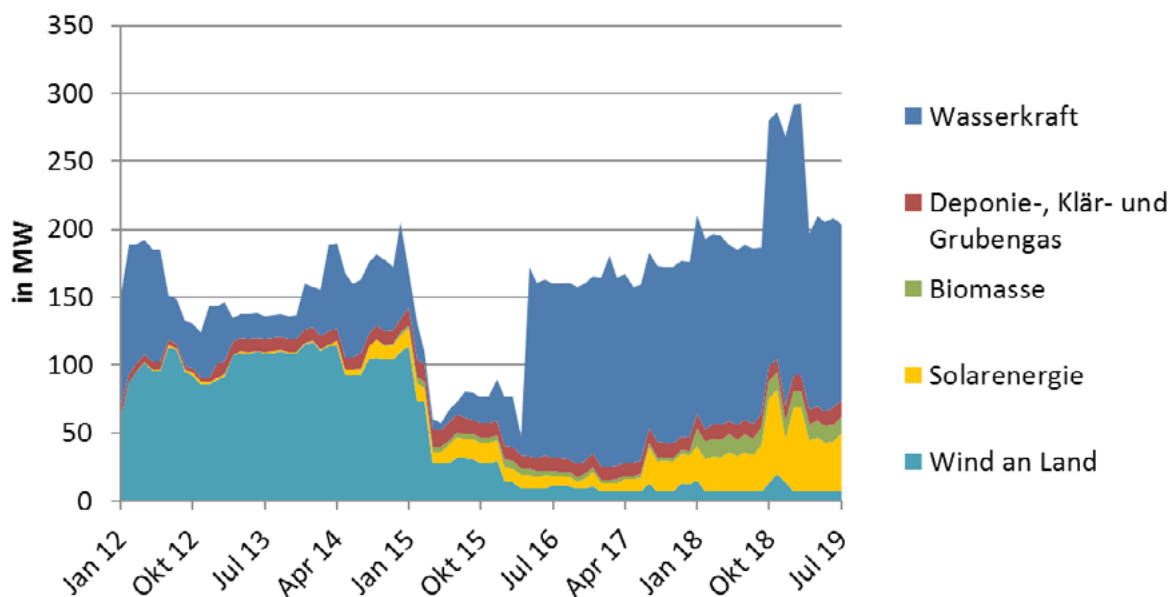
Vermarktete Leistung erneuerbarer Energien (solare Strahlungsenergie, Windenergie auf See, Energie aus Biomasse, Geothermie und Wasserkraft) inkl. Deponie-, Klär- und Grubengas in der Marktprämie von 2012 bis Juli 2019.

Von den übrigen erneuerbaren Energien (solare Strahlungsenergie, Windenergie auf See, Energie aus Biomasse, Geothermie und Wasserkraft) inkl. Deponie-, Klär- und Grubengas (siehe *Abbildung 2*) sind im Juli 2019 insgesamt 26.905 MW in der geförderten Direktvermarktung (Marktprämie). Der zweitgrößte Anteil der gefördert direktvermarkteten Leistung entfällt mit 12.962 MW auf solare Strahlungsenergie gefolgt von Windenergie auf See mit 6.656 MW und Energie aus Biomasse mit 6.243 MW. Auf Wasserkraft, Geothermie sowie Deponie-, Klär- und Grubengas entfallen im Juli 2019 zusammen 1.044 MW.

# Sonstige Direktvermarktung

Die in der sonstigen Direktvermarktung vermarktete Leistung liegt im Juli 2019 bei 203 MW und ist damit im Vergleich zu Dezember 2018 etwas gesunken. Der Umfang an installierter Leistung in der sonstigen Direktvermarktung ist gegenüber der insgesamt direktvermarkteten Leistung weiter sehr gering. Insgesamt nutzten im Juli 2019 nur 195 Anlagen diese Vermarktungsform. Die größten Anteile

an der vermarkteten Leistung stellen dabei insgesamt 28 Wasserkraftanlagen mit 129 MW (siehe *Abbildung 3*), wobei die größte einzelne Wasserkraftanlage allein 120 MW dazu beiträgt. Im Übrigen entfällt die sonstige direkt vermarktete Leistung im Juli 2019 auf 97 Solar- und 37 Windanlagen. Die typischen Leistungsklassen dieser Wind- und Solaranlagen liegen zwischen 100 kW und 5.000 kW.



Quelle: Netztransparenz.de.

Abbildung 3

Vermarktete Leistung (in MW) in der sonstigen Direktvermarktung Januar 2012 bis Juli 2019.

# Vermarktungsanteile

Der Anteil installierter erneuerbarer Leistung in der (geförderten und sonstigen) Direktvermarktung ist seit Einführung der Direktvermarktung im Jahr 2012 stetig gestiegen und liegt im Juli 2019 bei etwa 66 Prozent (siehe *Tabelle 1* und *Abbildung 4*). Nur im April 2015 kam es auf Grund der Einführung der verpflichtenden Fernsteuerbarkeit von erneuerbaren Energieanlagen in der Direktvermarktung zu einem erzwungenen Wechsel einiger Anlagen zurück in die Festvergütung, der sich in einem leichten Rückgang des Anteils der direktvermarkteten Leistung niederschlug (siehe oben *Abbildung 1* und *Abbildung 2*).

Der Anstieg ist neben dem Zubau an neuen Anlagen, die ab einer Anlagengröße von 500 kW seit

dem 1. August 2014 bzw. ab einer Anlagenleistung von 100 kW seit dem 1. Januar 2016 direktvermarktet werden müssen, in begrenztem Maß auch auf eine Erhöhung des direktvermarkteten Anteils installierter erneuerbarer Leistung durch den Wechsel von Bestandsanlagen aus der festen Einspeisevergütung in die (geförderte) Direktvermarktung zurückzuführen.

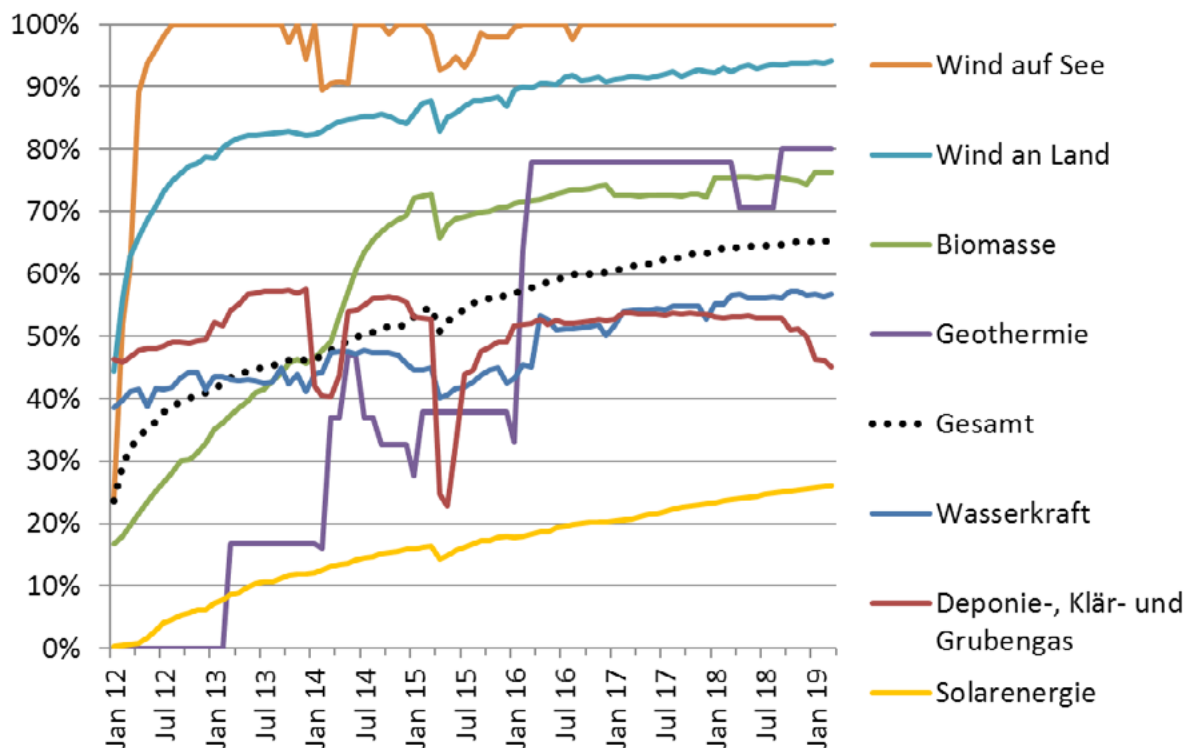
Von der installierten Leistung an Windenergie wurden im Juli 2019 ca. 95 Prozent direktvermarktet. Der Anteil der direktvermarkteten Windenergie auf See liegt bei 100 Prozent und bei Windenergie an Land bei ca. 95 Prozent. Bei der Biomasse wird mittlerweile ca. 77 Prozent der installierten Leistung direktvermarktet. Die Anlagen die aus Klär-, Depo-

**Tabelle 1**

Status Quo der Anlagenleistungen (MW) in der geförderten (Marktprämie) und sonstigen Direktvermarktung, Entwicklung bis Juli 2019 sowie installierte Leistung und deren Vermarktungsanteil (Stand Mai 2019).

In MW	Geförderte Direktvermarktung (Marktprämie) Juli 2019	Sonstige Direktvermarktung Juli 2019	Installierte Leistung Mai 2019	Anteil der direktvermarkteten Leistung	Zuwachs Marktprämie 1. und 2. Quartal 2019
<b>Wasserkraft</b>	784	129	(nur EEG) 1.588	57%	108
<b>Deponie-, Klär- und Grubengas</b>	226	12	511	47%	-8
<b>Biomasse</b>	6.243	12	8.091	77%	334
<b>Geothermie</b>	34	0	43	79%	0
<b>Wind an Land</b>	50.086	7	52.944	95%	653
<b>Wind auf See</b>	6.656	0	6.656	100%	247
<b>Solarenergie</b>	12.962	43	47.139	28%	1.380
<b>Summe</b>	<b>76.991</b>	<b>203</b>	<b>116.972</b>	<b>66%</b>	<b>2.714</b>





Quelle: Eigene Berechnungen nach Netztransparenz.de und BNetzA (Anlagenregister).

Abbildung 4

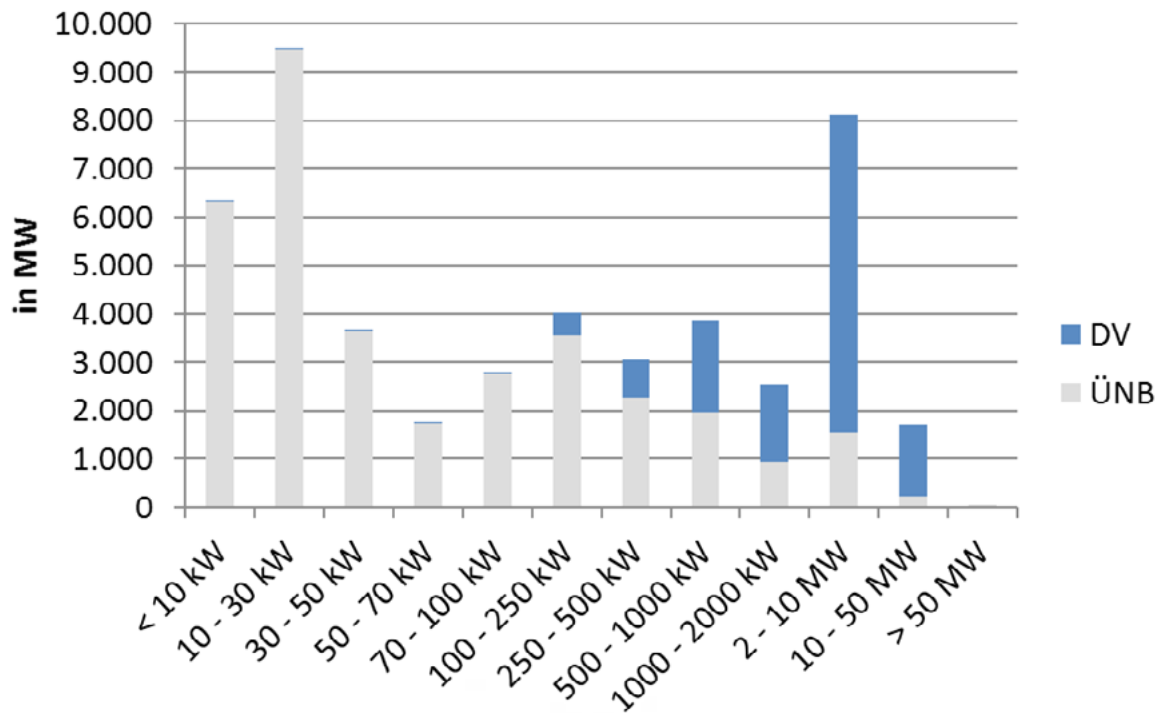
Anteil der installierten Leistung erneuerbarer Energien inkl. Deponie-, Klär- und Grubengas in der (geförderten und sonstigen) Direktvermarktung von 2012 bis Juli 2019.

nie- und Grubengase Energie gewinnen, werden zu ca. 47 Prozent der installierten Leistung direktvermarktet. Bei der Wasserkraft liegt der Anteil direktvermarkteter Leistung bei ca. 57 Prozent. Den geringsten Anteil direktvermarkteter Leistung hat mit ca. 28 Prozent der installierten Leistung die solare Strahlungsenergie.

Von den Solaranlagen nehmen insbesondere Anlagen mit einer Leistung größer 1.000 MW an der Direktvermarktung teil (siehe *Abbildung 5*). Ihr Anteil beträgt im Juli 2019 ca. 78 Prozent, womit nur ca. 22 Prozent dieser Anlagen durch die Netzbetreiber vermarktet werden (Einspeisevergütung). Die absolut höchste, im Rahmen der Marktprämie vermarktete Solarleistung findet sich dabei mit 6.571 MW in der Leistungsklasse 2.000 bis 10.000 kW. Der relativ höchste Anteil direktvermarkteter Solarleistung ist mit 86 Prozent der Leistungsklasse 10 bis 50 MW zuzuordnen. Durch die verpflichtende Direktvermarktung für die ab 2016 gebauten Neuanlagen mit einer Leistung von mehr als 100 kW ist der Anteil an Anlagen in der Direktvermarktung gestiegen. Die Hälfte der Solaranlagen in der Leistungs-

klasse 500 bis 1.000 kW und ca. 25 Prozent der Anlagen mit einer Leistung von 250 bis 500 kW werden mittlerweile direktvermarktet. Bei Anlagen mit einer Leistung von weniger als 250 kW liegt der Anteil in der Direktvermarktung derzeit bei ca. 12 Prozent (siehe *Abbildung 5*).

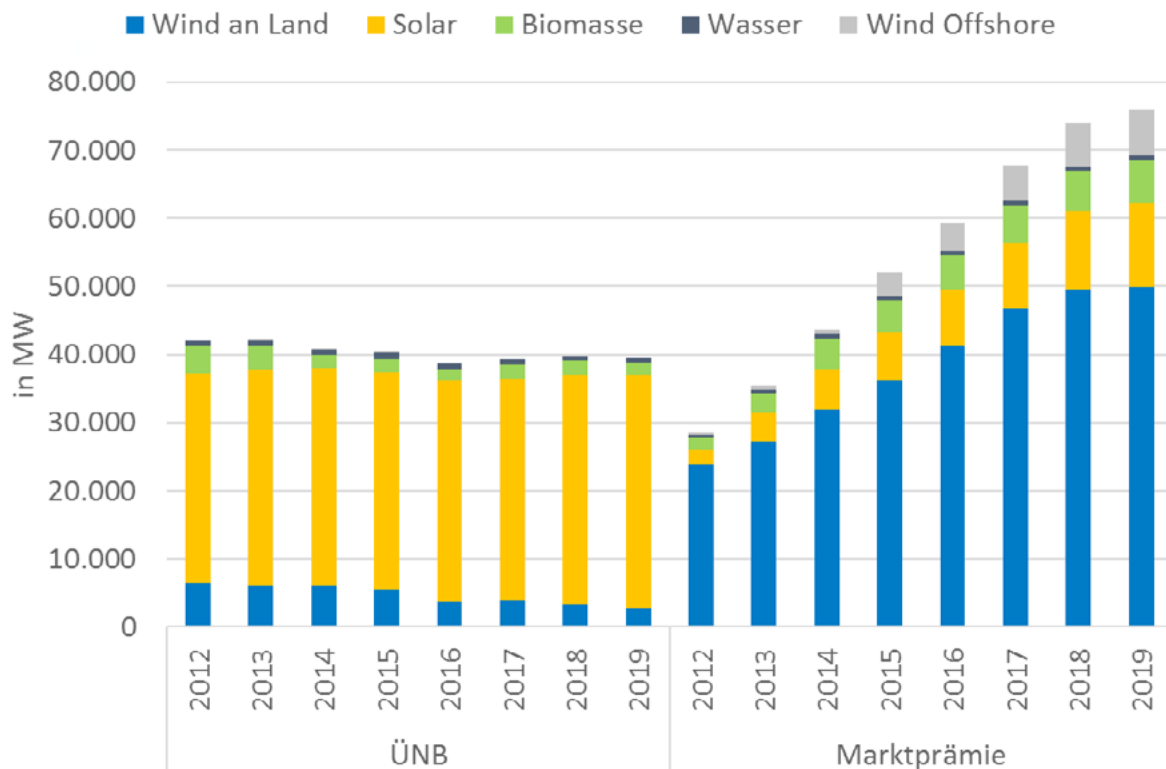
Solaranlagen mit einer installierten Leistung kleiner als 100 kW verbleiben in der Regel in der festen Einspeisevergütung und werden durch die Übertragungsnetzbetreiber vermarktet. Ihr direktvermarkteter Anteil liegt bei unter 1 Prozent der installierten Anlagenleistung. Durch den Wechsel von Bestandsanlagen und der Verpflichtung zur Direktvermarktung für Anlagen mit mehr als 100 kW Leistung war der Anteil der Anlagen, die die feste Einspeisevergütung nutzen zunächst gesunken. Auf Grund des wieder zunehmenden Ausbaus von Kleinanlagen sinkt in den letzten Jahren der Anteil der installierten Leistung, die die feste Einspeisevergütung in Anspruch nimmt, nicht mehr, sondern liegt auf einem konstanten Niveau.



Quelle: Netztransparenz.de und Marktstammdatenregister.

Abbildung 5

Installierte Leistung von Solaranlagen in der Direktvermarktung und in der festen Einspeisevergütung (ÜNB-Vermarktung) nach Leistungsklassen (Stand Juli 2019).



Quelle: Netztransparenz.de und Marktstammdatenregister.

Abbildung 6

Installierte Leistung in der geförderten Direktvermarktung (Marktprämie) und in der festen Einspeisevergütung (ÜNB-Vermarktung) nach Art der erneuerbaren Energie (Stand Juli 2019).

# Entwicklung der Strommengen in der Direktvermarktung

Die in der (geförderten und sonstigen) Direktvermarktung vermarkteten Strommengen sind seit Einführung der Direktvermarktung in 2012 kontinuierlich angestiegen. In 2017 wurden insgesamt 145.319 GWh Strom gefördert direktvermarktet. In 2018 ist die direktvermarktete Strommenge geschätzt auf 153.270 GWh weiter angestiegen. Die von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) vermarktete Strommenge ist von 49.564 GWh in 2015 auf 42.129 GWh in 2017 gefallen und in 2018 wieder leicht auf 43.798 GWh gestiegen (siehe *Tabelle 2*). Die sonstige Direktvermarktung umfasste in 2015 eine Strommenge von 152 GWh und liegt seit 2016 nur bei um die 60 GWh. Auch für 2018 wird die sonstig direktvermarktete Strommenge auf ca. 60 GWh geschätzt

und macht damit nur einen sehr geringen Anteil der direktvermarkteten Energie aus.

