

Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

## MONITORING DER DIREKTVERMARKTUNG: JAHRESBERICHT 2019 & AUSBLICK IN 2020



Berlin, Februar 2020

F. Huneke, M. Claußner, D. Ritter, D. Seebach und M. Haller

## INHALTSVERZEICHNIS

Inhaltsverzeichnis.....	II
Abbildungsverzeichnis .....	I
Auf einen Blick: Das Wichtigste im Vergleich der Vorjahre .....	1
1. Monitoring der Vermarktungsanteile innerhalb der EEG-Förderung.....	3
1.1 Entwicklung der vermarkteten Leistung in der geförderten Direktvermarktung (Marktprämie).....	3
1.2 Wirtschaftliche Kennzahlen der geförderten Direktvermarktung (Marktprämie).....	4
1.3 Regionalnachweise und Mieterstrom: Startschwierigkeiten.....	7
1.4 Ausfallvergütung .....	10
2. Monitoring der Vermarktungsanteile außerhalb der EEG-Förderung.....	12
2.1 Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung.....	12
2.2 Entwicklungen auf dem PPA-Markt.....	13
2.3 Entwicklungen auf dem Markt für Herkunftsnachweise.....	18
3. Monitoring negativer Preise: Analyse des Rekordjahrs 2019.....	21
3.1 Das Wichtigste im Vergleich der Vorjahre.....	21
3.2 Stunden mit negativen Preisen.....	22
3.3 6H-Regel (§51 EEG).....	29
4. Ausblick: Trends der Direktvermarktung in 2020.....	30
4.1 Mittelfristprognose .....	30
4.2 Prognose für die Häufigkeit negativer Strompreise 2020.....	31
Quellenverzeichnis.....	34

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Entwicklung der vermarkteten Leistung differenziert nach Veräußerungsformen [Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de und MaStR] .....	2
Abbildung 2: Entwicklung der vermarkteten Leistung im Marktprämienmodell [Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de].....	3
Abbildung 3: Monatliche Marktwerte vs. Basepreis [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot und netztransparenz.de].....	4
Abbildung 4: Durchschnittliche Kosten der 15-min Glatstellung am Intraday-Markt [Eigene Berechnung nach EPEX Spot und ENTSO-E] .....	5
Abbildung 5: Preisspreads in der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	7
Abbildung 6: Anzahl registrierter Anlagen im Regionalnachweisregister je Technologie, Stand 13.12.2019 [Bildquelle: UBA 2020] .....	8
Abbildung 7: Installierte Leistung in MW der registrierten Anlagen im Regionalnachweisregister je Technologie, Stand 13.12.2019 [Bildquelle: UBA 2020].....	8
Abbildung 8: Entwicklung der vermarkteten Leistungen im Mieterstrommodell von Januar 2017 bis Ende Oktober 2019 <sup>4</sup> [Quelle: Eigene Darstellung nach MaStR].....	9
Abbildung 9: Kapazitäten in der Ausfallvergütung [Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de] .....	10
Abbildung 10: Durchschnittliche Dauer der Inanspruchnahme von Ausfallvergütung in Monaten [Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de].....	11
Abbildung 11: Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung [Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de].....	12
Abbildung 12: Öffentlich erwähnte PPAs in Deutschland, mit Vertragsabschluss von 2016 bis 2019 [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: 31.12.2019].....	13
Abbildung 13: Öffentlich erwähnte PPA-Abschlüsse in Europa in MW kontrahierter Leistung [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: 31.12.2019].....	14

Abbildung 14: Grundlastparitätsfaktor je Technologie seit 2017 [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot und Einspeiseprofilen gemäß Übertragungsnetzbetreiber] .....	16
Abbildung 15: PPA-Bewertung historisch seit 2017 und zukünftig (basierend auf Basepreisen Day-Ahead und Future) [Quelle: Eigene Darstellung nach EEX/EPEX Day-Ahead und Future].....	16
Abbildung 16: Ausstellung von Herkunftsnachweisen im deutschen Herkunftsnachweisregister von 2013 bis 2019 nach Energieträger, bezogen auf das Datum der HKN-Entwertung [Quelle: eigene Darstellung nach (UBA 2020a)] .....	18
Abbildung 17: Entwertung von Herkunftsnachweisen im deutschen Herkunftsnachweisregister von 2013 bis 2019 nach Energieträger, bezogen auf das Datum der HKN-Entwertung [Quelle: eigene Darstellung nach (UBA 2020a)] .....	19
Abbildung 18: HKN-Input (Import / Ausgestellt) und HKN-Output (Export / Entwertet / Verfallen) im deutschen Herkunftsnachweisregister von 2013 bis 2019, bezogen auf das Datum der HKN-Entwertung [Quelle: eigene Darstellung nach (UBA 2020a)].....	20
Abbildung 19: Monatsdurchschnitt und Anzahl negativer Preise gruppiert nach Höhe; bezogen auf DA-Preise der EPEX Spot [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot] .....	22
Abbildung 20: Negative Strompreise gruppiert nach Tageszeit [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot] .....	23
Abbildung 21: Exemplarische Skizze der Gebotskurven in einer Handelsstunde der Day-Ahead-Auktion an der EPEX Spot.....	24
Abbildung 22: zeitlicher Verlauf des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage vor, während und nach Stunden mit negativen Preisen am 10.03.2019 [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	25
Abbildung 23: Durchschnitt des Angebotsüberhangs / der fehlenden Nachfrage pro Monat im Jahr 2019 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	26
Abbildung 24: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage in 2017 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	27
Abbildung 25: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage in 2018 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	27
Abbildung 26: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage im Zeitraum von 01.01. bis 07.10.2019 <sup>3</sup> [Eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	28

Abbildung 27: Häufigkeit der Perioden von mindestens sechs Stunden am Stück mit negativen Preisen sowie Anteil der betroffenen EEG-Anlagen nach Technologie [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot].....29

Abbildung 28: Stromerzeugung im Trend-Szenario der Mittelfristprognose nach Vermarktungsform (links) und nach Energieträger in der sonstigen Direktvermarktung (rechts) [Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de].....30

## AUF EINEN BLICK: DAS WICHTIGSTE IM VERGLEICH DER VORJAHRE

Im Vergleich zu 2018 ist die vermarktete Leistung in jeder der in Tabelle 1 dargestellten Veräußerungsformen mit Ausnahme der sonstigen Direktvermarktung gestiegen. Während sich damit der langfristige Trend der Vermarktungszahlen im Marktprämienmodell fortsetzt, bleibt die vermarktete Leistung in der Ausfallvergütung und der sonstigen Direktvermarktung angesichts ihrer überschaubaren Größe weiter unregelmäßigen Schwankungen unterworfen. Die mittels Festvergütung vermarktete Leistung ist nach der rückläufigen Entwicklung der Vorjahre in 2019 ebenfalls wieder gestiegen.

Tabelle 1: Übersicht der vermarkteten Leistung (in MW) in Marktprämienmodell, Festvergütung, sonstiger Direktvermarktung und Ausfallvergütung im Vorjahresvergleich (Betrachtung zum Jahresende) [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

Angaben in MW	2016	2017	2018 <sup>1</sup>	2019
<b>Marktprämienmodell</b>	59.539	68.094	74.272	79.636
<b>Festvergütung</b>	39.757	39.449	38.806	39.099
<b>Sonstige Direktvermarktung</b>	165	176	269	231
<b>Ausfallvergütung</b>	26	38	69	95

Darüber hinaus vergleicht

Tabelle 2 die Entwicklung der wichtigsten Marktdaten in der Direktvermarktung seit 2016. Während 2019 ein Rekordjahr für negative Preise war, sind die mengengewichteten, durchschnittlichen Marktwerte für EEG-Anlagen aufgrund des niedrigeren Strompreisniveaus im Vergleich zu 2018 allesamt gesunken. Dennoch verbleiben sie oberhalb des Niveaus von 2016 und 2017.

Tabelle 2: Übersicht der wichtigsten Marktdaten in der Direktvermarktung 2016 bis 2019 [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de und EPEX Spot]

	2016	2017	2018	2019
<b>Anzahl der Stunden mit negativen Preisen</b>	97	146	134	211
<b>Ø Marktwert<sup>2</sup> Solar in EUR/MWh</b>	27	32	44	35

<sup>1</sup> Redaktioneller Hinweis: Die Werte für das Jahr 2018 wurden im Vergleich zum Monitoringbericht 03/2019 korrigiert. Anstelle von Jahresendwerten wurden dort Jahresdurchschnittswerte für die installierte Leistung je Vermarktungsform angegeben.

<sup>2</sup> Mengengewichteter, durchschnittlicher Marktwert

<b>Ø Marktwert<sup>1</sup> Wind an Land in EUR/MWh</b>	24	27	37	32
<b>Ø Marktwert<sup>1</sup> Wind auf See in EUR/MWh</b>	27	30	41	34

In Abbildung 1 wird die historische Entwicklung der vermarkteten Leistung für die verschiedenen Veräußerungsformen nach den Erzeugungstechnologien differenziert dargestellt.<sup>3</sup> Während die Windenergie im Marktprämienmodell mit einem Marktanteil von 73 % dominiert, machen PV-Anlagen mit 89 % den Großteil der Leistung in der Festvergütung aus. Die sonstige Direktvermarktung macht in der Gesamtschau einen sehr geringen Anteil aus (ca. 0,2 % der gesamten EE-Leistung). Die meiste Leistung entfällt hier auf Wasserkraftwerke. Ende 2019 betrug die installierte Leistung von Anlagen, die die Ausfallvergütung in Anspruch nehmen, 95 MW (ca. 0,1 % der gesamten EE-Leistung). Der Großteil (94 %) davon sind PV-Anlagen.

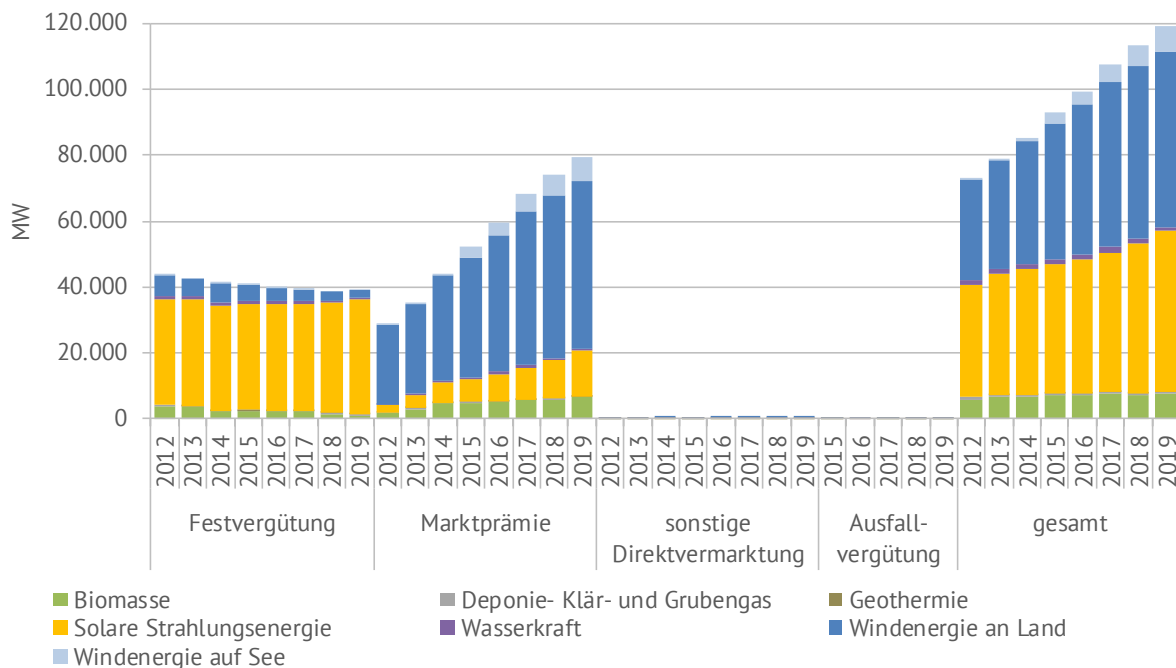


Abbildung 1: Entwicklung der vermarkteten Leistung differenziert nach Veräußerungsformen [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de und MaStR]

<sup>3</sup> Die Werte für Festvergütung und Gesamt wurden den Veröffentlichungen des MaStR entnommen und stellen den aktuellen Veröffentlichungsstand vom 04.11.2019 dar. Daher sind diese als vorläufig anzusehen.