Analog zu den gestiegenen Anteilen der Direktvermarktung an der insgesamt nach der im Rahmen des EEG vermarkteten Leistung ist auch der Anteil der direktvermarkteten erneuerbaren Energien an der insgesamt nach EEG geförderten Energie weiter angestiegen. Der Anteil der direktvermarkteten Energiemenge ist mit gut 78 Prozent noch höher als der Anteil an der vermarkteten Leistung, da insbesondere Anlagen mit niedrigen Volllaststunden (u. a. Solaranlagen) durch die Übertragungsnetzbetreiber vermarktet werden.

**Tabelle 2**

Vermarktete Energiemengen (in GWh) nach Art der erneuerbaren Energie in der geförderten und sonstigen Direktvermarktung sowie Energiemengen mit fester Einspeisevergütung (ÜNB-Vermarktung) von 2012 bis 2018.

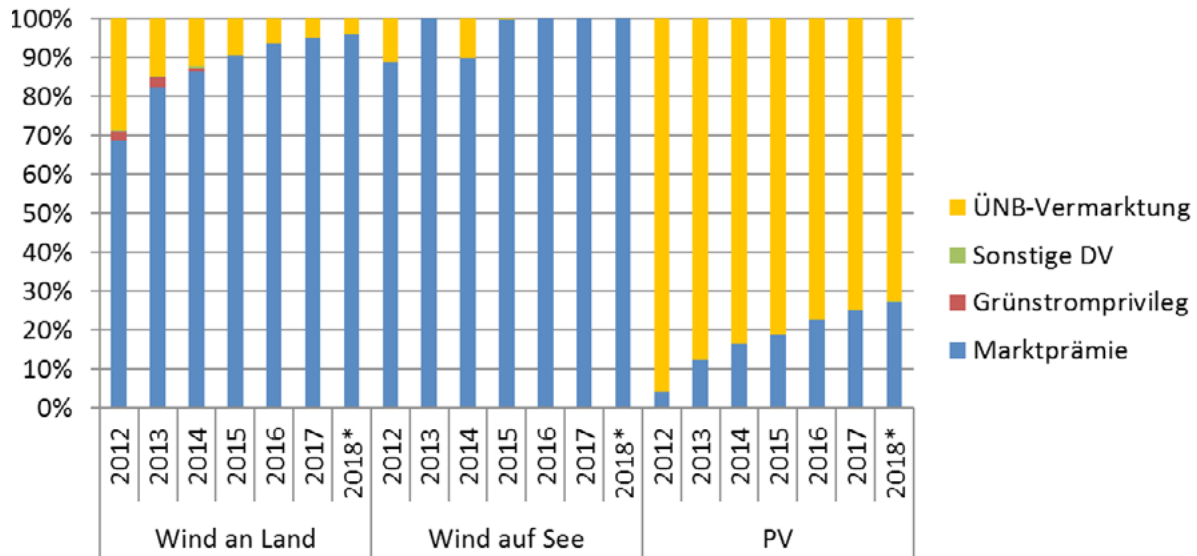
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018*
<b>Wasser</b>	2.693	3.258	3.214	2.903	3.280	3.298	3.500
<b>Deponie-, Klär-, Grubengas</b>	1.191	1.247	1.020	906	1.038	1.010	1.000
<b>Biomasse</b>	9.967	16.707	25.499	29.475	31.197	32.382	32.500
<b>Geothermie</b>	0,0	12	45	53	157	158	170
<b>Wind an Land</b>	35.647	43.289	48.978	64.242	62.045	82.136	85.800
<b>Wind auf See</b>	640	905	1.299	8.140	12.092	17.414	19.000
<b>PV</b>	1.025	3.526	5.453	6.560	7.791	8.921	11.300
<b>Summe geförderte und sonstige Direktvermarktung</b>	<b>51.163</b>	<b>68.944</b>	<b>85.508</b>	<b>112.279</b>	<b>117.599</b>	<b>145.319</b>	<b>153.270</b>
<b>Feste Einspeisevergütung (ÜNB-Vermarktung)</b>	66.433	55.929	50.554	49.564	43.879	42.129	43.800

Quelle: Netztransparenz.de – EEG-Jahresabrechnung 2012-2017

\*2018 geschätzt auf Basis von smard.de.

Windenergie wird zum Großteil ausschließlich durch die Direktvermarkter vermarktet. Bei den Solaranlagen ist der Anteil der Strommenge auf fast 30 Prozent angewachsen (siehe *Abbildung 7*). Bei den weiteren Erneuerbaren Energien liegen die Anteile der vermarkteten Strommengen bei knapp 80 Prozent der eingespeisten Energie für Biomasse und

zwischen 50 und 80 Prozent für Wasserkraft, Deponie-, Klär-, und Grubengas sowie Geothermie. Lediglich bei der Wasserkraft und den sonstigen erneuerbaren Energien wird die sonstige Direktvermarktung in sehr begrenztem Umfang genutzt (siehe *Abbildung 8*).

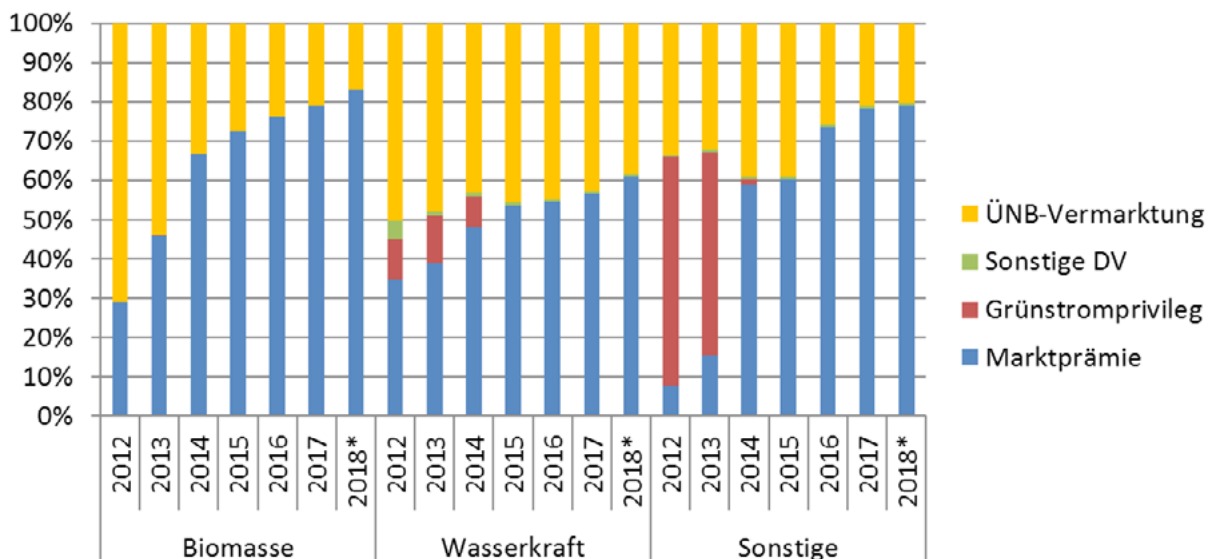


\*2018 geschätzt.

Quelle: Netztransparenz.de – EEG-Jahresabrechnung 2012-2017 (Stand Dezember 2018).

Abbildung 7

Anteil der erneuerbaren Energiemengen aus Windanlagen an Land und auf See sowie Solaranlagen in der Direktvermarktung und der Vermarktung durch die ÜNBs (feste Einspeisevergütung).



\*2018 geschätzt.

Quelle: Netztransparenz.de – EEG-Jahresabrechnung 2012-2017 (Stand Dezember 2018).

Abbildung 8

Anteil der erneuerbaren Energiemengen aus Biomasse-, Wasserkraft- und sonstigen erneuerbaren Anlagen in der Direktvermarktung und der Vermarktung durch die ÜNBs (feste Einspeisevergütung).

# Entwicklung der Vermarktungsakteure

Der seit Einführung der Direktvermarktung größte Vermarkter ist nach einer Befragung der Zeitschrift Energie & Management zu Beginn 2019 die Statkraft Markets GmbH mit mittlerweile knapp 11.500 MW vermarkteter Leistung. Zweitgrößter Vermarkter ist zu Beginn 2019 die Quadra Energy mit 6.500 MW, die eine Tochtergesellschaft des Windanlagenherstellers Enercon ist. Eine Vielzahl weiterer Akteure sind als Direktvermarkter aktiv, wobei die Mehrzahl nur ein vergleichsweise kleines Portfolio vermarktet. Elf Direktvermarkter verfügen über ein Portfolio von mehr als 3.000 MW (siehe Tabelle 3 und Abbildung 9). Etwas mehr als zwanzig Vermarkter managen ein Portfolio von mehr als 1.000 MW. Unter den Direktvermarktern hat sich z. T. eine Spezialisierung auf einzelne Technologien etabliert, so dass beispielsweise die Biomasseanlagen, die bei einigen Direktvermarktern unter Vertrag sind, durch andere Direktvermarkter als Dienstleister gemanagt werden.

Mittlerweile gibt es eine stärkere Konsolidierung im Bereich der Direktvermarktung. Durch die Übernahme der Clean Energy Sourcing durch die BayWa r.e. ist deren Portfolio deutlich gewachsen. Ein weiterer Direktvermarkter Energy2Market mit einem großen Portfolio im Bereich Biomasse will sämtliche Gesellschafteranteile an die EDF-Gruppe veräußern. Auch durch das geplante Zusammenführen der Vermarktung erneuerbarer Energien der EON Energie Deutschland und der innogy mit der Vermarktung bei der RWE AG entsteht ein großes Direktvermarktungsportfolio.

Als die größten Direktvermarkter im Bereich Windenergie sind neben Statkraft Markets auch spezielle Windvermarkter wie Quadra Energy oder Wind Energy Trading aktiv. Daneben verfügen vor allem die etablierten Marktakteure wie MVV Energie, EnBW, EWE Trading und Vattenfall über größere Windportfolios. Im Bereich Solar sind als neue Akteure die Sunnic Lighthouse und Next Kraftwerke als Solardirektvermarkter aktiv, die zusammen über 25 Prozent der Solarleistung in der geförderten Direktvermarktung (Marktprämie) vereinen. Der Bereich Biomassedirektvermarktung wird vor allem von Energy2Market, Next Kraftwerke und BayWa r.e./Clens mit zusammen ca. 3.500 MW dominiert, die einen Anteil von mehr als 50 Prozent der direktvermarkteten Biomasseleistung in ihren Portfolios haben.

Die Auswahl der vermarkteten Anlagen wie auch die Vergütung erfolgen in der Regel individuell auf den Marktwert bezogen. So erhalten beispielsweise Windparks mit höheren Marktwerten durch die Direktvermarkter auch eine höhere Vergütung im Vergleich zu Windparks mit schlechteren Marktwerten. Bei Windparks mit schlechteren Marktwerten sind häufig zum Jahreswechsel die Verträge angepasst worden, wenn sich die Vergütung aus dem Marktwert nicht oder nur schwierig realisieren ließ. Vor diesem Hintergrund haben sich bei vielen Direktvermarktern größere Veränderungen ihrer Portfolios hinsichtlich der vermarkteten Leistung ergeben. Dabei sind zum Teil Direktvermarktungsverträge bei einigen Vermarktern ausgelaufen, die nur

**Tabelle 3**

TOP 5 Direktvermarkter mit dem jeweils größten Portfolio (in MW) an Anlagenleistung aus Wind-, Solar-, Biomasse- und Wasserkraftanlagen zum Stand 31. Dezember 2018 und 1. Januar 2019.

Rang	Energieträger	Direktvermarkter	Stand	Stand	Wind	Solar	Biomasse/ Biogas	Wasserkraft
			01.01.2019	31.12.2018				
1	Wind	Statkraft Markets	11.478	10.202	10.676	747		55
2		Quadra Energy	6.500	5.350	6.100	380	10	10
3		Vattenfall Energy Trading	5.610	3.850	5.050	550		10
4		Wind Energy Trading/ BKW Energie	4.828	5.963	3.346	1.474	5	3
5		EWE Trading	3.350	4.300	2.980	65	305	
1	Solar	Next Kraftwerke	4.080	3.681	591	2.034	1.313	22
2		Sunnich Lighthouse	2.400	2.300	600	1.700	1,5	0,5
3		Wind Energy Trading/ BKW Energie	4.828	5.963	3.346	1.474	5	3
4		MVV Energie	4.000	4.300	2.500	1.350		
5		Statkraft Markets	11.478	10.202	10.676	747		55
1	Biomasse	Energy2market	3.537	3.486	1.073	691	1.708	65
2		Next Kraftwerke	4.080	3.681	591	2.034	1.313	22
3		Baywa Re / Clens	3.270	2.200	2.700	150	400	
4		EWE Trading	3.350	4.300	2.980	65	305	
5		Lechwerke	508	409		80	285	78
1	Wasser	Innogy	2.069	2.137	1.314	185	192	377
2		EnBW	3.450	4.600	2.910	380	40	110
3		Lechwerke	508	409		80	285	78
4		Energy2market	3.537	3.486	1.073	691	1.708	65
5		Statkraft Markets	11.478	10.202	10.676	747		55

Quelle: E&amp;M Ausgabe 2/2019.

zu angepassten Konditionen verlängert wurden. Deutliche Rückgänge bei ihrer vermarkteten Leistung gab es u. a. bei Danske Commodities oder bei der MVV Energie. Deutliche Leistungszuwächse haben Quadra Energy und Statkraft in ihren Portfolios realisieren können (siehe Abbildung 10).

Die mit der Einführung der Direktvermarktung angestrebten Ziele einer stärkeren Marktintegration der erneuerbaren Energien sind zu großen Teilen erreicht worden. Der Anteil der direktvermarkteten Anlagen ist über alle Sparten seit Einführung der Direktvermarktung kontinuierlich angestiegen. Damit hat ein Großteil der Anlagen eine Bilanzierungsverantwortung und ist für Bilanzkreisabweichungen selbst verantwortlich. Dies hat zu einer deutlichen Ausweitung der IntraDay-Vermarktung geführt und gleichzeitig auch Impulse für eine Ver-

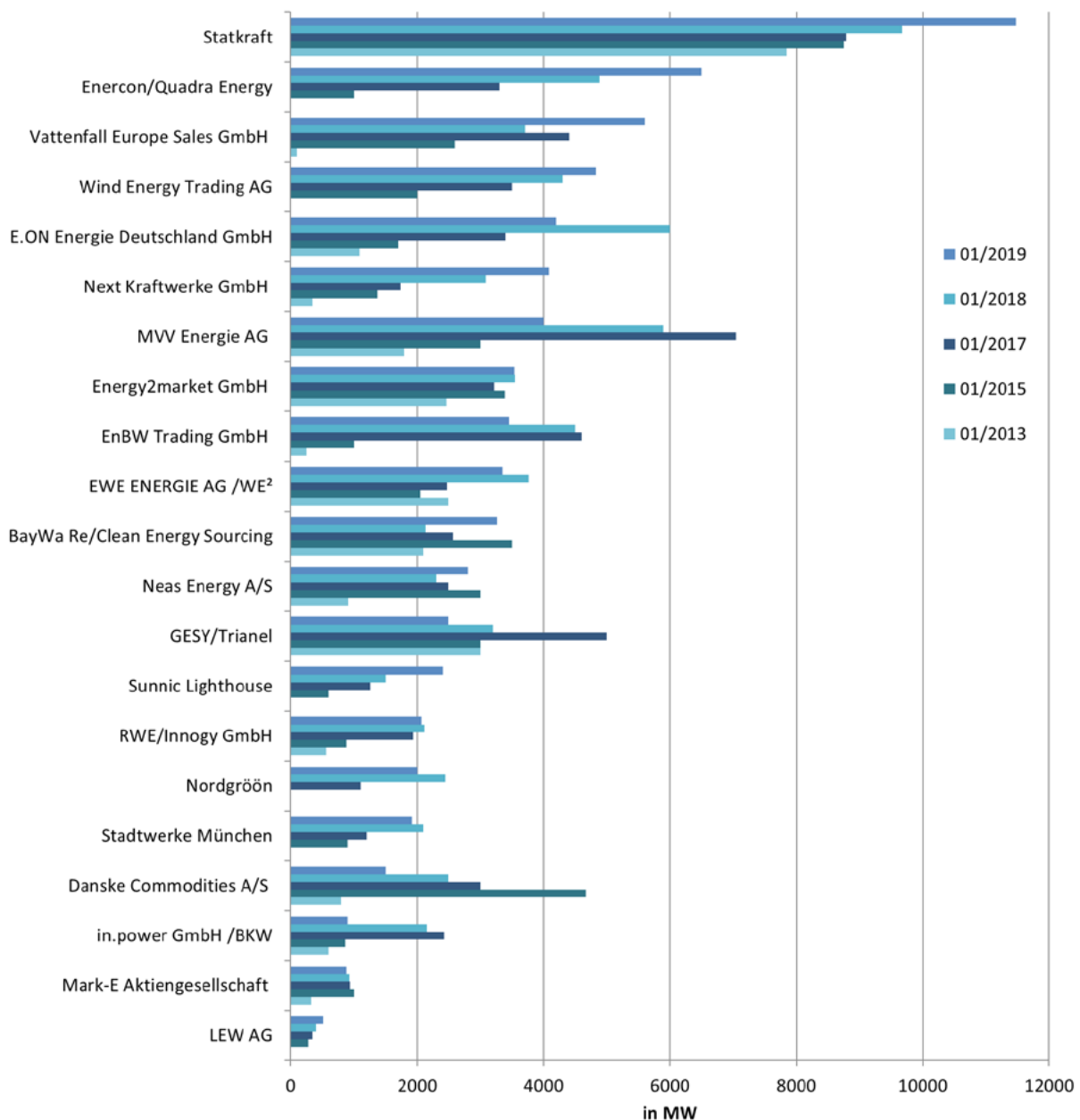
besserung von Einspeiseprognose gesetzt. Bei Wind und Biomasse sind über 80 Prozent aller Anlagen in der Direktvermarktung. Bei den Solaranlagen beträgt der Anteil inzwischen knapp 30 Prozent, womit ein Großteil der Anlagen über 1 MW in der Direktvermarktung ist. Durch die verpflichtende Direktvermarktung von Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW hat sich auch für kleinere Anlagen die Direktvermarktung etabliert.

Die dominierende Vermarktungsform ist die geförderte Direktvermarktung (Marktprämie). In der sonstigen Direktvermarktung werden nur sehr geringe Mengen vermarktet, die in größerem Umfang nur Wasserkraftanlagen umfassen.