# 1. MONITORING DER VERMARKTUNGSANTEILE INNERHALB DER EEG-FÖRDERUNG

## 1.1 ENTWICKLUNG DER VERMARKTETEN LEISTUNG IN DER GEFÖRDERTEN DIREKTVERMARKTUNG (MARKTPRÄMIE)

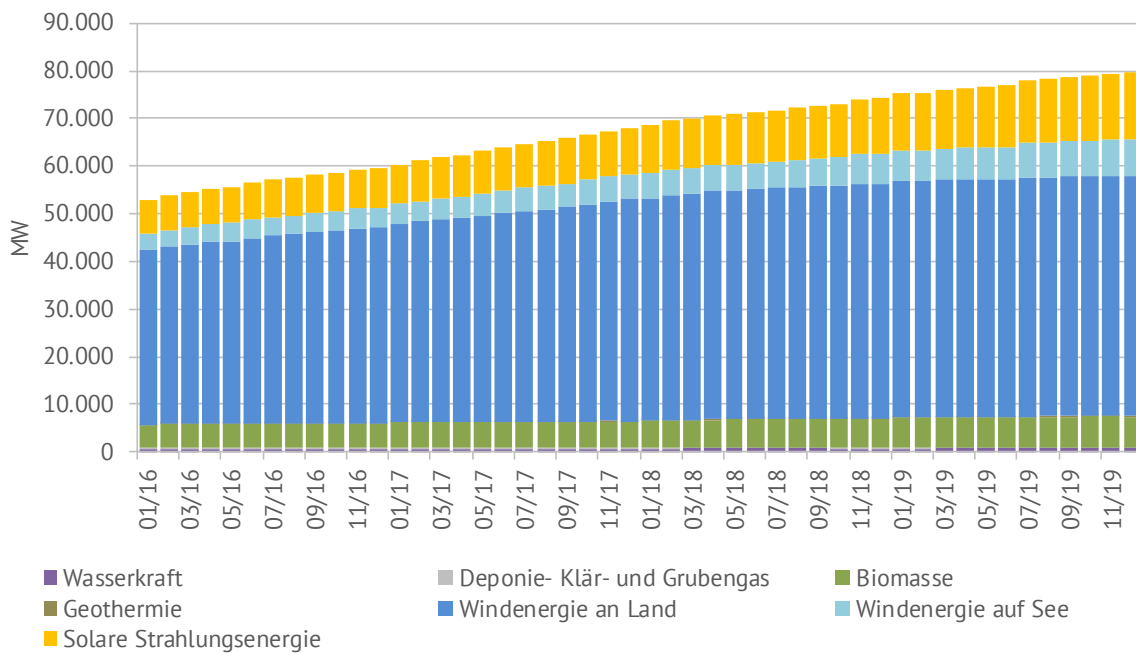


Abbildung 2: Entwicklung der vermarkteten Leistung im Marktprämienmodell [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

Seit 2016 ist die vermarktete Leistung in der geförderten Direktvermarktung durchgehend gewachsen. Dieser Trend setzt sich auch im Jahr 2019 fort. Ende Dezember 2019 liegt die installierte Leistung in der Direktvermarktung bei 79.636 MW und ist damit im Jahr 2019 um knapp 5,4 GW angestiegen. Mit rund 65 % macht sie den Großteil der in Deutschland installierten EE-Gesamtleistung aus. Während die installierte Leistung von Wind an Land im Jahr 2019 um nur ca. 1,1 GW gewachsen ist, kamen ungefähr 2,4 GW an Solar und 1,3 GW an Wind auf See hinzu.



## 1.2 WIRTSCHAFTLICHE KENNZAHLEN DER GEFÖRDERTEN DIREKTVERMARKTUNG (MARKTPRÄMIE)

### Monatliche Marktwerte

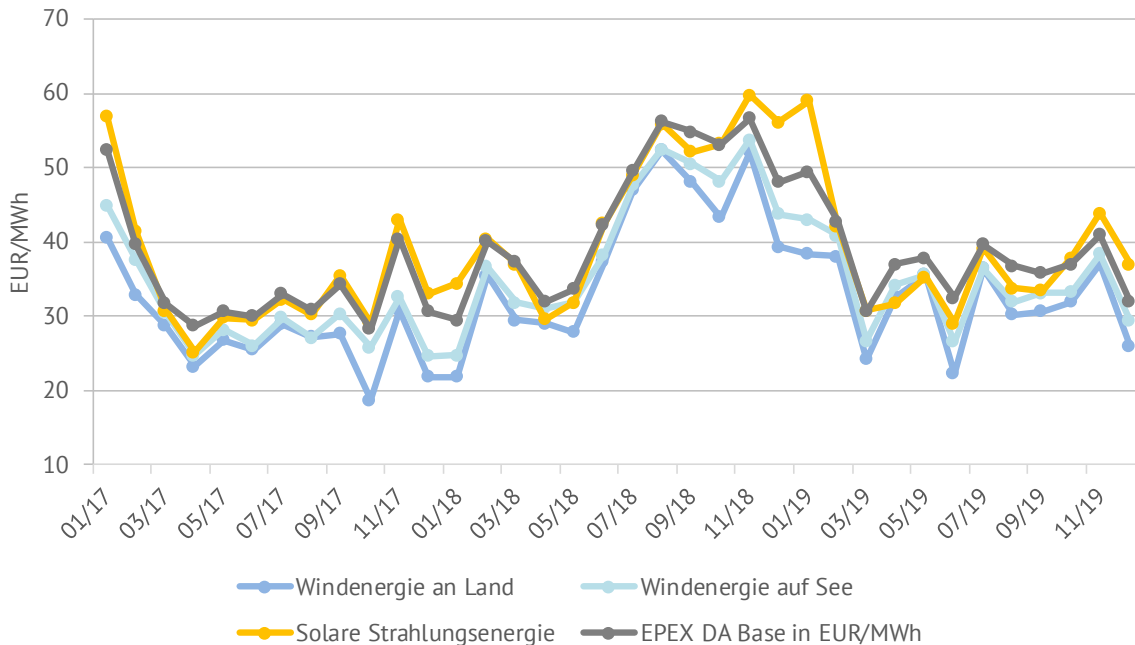


Abbildung 3: Monatliche Marktwerte vs. Basepreis [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot und netztransparenz.de]

Abbildung 3 zeigt die Entwicklung der monatlichen Marktwerte für Solar- und Windenergieanlagen in der Direktvermarktung im Vergleich zum monatlichen Basepreis. Der Unterschied zwischen Marktwerten und Basepreis ergibt sich aus den Marktwertfaktoren, welche die technologiespezifische Profilverwertigkeit berücksichtigen.

Der steigende Trend aus dem Vorjahr hat sich in 2019 nicht fortgesetzt, das Strompreisniveau fiel vor allem im Februar und März rapide ab. Auch der Juni war geprägt von besonders niedrigen Preisen. Die Ursache hierfür ist eine Kombination aus hoher Wind- und zeitweise Solareinspeisung, sehr niedrigen Commodity-Preisen (vor allem Gas) und gesunkener Stromnachfrage. Trotzdem liegen die Monatsmarktwerte zum Großteil noch oberhalb der Vergleichszeiträume in 2017.

Wie in den Vorjahren lagen die Marktwerte für die Windenergie auch in 2019 aufgrund des Merit-Order-Effekts erneuerbarer Energien nahezu durchgehend unterhalb des Basepreises. Wie in 2018 sticht hier der Januar mit besonders niedrigen Marktwerten für Wind hervor, in dem eine

hohe Windeinspeisung häufig mit feiertagsbedingt niedriger Nachfrage zu Jahresbeginn zusammenfällt.

Auch der Verlauf des Marktwerts Solar ähnelt dem der Vorjahre: im Sommer knapp unterhalb des Basepreisniveaus, im Winter darüber. Letzteres ist unter anderem auf eine kältebedingt höhere Stromnachfrage in den Wintertagesstunden sowie den schwächeren Merit-Order-Effekt der PV zurückzuführen. Besonders im Dezember lag der Marktwert Solar jedoch wesentlich weniger deutlich über dem Basepreis als noch im Vorjahreszeitraum. Grund ist ein überdurchschnittlich sonniger Dezember 2019, in dem sich die Solareinspeisung im Vergleich zu den Vorjahren nahezu verdoppelte und den Merit-Order-Effekt ungewöhnlich stark werden ließ.

#### Durchschnittliche Intraday-Glattstellungskosten

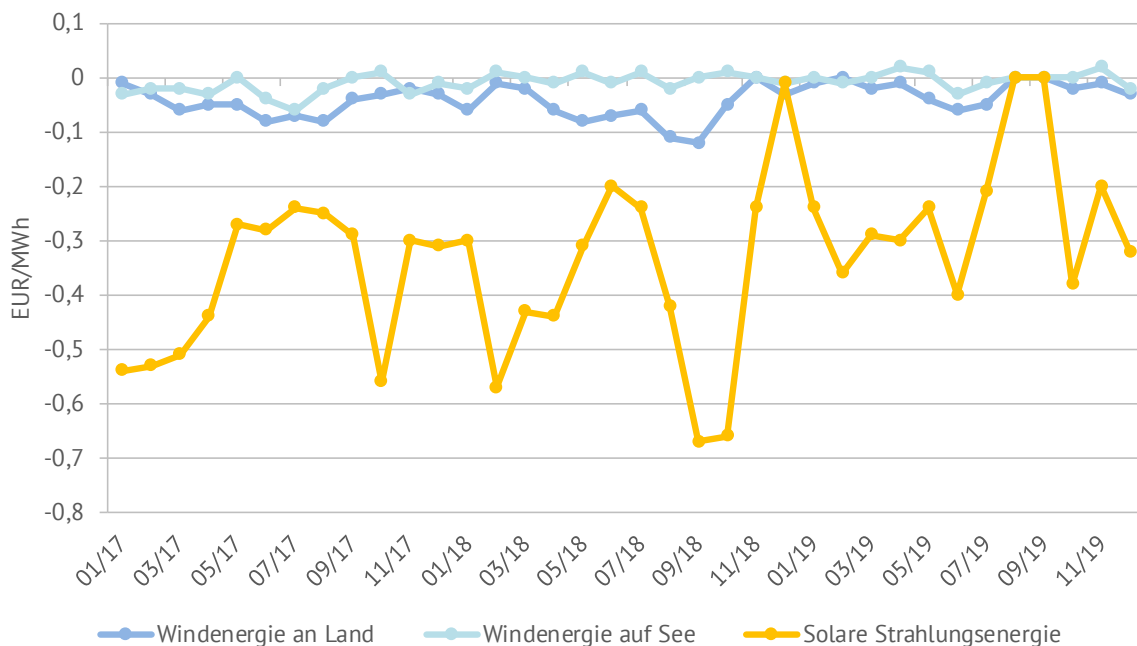


Abbildung 4: Durchschnittliche Kosten der 15-min Glattstellung am Intraday-Markt [eigene Berechnung nach EPEX Spot und ENTSO-E]

Abbildung 4 zeigt auf, wie viel die 15-min Glattstellung am Intraday-Markt im monatlichen Durchschnitt seit 2017 gekostet hat. Die Kosten ergeben sich aus der Differenz zwischen dem stündlichen Day-Ahead-Preis und den ID3-Viertelstundenpreisen, gewichtet mit der jeweiligen IST-Einspeisung gemäß ENTSO-E<sup>4</sup>. Verrechnet man diese Glattstellungskosten mit den am Day-

<sup>4</sup> Zur Berechnung der Monatsmarktwerte werden die Hochrechnungswerte gemäß netztransparent.de verwendet, die nicht mit der hier verwendeten ENTSO-E Zeitreihe identisch ist.

Ahead-Preis orientierten Marktwerten, erhält man den Intraday-Marktwert (basierend auf den Preisen des ID3-Index). Dies ist also ein Indikator für die kurzfristige, viertelstündige Wertigkeit des Stroms. Da der Prognosefehler sowie Ausgleichsenergiekosten hier unberücksichtigt bleiben, sollte er nicht als alleiniger Indikator für Direktvermarktungskosten der Technologien verwendet werden.

Der Technologievergleich zeigt: Vermarkter von Solaranlagen müssen besonders hohe Preisabweichungen zwischen Day-Ahead- und Intraday-Markt in Kauf nehmen (bis zu -0,67 EUR/MWh), während sich die Glattstellungskosten für Wind auf See nahe null und für Wind an Land größtenteils oberhalb von -0,1 EUR/MWh bewegen. Der große Unterschied hat mit der hohen Gleichzeitigkeit und Regelmäßigkeit der PV-Rampen zu tun, sodass eine hohe Zahl an Marktteilnehmern zur gleichen Zeit am 15-min Intraday-Markt kaufen oder verkaufen möchten, um die Stundenmengen ihres Fahrplans in 15-minütiger Granularität auszugleichen. Dadurch entstehen entsprechend stärkere Preisabweichungen, die die betroffenen Akteure für den 15-min Ausgleich in Kauf nehmen müssen.

Insgesamt fielen die durchschnittlichen Kosten der 15-min Intraday-Glattstellung in 2019 für jede der drei Technologien geringer aus als in den Vorjahren. Gerade der Wert für die PV unterliegt jedoch starken Schwankungen, die bisher nicht schlüssig begründet sind.

## Preis-Spreads am Day-Ahead-Markt

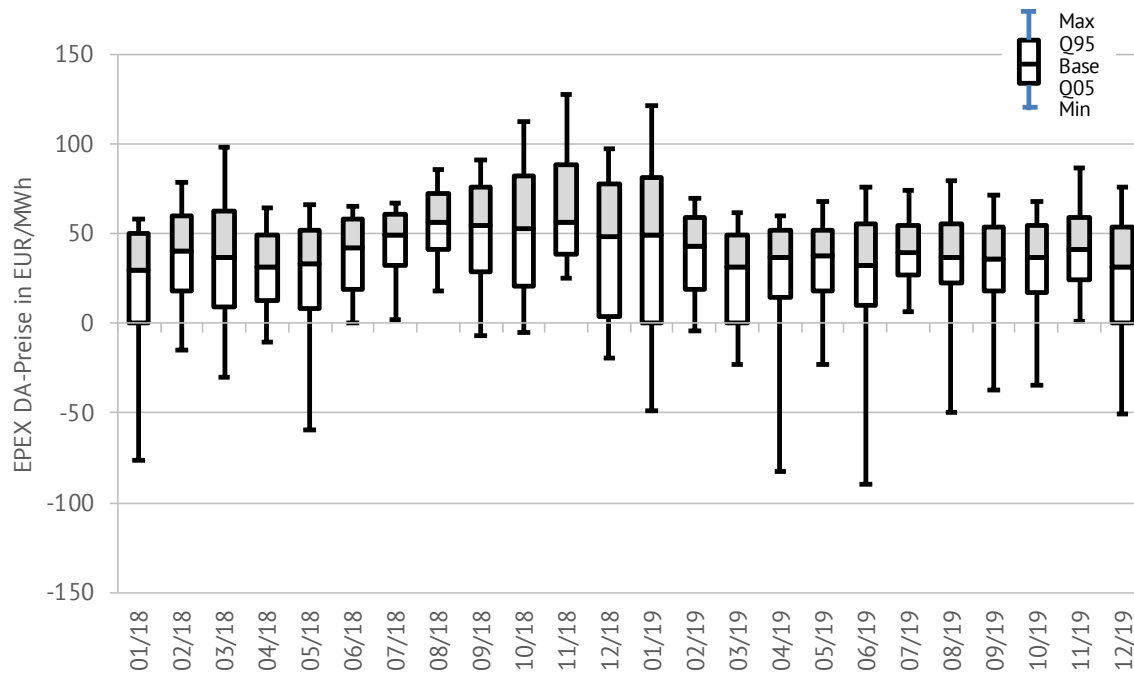


Abbildung 5: Preisspreads in der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

In Abbildung 5 sind die Preisspreads der Day-Ahead-Auktion von Januar 2018 bis Dezember 2019 in der Form von Boxplots dargestellt, die Preisminima und -maxima sowie 5 %- und 95 %-Quantil umfassen. Im Jahr 2019 lassen sich die höchsten Preisspreads in den Monaten Januar, April und Juni beobachten. Auch im Dezember lagen die Spreads mit 127 EUR/MWh zwischen Minimal- und Maximalpreis bzw. rund 54 EUR/MWh zwischen dem 5 %- und dem 95 %-Quantil auf hohem Niveau. Während jeder dieser vier Monate durch besonders hohe, negative Preise auffiel, so war besonders der Januar zusätzlich von extremen Preisspitzen geprägt (bis zu 121 EUR/MWh). Im Vergleich zum Vorjahr hat die Preisvolatilität im Jahr 2019 leicht zugenommen.

## 1.3 REGIONALNACHWEISE UND MIETERSTROM: STARTSCHWIERIGKEITEN

### Regionalnachweise

Seit Anfang des Jahres 2019 ist es in Deutschland möglich, geförderten EE-Strom über sogenannte Regionalnachweise zu vermarkten. Diese werden vom Umweltbundesamt (UBA) ausgestellt und im Regionalnachweisregister (RNR) hinterlegt. Anlagenbetreiber können produzierte EEG-Strommengen zertifizieren lassen und sie so als Regionalstrom vermarkten. Jedoch muss für diese Mengen eine Reduktion der EEG-Förderung um 0,1 Cent pro kWh in Kauf genommen

werden. Für Verbraucher besteht durch dieses System die Möglichkeit, sich für Stromlieferungen aus Anlagen in einem 50 km-Umkreis zu entscheiden. Die Regionalnachweise können allerdings nur für die Spezifizierung der Strommengen genutzt werden, welche im Rahmen der gesetzlichen Stromkennzeichnung als EEG-Strom den jeweiligen Verbrauchern zugewiesen werden. Bisher wird das Konzept der Regionalnachweise allerdings noch sehr zögerlich angenommen: So wurden bis zum Dezember 2019 insgesamt nur 142 Anlagen mit einer installierten Gesamtleistung von rund 380 MW im RNR registriert. Die Zahl der Registrierungen verteilt sich zwar auf eine Vielzahl an Erzeugungstechnologien, jedoch machen die Windenergie an Land sowie Solar- und Biogasanlagen über drei Viertel der Anlagen aus (Abbildung 6).

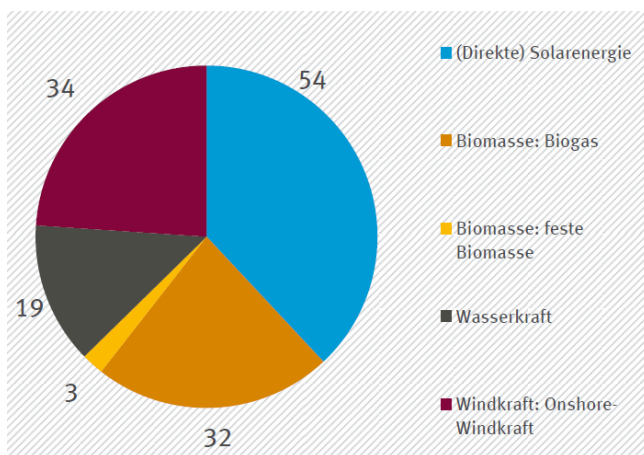


Abbildung 6: Anzahl registrierter Anlagen im Regionalnachweisregister je Technologie, Stand 13.12.2019 [Bildquelle: UBA 2020]

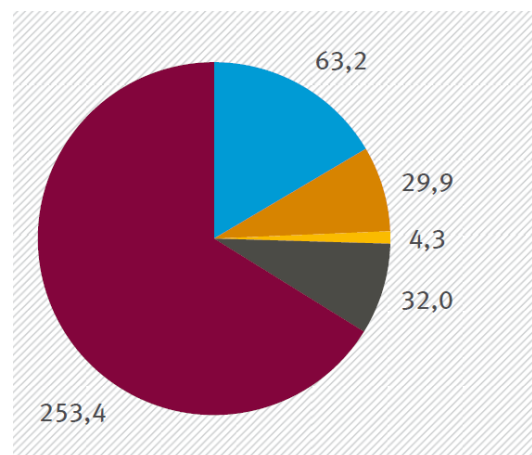


Abbildung 7: Installierte Leistung in MW der registrierten Anlagen im Regionalnachweisregister je Technologie, Stand 13.12.2019 [Bildquelle: UBA 2020]

Einer der Gründe für die eher verhaltene Inanspruchnahme des Regionalnachweisregisters ist, dass die Zertifizierung von Regionalstrom und vor allem die Anwendung im Ökostromvertrieb mit einem zusätzlichen administrativen Aufwand verbunden ist, der auf Marktteilnehmer womöglich abschreckend wirkt. Außerdem bedeutet es einen deutlichen finanziellen Aufwand, um in der Stromkennzeichnung eines regionalen Ökostromprodukts neben den regionalen EEG-Anteilen auch die „Nicht-EEG-Mengen“ als regionale EE-Erzeugung darstellen zu können. Hierfür müssen Herkunftsnachweise aus regionalen EE-Anlagen ohne Förderung genutzt werden und – im Falle von förderfähigen Anlagen – die entsprechend hohen Buy-Out-Kosten für die „sonstige Direktvermarktung“ getragen werden. Insgesamt ist unklar, zu welchem Teil die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher den anfallenden Mehrkosten gerecht werden kann.

Über die Nutzung von Regionalnachweisen zur Kennzeichnung der EE-Stromerzeugung gegenüber Endkunden können für 2019 noch keine quantitativen Angaben dargestellt werden, da die Nachweisbeantragung und -ausstellung bis zu 24 Monate nach Erzeugung der jeweiligen EE-Strommenge erfolgen kann. Daher bleibt abzuwarten, wie sich der Markt der Regionalstromzertifikate entwickelt.

### Mieterstrom

Solaranlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 kWp können seit Juli 2017 durch den Mieterstromzuschlag über das EEG gefördert werden. Für diese Anlagen wird ein Mieterstromvertrag zur Lieferung von Strom zwischen Mieter und dem Anlagenbetreiber als Mieterstromlieferant abgeschlossen. Die Anlage kann durch den Vermieter oder durch einen Mieterstrom-Dienstleister betrieben werden (BNetzA 2020a).

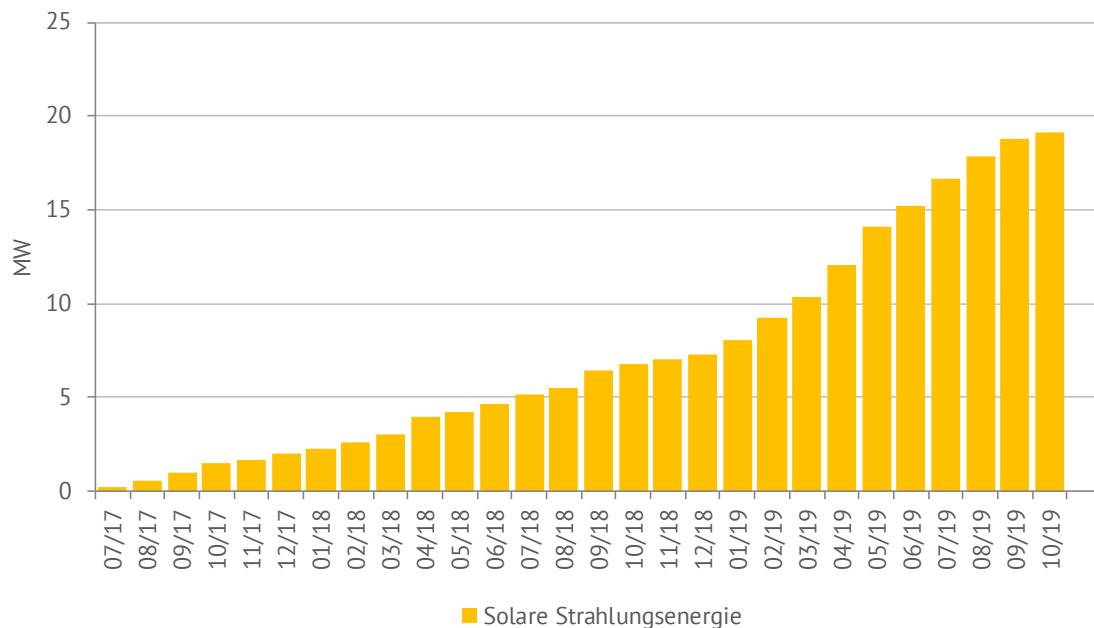


Abbildung 8: Entwicklung der vermarkteten Leistungen im Mieterstrommodell von Januar 2017 bis Ende Oktober 2019 <sup>4</sup> [Quelle: eigene Darstellung nach MaStR]

Abbildung 8 zeigt, dass seit der Einführung des Mieterstrommodells zwar die darüber vergüteten Anlagenleistung stetig anwächst, dies jedoch auf einem niedrigen Niveau geschieht. So hat sich die Leistung von Januar 2019 bis Ende Oktober 2019<sup>5</sup> mehr als verdoppelt, liegt aber mit kumuliert rund 19 MW noch deutlich unter dem jährlichen Zubaudeckel von 500 MW. Gegenüber der insgesamt installierten PV-Leistung stellen die Mieterstromanlagen nur einen Anteil

<sup>5</sup> Stand der Datenveröffentlichung im MaStR

von weniger als 0,1 %. Als Grund für die geringe Nutzung wird insbesondere die mangelnde Wirtschaftlichkeit des Mieterstrommodells gesehen, da die zusätzlichen Kosten durch die Vermarktungsform häufig nicht durch den Mieterstromzuschlag abgedeckt werden (BMWi 2019).