In der Direktvermarktung besteht eine große Akteursvielfalt, wobei nur ca. 25 Akteure ein große-

res Portfolio bewirtschaften. Konsolidierungsprozesse haben zu einer Spezialisierung auf einzelne Energieträger bei den Direktvermarktern geführt. Die Akteursstruktur umfasst sowohl neue Anbieter wie Quadra Energy, Sunnic Lighthouse oder Next Kraftwerke, aber auch die etablierten Energieversorger wie die EnBW AG, Vattenfall oder die EON Energie Deutschland, die sich z. T. mit einiger Verzögerung ein größeres Vermarktungsportfolio aufgebaut haben. Einige Direktvermarkter wie Grundgrün, Clean Energy Sourcing (Clens) oder Energy2Market,

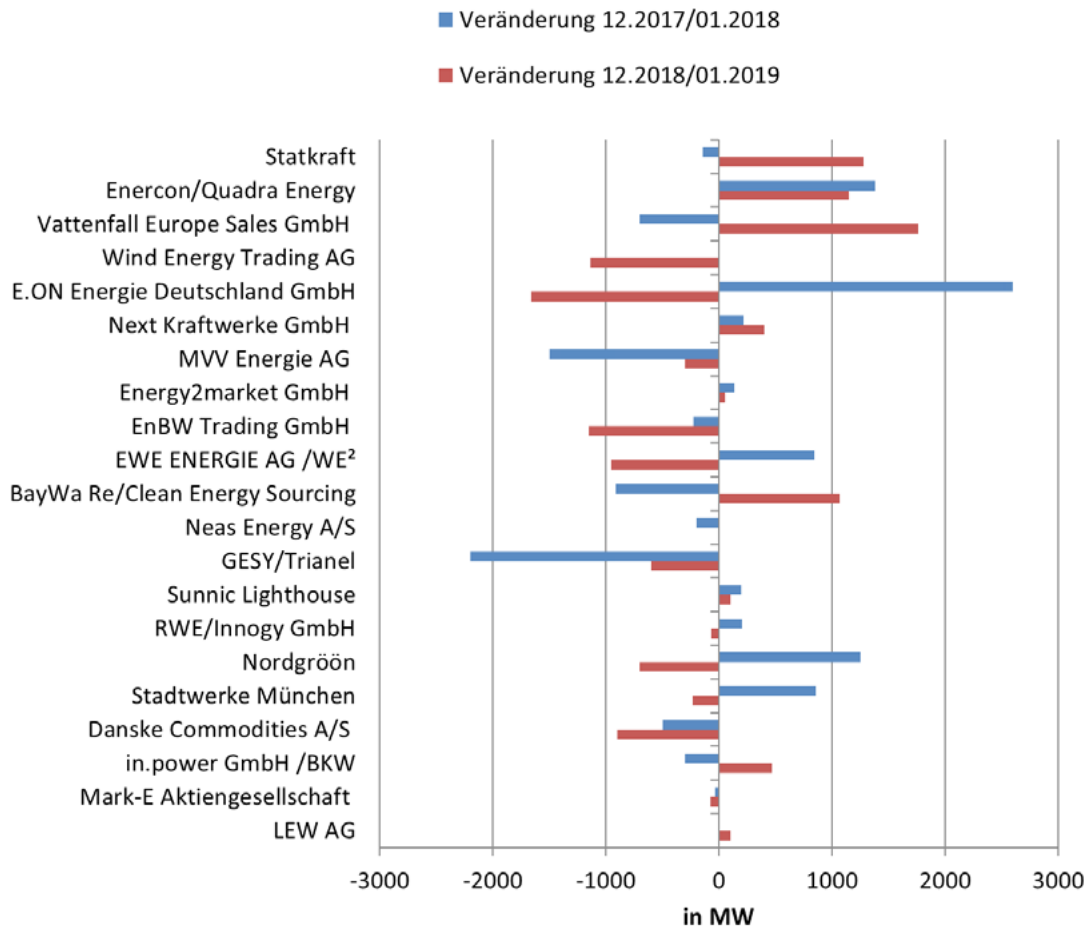
die seit Beginn der Direktvermarktung als Akteur sehr aktiv waren, sind durch etablierte Unternehmen (hier durch die EnBW, die BayWa r.e. bzw. die EdF) übernommen worden. Insgesamt besteht unter den Direktvermarktern ein starker Wettbewerb, so dass weitere Konsolidierungen zu erwarten sind. Gleichzeitig treten aber auch neuer Akteure auf bzw. versuchen etablierte Akteure Marktanteile zu gewinnen, so dass auch mittelfristig mit einer hohen Wettbewerbsintensität zu rechnen ist.



Quelle: E&M 2013, 2015, 2017 bis 2019.

Abbildung 9

Entwicklung der vermarkteten Anlagenleistung nach Direktvermarkter in der geförderten Direktvermarktung (Marktprämie) in 2013, 2015 und 2017 bis 2019.



Quelle: E&M 2018, 2019.

**Abbildung 10**

Veränderungen der vermarkteten Leistung einzelner Direktvermarkter zum Jahreswechsel 2018 und 2019.



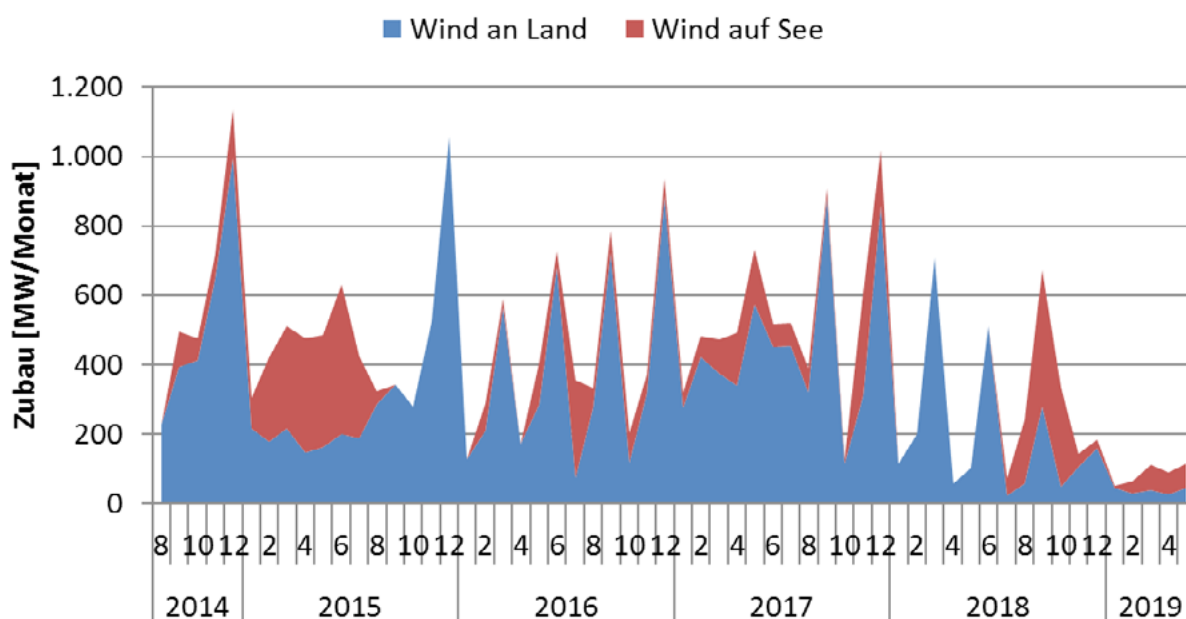
# Mittelfristige Entwicklung der direktvermarkteten Leistung



# Bisheriger Zubau und Auswirkungen der Schwellenwerte für verpflichtende Direktvermarktung

Nach dem deutlichen Zubau von Windenergieanlagen auf Land und auf See im Zeitraum von 2015 bis 2017 mit jeweils mehr als 5.000 MW, ist dieser in 2018 und insbesondere in den ersten beiden Quartalen von 2019 deutlich zurückgegangen. Dabei lassen sich zwei grundsätzliche Beobachtungen festhalten (siehe *Abbildung 11*): Jedes Jahr gab es immer in den Monaten bevor Vergütungskürzungen in Kraft getreten sind einen deutlichen Zubau (Drei-Monats-Rhythmus). Der Zubau seit 2019 liegt

auf einem sehr niedrigen Niveau und erfolgt monatlich betrachtet dagegen sehr kontinuierlich. Anlagen, die noch außerhalb der Ausschreibungen umgesetzt werden können, sind mittlerweile installiert worden. Gleichzeitig sind in 2017 ausgeschriebenen Anlagen schätzungsweise bisher nur zu einem geringen Teil realisiert worden, da diese als Bürgerenergiegesellschaften meist verlängerte Realisierungsfristen bekommen haben.



Quelle: BNetzA, Marktstammdatenregister.

Abbildung 11

Monatlicher Zubau an Anlagenleistung (in MW) im Bereich Wind an Land und Wind auf See von August 2014 bis Mai 2019.

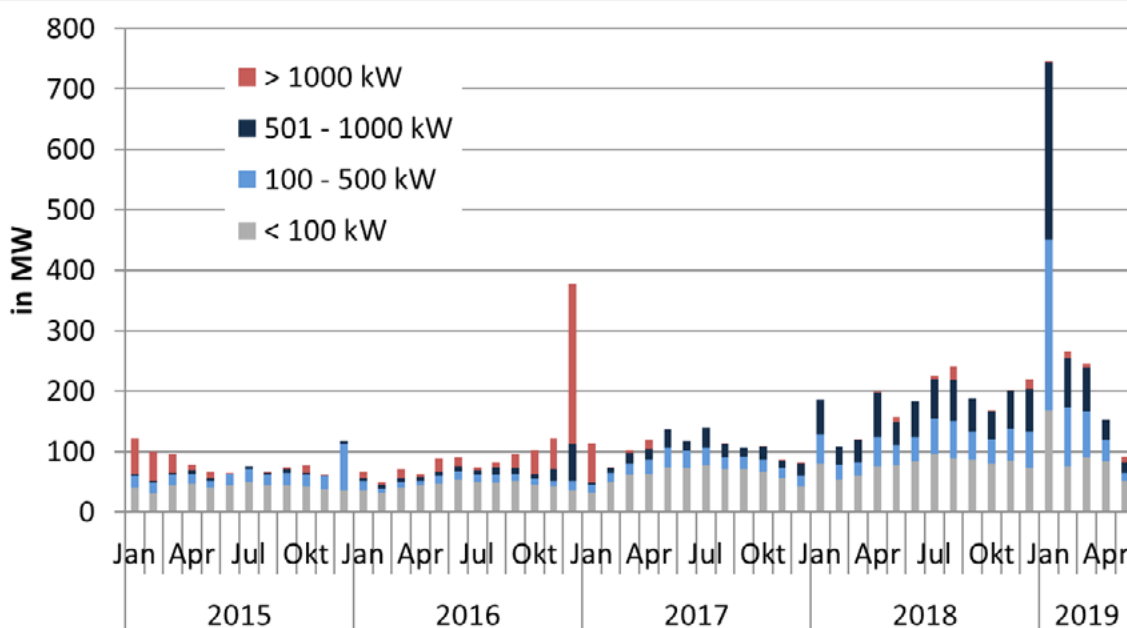
Der Zubau im Bereich der Solaranlagen erreichte dagegen im Jahr 2019 bisher schon über 1.700 MW, wovon 271 MW auf Freiflächenanlagen entfallen (Stand Juni 2019). Diese Freiflächenanlagen sind zu über 52 Prozent auf Basis einer erfolgreichen Teilnahme an Ausschreibungen entstanden. Die Übrigen knapp 48 Prozent sind außerhalb der Ausschreibungen realisiert worden. Seit 2016 ist der Anteil an Anlagen mit weniger als 1.000 kW Nennleistung wieder deutlich angestiegen. In 2019 haben Anlagen mit weniger als 750 kW Nennleistung einen Anteil am Zubau von ca. 92 Prozent.

Das EEG schreibt seit dem 1. August 2014 eine verpflichtende Direktvermarktung für Neuanlagen ab einer Anlagengröße von 500 kW vor. Seit dem 1. Januar 2016 gilt diese Regelung verschärft bereits für Anlagengrößen über 100 kW. Während im Zeitraum von Januar bis Juli 2014 im Leistungssegment 500 bis 1.000 kW monatlich durchschnittlich ca. 15 MW Solarleistung zugebaut wurden, ging diese monatliche Zubaurate zwischen August und Dezember 2014 im Durchschnitt auf ca. 7 MW und im Jahr 2015 auf durchschnittlich ca. 4 MW pro Monat zurück (siehe *Abbildung 12*). Mittlerweile ist der Zubau wieder deutlich angestiegen und lag im Jahr 2018 bei ca. 55 MW pro Monat. Im Januar 2019

sind in diesem Segment knapp über 300 MW zugebaut worden. Ein Großteil der Anlagen wird mit einer Leistung unter 750 kW gebaut, da für Anlagen größer 750 kW seit dem 1. Januar 2017 eine Teilnahme an den Ausschreibungen verpflichtend ist. Daher werden häufig Anlagen mit einer zu installierenden Leistung knapp unter der Ausschreibungsgrenze geplant, um diese ohne den Aufwand einer Teilnahme an den Ausschreibungen realisieren zu können.

Beim Zubau von Solaranlagen mit einer Leistung kleiner 100 kW lassen sich zwei gegenläufige Trends beobachten (siehe *Abbildung 13*). Einerseits ist der Anlagenzubau in diesem Leistungssegment seit dem Peak im Jahr 2010 mit einem Zubau von 4.450 MW in den letzten Jahren deutlich zurückgegangen. Jedoch ist seit 2015 wieder eine leichte Steigerung zu erkennen. In 2018 erreichte der Zubau wieder knapp 1 GW und liegt bisher im Jahr 2019 bei 489 MW (Stand Juni 2019).

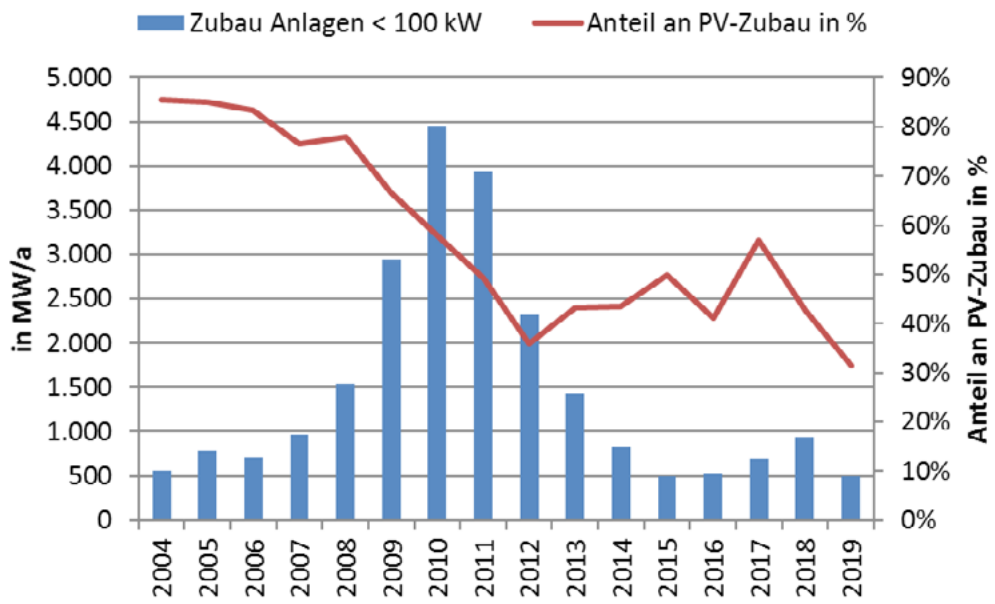
Bei der Sparte Biomasse sind im Jahr 2019 bisher ca. 30 MW pro Monat zugebaut worden, wobei ein Großteil aus Leistungssteigerungen bei bestehenden Anlagen realisiert wurde.



Quelle: BNetzA, Marktstammdatenregister.

Abbildung 12

Monatlicher Zubau von Solaranlagen (in MW) nach Anlagengrößen (ohne Freiflächenanlagen) von Januar 2015 bis Mai 2019.



Quelle: BNetzA -Marktstammdatenregister und Solar-Meldungen.

Abbildung 13

Jährlicher Zubau an Solaranlagen mit weniger als 100 kW und spezifischer Anteil am gesamten Zubau von Solaranlagen von 2004 bis Juni 2019.



# Zubau aus Ausschreibungen

Seit 2017 gilt die grundsätzlich verpflichtende Teilnahme an Ausschreibungen für die Sparten Wind an Land, Wind auf See, Solar und Biomasse. Wobei die Ausschreibungen für Wind auf See gesondert im WindSeeG (§ 17 und §§ 26, 27 WindSeeG) geregelt sind (siehe unten *Tabelle 7*).

Mit der Umstellung auf das Ausschreibungssystem wird die Berechnungsgrundlage für die Marktprämie, der anzulegende Wert, und damit deren Höhe wettbewerblich ermittelt. Bis zum in Kraft treten des EEG 2017 wurde der anzulegende Wert ausschließlich gesetzlich vorgegeben. Das Ausschreibungssystem hat über die jeweils ausgeschriebene Menge Einfluss auf den Zubau der betroffenen Sparten.

Der mittelfristig erwartete Ausbau für Windenergieanlagen an Land wird sich damit ebenfalls an der ausgeschriebenen Menge orientieren. Für Wind an Land sind für 2019 Ausschreibungsvolumina inklu-

sive der Sonderausschreibungen von 3.675 MW vorgesehen, die 2020 über 4.100 MW auf 4.250 MW in 2021 ansteigen (siehe *Tabelle 4*). Ab 2022 sollen dann jährlich 2.900 MW ausgeschrieben werden.

Von den dargestellten Ausschreibungsvolumina können 5 Prozent der jährlich zu installierenden Leistung im Rahmen von international geöffneten Ausschreibungen bezuschlagt werden (§ 28 Abs. 1a Nr. 1 EEG 2017). Darüber hinaus ist ab 2018 die Leistung von Windenergieanlagen an Land in Ansatz zu bringen, die im Rahmen der gemeinsamen Ausschreibungen für Wind an Land und Solar (§ 28 Abs. 5 EEG 2017) bzw. innerhalb der Innovationsausschreibungen (§ 28 Abs. 6 EEG 2017) bezuschlagt werden (§ 28 Abs. 1a Nr. 3 EEG 2017). Für die gemeinsamen Ausschreibungen ist von 2019 bis 2021 jährlich insgesamt ein Ausschreibungsvolumen von 400 MW vorgesehen. Bei den Innovationsauschrei-

**Tabelle 4**

Ausschreibungstermine, -volumina und -runden für Wind an Land (inkl. Sonderausschreibungen) nach §§ 28 Abs. 1 S. 1 und S. 2 EEG 2017.

Wind an Land	01.02.	01.03.* 2020 – 2021	01.05. 2017 – 2019; ab 2020: 01.06.	01.07.* 2020 – 2021	01.08.	01.09.* 2019 – 2021	01.11. 2017; seit 2018: 01.10.	01.12.* 2019 – 2021	Gesamt
<b>2017</b>			800 MW		1.000 MW		1.000 MW		2.800 MW
<b>2018</b>	700 MW		700 MW		700 MW		700 MW		2.800 MW
<b>2019</b>	700 MW		650 MW		650 MW	500 MW	675 MW	500 MW	3.675 MW
<b>2020</b>	900 MW	300 MW	900 MW	300 MW		400 MW	900 MW	400 MW	4.100 MW
<b>2021</b>	900 MW	400 MW	900 MW	400 MW		400 MW	850 MW	400 MW	4.250 MW
<b>ab 2022</b>	1.000 MW		950 MW				950 MW		2.900 MW

\* Sonderausschreibung nach § 28 Abs. 1 S. 2 EEG 2017.

Eigene Darstellung nach EEG 2017.



bungen sollen 2019 250 MW, 2020 400 MW und 2021 500 MW jeweils am 1. September ausgeschrieben werden. Der Zubau von Windenergie an Land wird außerdem in dem sogenannten Netzausbaugebiet (vgl. § 36c EEG 2017), das aktuell in Norddeutschland liegt, durch eine regionenspezifische Obergrenze besonders gesteuert.

Bei Solaranlagen sind für 2019 Ausschreibungen von insgesamt 1.475 MW zu fünf Gebotsterminen vorgesehen (siehe *Tabelle 5*).

Für Biomasseanlagen werden 2019 an zwei Gebotstermin je 75 MW und ab 2020 je 100 MW an zwei

Gebotsterminen ausgeschrieben (siehe *Tabelle 6*). Das Ausschreibungsvolumen reduziert sich dabei um die installierte Leistung der jeweils im Vorjahr mit gesetzlicher Förderung in Betrieb genommenen Anlagen und erhöht sich um das im jeweiligen Vorjahr nicht bezuschlagte Ausschreibungsvolumen (§ 28 Abs. 3a EEG 2017).