## 1.4 AUSFALLVERGÜTUNG

Das Ausmaß der Inanspruchnahme der Ausfallvergütung ist seit der der Schaffung dieser Vergütungsform im Jahr 2015 auf niedrigem Niveau nahezu kontinuierlich angestiegen. Ende 2019 betrug die installierte Leistung von Anlagen, die Ausfallvergütung in Anspruch nehmen, 95 MW (ca. 0,1 % der gesamten EE-Leistung). Dies entspricht einer leichten Zunahme gegenüber 69 MW Ende 2018 (siehe Abbildung 9). Aufgrund der geringen Anlagenzahl ist der Leistungswert im Jahresgang deutlichen Schwankungen unterworfen. Der bisherige Maximalwert lag mit 108 MW im Mai 2018 vor. Der weitaus größte Anteil der Anlagen, mit steigender Tendenz, entfällt auf die Solarenergie.

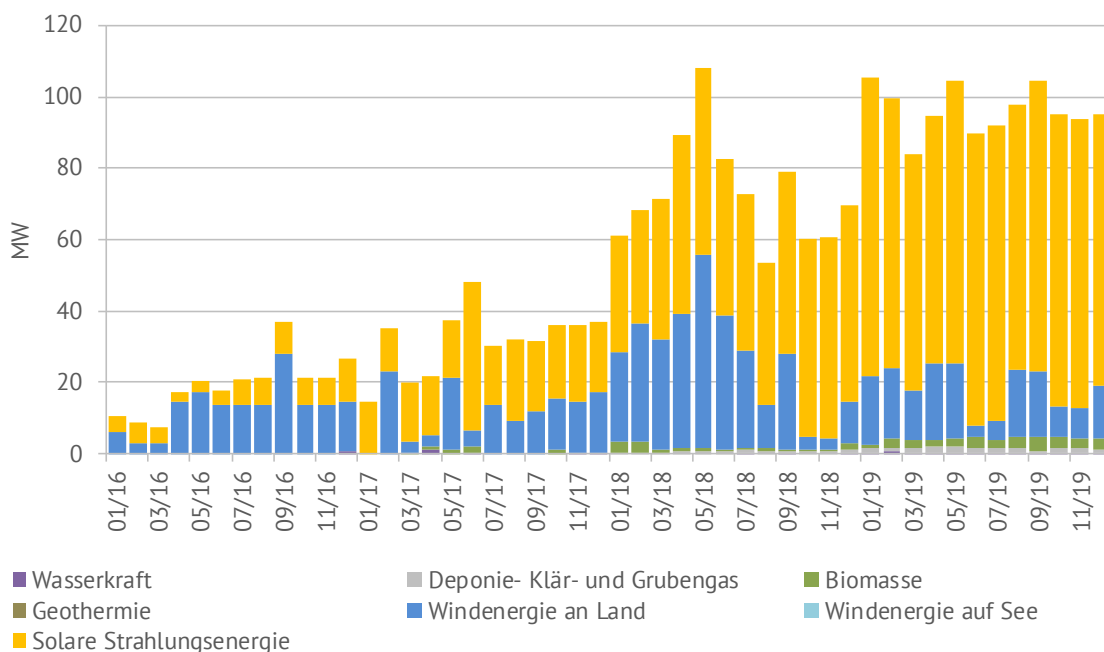


Abbildung 9: Kapazitäten in der Ausfallvergütung [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

Abbildung 10 zeigt, dass sich die durchschnittliche Dauer der Inanspruchnahme in 2019 für die Wind- und Solarenergie, die beiden Technologien mit dem größten Anteil an installierter Leistung, auf dem Niveau der Vorjahre bewegt. Der Durchschnittszeitraum der Ausfallvergütung ist

für die wenigen Marktakteure, die Wasserkraft, Biomasse oder Deponie-, Klär- und Grubengas zur Stromerzeugung nutzen, im Vergleich dazu deutlich gestiegen.

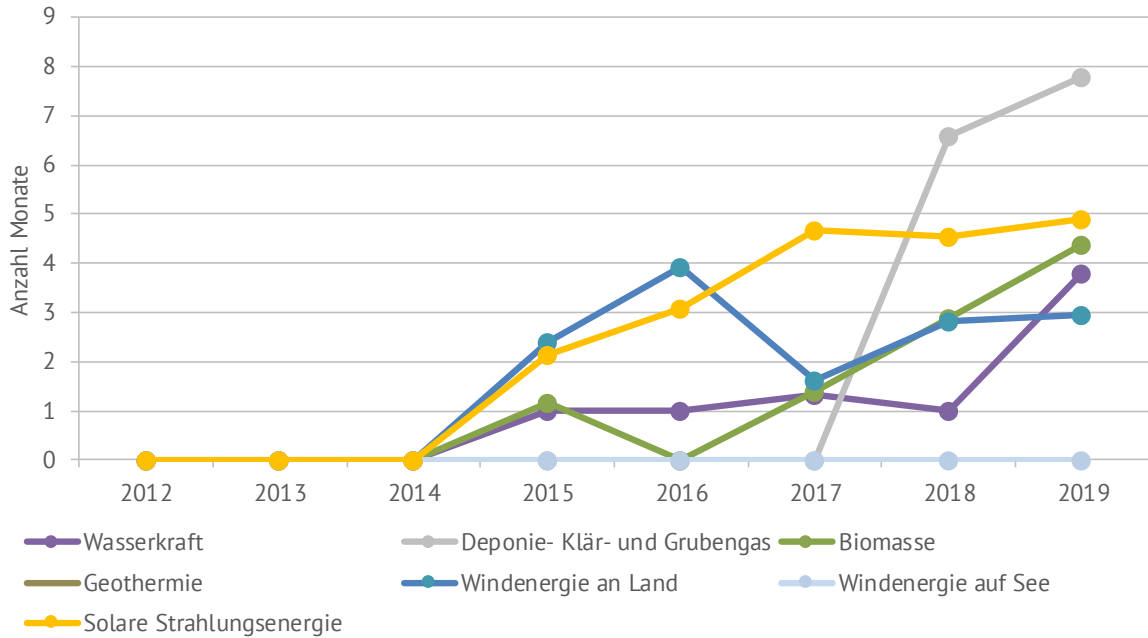


Abbildung 10: Durchschnittliche Dauer der Inanspruchnahme von Ausfallvergütung in Monaten [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]



## 2. MONITORING DER VERMARKTUNGSANTEILE AUßERHALB DER EEG-FÖRDERUNG

### 2.1 ENTWICKLUNG DER VERMARKTETEN LEISTUNG IN DER SONSTIGEN DIREKTVERMARKTUNG

Anlagen, die sich in der sonstigen Direktvermarktung befinden, erhalten keine finanzielle Förderung nach dem EEG. Dennoch gibt es für Anlagenbetreiber daraus resultierende Vorteile, die diese Vermarktungsoption interessant machen, u. a. gilt hier das Doppelvermarktungsverbot nicht und eine Vermarktung als „Ökostrom“ wird möglich.

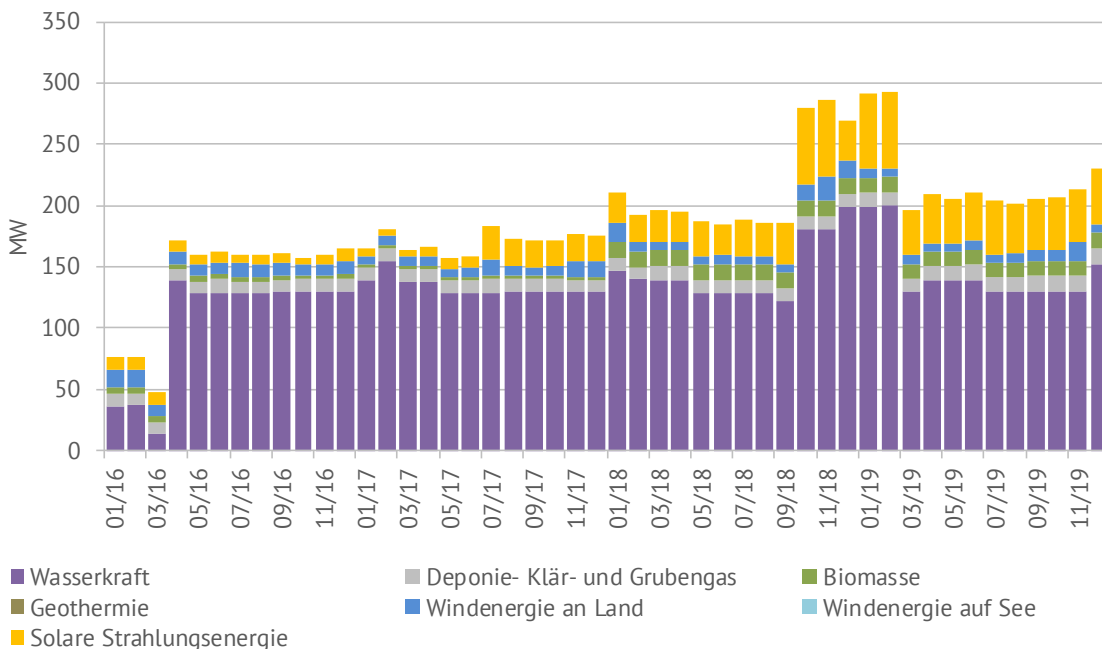


Abbildung 11: Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

Zwischen Oktober 2018 und Februar 2019 weist die installierte Leistung einen deutlichen Sprung auf. Dieser Anstieg ist jedoch insbesondere auf die zusätzliche Teilnahme einzelner Wasserkraftwerke (je nach Zeitpunkt vier bis 13 Stück) zurückzuführen. Ab März 2019 setzt sich der seit April 2016 zu beobachtende, leichte Anstieg fort, welcher insbesondere durch Solaranlagen erfolgt. Im Dezember 2019 kam ein weiteres Wasserkraftwerk hinzu.

Wenngleich sich der Umfang der installierten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung in 2019 gegenüber den Vorjahren leicht erhöht hat, so bleibt sein Anteil an der installierten EE-Gesamtleistung gering (0,2 %). Eine dynamische Entwicklung wird für das Jahr 2021 erwartet, wenn die ersten Anlagen nach EEG-Fördernde neue Vermarktungsoptionen benötigen.

## 2.2 ENTWICKLUNGEN AUF DEM PPA-MARKT

### Kontrahierte Leistung

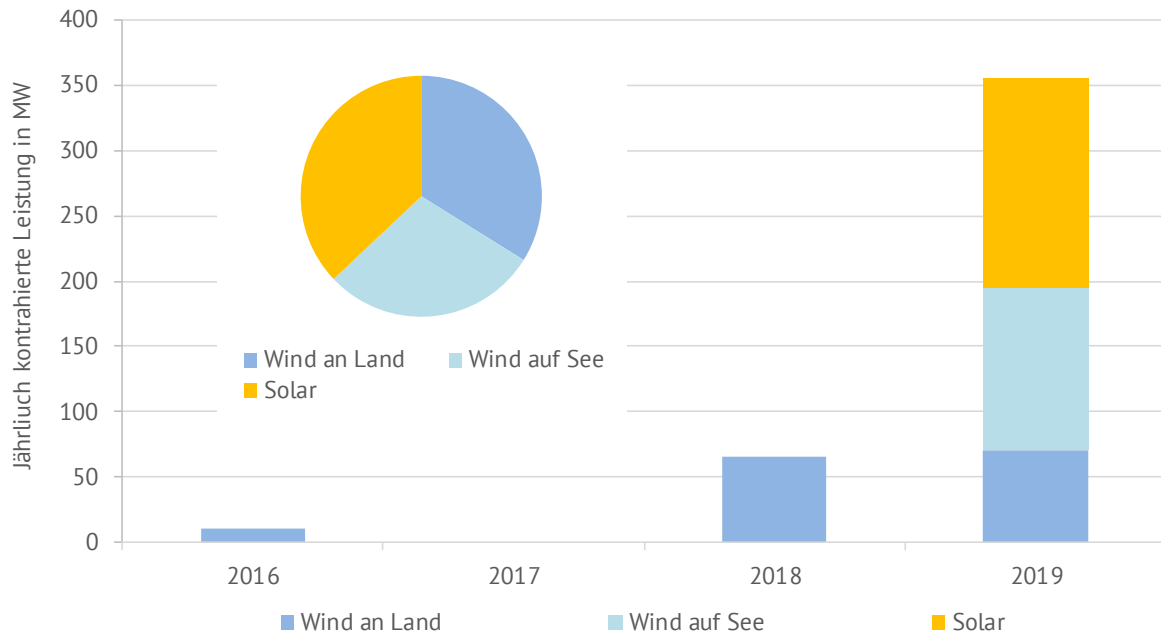


Abbildung 12: Öffentlich erwähnte PPAs in Deutschland, mit Vertragsabschluss von 2016 bis 2019  
[Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: 31.12.2019]

EE-Anlagenbetreiber unterschiedlicher Vermarktungsmodelle können ihren Strom unter anderem auch über langfristige Stromlieferverträge (im Folgenden Power Purchase Agreements „PPA“) vermarkten.

Abbildung 12 stellt die jährlich kontrahierte Leistung der in der Fachpresse publizierten PPA-Abschlüsse in Deutschland von 2016 bis 2019 dar. Sie bildet damit keine vollständige Statistik ab, Vertragsbeginn und -ende sind zudem nicht in jedem Fall bekannt. Zudem ist bei den erfassten Pressemeldungen keine einheitliche Definition der PPAs festzustellen, sowohl hinsichtlich Laufzeit als auch hinsichtlich Mengen- und Preisregelungen. Während PPAs bis 2019 vor allem mit Windanlagen an Land nach EEG-Förderende (im Folgenden „Ü20“) abgeschlossen wurden, kamen 2019 mehrere Offshore- und PV-PPAs zustande. Diese beziehen sich weitestgehend auf Neuanlagen und verdeutlichen die Einschätzung erster Marktakteure, dass die Stromgestehungskosten solcher Projekte unter dem zukünftig erwarteten Marktpreisniveau liegen könnten. Für die nächsten Jahre deutet derzeit einiges darauf hin, dass die Zahl der PPAs vor allem durch Abschlüsse mit Ü20-Windanlagen sowie PV-Neuanlagen zunehmen wird. Sollten sich außerdem Betreiber EEG-geförderter Bestandsanlagen in der Zukunft für eine PPA-Vermarktung und den Ausstieg aus dem Marktprämienmodell entscheiden, so käme dies aus heutiger Sicht einem

Wechsel in die sonstige Direktvermarktung gleich, sodass derartige PPA-Mengen ab Beginn der Vertragslaufzeit auch in der sonstigen Direktvermarktung (siehe Abbildung 11) auftauchen können.

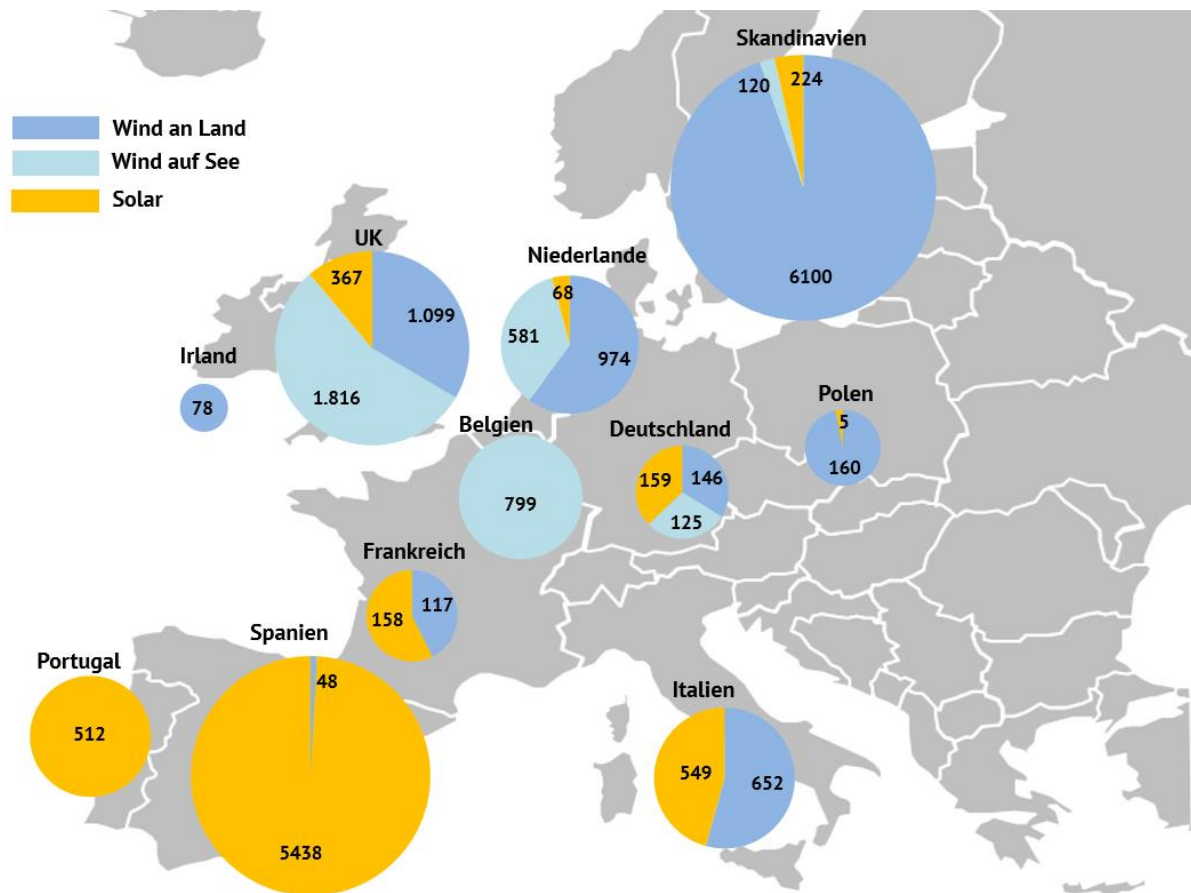


Abbildung 13: Öffentlich erwähnte PPA-Abschlüsse in Europa in MW kontrahierter Leistung [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: 31.12.2019]

Im internationalen Vergleich sind die kontrahierten Leistungen in Deutschland noch eher gering. Wie in Abbildung 13 zu sehen, wurden in Skandinavien sowie auf der iberischen Halbinsel bereits jeweils über 5 GW kontrahiert, auch diese Zahlen bilden nur in der Fachpresse diskutierte Projekte ab. Außerdem ist die Bandbreite dessen, was in Europa begrifflich mit „PPA“ gemeint ist, noch breiter. Ein Beispiel: In Großbritannien spielen auch PPAs ohne Preisbindung eine Rolle, in Deutschland würde dies eher als Direktvermarktungsvertrag mit langer Laufzeit bezeichnet werden. Während sich die Mehrheit der PPAs in Skandinavien vor allem auf Windparks an Land bezieht, ist die Solarenergie Treiber des PPA-Zubaus in Spanien und Portugal. Die meisten Offshore-PPAs wurden bisher in Großbritannien abgewickelt.

### *Entwicklung der Kenngrößen zur PPA-Bewertung*

Möchte man Strom erneuerbarer Energien für ein PPA bewerten, so hängt der durchschnittliche Erlös in EUR/MWh („PPA-Bewertung“) sowohl vom Einspeiseprofil selbst als auch von der Stundenanzahl mit negativen Strompreisen während der Einspeisung ab. Hintergrund ist, dass Anlagen ohne EEG-Förderung ihren Strom nur zu positiven Strompreisen gewinnbringend vermarkten können. Weiterhin verringert der Merit-Order-Effekt erneuerbarer Energien das generelle Preisniveau während der Einspeisung. Um also die erzielbaren Erlöse einer PPA-Anlage zu bewerten, müssen diese Faktoren berücksichtigt werden. Der mengengewichtete Durchschnitt der Preise aller Stunden, in denen eine PPA-Anlage einspeist, weicht folglich entsprechend vom durchschnittlichen Strompreis, dem Basepreis, ab.

Um vom Basepreis auf die technologiespezifische PPA-Bewertung zu schließen, wird dieser mit einem Faktor, dem sogenannten Grundlastparitätsfaktor, multipliziert. Er quantifiziert die relative Wertigkeit einer Lieferung fluktuierenden erneuerbaren Stroms zu einer Grundlastlieferung gemessen am Börsenstrompreis. Dieser berücksichtigt sowohl den Abschlag für die vermarktbare Menge (Abschaltung bei negativen Preisen) als auch das Einspeiseprofil (Prinzip des Marktwertfaktors) und macht die technologie-spezifische Wertigkeit des PPA-Stroms mit dem Basepreis vergleichbar („paritätisch“). Im Vergleich zum Marktwertfaktor, der der Berechnung des Marktwerts EEG-geförderter Strommengen dient, bezieht der Grundlastparitätsfaktor also zusätzlich einen Abschlag für die Nicht-Vermarktung in Stunden negativer Preise mit ein. In Zeiträumen ohne negative Preise sind die Werte identisch.

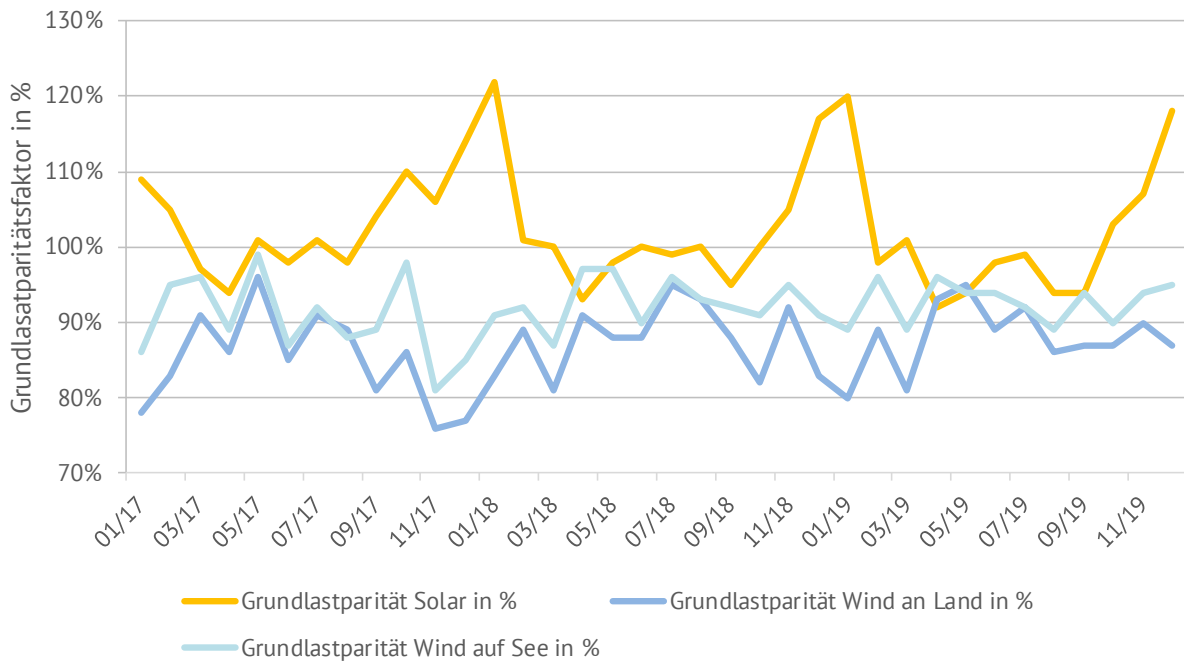


Abbildung 14: Grundlastparitätsfaktor je Technologie seit 2017 [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot und Einspeiseprofilen gemäß Übertragungsnetzbetreiber]