Mittelfristig ist mit einer weiter zunehmenden Leistung in der Direktvermarktung zu rechnen. Kurzfristig resultiert ein deutlicher Rückgang des Zubaus vor allem aus nicht realisierten Anlagen der ersten Ausschreibungsrunden und einer aktuellen Unterdeckung in den letzten Ausschreibungen.

**Tabelle 5**

Ausschreibungsvolumina, -termine und -runden für Solaranlagen (inkl. Sonder-ausschreibungen), § 28 Abs. 2 S. 1 und S. 2 EEG 2017.

Solar	01.02.	01.03.*2020 – 2021	01.06.	01.07.*2020 – 2021	01.09.*2019 – 2021	01.10.	01.12.*2019 – 2021	Gesamt
<b>2017</b>	200 MW		200 MW			200 MW		600 MW
<b>2018</b>	200 MW		200 MW			200 MW		600 MW
<b>2019</b>	175 MW	500 MW	150 MW			150 MW	500 MW	1.475 MW
<b>2020</b>	100 MW	300 MW	150 MW	300 MW	400 MW	150 MW	400 MW	1.800 MW
<b>2021</b>	150 MW	400 MW	100 MW	400 MW	400 MW	100 MW	400 MW	1.950 MW
<b>ab 2022</b>	200 MW		200 MW			200 MW		600 MW

\*Sonderausschreibung nach § 28 Abs. 2 S. 2 EEG 2017.

Eigene Darstellung nach EEG 2017.

**Tabelle 6**

Ausschreibungsvolumina, -termine und -runden für Biomasseanlagen, § 28 Abs. 3 EEG 2017.

Biomasse	Seit 2019: 01.04.	01.09. von 2017 bis 2018; Ab 2019: 01.11.	Gesamt
<b>2017</b>		150 MW	150 MW
<b>2018</b>		150 MW	150 MW
<b>2019</b>	75 MW	75 MW	150 MW
<b>2020</b>	100 MW	100 MW	200 MW
<b>2021</b>	100 MW	100 MW	200 MW
<b>2022</b>	100 MW	100 MW	200 MW

Eigene Darstellung nach EEG 2017.



Tabelle 7

Ausschreibungsvolumina, -termine und -runden für Wind auf See, §§ 17, 26, 27 WindSeeG.

Wind auf See	01.09. (erstmalig in 2021, für voruntersuchte Flächen und Anlagen mit Inbetriebnahmedatum ab 01.01.2026)	01.04. (in 2017 und 2018, spezielle Ausschreibung der Übergangsphase für bestehende Projekte mit Inbetriebnahmedatum ab 01.01.2020)
<b>2017</b>		1.550 MW
<b>2018</b>		1.550 MW
<b>ab 2021</b>	700 bis 900 MW (Abhängig vom FEP, im Durchschnitt 840 MW pro Jahr)	

Eigene Darstellung nach WindSeeG.

# Monitoring negativer Preise und der Ausfallvergütung



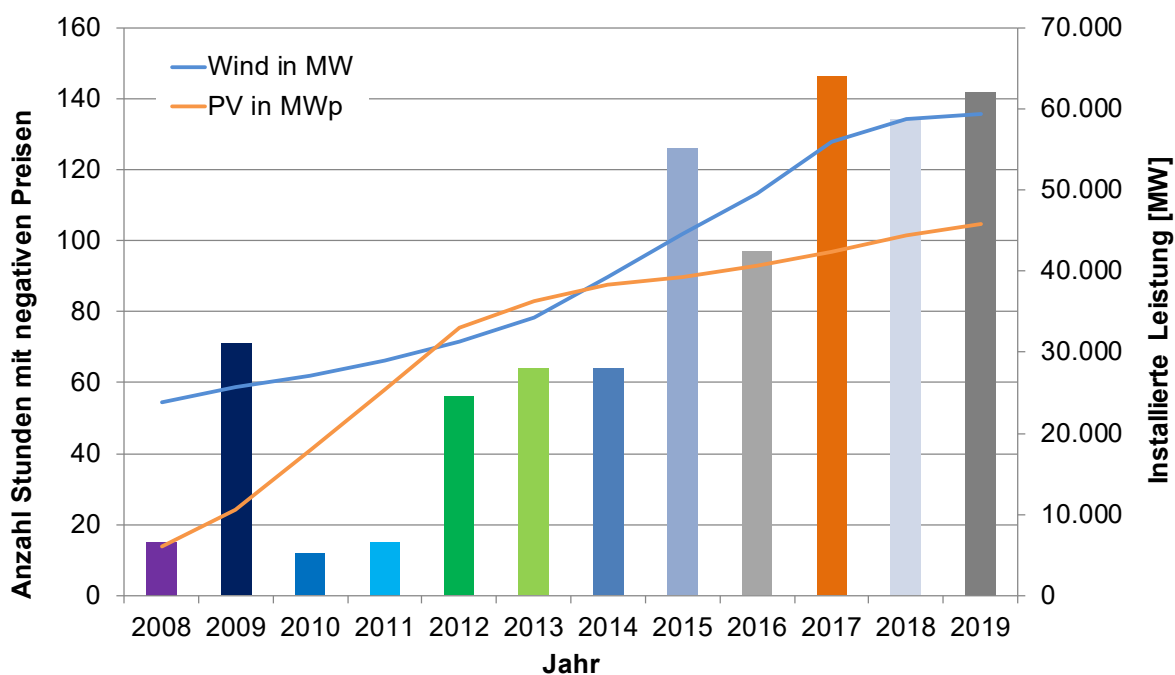


# Anzahl der Stunden mit negativen Preisen

Im Jahr 2019 hat es bis zum 11. Juli 2019 bereits 142 Stunden negative Preise an der Strombörse EPEX-Spot gegeben. Damit ist bereits Mitte des Jahres das Niveau der vorhergehenden Jahre erreicht. So gab es im gesamten Jahr 2017 zusammen 146 Stunden mit negativen Preisen und in 2018 zusammen 134 Stunden negative Preise (siehe *Abbildung 14*). Die geringe Anzahl in 2016 ist z. T. auf eine mit 65 TWh vergleichsweise niedrige Windstromerzeugung zurückzuführen. Auch war die Einspeisung aus Solaranlagen in 2016 nicht weiter angestiegen, so dass es in 2016 insgesamt keinen

In den ersten Monaten des Jahres 2019 sind häufiger Stunden mit negativen Preisen aufgetreten. Eine länger andauernde Phase gab es im zeitlichen Zusammenhang mit dem 8. Juni 2019 (Pfungstsamstag). In diesem Zeitraum ist eine vergleichsweise hohe Einspeisung von Wind- und Solarerzeugung auf eine feiertagsbedingt niedrige Nachfrage getroffen. Insgesamt sind im Juni 2019 26 Stunden mit negativen Preisen und 9 Stunden im Mai 2019 aufgetreten (siehe auch *Abbildung 15*).

Negative Preise treten in der Regel auf Grund einer hohen Wind- bzw. einer hohen Solareinspeisung in Kombination mit einer höheren Windeinspeisung



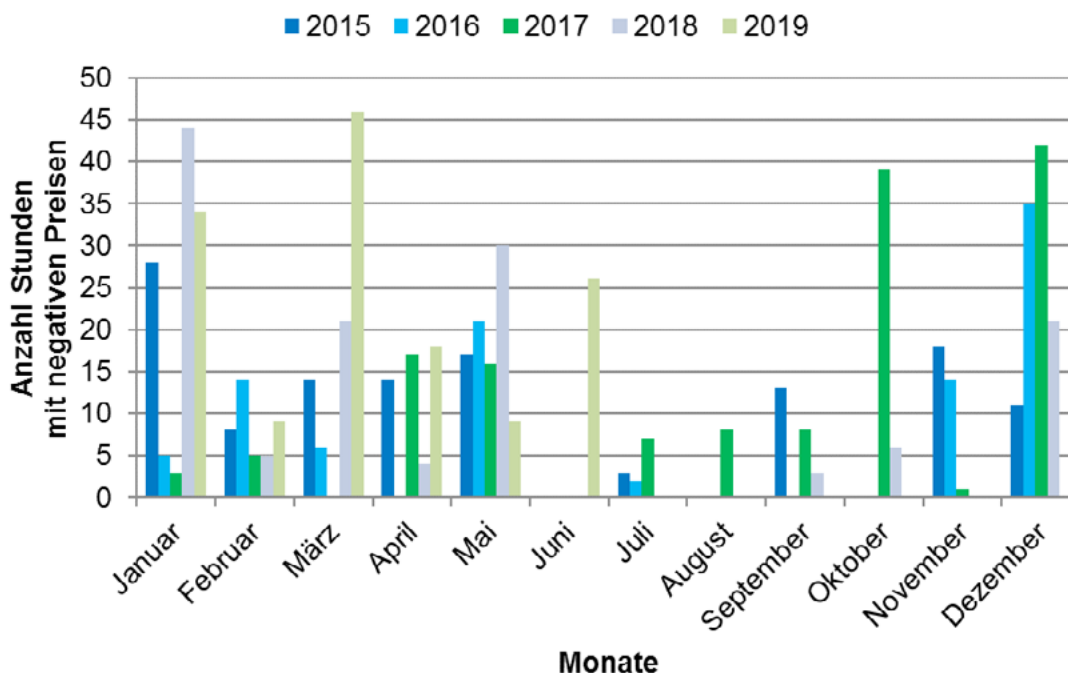
Quelle: EPEX-Spot, BNetzA Marktstammdatenregister.

Abbildung 14

Entwicklung der Anzahl der Stunden mit negativen Preisen an der EPEX-Spot von 2008 bis einschließlich Juni 2019 (Stand Juni 2019) und installierte Solar- und Wind-Leistung (in MW).

auf. In der Vergangenheit sind negative Preise vor allem in den Wintermonaten entstanden. Mittlerweile gibt es häufiger Situationen, die auf Grund einer Kombination aus Wind- und Solareinspeisung auftreten, die dann typischerweise in den Monaten März bis Mai oder auch in den Sommermonaten Juli und August auftreten.

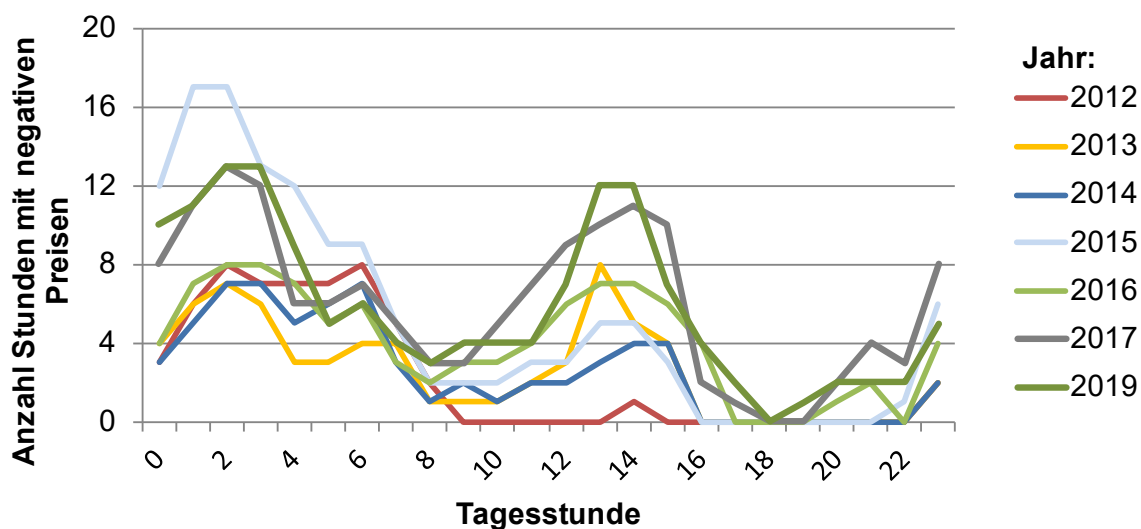
Der Tageszeitpunkt, an dem negative Strompreise entstehen, ist mit einer vergleichsweise geringen Stromnachfrage verbunden. Dies tritt in der Regel in den Nachtstunden bzw. an Sonn- bzw. Feiertagen in den Nachmittagsstunden auf (siehe *Abbildung 16*).



Quelle: EPEX-Spot.

Abbildung 15

Entwicklung der Anzahl der Stunden mit negativen Preisen am DayAhead Markt der EPEX Spot nach Monaten von 2015 bis Juli 2019.



Quelle: EPEX-Spot.

Abbildung 16

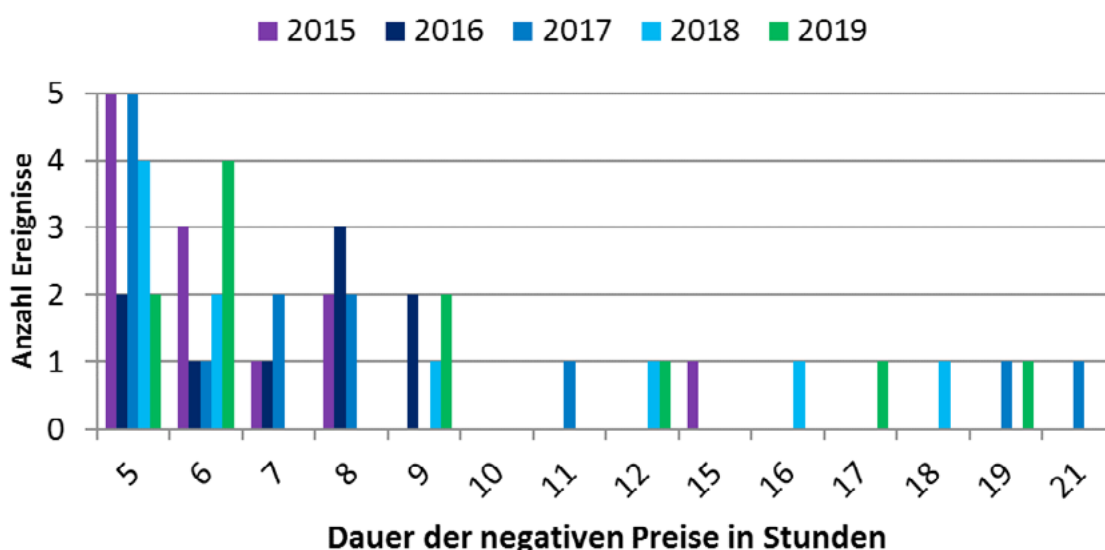
Anzahl der Stunden mit negativen Preisen und Verteilung auf die Tagesstunde am DayAhead-Markt der EPEX-Spot in den Jahren 2012 bis 2019.

# Sechs Stunden mit negativen Preisen am Stück

Nach § 51 EEG 2017 reduziert sich der anzulegende Wert und damit die Marktprämie für Anlagen mit Inbetriebnahmedatum ab dem 1. Januar 2016 auf null, wenn an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden an der deutschen Strombörse (EPEX-Spot) negative Preise auftreten. In 2019 sind bisher neun Perioden mit einer Dauer von mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden mit negativen Preisen aufgetreten. Damit liegen in 2019 schon drei Perioden mehr als in 2018 vor (siehe *Abbildung 17*). Auch im Vergleich zu 2016, mit sieben Perioden und 2017, mit acht Perioden, liegt in 2019 eine höhere Anzahl negativer Perioden vor.

Die Dauer der Perioden umfasst meist nicht mehr als zehn Stunden. In 2019 gab es eine Periode die 19 Stunden angedauert hat, in 2018 eine Phase mit insgesamt 18 Stunden. Nur in 2017 gab es mit 21 Stunden eine noch längere Phase (siehe *Abbildung 17*).

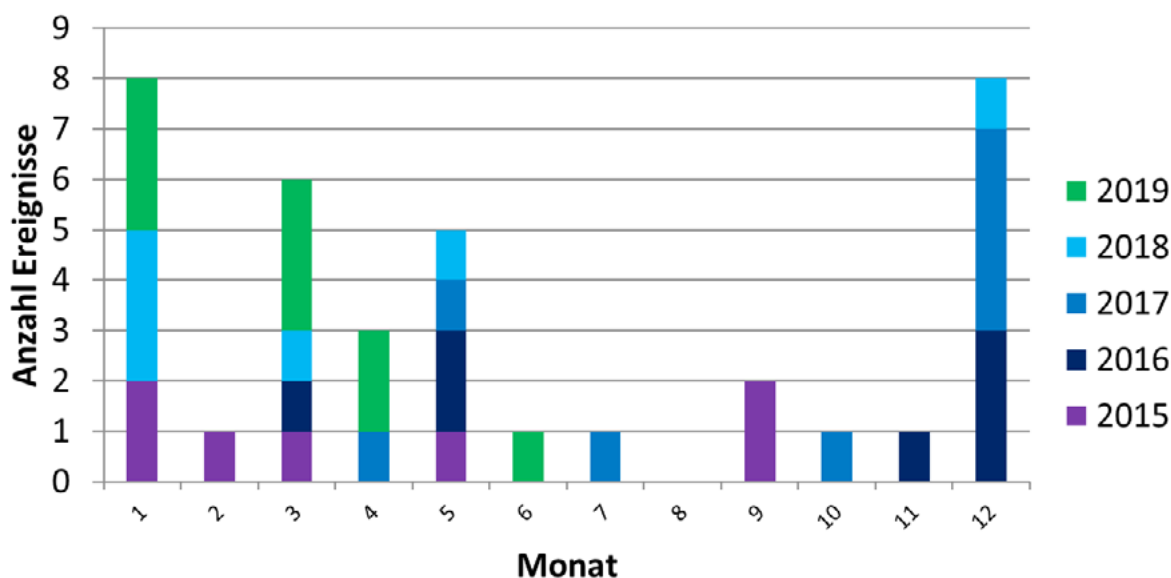
Die Perioden mit negativen Preisen über eine Dauer von mindestens sechs Stunden sind zunächst vor allem auf Grund hoher Windeinspeisung im Winter (Dezember und Januar) aufgetreten. Seit 2015 sind zudem auch im Frühjahr (insbesondere im März und Mai) Perioden mit negativen Preisen, bedingt durch eine gleichzeitig hohe Wind- und Solareinspeisung, die auf eine niedrige Nachfrage ge-



Datenquelle: EPEX-Spot. Quelle: Eigene Berechnungen.

Abbildung 17

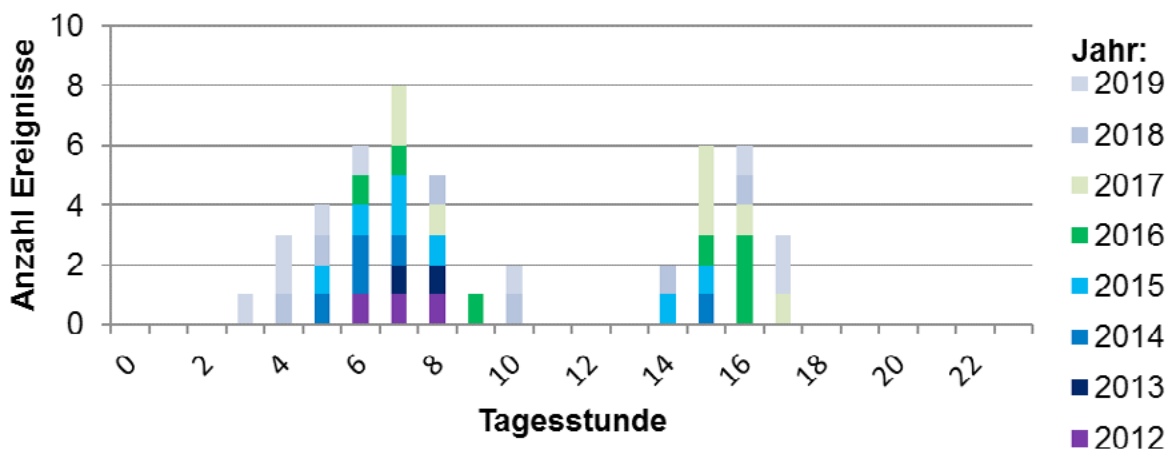
Anzahl und Dauer der Perioden mit negativen Preisen von 2015 bis einschließlich Juni 2019.