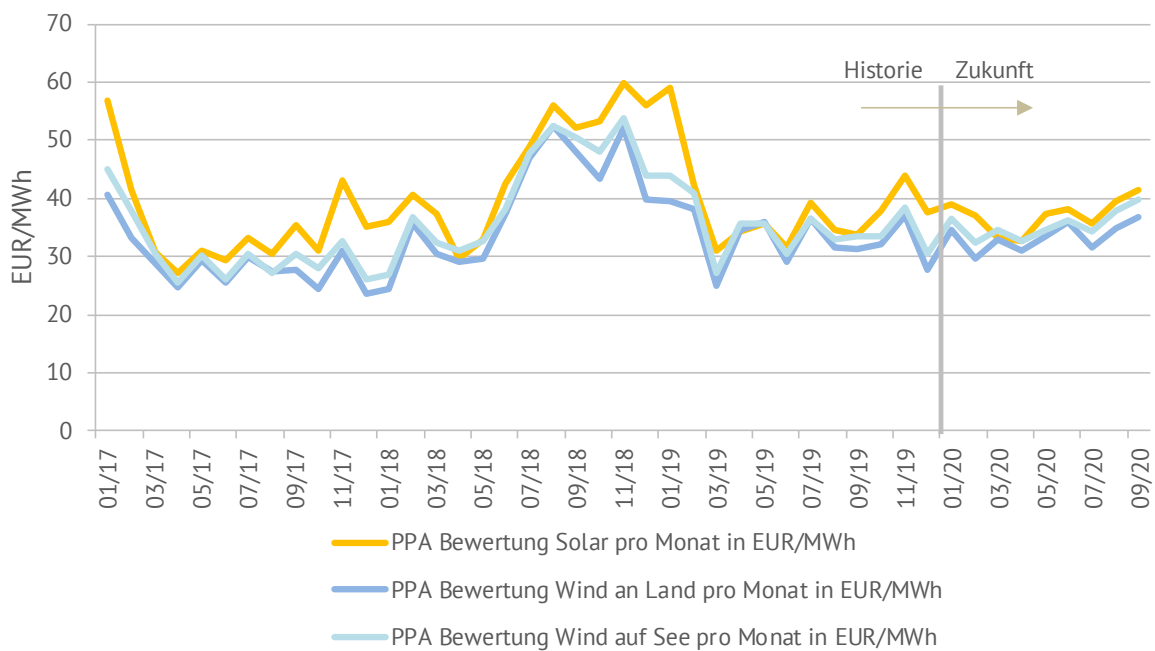


Abbildung 15: PPA-Bewertung historisch seit 2017 und zukünftig (basierend auf Basepreisen Day-Ahead und Future) [Quelle: eigene Darstellung nach EEX/EPEX Day-Ahead und Future]

Während die technologiespezifischen Grundlastparitätsfaktoren der letzten 36 Monate in Abbildung 14 dargestellt sind, zeigt Abbildung 15 die resultierenden monatlichen PPA-Bewertun-

gen im Zeitraum Januar 2017 bis September 2020. Dies schafft einen Überblick über die kurzfristige Entwicklung der Wertigkeit von PPA-Strom, wenngleich die spezifische Bewertung eines PPAs natürlich laufzeitabhängig erfolgen sollte. Bei langjährigen PPAs sind auch langfristige Entwicklungen zu berücksichtigen, die über den Terminmarkthorizont hinausgehen. Während die Historie auf realen Werten für den Grundlastparitätsfaktor beruht, werden dessen monatspezifisch gemittelten Werte der letzten 36 Monate für die Abschätzung zukünftiger PPA-Bewertungen vereinfacht fortgeschrieben. Aufgrund des voranschreitenden Ausbaus erneuerbarer Energien ist jedoch mit zunehmenden Merit-Order-Effekten und daher mit einer Degression der Grundlastparitätsfaktoren zu rechnen.

Wie bereits in den Vorjahren lagen die Grundlastparitätsfaktoren der Windenergie in 2019 größtenteils unter denen der Solarenergie. Neben den durchschnittlich höheren Preisen während der PV-Einspeisung zu Tagesstunden ist dies einem stärkeren Merit-Order-Effekt für die Windkraft zurückzuführen, der sich aus der höheren installierten Kapazität, höheren Volllaststunden sowie einer starken Einspeisekorrelation von Wind an Land und auf See ergibt.

Analog zu den Marktwerten hat sich auch die PPA-Bewertung je Technologie in 2019 nach dem Vorjahreshoch wieder auf niedrigeres Niveau eingependelt und lag zwischen 24 EUR/MWh (Wind an Land im März) und knapp 44 EUR/MWh (Solar im November). Der hohe Wert des Solarstroms im November wird vorwiegend durch dessen Grundlastparitätsfaktor bestimmt, dessen Entwicklung in 2019 das typische monatliche Muster der Vorjahre zeigt. So fallen PPA-Bewertung und Grundlastparitätsfaktor für die Solarenergie in sonnenarmen Wintermonaten überdurchschnittlich hoch aus (Gründe siehe Kapitel 1.2 zur Marktwertentwicklung Solar). Allerdings sind die Strommengen in diesen Monaten viel geringer. Demgegenüber stand in den letzten 3 Jahren jeweils ein besonders niedriger Grundlastparitätsfaktor im April, der mitunter sogar unter dem der Windenergie lag. Dies ist neben der hohen Solareinspeisung auch auf die Gleichzeitigkeit mit anderen preisdrückenden Effekten, wie z.B. dem Kalendereffekt der Osterfeiertage, zurückzuführen. Für die Windenergie ähnelt der Verlauf der monatlichen Grundlastparitätsfaktoren in 2019 zum Großteil ebenfalls dem der Vorjahre. Die größte Ausnahme bildet der Monat Dezember, in dem die Profitwertigkeit der Windenergie deutlich über den Werten der Vorjahre lag. Auch hier spielen Kalender- und Tageszeiteffekte eine Rolle.

Gemäß der vorherrschenden börslichen Handels- oder Abrechnungspreisen an den Terminmärkten wird für das erste Halbjahr 2020 eine dem Jahr 2019 ähnliche monatliche Strompreisentwicklung erwartet, wenn auch mit geringerer Volatilität. Ab der zweiten Jahreshälfte

rechnen die Terminmarktakteure mit einem steigenden Preistrend. Die PPA-Bewertungen folgen diesem Trend entsprechend.

### 2.3 ENTWICKLUNGEN AUF DEM MARKT FÜR HERKUNFTSNACHWEISE

Die Ausweisung von Strom aus erneuerbaren Energien in der gesetzlichen Stromkennzeichnung ist ausschließlich auf Basis entwerteter Herkunftsnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien (EE-HKN) zulässig. Der deutsche HKN-Markt ist nach wie vor von einer geringen Verfügbarkeit nationaler EE-HKN geprägt, da die Ausstellung und Verwendung von HKNs für EEG-geförderten Strom gemäß § 80 EEG (Doppelvermarktungsverbot) nicht möglich ist.

Die Ausstellung deutscher EE-HKN betrifft somit vor allem die Stromerzeugung alter, nicht EEG-geförderter Wasserkraftwerke und Biomasseanlagen. Letztere umfassen unter anderem die Biomasse-Mitverbrennung und Müllverbrennung, da diese Technologien im HKN-Register in die Kategorien „Biomasse“ und „Sonstige EE“ eingeordnet werden (siehe Abbildung 16).

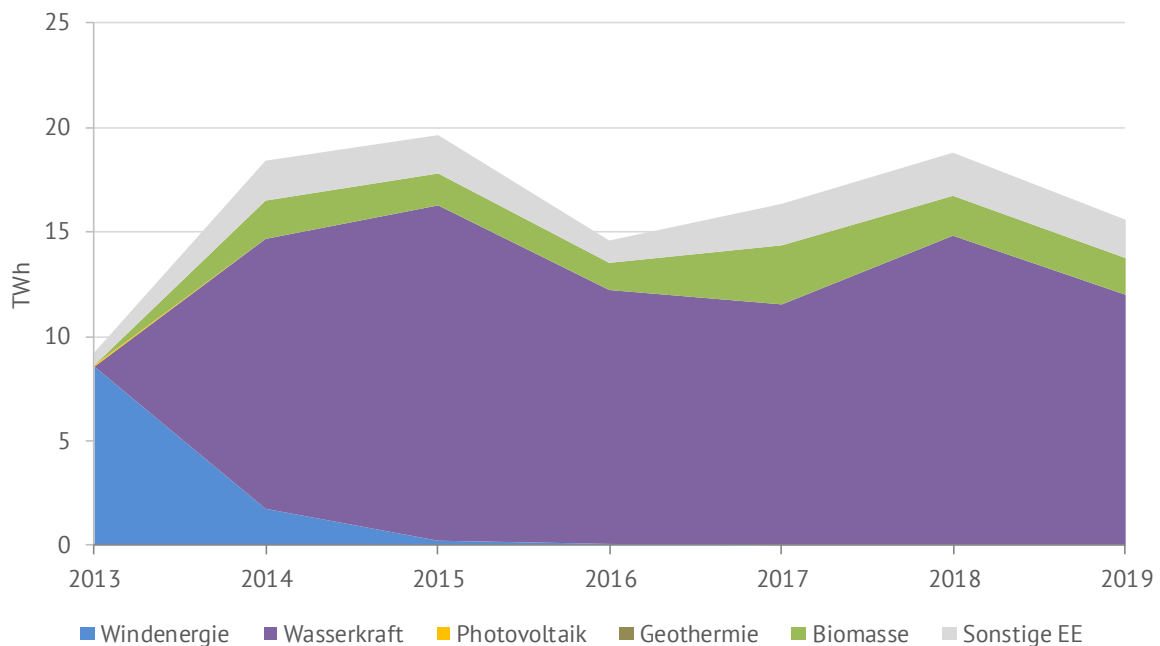


Abbildung 16: Ausstellung von Herkunftsnachweisen im deutschen Herkunftsnachweisregister von 2013 bis 2019 nach Energieträger, bezogen auf das Datum der HKN-Entwertung [Quelle: eigene Darstellung nach (UBA 2020a)]

Die deutsche HKN-Nutzung bzw. -Entwertung ist in noch wesentlich stärkerem Maße dominiert von der Wasserkraft, wie aus Abbildung 17 ersichtlich ist. Hier sind auch aus dem europäischen Ausland importierte HKNs enthalten, die beispielsweise von norwegischen Wasserkraftwerken generiert wurden (siehe Abbildung 18). Der leicht positive Trend in der Nutzung von HKNs aus

den vergangenen Jahren setzt sich auch 2019 fort. Insgesamt wurden im Jahr 2019 HKNs für eine EE-Stromerzeugungsmenge in Höhe von 106 TWh entwertet.

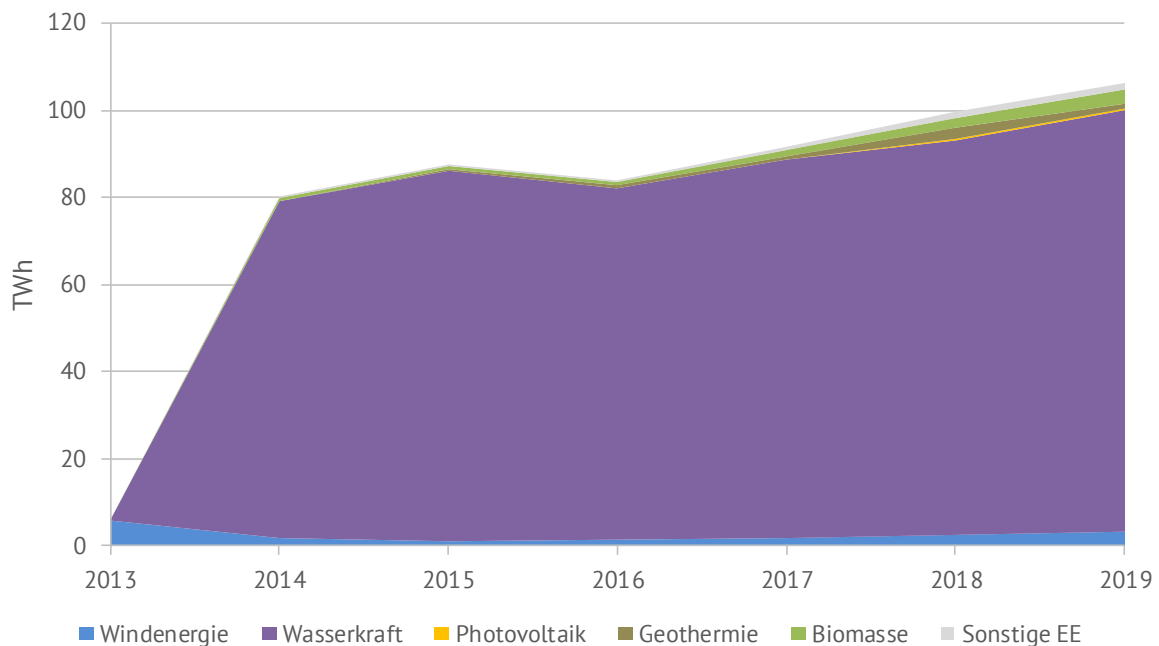


Abbildung 17: Entwertung von Herkunftsnachweisen im deutschen Herkunftsnachweisregister von 2013 bis 2019 nach Energieträger, bezogen auf das Datum der HKN-Entwertung [Quelle: eigene Darstellung nach (UBA 2020a)]

Abbildung 18 fasst die in den Bestand des deutschen Herkunftsnachweisregisters ein- und ausgehenden Ströme an HKNs zusammen: So stieg die Zahl der in Deutschland entwerteten HKNs seit 2013 kontinuierlich auf 106 TWh in 2019. Demgegenüber stagnierte die Zahl der deutschen Ausstellungen auf einem Niveau von rund 16 TWh, sodass die zunehmende Ökostromnachfrage vor allem über ein Mehr an Importen gedeckt wurde (Netto-Import in 2019 in Höhe von ungefähr 88 TWh). Die Menge an HKNs, welche aufgrund der abgelaufenen Lebensdauer im Herkunftsnachweisregister „verfallen“, war im Betrachtungszeitraum von minimaler Relevanz.