Datenquelle: EPEX-Spot. Quelle: Eigene Berechnungen.

Abbildung 18

Anzahl der Perioden mit negativen Preisen über mindestens sechs Stunden nach Monaten für die Jahre 2015 bis einschließlich Juni 2019.



Datenquelle: EPEX-Spot. Quelle: Eigene Berechnungen.

Abbildung 19

Letzte Stunde der Perioden mit negativen Preisen über mindestens sechs Stunden für die Jahre 2012 bis einschließlich Juni 2019.

treffen ist, aufgetreten (siehe *Abbildung 18*). Seit 2017 gibt es auch in den Sommermonaten (Juni und Juli) Perioden mit negativen Preisen mit einer Dauer von mindestens sechs Stunden.

Die letzte Stunde einer Phase mit negativen Preisen über mindestens sechs Stunden endet in der Regel in den Morgenstunden zwischen 4 Uhr und 10 Uhr bzw. am Nachmittag zwischen 14 Uhr und 17 Uhr (siehe *Abbildung 19*). Die diesen Zeiträumen

nachfolgenden Stunden sind meist durch einen Lastanstieg gekennzeichnet, der dazu führt, dass die Strompreise steigen und die negative Preisphasen beendet werden.

In 2017 und 2018 sind in Summe 88 bzw. 66 Stunden in Phasen mit negativen Preisen über eine Dauer von mehr als sechs Stunden aufgetreten. In 2019 gab es in Summe bisher 90 Stunden. U. a. 19 Stunden davon entfallen auf die Pfingsttage (siehe *Ta-*

belle 8). Damit bestand in 2019 bereits für 90 Stunden nach § 51 EEG 2017 kein Vergütungsanspruch.

Mit dem weiteren Zubau an Erzeugungsanlagen in 2019 ist die Anzahl der Anlagen, die in den Anwendungsbereich der Regelung zu negativen Preisen gem. § 51 EEG 2017 fallen, weiter angestiegen. Abschätzungen auf Basis des Anlagenregisters zeigen, dass im Jahr 2019 mittlerweile ca. 1.240 MW an Anlagenleistung aufgrund der jeweiligen Anlagengröße von der Regelung erfasst werden. Darüber hinaus können auch noch weitere Anlagen betroffen sein, die als eine Anlage zusammengefasst werden (siehe Tabelle 9). Zusammen mit den vor 2019 installierten Anlagen sind rd. 15.900 MW der

Anlagenleistung im Falle negativer Preise über einen Zeitraum von mindestens sechs Stunden von Vergütungsausfällen nach § 51 EEG 2017 betroffen.

Für Windenergieanlagen zeigt sich bisher kein Trend zur Errichtung von Anlagen mit weniger als 3 MW, die damit nicht unter den § 51 EEG 2017 fallen würden. Weniger als 50 Prozent der neu installierten Anlagen und weniger als 40 Prozent der neu installierten Leistung stammen aus Anlagen mit weniger als 3 MW Nennleistung. Dieser Anteil schwankt von einem Monat zum nächsten, wobei bisher kein Trend zu einem gestiegenen Anteil kleiner Anlagen zu verzeichnen ist.

**Tabelle 8**

Anzahl der Perioden und Anzahl der Stunden mit negativen Preisen in Perioden mit weniger als und mindestens sechs Stunden Dauer.

		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Anzahl der Perioden	< 6 h	14	19	11	24	20	19	28	22
	> 6 h	3	2	5	7	7	8	6	9
Anzahl der Stunden	< 6 h	31	47	27	70	42	58	68	52
	> 6 h	25	17	37	56	55	88	66	90
	gesamt	56	64	64	126	97	146	134	142

Quelle: EPEX-Spot.

**Tabelle 9**

Zubau an Windanlagen (an Land und auf See) und Solaranlagen nach Anlagenleistung, Inbetriebnahmejahr und potenzieller Betroffenheit nach § 51 EEG 2017.<sup>2</sup>

Inbetriebnahme	Solar	Solar	Wind	Wind*	Gesamt	§ 51 EEG 2017 relevant
	< 500 kW	> 500 kW	< 3 MW	> 3 MW		
Angaben in MW						
2015	788	713	1.500	4.265	7.266	-
2016	668	845	1.565	3.733	6.811	4.578
2017	997	792	1.420	5.168	8.377	5.960
2018	1494	1450	240	3.108	6.292	4.090
2019	959	771	30	469	2.229	1.240
<b>§ 51 EEG betroffen</b>	-	3.376	-	12.439		15.868

\* Inkl. Wind auf See.

Quelle: BNetzA Marktstammdatenregister (Stand Mai 2019).

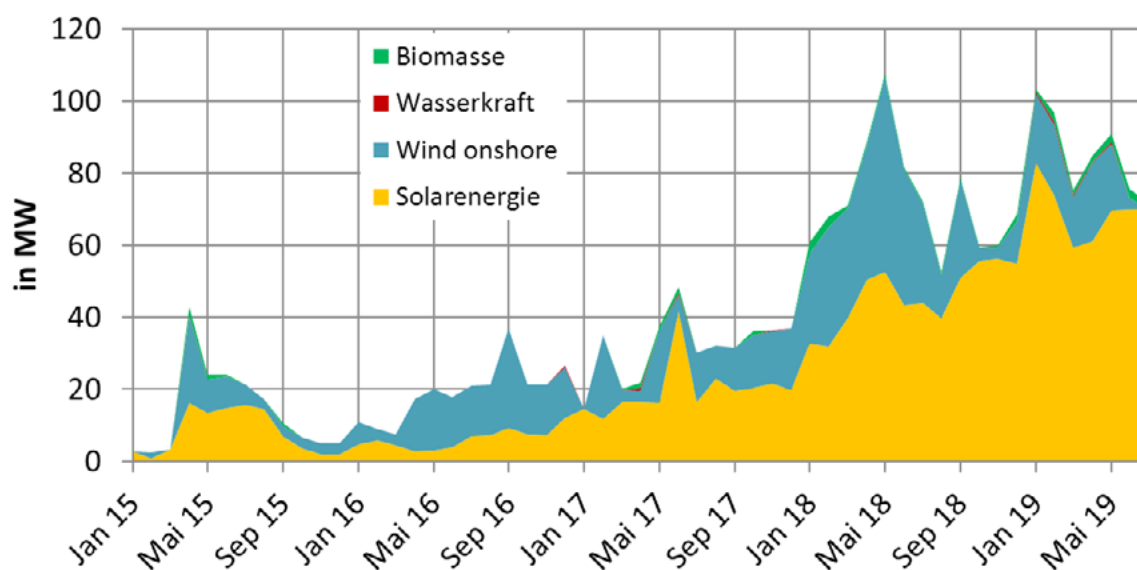
2 (Verklammerte) Windenergieanlagen ab insgesamt 3 MW installierter Leistung und sonstige (verklammerte) Anlagen ab 500 kW installierter Leistung mit Inbetriebnahmedatum ab dem 1. Januar 2016.

# Ausfallvergütung

Bereits im Rahmen des EEG 2014 wurde die Vergütung in Ausnahmefällen geschaffen. Die jetzt in § 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017 geregelt ist. Diese garantiert dem Anlagenbetreiber, etwa im Falle einer Insolvenz des Direktvermarkters, eine Mindestvergütung in Höhe von 80 Prozent der gesetzlichen Fördersätze (vgl. § 53 S. 2 EEG 2017). Insgesamt wurde diese Vergütung seit ihrer Einführung nur von sehr wenigen Anlagen in Anspruch genommen. Bei Inanspruchnahme erfolgte die Rückkehr in die Marktprämie in der Regel innerhalb kurzer Zeit.

Mit Stand Juli 2019 wurde von 246 Anlagen mit einer Leistung von ca. 73 MW die Ausfallvergütung genutzt. In der Vergangenheit wurde die Vergütung hauptsächlich von Solar- und Windanlagen in Anspruch genommen. Während im Jahr 2016 Windanlagen an Land mit ca. 67 Prozent noch den Großteil der Leistung in der Ausfallvergütung ausmachten, nehmen seit 2017 überwiegend Solaranlagen die Ausfallvergütung in Anspruch (siehe *Abbildung 20*).

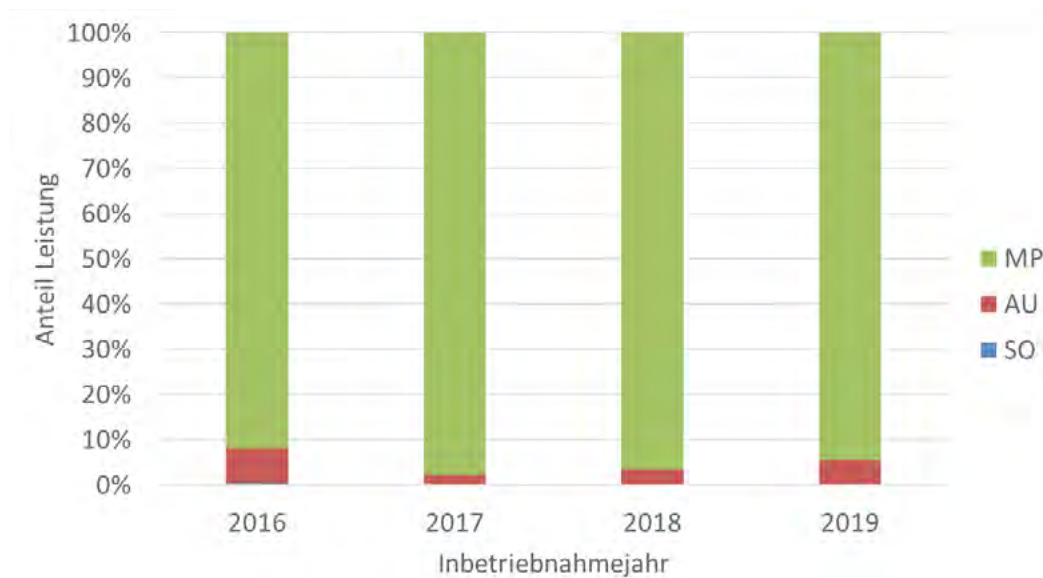
Seit 2016 ist die verpflichtende Direktvermarktung für Anlagen ab einer Leistung von mehr als 100 kW verpflichtend eingeführt worden, nachdem sie ab 2015 nur für Anlagen ab einer Leistung von mehr als 500 kW verpflichtend war. Zu Beginn der verpflichtenden Einführung der Direktvermarktung war es schwieriger, für die Leistungsklassen unter 500 kW einen geeigneten Direktvermarkter zu finden. Diese Anlagen befanden sich daher häufiger in der Ausfallvergütung. Eine Auswertung der Daten in Bezug auf die Inbetriebnahmejahre und die Leistungsklasse 100 bis 500 kW zeigt mit Stand Juli 2019, dass deutlich weniger als 10 Prozent der in 2016 bis 2019 neu installierten Solarleistung die Ausfallvergütung genutzt hat (siehe *Abbildung 21*). Insgesamt ist der Anteil recht gering. Das zeigt, dass die aktuelle Leistungsgrenze von 100 kW für die verpflichtende Direktvermarktung von den Direktvermarktern zum Großteil umgesetzt werden kann.



Quelle: Netztransparenz.de.

**Abbildung 20**

Anlagenleistung (in MW) in der Ausfallvergütung für von Januar 2015 bis einschließlich Mai 2019.



MP: Marktprämie, AU: Ausfallvergütung, SO: Sonstige Direktvermarktung.

Quelle: Netztransparenz.de.

**Abbildung 21**

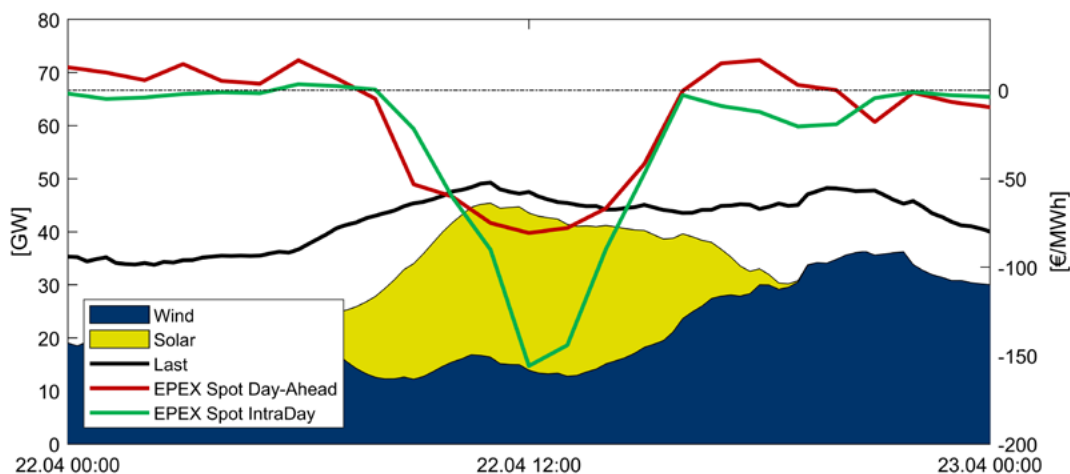
Vermarktete Leistung nach Vermarktungsform für Solaranlagen der Leistungsklasse 100 bis 500 kW mit Inbetriebnahmejahr 2016 bis einschließlich Juli 2019.

# Ausgewählte Zeiträume mit negativen Strompreisen

Im zweiten Quartal 2019 sind zwei weitere Perioden neben den sechs Perioden des ersten Quartals 2019 (siehe Quartalsbericht 03/2019) mit mindestens sechs Stunden andauernden Zeiträumen mit negativen Börsenstrompreisen am DayAhead-Markt

aufgetreten. Nachfolgend werden diese beiden Zeiträume detaillierter dargestellt.

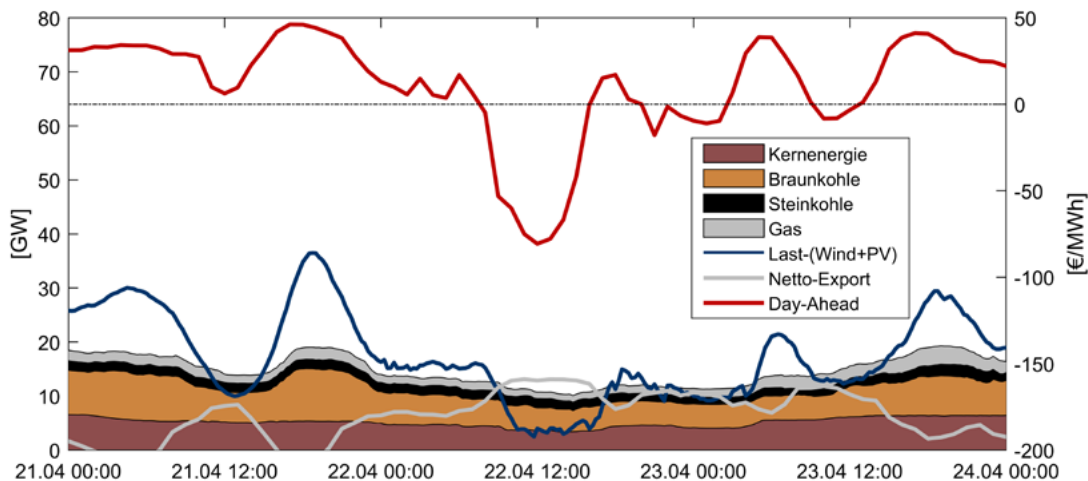
Am Ostermontag den 22. April 2019 war der EPEX-Spot DayAhead-Preis an sieben aufeinanderfolgenden



Quelle: EPEX-Spot.

Abbildung 22

EPEX-Spot DayAhead- und IntraDay-Preise sowie Residuallast und Einspeisung von Wind- (an Land und auf See) und Solarenergie vom 21. April 2019 bis zum 23. April 2019.

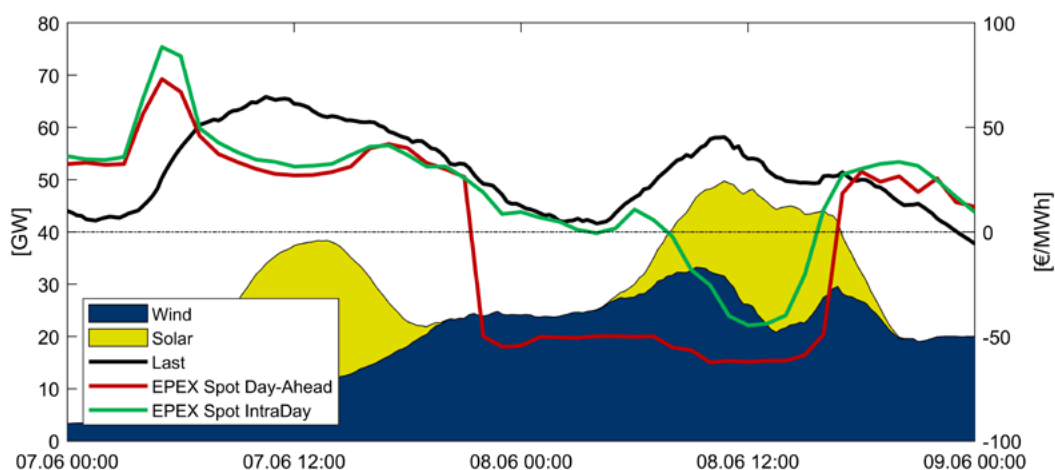


Quelle: EPEX-Spot.

Abbildung 23

EPEX-Spot DayAhead-Preis, Residuallast und Nettostromexport sowie die fossile Erzeugung vom 21. April 2019 bis zum 23. April 2019.

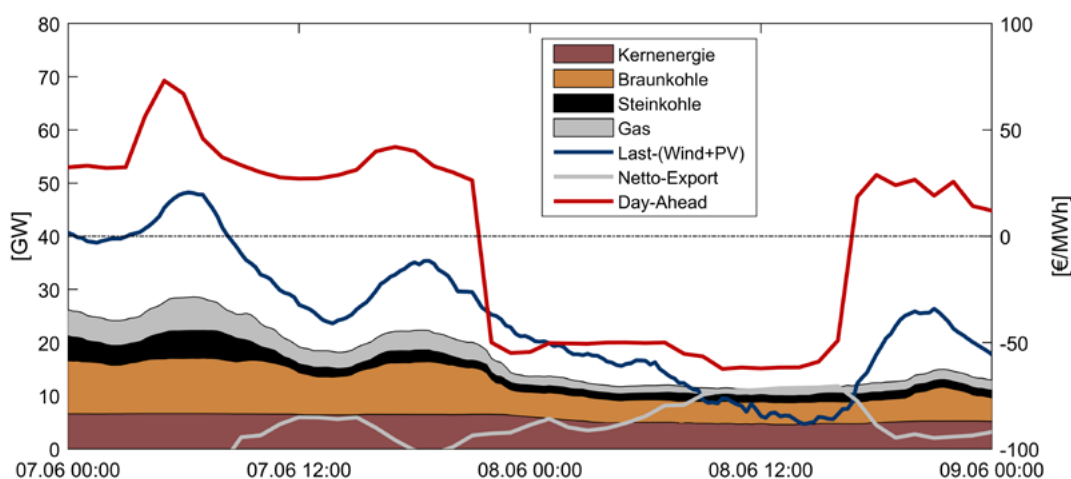




Quelle: EPEX-Spot.

**Abbildung 24**

EPEX-Spot DayAhead- und IntraDay-Preise sowie Residuallast und Einspeisung von Wind- (an Land und auf See) und Solarenergie am 8. Juni 2019.



Quelle: EPEX-Spot.

**Abbildung 25**

EPEX-Spot DayAhead-Preis, Residuallast und Nettostromexport sowie die fossile Erzeugung am 8. Juni 2019.

Stunden von 11 Uhr bis 17 Uhr negativ. Dabei waren neben dem EPEX-Spot DayAhead-Preis auch der IntraDay-Preis der europäischen Strombörse EPEX-Spot SE negativ (siehe *Abbildung 22*). Die negativen Preise traten während einer dem Feiertag geschuldeten vergleichsweise geringen Last von 50 GW<sub>el</sub> am Tag auf. Die gemeinsame Stromerzeugung von Wind- und Solarenergie lag in dem Zeitraum bei etwa 40 GW<sub>el</sub>. Die Preise fielen dabei vergleichsweise stark in den negativen Bereich mit einem Minimum von - 83 €/MWh am DayAhead-Markt und - 155,8 €/MWh am IntraDay-Markt.

*Abbildung 23* zeigt die Residuallast zusammen mit der konventionellen Erzeugung und dem Nettostromexport. Die kumulierte Erzeugung von Braun-, Steinkohle, Gas und Kernkraft liegt an dem Tag zwischen 11,4 GW<sub>el</sub> und 16,3 GW<sub>el</sub>. Der Nettostromexport verdoppelte sich in dem Zeitraum, in dem der EPEX-Spot DayAhead-Preis negativ war von 6 GW<sub>el</sub> auf 13 GW<sub>el</sub>. Die exportierte Strommenge entspricht somit etwa der gesamten in dem Zeitraum mit negativen Preisen fossil erzeugten Strommenge. Ähnlich wie in vergangenen Negativpreissituationen (siehe Quartalsbericht 03/2019 und 12/2019) ist kaum eine weitere Reduktion der kon-

ventionellen Erzeugungsleistung bei negativen EPEX-Spot Strompreisen als schon bei geringen positiven EPEX-Spot Strompreisen zu erkennen.

Am Samstag den 8. Juni 2019 trat ein weiterer Zeitraum mit insgesamt 19 Stunden (Mitternacht bis 19 Uhr) am Stück negativer Strompreise auf (siehe *Abbildung 24*). In der Nacht vom 7. Juni 2019 auf den 8. Juni 2019 war die Erzeugung von Windenergie mit etwa  $24 \text{ GW}_{\text{el}}$  vergleichsweise hoch. Dabei sank der EPEX-Spot DayAhead-Preis innerhalb von zwei Stunden zwischen 22 Uhr und Mitternacht von  $26,25 \text{ €/MWh}$  auf unter  $-50 \text{ €/MWh}$ . Nach Sonnenaufgang fiel mit der zusätzlich hinzukommenden Einspeisung von Solarenergie mit bis zu  $17 \text{ GW}_{\text{el}}$  auch der IntraDay-Preis in den negativen Bereich

und erreichte zur Mittagszeit sein Minimum mit  $-45 \text{ €/MWh}$ . Am Abend stieg der IntraDay-Preis mit der sinkenden Solarenergieeinspeisung wieder in den positiven Bereich. *Abbildung 25* zeigt die fossile Erzeugung, die Residuallast und den Nettostromexport im betrachteten Zeitraum. Die minimale Erzeugung von Braun-, Steinkohle, Gas und Kernkraft beträgt in diesem Zeitraum ca.  $16 \text{ GW}_{\text{el}}$ . Auffällig ist außerdem der Anstieg des Nettostromexportes für fünf Stunden am Nachmittag des 8. Juni 2019 auf bis zu  $16 \text{ GW}_{\text{el}}$ . Damit lag der Export in diesem Zeitraum oberhalb der Residuallast von  $< 10 \text{ GW}_{\text{el}}$ . Weiterhin lässt sich für die Stunden mit positiven EPEX-Spot IntraDay-Preis eine Korrelation zwischen dem DayAhead-Preis und der Residuallast erkennen.

# Börsenstrompreis und Preisspreads



# Börsenstrompreise

*Tabelle 10* enthält die durchschnittlichen EPEX-Spot Preise des DayAhead- und des IntraDay-Handels für die Jahre 2016 bis einschließlich Juni 2019. Die Differenz zwischen den durchschnittlichen DayAhead- und IntraDay-Preisen liegt bis Ende Juni 2019 auf einem konstant niedrigen Niveau. Im direkten Vergleich liegt das Niveau im Jahr 2019 bis Ende Juni 2019 um ca. 6 €/MWh unterhalb des Preisniveaus in 2018, jedoch über dem Preisniveau der Vorjahre 2016 und 2017.

In *Abbildung 26* sind die monatlichen EPEX-Spot Durchschnittstrompreise des DayAhead- und des IntraDay-Handel von 2016 bis einschließlich Juni 2019 dargestellt. Auch in der monatlichen Betrachtung

besteht kein signifikanter Unterschied zwischen den durchschnittlichen Preisen im DayAhead- und im IntraDay-Handel. Die monatliche Strompreisentwicklung des Jahres 2019 folgt grundsätzlich der Logik der vorangegangenen Jahre. Im Januar 2019 lag das Preisniveau mit 51,12 €/MWh etwa auf dem Niveau von Januar 2017. Im Januar 2019 zeigt sich auch die größte Diskrepanz zu den Jahren 2016 und 2018 mit etwa je 21 €/MWh. Vergleicht man hingegen die Monate Februar bis Juni 2019 mit denen des Jahres 2018, lässt sich ein ähnliches Durchschnittsniveau feststellen. Während im Februar, April und Mai 2019 die Preise gegenüber 2018 leicht höher liegen, sind die Preise im März und Juni 2018 die höchsten im Vierjahresvergleich.

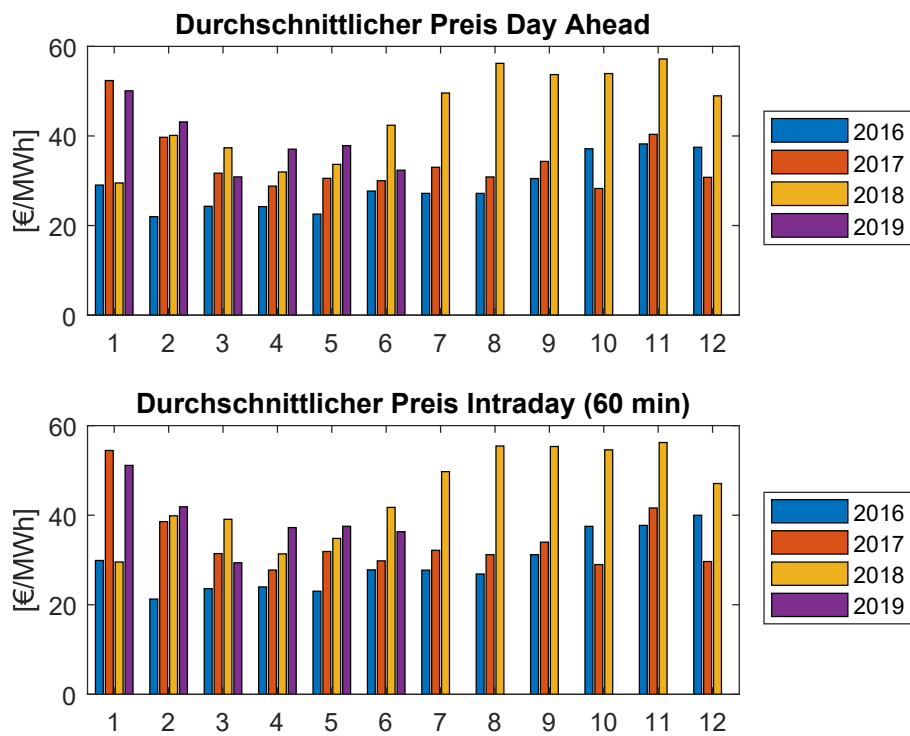
**Tabelle 10**

Jährlicher EPEX-Spot Durchschnittspreis in €/MWh der DayAhead-Auktion und des IntraDay-Handels.

Durchschnittlicher EPEX-Spot Preis nach Jahren in €/MWh		
Jahr	DayAhead-Auktion	IntraDay-Handel
2016	28,96	29,22
2017	34,22	34,29
2018	44,65	44,59
2019*	38,26	38,68

\* Stand 30.Juni 2019.

Quelle: EPEX-Spot.



Quelle: EPEX-Spot.

Abbildung 26

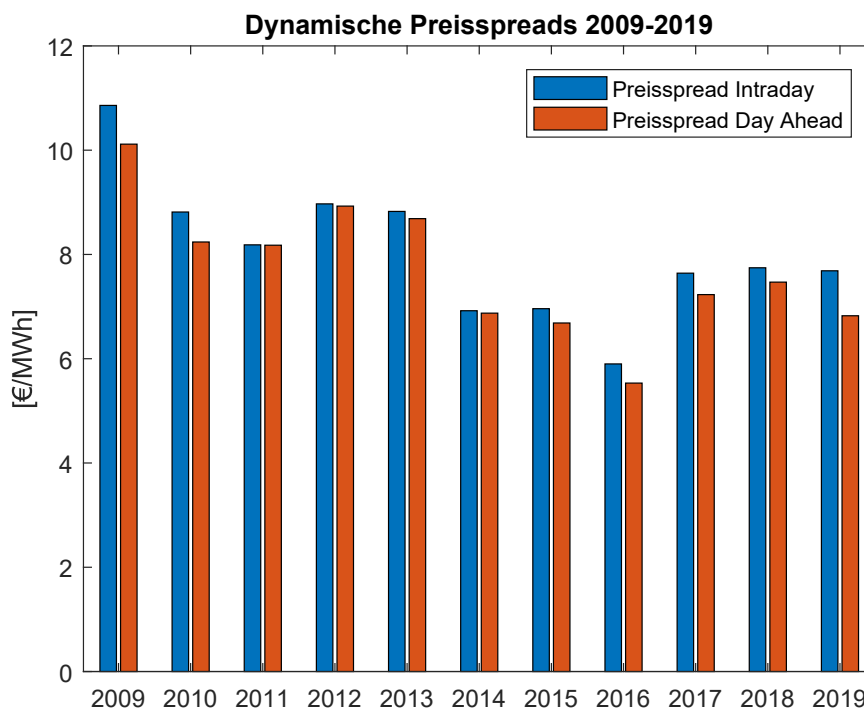
Monatlicher EPEX-Spot Durchschnittspreis in €/MWh der DayAhead-Auktion und des IntraDay-Handels.

# Preisspreads

Die dynamischen Preisspreads werden aus der Differenz zwischen dem gemittelten Preis der zwölf teuersten Stunden und des Durchschnittspreises eines Tages berechnet. Die durchschnittlichen dynamischen Preisspreads der Jahre 2009 bis einschließlich Juni 2019 sind in *Abbildung 27* dargestellt. Wie die Abbildung zeigt, sind die dynamischen Preisspreads des IntraDay-Handels für das Jahr 2019 in etwa auf dem Niveau der beiden Vorjahre 2018 und 2017. Die Preisspreads der DayAhead-Auktion sind im Jahr 2019 bislang geringer als in den Jahren 2017 und 2018. Betrachtet man den gesamten dargestellten Zeitraum seit 2009, lässt sich eine gewisse Konstanz im Hinblick auf die Jahre 2017 bis 2019 erkennen. Bei einer gleichzeitigen Betrachtung des Preisspreads mit den EPEX-Spot Preisen sieht man einen Zusammenhang zwischen

niedrigen Preisspreads in 2016 mit relativ gesehen niedrigen Börsenstrompreisen in dem Jahr. Die im Vergleich zu in 2017 noch einmal gestiegenen EPEX-Spot Preisen im Jahr 2018 spiegeln sich jedoch nicht in höheren Preisspreads 2018 wider.

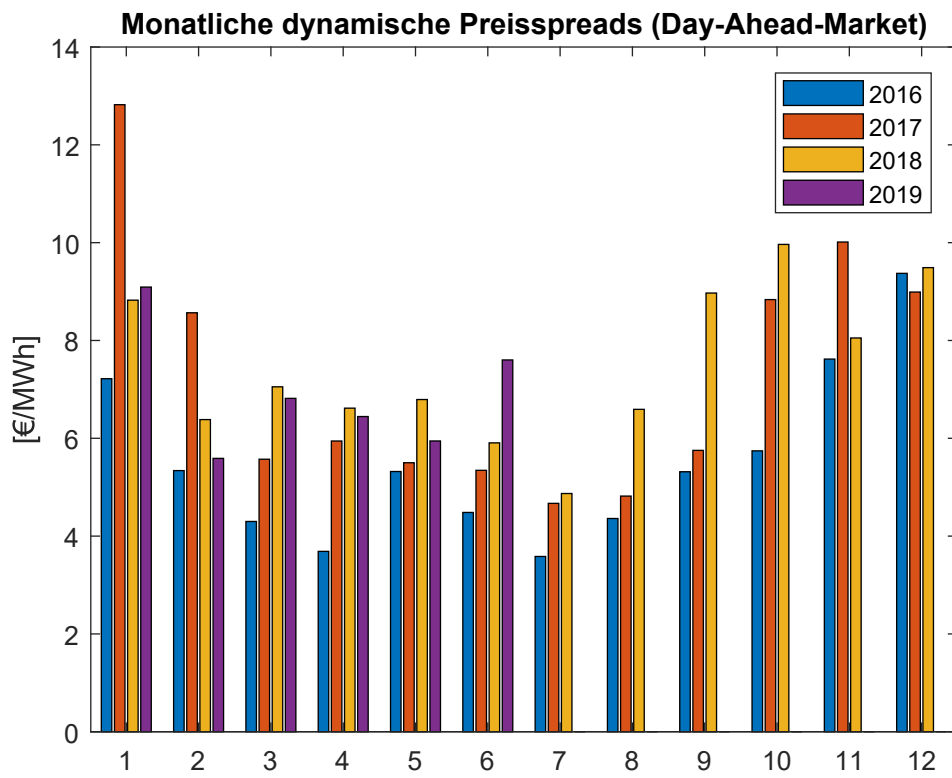
Die monatliche Betrachtung der durchschnittlichen Preisspreads von 2019 in *Abbildung 28* zeigen einen vergleichsweise hohen Preisspread im Juni 2019 am DayAhead-Markt. Davon abgesehen liegt das Niveau der monatlichen Preisspreads in etwa auf dem Durchschnittsniveau der vorangegangenen Jahre. Grundsätzlich sind die Preisspreads ein Indikator für den Wert von Flexibilität. Je höher der Preisspread, umso attraktiver ist der Einsatz von flexiblen Erzeugern am Strommarkt.



Quelle: EPEX-Spot.

**Abbildung 27**

Dynamische Preisspreads (12 teuersten Stunden zum Tagesdurchschnittspreis) im DayAhead- und IntraDay-Handel für die Jahre 2009 bis einschließlich Juni 2019.



Quelle: EPEX-Spot.

Abbildung 28

Monatliche durchschnittliche mittlere Preisspreads am DayAhead-Markt in den Jahren 2016 bis 2019.

# Anmeldungen für den Bezug der Flexibilitätsprämie

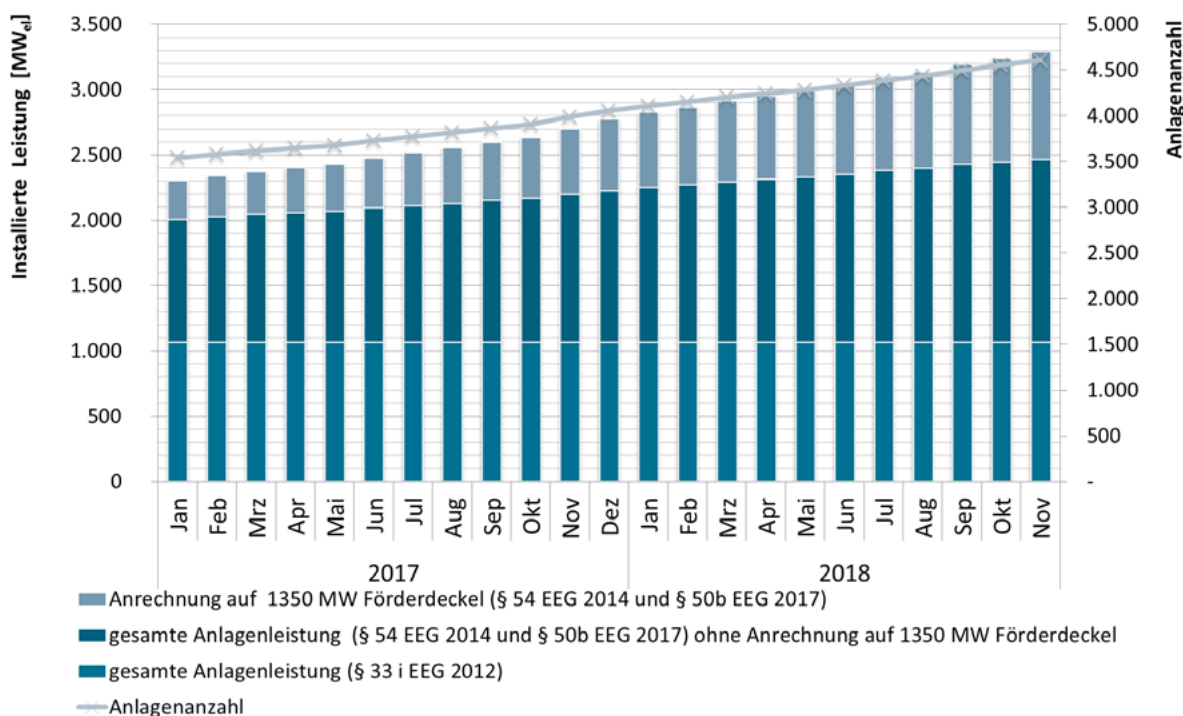




# Anmeldungen für den Bezug der Flexibilitätsprämie

Die Entwicklung der Anlagenzahl respektive der installierten elektrischen Leistung der Biogas- und Biomethan-KWK-Anlagen, welche den Bezug der Flexibilitätsprämie nach § 54 EEG 2014 und § 50b EEG 2017 zwischen Januar 2017 und November 2018 bei der BNetzA angemeldet haben, zeigt *Abbildung 29*. Aktuellere Zahlen sind Anfang Juli 2019 nicht erhältlich, da das Anlagenregister der BNetzA durch das Marktstammdatenregister abgelöst wurde und aus letzterem die notwendigen Informationen noch nicht herauslesbar sind.

Im Geltungsbereich des im Jahr 2012 novellierten EEG wurden bis einschließlich Juli 2014 knapp 2.000 EEG-Anlagen mit einer insgesamt installierten Leistung von ca. 1,06 GW<sub>el</sub> für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie bei der BNetzA angemeldet. Seit dem 1. August 2014 und mit dem in Kraft getretenen EEG 2014 kam eine im Anlagenregister der BNetzA gemeldete elektrische Leistung von etwa 2,2 GW<sub>el</sub>, aufgeteilt auf ca. 2.622 Anlagen, hinzu.



Quelle: BNetzA Anlagenregister (Stand November 2018).

**Abbildung 29**

Entwicklung der Anlagenleistung von Biogas- und Biomethan-KWK-Anlagen, die den Bezug der Flexibilitätsprämie nach § 54 EEG 2014 und § 50b EEG 2017 zwischen Januar 2017 und November 2018 bei der BNetzA angemeldet haben.



Somit liegt die für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie gemeldete installierte elektrische Gesamtleistung von Biogas- und Biomethan-KWK-Anlagen bis einschließlich November 2018 bei ca. 3,29 GW<sub>el</sub>, bzw. bei etwa 4.608 Anlagen.