Ab dem Jahr 2021 sind für diesen Markt neue Impulse zu erwarten: Einerseits werden erste „Ü20“-Anlagen mithilfe von HKNs vermarktet werden, andererseits wird die Umsetzung der RED II in nationales Recht die Rolle von HKNs stärken. Die Inhalte der RED II beziehen sich insbesondere auch auf die Nutzung von HKNs für sonstige Energiearten abseits von Strom.



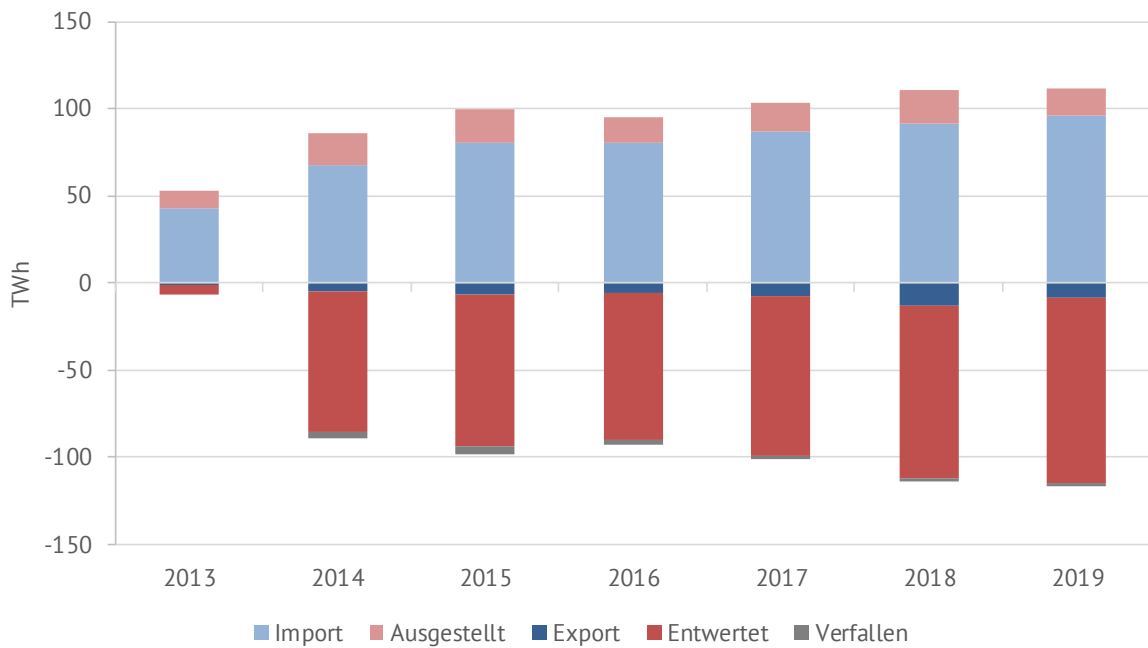


Abbildung 18: HKN-Input (Import / ausgestellt) und HKN-Output (Export / entwertet / verfallen) im deutschen Herkunftsnachweisregister von 2013 bis 2019, bezogen auf das Datum der HKN-Entwertung [Quelle: eigene Darstellung nach (UBA 2020a)]

### 3. MONITORING NEGATIVER PREISE: ANALYSE DES REKORDJAHR 2019

#### 3.1 DAS WICHTIGSTE IM VERGLEICH DER VORJAHRE

Tabelle 3: Häufigkeit negativer Preise und der Anwendungsfälle des § 51, Durchschnitt der negativen Preise sowie durchschnittlicher Angebotsüberhang beim Auftreten negativer Preise von 2016 bis 2019 in der DA-Auktion der EPEX Spot [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

	2016	2017	2018	2019
<b>Stunden mit negativen Preisen</b>	97	146	134	211
<b>6H § 51</b>	55	89	65	123
<b>Ø der negativen Preise in EUR/MWh</b>	-18	-26	-14	-17
<b>Ø Angebotsüberhang in MW</b>	1.417	2.143	1.813	2.556

Neben der Häufigkeit der Stunden mit negativen Preisen bzw. von mindestens 6 Stunden negativer Preise am Stück („6H-Regel“ nach § 51 EEG 2017) zeigt Tabelle 3 außerdem den Durchschnitt der über das Jahr aufgetretenen negativen Preise sowie den durchschnittlichen Angebotsüberhang in diesen Stunden in MW für 2016 bis 2019. Mit Blick auf die Häufigkeit negativer Preise bzw. der Anwendungsfälle des § 51 war 2019 ein Rekordjahr: Nach einem Anstieg um 57 bzw. 89 % gegenüber 2018 wurden mit 211 negativen Preisen und 123 § 51-Zeitfenstern der 6H-Regel historische Höchstwerte erreicht. Neben dem niedrigeren Strompreisniveau war dies vor allem auf die hohe Wind- und zeitweise Solareinspeisung zurückzuführen.

Die Häufigkeit liefert allerdings noch keine Aussage darüber, „wie negativ“ die Preise tatsächlich waren. Aussagen darüber lassen sich anhand der durchschnittlichen Höhe der Preise und des in diesen Stunden vorherrschenden börslichen Stromangebotsüberhangs treffen. Auch diese Werte nahmen in 2019 betragsmäßig zu. Während sich die durchschnittliche Höhe mit -17 EUR/MWh insgesamt jedoch weiter im Schwankungsbereich der Vorjahre bewegt, so liegt der durchschnittliche Angebotsüberhang mit 2556 MW deutlich darüber. Im Schnitt hätten also 2.556 MW an zusätzlicher flexibler Nachfrage dazu beitragen können, negative Preise am Day-Ahead-Markt der EPEX Spot zu vermeiden (mehr dazu in Kapitel 3.2).

### 3.2 STUNDEN MIT NEGATIVEN PREISEN

#### Anzahl und Höhe negativer Preise

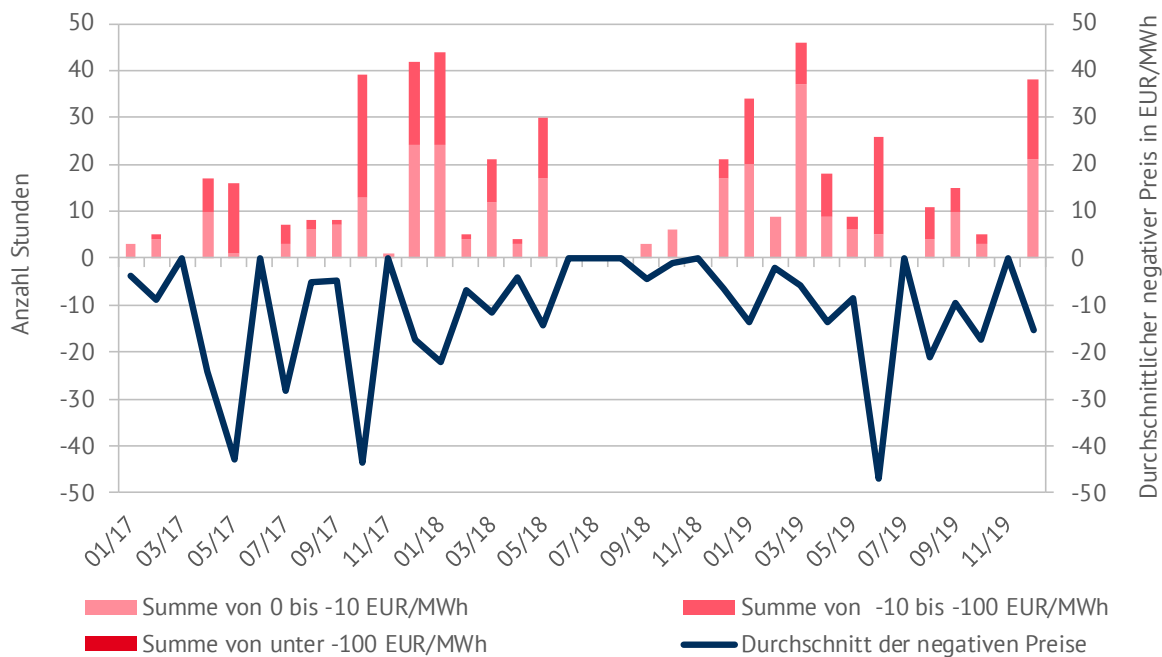


Abbildung 19: Monatsdurchschnitt und Anzahl negativer Preise gruppiert nach Höhe; bezogen auf DA-Preise der EPEX Spot [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Abbildung 19 stellt den Monatsdurchschnitt und die Anzahl negativer Preise gruppiert nach Höhe in den letzten 36 Monaten dar (Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot). Außer im Juli und November traten in jedem Monat des Jahres 2019 negative Preise auf. Der März 2019 lieferte mit 46 negativen Preisen einen neuen Höchstwert. Die Anzahl negativer Preise hat im Vergleich zu den Vorjahren sowohl im Bereich zwischen 0 und -10 EUR/MWh als auch zwischen -10 und -100 EUR/MWh zugenommen. Seit 2018 liegt die Mehrheit der negativen Preise jedoch oberhalb der Marke von -10 EUR/MWh, dieser Trend setzt sich in 2019 fort. Die monatlichen Durchschnittswerte nahmen gegenüber 2018 wiederum deutlich zu und ähneln denen von 2017. Der Juni 2019 sticht mit rund -47 EUR/MWh als Tiefstwert hervor. Abgesehen von wiederkehrenden Feiertagseffekten lassen sich bei der Anzahl und Höhe negativer Preise jedoch weder saisonale Muster noch klare Trends erkennen. Angesichts der zu erwartenden Reduktion von Kernkraft- und Kohlekapazitäten ist zukünftig durchaus mit einer veränderten Strompreisstruktur bei Extrempreisen zu rechnen.

#### Negative Preise nach Tageszeiten

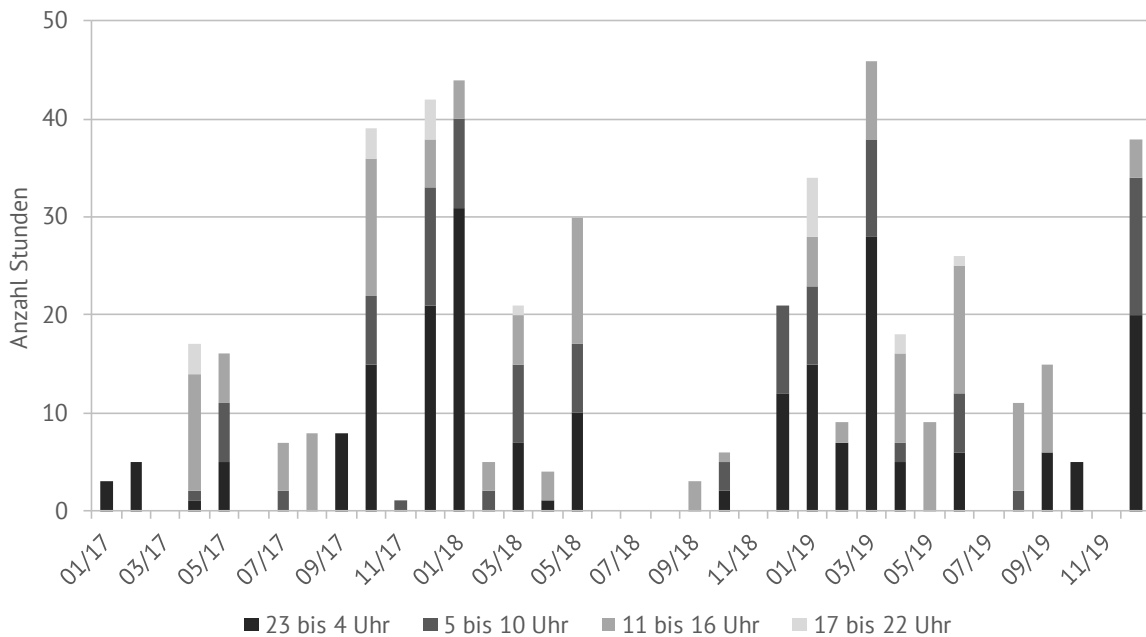


Abbildung 20: Negative Strompreise gruppiert nach Tageszeit [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Abbildung 20 zeigt, zu welcher Tageszeit die negativen Strompreise in den letzten 36 Monaten vorkamen. Demnach traten diese besonders in den Wintermonaten häufig nachts und in den Morgenstunden auf, während der Anteil der Mittagsstunden aufgrund der PV-Einspeisung in den Sommermonaten höher ist. Insgesamt hat sich die Verteilung der negativen Preise auf die Tageszeiten seit 2017 nicht wesentlich verändert, was auf ein relativ konstanten Einfluss der Erzeugung aus Wind- und Solarenergie auf das Zustandekommen von negativen Preisen hindeutet.