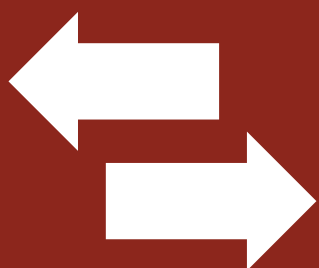
Die seit 1. August 2014 geltende Meldepflicht dient als Ermittlungsgrundlage und der Kontrolle, wann die gesetzliche Fördergrenze für Leistungserhöhungen erreicht wird. Die Förderung wurde ursprünglich auf insgesamt 1.350 MW<sub>el</sub> im Vergleich zur installierten Leistung vor dem 1. August 2014 gedeckelt. D. h. die zusätzliche Leistung, um welche die Biogasanlagen und Biomethan-KWK gefördert ihre Leistung erhöhen dürfen, lag in Summe bei 1.350 MW<sub>el</sub>. Der Umfang der Leistungserhöhung, die seit dem 1. August 2014 (nach EEG 2014) auf eine Fördergrenze von max. 1.350 MW<sub>el</sub> angerechnet wird, beträgt somit mit Stand August 2018 knapp 827 MW<sub>el</sub>. Das bedeutet, dass der Förderdeckel zu ca. 61 % ausgeschöpft wurde.

Der Gesetzgeber hat auf die Bedenken der Branche vor einem Stillstand der Flexibilisierungsaktivitäten aufgrund einer sich andeutenden Erreichung des Fördervolumens durch eine Neuregelung im sogenannten „Energiesammelgesetz“ reagiert. Die Regelung aus dem EEG 2014 sah bei Erreichung des Deckels ein Förderende vor. Da die Projektentwicklungszeit zur Flexibilisierung von Biogas- und

Biomethan-KWK-Standorten ca. 16 Monaten dauert, wurde befürchtet, dass es schon weit vor der Erreichung des Förderdeckels zu einer Investitionszurückhaltung kommt. Darauf wurde im „Energiesammelgesetz“ ein entsprechender Planungshorizont für die Flexibilisierung geschaffen. Grundlage bleibt, wie schon im EEG 2014, das Förderziel der Flexibilisierung von 1.350 MW<sub>el</sub> Zusatzleistung. Als Neuregelung ist nun im „Energiesammelgesetz“ vorgesehen, dass bei der Erreichung von 1.000 MW<sub>el</sub> Zusatzleistung (im Vergleich zur Anlagenkapazität, welche vor dem 1. August 2014 installiert war) eine Art Umsetzungszeit von 16 Monaten garantiert wird. Während dieser Zeit dürfen alle realisierten Anlagen verbindlich die Flexibilitätsprämie beziehen. Eine Begrenzung der Förderung auf eine bestimmte zugebaute Leistung gibt es in dieser Zeit somit nicht. Der Gesetzgeber rechnet damit, dass am Ende dieser Zeit in etwa das gesamte Fördervolumen von 1.350 MW<sub>el</sub> erreicht wird.

Dem entsprechend war der Umfang der Leistungserhöhung auf 1.000 MW<sub>el</sub> im August 2018 zu 83 % ausgeschöpft. Es wird davon ausgegangen, dass die 1.000 MW<sub>el</sub> spätestens im zweiten bis dritten Quartal 2019 erreicht werden. Somit wäre im zweiten, spätestens jedoch im dritten Quartal 2020 das gesetzlich festgeschriebene Fördervolumen zur Flexibilisierung ausgeschöpft.

# Regelleistungsmarkt und Ausgleichsenergie



# Regelleistungsmarkt

Zum 12. Juli 2018 ist die Sekundärregelleistung (SRL) mit der Minutenreserve (MRL) harmonisiert worden, sodass seitdem für beide Regelleistungsarten eine kalendertägliche Ausschreibung in Vier-Stunden-Blöcken durchgeführt werden. Da die angebotene Sekundärregelleistung nicht mehr für eine ganze Woche vorgehalten werden muss, können Anbieter die Entscheidung über den am Regelleistungsmarkt angebotenen Umfang an SRL und die grundsätzlichen Fahrpläne am Strommarkt kurzfristiger treffen. So können sie beispielsweise die Preise, bzw. die Preisspreads an den Sportmärkten noch länger in der Fahrplanerstellung integrieren, ohne dass diese Optimierung einer Teilnahme am Regelleistungsmarkt entgegensteht. Diese Änderung der Modalitäten können sog. MustRun-Units,<sup>2</sup> welche sich mit der Regelleistungsbereitstellung begründen, reduzieren.

Am 16. Oktober 2018 ist zusätzlich das Mischpreisverfahren in Kraft getreten,<sup>3</sup> bei dem die Höhe des Arbeitspreises bei der Bezuschlagung der kostengünstigsten Regelleistungsgebote mit einfließt. Dabei wird ein Gewichtungsfaktor, welcher ex post auf

Basis der abgerufenen positiven und negativen Regelleistung (SRL und MRL) und deren Verhältnis zur höchsten abrufbaren SRL und MRL-Arbeit der letzten 12 Monate, ermittelt. Dieser Faktor verknüpft als neuer Zuschlagsmechanismus den Leistungs- und Arbeitspreis. In *Tabelle 11* sind die entsprechenden Gewichtungsfaktoren zur Arbeitswertbestimmung für die Gebotsermittlung eingetragen. Ein Gewichtungsfaktor von z. B. 7,3 Prozent bedeutet, dass der gebotene Leistungspreis zu 92,7 Prozent und der gebotene Arbeitspreis zu 7,3 Prozent bei der Reihenfolge zur Vergabe der Zuschläge mitberücksichtigt werden.

Der Gewichtungsfaktor steigt seit Einführung des Mischpreisverfahrens stetig an. Der Arbeitspreis wird somit zu einem immer höheren Anteil berücksichtigt. Dieser Anteil hat sich seit Einführung bei der positiven MRL mehr als verdoppelt und bei der negativen MRL mehr als vervierfacht. Dahingegen ist der Faktor bei der SRL nur leicht auf 7,99 Prozent (positive SRL) bzw. 8,41 Prozent (negative SRL) angestiegen.

**Tabelle 11**

Gewichtungsfaktoren zur Arbeitswertbestimmung im 4. Quartal 2018, 1., 2. und 3. Quartal 2019.

Zeitraum	SRL positiv	SRL negativ	MRL positiv	MRL negativ
4. Quartal 2018	7,30 %	6,07 %	0,92 %	0,42 %
1. Quartal 2019	7,61 %	6,75 %	1,15 %	0,69 %
2. Quartal 2019	7,81 %	7,80 %	1,58 %	1,20 %
3. Quartal 2019	7,99 %	8,41 %	2,28 %	1,82 %

Quelle: regelleistung.net.

- 2 Kraftwerkskapazitäten, welche unabhängig von der aktuellen Stromnachfrage, z. B. aufgrund von vertraglicher Verpflichtung zur Regelleistung, Wärmelieferung, usw., oder technischer und ökonomischer Restriktionen, betrieben werden müssen.
- 3 Hinweis: Das OLG Düsseldorf hat in seiner Entscheidung vom 22. Juli 2019 (AZ: VI-3 Kart 806/18) den Anfechtungsbeschwerden gegen die Änderungsfestlegungen der Beschlusskammer 6 der BNetzA BK6-18-019 und BK6-18-020 stattgegeben und das Mischpreisverfahren zur Bezuschlagung von Sekundenregelleistung (SRL) und Minutenregelleistung (MRL) aufgehoben. Damit lebt automatisch das alte Ausschreibungsverfahren auf Basis von Leistungspreisen nach den Festlegungen BK6-15-158 und BK6-15-159 wieder auf wieder auf.

In *Tabelle 12* sind die bezuschlagten mittleren Leistungspreise für SRL und MRL für die Zeiträume vor und nach der Einführung des Mischpreisverfahrens eingetragen. Durch die Einführung der kalendertäglichen Ausschreibung von Vier-Stunden-Blöcken am SRL-Markt ab dem 12. Juli 2018 sind die Leistungspreise für Sekundärregelleistung (SRL) zunächst für negative SRL von 15,53 €/MW auf 1,66 €/MW und für positive SRL von 156,74 €/MW auf 6,81 €/MW deutlich gesunken. Nach der Einführung des Mischpreisverfahrens im Oktober 2018 sind diese allerdings wieder auf ein Niveau von 12,53 €/MW für negative und 18,12 €/MW für positive SRL gestiegen.

Betrachtet man das Jahr 2019 bis zum 28. Juni 2019 liegen die mittleren bezuschlagten Leistungspreise für negative SRL mit 17,00 €/MW wieder ungefähr auf dem Niveau wie vor der Einführung der ka-

lendertäglichen Ausschreibung. Der Leistungspreis für positive SRL ist im Vergleich zum Zeitraum 16. Oktober bis 31. Dezember 2018 wieder leicht auf 13,09 €/MW gesunken und liegt relevant niedriger als vor der Einführung der kalendertäglichen Ausschreibung. Während bei der sekundären Regelleistung keine weiteren besonderen Auffälligkeiten auszumachen sind, stieg der Leistungspreis für negative Minutenreserveleistung im Jahr 2019 bis zum 28. Juni 2019 sprunghaft auf 8,78 €/MW an. Auch die positive Minutenreserveleistung stieg von durchschnittlich 1,86 €/MW im Jahr 2018 auf 18,79 €/MW in der ersten Jahreshälfte 2019. Beide Anstiege kennt die betrachtete Preishistorie seit 2018 nicht.

Die mittleren Leistungspreise des 29. Juni 2019 und des 30. Juni 2019 liegen in allen Kategorien, insbesondere aber bei der positiven MRL weit über dem

**Tabelle 12**

Bezuschlagte mittlere mengengewichtete Leistungspreise am SRL- und MRL-Markt im Jahr 2018 und 2019 in €/MW für die Zeiträume 1.1.2018 bis 11.7.2018 (SRL: wöchentliche Ausschreibung, MRL: kalendertägige Ausschreibung), 12.7.2018 bis 15.10.2018 (kalendertägige Ausschreibung SRL und MRL), 16.10.2018 bis 31.12.2018 und 1.1.2019 bis 28.06.2019 sowie 29.6.2019 bis 30.6.2019.

Zeitraum	SRL negativ	SRL positiv	MRL negativ	MRL positiv
<b>2018 (gesamt)</b>	11,41	89,29	0,50	1,86
<b>01.01.-11.07.2018*</b>	15,53	156,74	0,76	0,25
<b>12.07.-15.10.2018*</b>	1,66	6,81	0,25	5,28
<b>16.10.-31.12.2018</b>	12,53	18,12	0,14	1,56
<b>01.01.-28.06.2019</b>	17,00	13,09	8,12	4,20
<b>29.06.-30.06.2019</b>	65,06	42,63	68,54	1.325,07

\*Zeitraum vor Einführung des Mischpreisverfahren.

Quelle: regelleistung.net.

**Tabelle 13**

Mittlere Arbeitspreise der bezuschlagten/akzeptierten Gebote in €/MWh am SRL- und MRL-Markt im Jahr 2018 und 2019 für die Zeiträume 12.7.2018 bis 15.10.2018, 16.10.2018 bis 31.12.2018 und 1.1.2019 bis 28.6.2019 sowie 29.6.2019 bis 30.6.2019.

Zeitraum	SRL negativ	SRL positiv	MRL negativ	MRL positiv
<b>12.07.-15.10.2018*</b>	-264,03	1.429,20	-380,66	1.282,93
<b>16.10.-31.12.2018*</b>	15,99	84,15	-5,74	135,51
<b>01.01.-28.06.2019</b>	4,05	65,62	-54,96	118,40
<b>29.06.-30.06.2019</b>	-35,69	67,12	-208,65	753,13

\*Zeitraum vor Einführung des Mischpreisverfahren.

Quelle: regelleistung.net.



Durchschnitt und sind aus Darstellungsgründen in *Tabelle 12* gesondert aufgeführt. Die Vorfälle werden von der Bundesnetzagentur derzeit noch untersucht (Stand Mitte Juli 2019).

Bei der negativen SRL sind die mittleren Arbeitspreise der bezuschlagten/akzeptierten Gebote in der Regelleistung (siehe *Tabelle 13*) nach der Einführung des Mischpreisverfahrens von - 264,03 €/MWh auf 15,99 €/MWh gestiegen. Im Jahr 2019 ist der mittlere Arbeitspreis bis zum 28. Juni 2019 wieder leicht auf 4,05 €/MWh zurück gegangen. Bei der positiven SRL ist der mittlere Arbeitspreis im Jahr 2019 bis zum 28. Juni 2019 für die abgerufene Regelleistung deutlich von 1.429,20 €/MWh auf 65,62 €/MWh gesunken.

Die Daten für die MRL zeigen einen enormen Rückgang des mittleren Arbeitspreises von beispielsweise 1.282,93 €/MWh auf 118,40 €/MWh bei den bezuschlagten Geboten positiven MRL seit der Ein-

führung des Mischpreisverfahrens (siehe *Tabelle 13*). Hingegen ist nach dem 28. Juni 2019 auch bei den mittleren bezuschlagten Arbeitspreisgebieten bis auf die positive MRL ein starker Anstieg der Preise zu verzeichnen.

Die Arbeitspreise der abgerufenen negativen Sekundärregelleistung (siehe *Tabelle 14*) sind nach dem 12. Juli 2018 zunächst von 2,58 €/MWh auf 17,19 €/MWh und nach der Einführung des Mischpreisverfahrens zum 16. Oktober 2018 weiter auf 34,67 €/MWh gestiegen. Im ersten und zweiten Quartal 2019 entspannten sich die Preise leicht und fielen auf 24,94 €/MWh, aber nicht unter den Wert von vor der Einführung des Mischpreisverfahrens mit 17,19 €/MWh. Für die Arbeitspreise der abgerufenen positiven Sekundärregelleistung gilt dieselbe Preisentwicklungslogik, allerdings auf einem insgesamt höheren Preisniveau zwischen 86,63 €/MWh vor Einführung des Mischpreisverfahrens und 55,59 €/MWh im bisherigen Verlauf des Jahres 2019.

**Tabelle 14**

Mittlere Arbeitspreise der abgerufenen Regelleistung in €/MWh am SRL- und MRL-Markt im Jahr 2018 und 2019 für die Zeiträume 1.1.2018-11.7.2018, 12.7.2018 bis 15.10.2018 und 16.10.2018 bis 31.12.2018 sowie 1.1.2019 bis 31.5.2019.

Zeitraum	SRL negativ	SRL positiv	MRL negativ	MRL positiv
<b>2018</b>	13,20	66,50	-1,33	5,48
<b>01.01.-11.07.2018*</b>	2,58	56,58	-1,94	5,82
<b>12.07.-15.10.2018*</b>	17,19	86,63	-1,14	4,41
<b>16.10.-31.12.2018</b>	34,67	66,13	-0,06	5,99
<b>01.01.-31.05.2019</b>	24,94	55,59	-1,13	7,15

\*Zeitraum vor Einführung des Mischpreisverfahrens.

Quelle: smard.de.

**Tabelle 15**

Durchschnittliche abgerufene Regelenergie in MWh am SRL- und MRL-Markt im Jahr 2018 und 2019 für die Zeiträume 1.1.2018-11.7.2018, 12.7.2018 bis 15.10.2018 und 16.10.2018 bis 31.12.2018 sowie 1.1.2019 bis 30.6.2019.

Zeitraum	SRL negativ	SRL positiv	MRL negativ	MRL positiv
<b>2018</b>	30,60	35,28	1,83	3,62
<b>01.01.-11.07.2018*</b>	21,75	35,77	1,12	3,63
<b>12.07.-15.10.2018*</b>	35,73	31,28	2,17	1,89
<b>16.10.-31.12.2018</b>	46,23	39,03	3,16	5,75
<b>01.01. - 30.06.2019</b>	34,32	43,13	5,04	9,47

\*Zeitraum vor Einführung des Mischpreisverfahrens.

Quelle: smard.de.



*Tabelle 15* zeigt die durchschnittlich abgerufene Regelleistung für die Jahre 2018 und 2019 bis zum 30. Juni 2019. In allen vier Kategorien ist gegenüber 2018 ein Anstieg von durchschnittlich etwa 5 MWh zu verzeichnen. Besonders seit der Einführung des Mischpreisverfahrens am 16. Oktober 2018 steigt die durchschnittlich abgerufene Regelleistung an, bei positiver Minutenreserveleistung von 2,76 MWh (1. Januar bis 15. Oktober 2018) auf 7,61 MWh und bei negativer MRL von 1,65 MWh auf 7,32 MWh nach der Einführung. Die abgerufene

Menge an negativer SRL liegt mit durchschnittlich 35 €/MWh wieder auf dem Niveau des Zeitraumes nach Einführung der kalendertäglichen Ausschreibung am 12. Juli 2018 bis zur Einführung des Mischpreisverfahrens am 16. Oktober 2018. Bei der positiven SRL ist allerdings die Tendenz steigender Regelenergieabrufe auch im Jahr 2019 mit 43,13 MWh im Vergleich zu 35,28 MWh im gesamten Jahr 2018 zu erkennen. Ein höherer Abruf an Regelleistung ist grundsätzlich mit einer höheren Bilanzkreisabweichung zu begründen.

# Neue Festlegungen der BNetzA zur Erhöhung der Bilanzkreistreue

Nach wiederholtem Auftreten von Bilanzkreisabweichungen Im Juni 2019 hat die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur Maßnahmen getroffen, die eine größere Abweichung der Bilanzkreistreue in Zukunft verhindern sollen.<sup>4</sup> Dabei wurden kurzfristige Festlegungen zum Bilanzkreisausgleich, zur Anpassung des 80 Prozent-Kriteriums bei der Bildung des Ausgleichsenergiepreises sowie zur Übermittlung der RLM-Marktllokationen an den ÜNB vorgenommen. Der für den Bilanzkreisausgleich geltende regelzonenübergreifenden einheitliche Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP) ist an den Börsenstrompreis gekoppelt und wird im Falle des Überschreitens von 80 Prozent der in Deutschland kontrahierten Regelleistung (80 Prozent-Kriterium) in Abhängigkeit vom Vorzeichen des Saldos der eingesetzten Regelarbeit entweder ein Zuschlag oder ein Abschlag von 50 Prozent bzw. mindestens 100 €/MWh auf den Ausgleichsenergiepreis vorgenommen.<sup>5</sup>

In dem Zusammenhang sind die Bilanzkreisverantwortlichen verpflichtet ihre Bilanzkreise 15 Minuten vor Erfüllungsbeginn durch eine entsprechende Fahrplanmeldung auszugleichen. Diese Regelung tritt im Rahmen eines Maßnahmenpaketes ohnehin zum 1. Mai 2020 in Kraft, soll aber jetzt in isolierter Form bereits vorgezogen werden.

Für die Viertelstunden in denen der Saldo des deutschen Netzregelverbundes bei über 80 Pro-

zent der kontrahierten Regelleistung liegt, wird im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung bei Unterspeisungen der beschriebene Zuschlag und bei Überspeisungen der entsprechende Abschlag auf den Ausgleichsenergiepreis erhoben, um somit einen höheren Anreiz zum Bilanzausgleich zu setzen. Im Gegensatz zur vorhergehenden Regelung umfasst der Saldo des deutschen Netzregelverbundes zukünftig auch sämtliche Energiemengen, die die ÜNB zur Ausregelung des Ungleichgewichts im Bilanzkreis einsetzen. Die Regelung soll im dritten Quartal 2019 in Kraft treten. Die Beschlusskammer 6 der BNetzA gibt weiterhin an, dass weitere Maßnahmen zur Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreissystems folgen werden, die insbesondere die Anpassung der Börsenpreiskopplung betreffen.

Eine weitere Festlegung betrifft die Übermittlung der Messwerte RLM-gemessener Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen an die ÜNB. Bislang werden erst rund sechs Wochen nach Ende des betreffenden Liefermonats Zeitreihen, die Information über den Bilanzkreisausgleich in der jeweiligen Regelzone enthalten, übermittelt. Ab dem 1. Oktober 2019 soll die Übermittlung werktäglich erfolgen.

Eine Stellungnahme zu den Festlegungen ist allen Akteuren bis zum 9. August 2019 möglich.

4 BNetzA, Beschlusskammer 6, Festlegungen zum Bilanzkreisausgleich, zur Anpassung des 80%-Kriteriums in der Berechnungsmethode zur Bildung des Ausgleichsenergiepreises sowie zur Übermittlung der Messwerte von RLM-Marktllokationen an den Übertragungsnetzbetreiber, veröffentlicht: [www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2019/BK6-19-212\\_217\\_218/BK6-19-212\\_217\\_218\\_verfahrenseroeffnung.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2019/BK6-19-212_217_218/BK6-19-212_217_218_verfahrenseroeffnung.html).

5 Vertiefend zu Methodik der reBAP-Ermittlung: [www.regelleistung.net/ext/static/rebap](http://www.regelleistung.net/ext/static/rebap).



# Ausgleichsenergie

In *Tabelle 16* ist die relative Häufigkeit der zu zahlenden Preise für Ausgleichsenergie (AEP) für die Jahre 2016 bis einschließlich des 1. Quartals 2019 dargestellt. Das Jahr 2018 ist dabei in den Zeitraum vor und nach Einführung des Mischpreisverfahrens unterteilt. Die Tabelle kann als Risikomaß für den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) gelten, bei Fahrplanabweichungen einen bestimmten Preis zahlen zu müssen. Die Zahlen in *Tabelle 16* sagen aus, wie häufig im jeweiligen Jahr der Preis für die Ausgleichsenergie über bzw. unter einem bestimmten Wert gelegen hat. In etwa 80 Prozent der Fälle war der AEP in den Jahren 2016 und 2017 positiv. Im Jahr 2018 lag dieser Wert bei 86,99 Prozent und im ersten Quartal 2019 bei 91,55 Prozent.

Werden die relativen Häufigkeiten für das Auftreten von Preisen > 100 €/MWh vor und nach Einführung des Mischpreisverfahrens verglichen, lässt sich sowohl im negativen als auch im positiven Preisbereich eine fallende Tendenz feststellen. So lag die Häufigkeit für AEP von über 100 €/MWh im Jahr 2018 bis zum 15. Oktober 2018 noch bei 7,13 Prozent und fiel dann auf 2,61 Prozent im Zeitraum 16. Oktober 2018 bis 31. Dezember 2018 bzw. auf 2,03 Prozent im ersten Quartal 2019. Wenn man unterstellt, dass die Höhe des Ausgleichsenergiepreises einen Einfluss auf die Bilanzkreistreue hat, dann hat der Anreiz das Bilanzkreiskonto ausgeglichen zu halten in dieser Zeit abgenommen.

**Tabelle 16**

Relative Häufigkeit des Über-/Unterschreitens angegebener Preise für Ausgleichsenergiepreise (AEP) in den Jahren 2016 bis 2019 (zusätzlich für das Jahr 2018 die Zeiträume (1): 01.01.-15.10.2018 und (2) 16.10.-31.12.2018).

AEP positiv						
Preis [€/MWh]	2016	2017	2018	2018 (1)*	2018 (2)	2019**
> 0	80,27%	79,50%	86,99%	84,96%	94,60%	91,55%
> 50	23,47%	33,92%	44,97%	43,12%	51,93%	35,52%
> 100	3,25%	5,15%	6,16%	7,13%	2,61%	2,03%
> 200	0,33%	0,53%	1,13%	1,36%	0,32%	0,18%
> 500	0,03%	0,09%	0,12%	0,16%	0,00%	0,00%
> 1.000	0,00%	0,04%	0,04%	0,05%	0,00%	0,00%
> 20.000	0,00%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
AEP negativ						
Preis [€/MWh]	2016	2017	2018	2018 (1)	2018 (2)	2019*
< 0	19,73%	20,50%	13,01%	15,04%	5,40%	8,45%
< -50	3,73%	5,74%	3,77%	4,51%	1,07%	1,69%
< -100	0,79%	1,36%	0,83%	1,05%	0,08%	0,36%
< -200	0,21%	0,35%	0,22%	0,28%	0,05%	0,12%
< -500	0,03%	0,07%	0,03%	0,04%	0,00%	0,00%
< -1.000	0,01%	0,03%	0,01%	0,01%	0,00%	0,00%

\*Zeitraum vor Einführung des Mischpreisverfahren. \*\*Bis 30. April 2019.

Quelle: amprion.net – Ausgleichsenergiepreise.

# Verzeichnis





# Literatur

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA).** (28. Juni 2017). Pressemitteilung: Bundesnetzagentur verbessert die Bedingungen zur Teilnahme an den Regelenergiemärkten Strom. Abgerufen am 15. Juli 2019 von [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de): [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2017/28062017\\_Regelenergie.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2017/28062017_Regelenergie.html)

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA).** (2017). Stamm- und Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber für die Jahre 2014 bis 2016.

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA).** (02. Februar 2018). Konsultation zum Festlegungsverfahren zur Erbringung von Sekundärregelleistung und Minutenreservedurch Letztverbraucher gemäß § 26a StromNZV. Abgerufen am 15. Juli 2019 von [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de): [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2018/2018\\_0001bis0999/BK6-18-019/BK6-18-019\\_Beschluss\\_vom\\_08\\_05\\_2018\\_download.pdf](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2018/2018_0001bis0999/BK6-18-019/BK6-18-019_Beschluss_vom_08_05_2018_download.pdf)

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA).** (08. Mai 2018). Beschluss zur Änderung des in der Festlegung von Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Minutenreserve vom 13.06.2017 (Az. BK6-15-159) geregelten Zuschlagsmechanismus, Az. BK6-18-020. Abgerufen am 15. Juli 2019 von [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de): [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2018/2018\\_0001bis0999/BK6-18-020/BK6-18-020\\_Beschluss\\_vom\\_08\\_05\\_2018\\_download.pdf](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2018/2018_0001bis0999/BK6-18-020/BK6-18-020_Beschluss_vom_08_05_2018_download.pdf)

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA).** (18. Juli 2019). Beschlusskammer 6: Festlegungen zum Bilanzkreisausgleich, zur Anpassung des 80%-Kriteriums in der Berechnungsmethode zur Bildung des Ausgleichsenergiepreises sowie zur Übermittlung der Messwerte von RLM-Marktlokationen an den Übertragungsnetzbetreiber. Abgerufen am 15. April 2019 von [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de): [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2019/BK6-19-212\\_217\\_218/BK6-19-212\\_217\\_218\\_verfahrenseroeffnung.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2019/BK6-19-212_217_218/BK6-19-212_217_218_verfahrenseroeffnung.html).

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA).** (2019). Strommarktdaten. Abgerufen am 15. Juli 2019 von [SMARD.de](http://www.smard.de): <https://www.smard.de>

**Energie & Management.** (Februar 2013, 2015, 2017, 2019). Direktvermarktungsportfolios im Gesamtjahr 2013, 2015, 2017 und 2019. Energie & Management.

**EnergyMap.info – Die Karte der Erneuerbaren Energien.** (2019). [www.energymap.info](http://www.energymap.info). Abgerufen am 15. Juli 2019 von <http://www.energymap.info/>



**EPEX-Spot (European Power Exchange).** Day-Ahead Auction, Marktdaten. (2019). [www.epexspot.com](http://www.epexspot.com). Abgerufen am 15. Juli 2019 von <http://www.epexspot.com/de/>

**Fraunhofer ISI, Fraunhofer IEE, IKEM.** (Dezember 2018). Monitoring der Direktvermarktung (Quartalsbericht 12/2018). Abgerufen am 15. Juli 2019 von [www.erneuerbare-energien.de](http://www.erneuerbare-energien.de): <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/monitoring-der-direktvermarktung-quartalsbericht-12-2018.html>

**Fraunhofer ISI, Fraunhofer IEE, IKEM.** (März 2019). Monitoring der Direktvermarktung (Quartalsbericht 03/2019). Abgerufen am 15. Juli 2019 von [www.erneuerbare-energien.de](http://www.erneuerbare-energien.de): <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/monitoring-der-direktvermarktung-quartalsbericht-03-2019.html>

**Internetplattform der Übertragungsnetzbetreiber zur Vergabe von Regelleistung.** (2019). [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net). Abgerufen am 15. Juli 2019 von <https://www.regelleistung.net/ext/>

**Transparenzplattform der Übertragungsnetzbetreiber.** (2019). [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de). Abgerufen am 15. Juli 2019 von <https://www.netztransparenz.de/>



# Abbildungen & Tabellen

## Monitoring der Vermarktungsanteile und der bedienten Strommärkte in der Direktvermarktung

### Abbildung 1

Vermarktete Leistung von Windenergie an Land in der Marktprämie von 2012 bis Juni 2019.– *Seite 5*

### Abbildung 2

Vermarktete Leistung erneuerbarer Energien (solare Strahlungsenergie, Windenergie auf See, Energie aus Biomasse, Geothermie und Wasserkraft) inkl. Deponie-, Klär- und Grubengas in der Marktprämie von 2012 bis Juli 2019.– *Seite 6*

### Abbildung 3

Vermarktete Leistung (in MW) in der sonstigen Direktvermarktung Januar 2012 bis Juli 2019.– *Seite 7*

### Tabelle 1

Status Quo der Anlagenleistungen (MW) in der geförderten (Marktprämie) und sonstigen Direktvermarktung, Entwicklung bis Juli 2019 sowie installierte Leistung und deren Vermarktungsanteil (Stand Mai 2019).– *Seite 8*

### Abbildung 4

Anteil der installierten Leistung erneuerbarer Energien inkl. Deponie-, Klär- und Grubengas in der (geförderten und sonstigen) Direktvermarktung von 2012 bis Juli 2019.– *Seite 9*

### Abbildung 5

Installierte Leistung von Solaranlagen in der Direktvermarktung und in der festen Einspeisevergütung (ÜNB-Vermarktung) nach Leistungsklassen (Stand Juli 2019).– *Seite 10*

### Abbildung 6

Installierte Leistung in der geförderten Direktvermarktung (Marktprämie) und in der festen Einspeisevergütung (ÜNB-Vermarktung) nach Art der erneuerbaren Energie (Stand Juli 2019).– *Seite 10*

### Tabelle 2

Vermarktete Energiemengen (in GWh) nach Art der erneuerbaren Energie in der geförderten und sonstigen Direktvermarktung sowie Energiemengen mit fester Einspeisevergütung (ÜNB-Vermarktung) von 2012 bis 2018.– *Seite 11*

### Abbildung 7

Anteil der erneuerbaren Energiemengen aus Windanlagen an Land und auf See sowie Solaranlagen in der Direktvermarktung und der Vermarktung durch die ÜNBs (feste Einspeisevergütung).– *Seite 12*

### Abbildung 8

Anteil der erneuerbaren Energiemengen aus Biomasse-, Wasserkraft- und sonstigen erneuerbaren Energien-Anlagen in der Direktvermarktung und der Vermarktung durch die ÜNBs (feste Einspeisevergütung).– *Seite 12*

### Tabelle 3

TOP 5 Direktvermarkter mit dem jeweils größten Portfolio (in MW) an Anlagenleistung aus Wind-, Solar-, Biomasse- und Wasserkraftanlagen zum Stand 31. Dezember 2018 und 1. Januar 2019. – *Seite 14*

**Abbildung 9**

Entwicklung der vermarkteten Anlagenleistung nach Direktvermarkter in der geförderten Direktvermarktung (Marktprämie) in 2013, 2015 und 2017 bis 2019.– *Seite 15*

**Abbildung 10**

Veränderungen der vermarkteten Leistung einzelner Direktvermarkter zum Jahreswechsel 2018 und 2019.– *Seite 16*

## Mittelfristige Entwicklung der direktvermarkteten Leistung

**Abbildung 11**

Monatlicher Zubau an Anlagenleistung (in MW) im Bereich Wind an Land und Wind auf See von August 2014 bis Mai 2019.– *Seite 18*

**Tabelle 5**

Ausschreibungsvolumina, -termine und -runden für Solaranlagen (inkl. Sonderausschreibungen), § 28 Abs. 2 S. 1 und S. 2 EEG 2017.– *Seite 22*

**Abbildung 12**

Monatlicher Zubau von Solaranlagen (in MW) nach Anlagengrößen (ohne Freiflächenanlagen) von Januar 2015 bis Mai 2019.– *Seite 19*

**Tabelle 6**

Ausschreibungsvolumina, -termine und -runden für Biomasseanlagen, § 28 Abs. 3 EEG 2017.– *Seite 22*

**Abbildung 13**

Jährlicher Zubau an Solaranlagen mit weniger als 100 kW und spezifischer Anteil am gesamten Zubau von Solaranlagen von 2004 bis Juni 2019.– *Seite 20*

**Tabelle 7**

Ausschreibungsvolumina, -termine und -runden für Wind auf See, §§ 17, 26, 27 WindSeeG.– *Seite 23*

**Tabelle 4**

Ausschreibungstermine, -volumina und -runden für Wind an Land (inkl. Sonderausschreibungen) nach §§ 28 Abs. 1 S. 1 und S. 2 EEG 2017.– *Seite 21*

## Monitoring negativer Preise und der Ausfallvergütung

**Abbildung 14**

Entwicklung der Anzahl der Stunden mit negativen Preisen an der EPEX-Spot von 2008 bis einschließlich Juni 2019 (Stand Juni 2019) und installierte Solar- und Wind-Leistung (in MW).– *Seite 25*

**Abbildung 16**

Anzahl der Stunden mit negativen Preisen und Verteilung auf die Tagesstunde am DayAhead-Markt der EPEX-Spot in den Jahren 2012 bis 2019.– *Seite 26*

**Abbildung 15**

Entwicklung der Anzahl der Stunden mit negativen Preisen am DayAhead Markt der EPEX Spot nach Monaten von 2015 bis Juli 2019. – *Seite 26*

**Abbildung 17**

Anzahl und Dauer der Perioden mit negativen Preisen von 2015 bis einschließlich Juni 2019.– *Seite 27*

**Abbildung 18**

Anzahl der Perioden mit negativen Preisen über mindesten sechs Stunden nach Monaten für die Jahre 2015 bis einschließlich Juni 2019.– Seite 28

**Abbildung 19**

Letzte Stunde der Perioden mit negativen Preisen über mindestens sechs Stunden für die Jahre 2012 bis einschließlich Juni 2019.– Seite 28

**Tabelle 8**

Anzahl der Perioden und Anzahl der Stunden mit negativen Preisen in Perioden mit weniger als und mindestens sechs Stunden Dauer.– Seite 29

**Tabelle 9**

Zubau an Windanlagen (an Land und auf See) und Solaranlagen nach Anlagenleistung, Inbetriebnahmehjahr und potenzieller Betroffenheit nach § 51 EEG 2017.– Seite 29

**Abbildung 20**

Anlagenleistung (in MW) in der Ausfallvergütung für die von Januar bis einschließlich Mai 2019.– Seite 30

## Börsenstrompreis und Preisspreads

**Tabelle 10**

Jährlicher EPEX-Spot Durchschnittspreis in €/MWh der DayAhead-Auktion und des IntraDay-Handels.– Seite 36

**Abbildung 26**

Monatlicher EPEX-Spot Durchschnittspreis in €/MWh der DayAhead-Auktion und des IntraDay-Handels.– Seite 37

**Abbildung 21**

Vermarktete Leistung nach Vermarktungsform für Solaranlagen der Leistungsklasse 100 bis 500 kW mit Inbetriebnahmehjahr 2016 bis einschließlich Juli 2019.– Seite 31

**Abbildung 22**

EPEX-Spot DayAhead- und IntraDay-Preise sowie Residuallast und Einspeisung von Wind- (an Land und auf See) und Solarenergie vom 21. April 2019 bis zum 23. April 2019.– Seite 32

**Abbildung 23**

EPEX-Spot DayAhead-Preis, Residuallast und Nettostromexport sowie die fossile Erzeugung vom 21. April 2019 bis zum 23. April 2019.– Seite 32

**Abbildung 24**

EPEX-Spot DayAhead- und IntraDay-Preise sowie Residuallast und Einspeisung von Wind- (an Land und auf See) und Solarenergie am 8. Juni 2019.– Seite 33

**Abbildung 25**

EPEX-Spot DayAhead-Preis, Residuallast und Nettostromexport sowie die fossile Erzeugung am 8. Juni 2019.– Seite 33

**Abbildung 27**

Dynamische Preisspreads (12 teuersten Stunden zum Tagesdurchschnittspreis) im DayAhead- und IntraDay-Handel für die Jahre 2009 bis einschließlich Juni 2019.– Seite 38

**Abbildung 28**

Monatliche durchschnittliche mittlere Preisspreads am DayAhead-Markt in den Jahren 2016 bis 2019.– Seite 39



## Anmeldungen für den Bezug der Flexibilitätsprämie

### Abbildung 29

Entwicklung der Anlagenleistung von Biogas- und Biomethan-KWK-Anlagen, die den Bezug der Flexibilitätsprämie nach § 54 EEG 2014 und § 50b EEG 2017 zwischen Januar 2017 und November 2018 bei der BNetzA angemeldet haben.–  
*Seite 41*

## Regelleistungsmarkt und Ausgleichsenergie

### Tabelle 11

Gewichtungsfaktoren zur Arbeitswertbestimmung im 4. Quartal 2018, 1., 2. und 3. Quartal 2019.– *Seite 44*

### Tabelle 12

Bezuschlagte mittlere mengengewichtete Leistungspreise am SRL- und MRL-Markt im Jahr 2018 und 2019 in €/MW für die Zeiträume 1.1.2018 bis 11.7.2018 (SRL: wöchentliche Ausschreibung, MRL: kalendertägige Ausschreibung), 12.7.2018 bis 15.10.2018 (kalendertägige Ausschreibung SRL und MRL), 16.10.2018 bis 31.12.2018 und 1.1.2019 bis 28.06.2019 sowie 29.6.2019 bis 30.6.2019.– *Seite 45*

### Tabelle 13

Mittlere Arbeitspreise der bezuschlagten/akzeptierten Gebote in €/MWh am SRL- und MRL-Markt im Jahr 2018 und 2019 für die Zeiträume 12.7.2018 bis 15.10.2018, 16.10.2018 bis 31.12.2018 und 1.1.2019 bis 28.6.2019 sowie 29.6.2019 bis 30.6.2019.–  
*Seite 45*

### Tabelle 14

Mittlere Arbeitspreise der abgerufenen Regelleistung in €/MWh am SRL- und MRL-Markt im Jahr 2018 und 2019 für die Zeiträume 1.1.2018-11.7.2018, 12.7.2018 bis 15.10.2018 und 16.10.2018 bis 31.12.2018 sowie 1.1.2019 bis 31.5.2019.– *Seite 46*

### Tabelle 15

Durchschnittliche abgerufene Regelenergie in MWh am SRL- und MRL-Markt im Jahr 2018 und 2019 für die Zeiträume 1.1.2018-11.7.2018, 12.7.2018 bis 15.10.2018 und 16.10.2018 bis 31.12.2018 sowie 1.1.2019 bis 30.6.2019.– *Seite 46*

### Tabelle 16

Relative Häufigkeit des Über-/Unterschreitens angegebener Preise für Ausgleichsenergiepreise (AEP) in den Jahren 2016 bis 2019 (zusätzlich für das Jahr 2018 die Zeiträume (1): 01.01.-15.10.2018 und (2) 16.10.-31.12.2018).– *Seite 49*