*Angebotsüberhang bzw. fehlende Nachfragegebote an der Strombörse während negativer Preise*

Bis dato wird das Ausmaß negativer Preise vor allem durch ihre Höhe bestimmt, d. h. in einer Stunde mit einem Preis von -50 EUR/MWh geht man von einem stärkeren marktlichen Überangebot aus als in einer Handelsstunde mit -10 EUR/MWh. Mit dieser Betrachtungsweise lässt sich jedoch keine Aussage darüber treffen, wie viel Überangebot in MW den Marktpreis negativ werden hat lassen bzw. wie viel zusätzliche Nachfragekapazität in dieser Stunde notwendig gewesen wäre, um einen negativen Preis zu verhindern. Diese Kennzahl kann jedoch aus den stündlichen Angebots- und Nachfragekurven der EPEX Spot abgeleitet werden, wengleich nur für den

Anteil von Angebot und Nachfrage, der an der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot teilnimmt. Abbildung 21 stellt diese exemplarisch dar. Bildet man die Differenz aus den angebots- und nachfrageseitigen Geboten zu 0 EUR/MWh, so erhält man die oben beschriebene Kennzahl (Angebotsüberhang/fehlende Nachfrage). Zum Vergleich im Beispiel der Abbildung 21: Verschiebt man die Angebotskurve um 1.000 MW nach rechts (bzw. die Nachfragekurve nach links), so bildet der neue Schnittpunkt beider Gebotskurven einen Preis von 0 EUR/MWh. Folglich beträgt der Angebotsüberhang bzw. die fehlende Nachfrage in diesem Beispiel 1.000 MW.

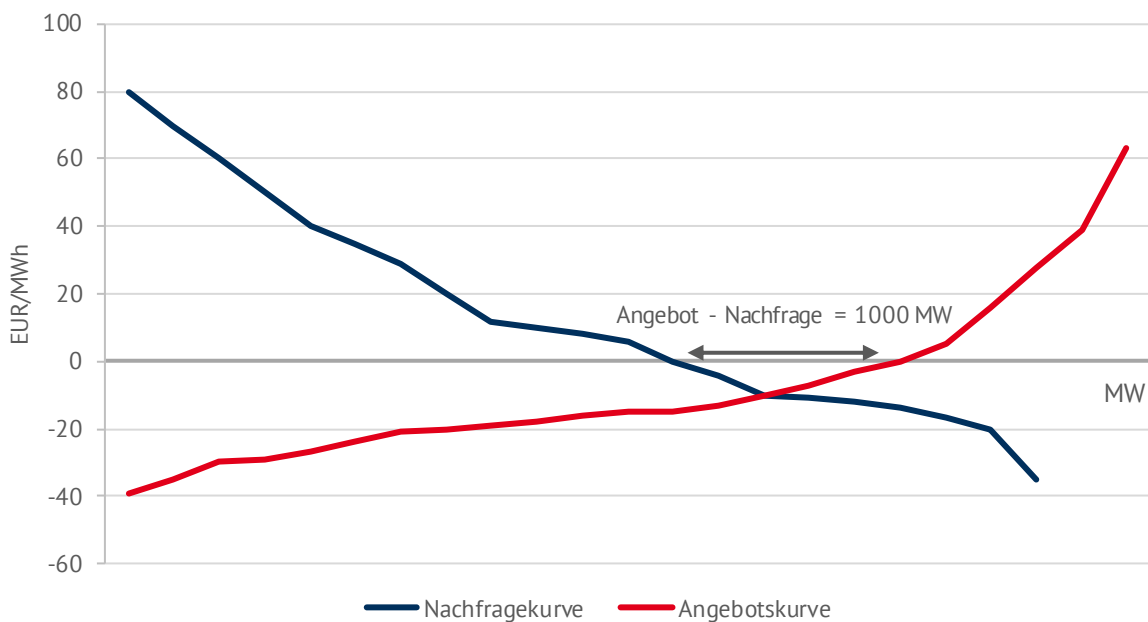


Abbildung 21: Exemplarische Skizze der Gebotskurven in einer Handelsstunde der Day-Ahead-Auktion an der EPEX Spot

In Stunden mit negativen Preisen ist dieser Indikator positiv und umgekehrt. Abbildung 22 veranschaulicht dies am Beispiel der Morgenstunden des 10.03., in denen von 0 bis 5 Uhr negative Preise auftraten. In der Stunde des höchsten negativen Preises, von 0:00 bis 1:00 Uhr, wären demnach knapp 2 GW an flexibler Nachfrage nötig gewesen, um einen negativen Preis zu verhindern.

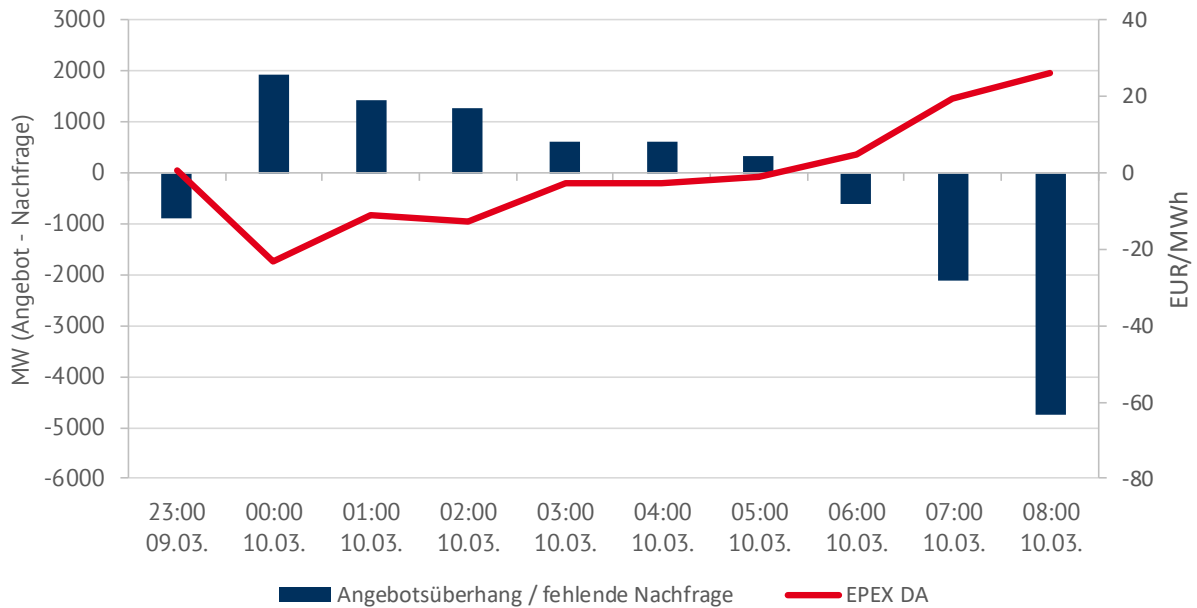


Abbildung 22: zeitlicher Verlauf des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage vor, während und nach Stunden mit negativen Preisen am 10.03.2019 [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Im Jahr 2019 traten außer im Juli und November jeden Monat negative Preise auf. Abbildung 23 veranschaulicht den durchschnittlichen Angebotsüberhang pro Monat.<sup>6</sup> Demnach waren vor allem der April und Juni von besonders „tiefgehenden“ negativen Preisen geprägt, sodass in diesen Stunden im Schnitt über 4 bzw. 7 GW an zusätzlicher Nachfrage erforderlich gewesen wären, um den Day-Ahead-Preis auf null zu bringen. Die Durchschnittswerte aller anderen Monate lagen unter dem Jahresmittel von 2.556 MW.

<sup>6</sup> Aufgrund einer Umstellung in der Datenbank der EEX mit Daten zur EPEX-Auktion waren zum Redaktionszeitpunkt die Gebotskurvendaten für Oktober bis Dezember 2019 vorübergehend nicht abrufbar. Das Jahr 2019 ist folglich nicht vollständig abgebildet.

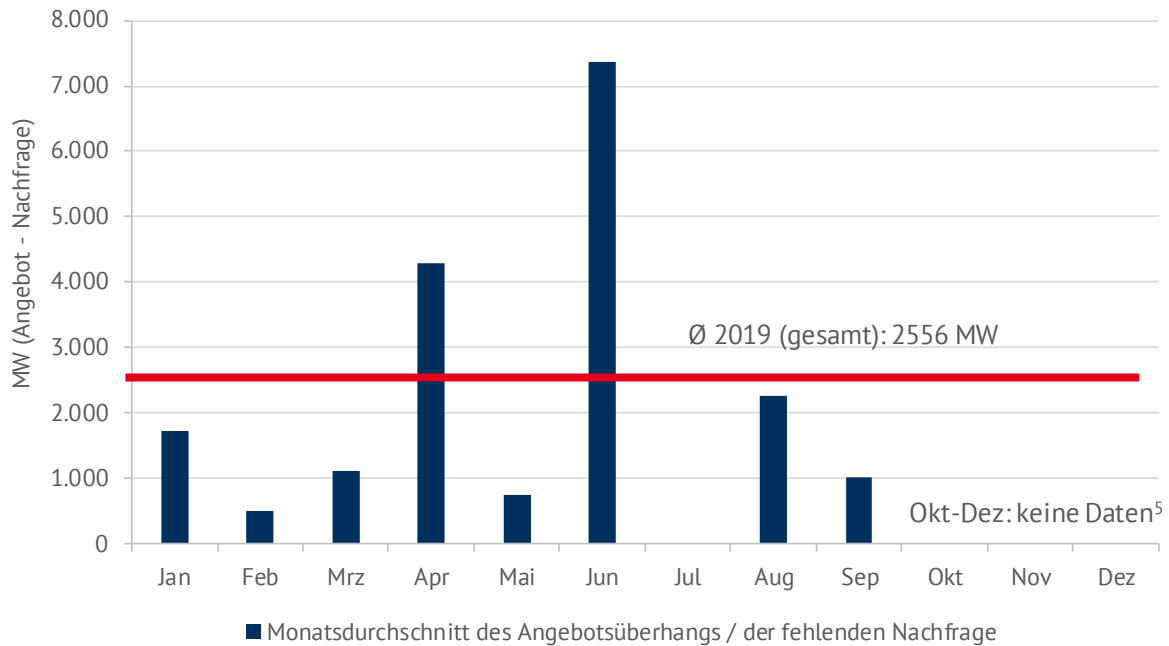


Abbildung 23: Durchschnitt des Angebotsüberhangs / der fehlenden Nachfrage pro Monat im Jahr 2019 [eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Vergleicht man die jährliche Verteilung der aufgetretenen Angebotsüberhänge in 2019 mit denen der Vorjahre (siehe Abbildung 24 bis 26), so zeigen insbesondere 2017 und 2018 eine ähnliche Verteilungsstruktur. Die hohe Anzahl negativer Preise in 2019 schlägt sich in Abbildung 26 in zweierlei Hinsicht nieder: Zum einen hat vorwiegend die Zahl der negativen Preisstunden mit Angebotsüberhängen unter 1.000 MW stark zugenommen. Zum anderen lassen einzelne Ausreißer, also Stunden mit besonders hohen Angebotsüberhängen von bis zu 19,5 GW den Jahresdurchschnittswert im Vergleich zu den Vorjahren ansteigen. Im betrachteten Zeitraum des Jahres 2019 kam es insgesamt zu vier negativen Preisstunden, die nur durch eine um mindestens 5 GW erhöhte Stromnachfrage oder reduzierte Einspeisung nicht zustande gekommen wären.

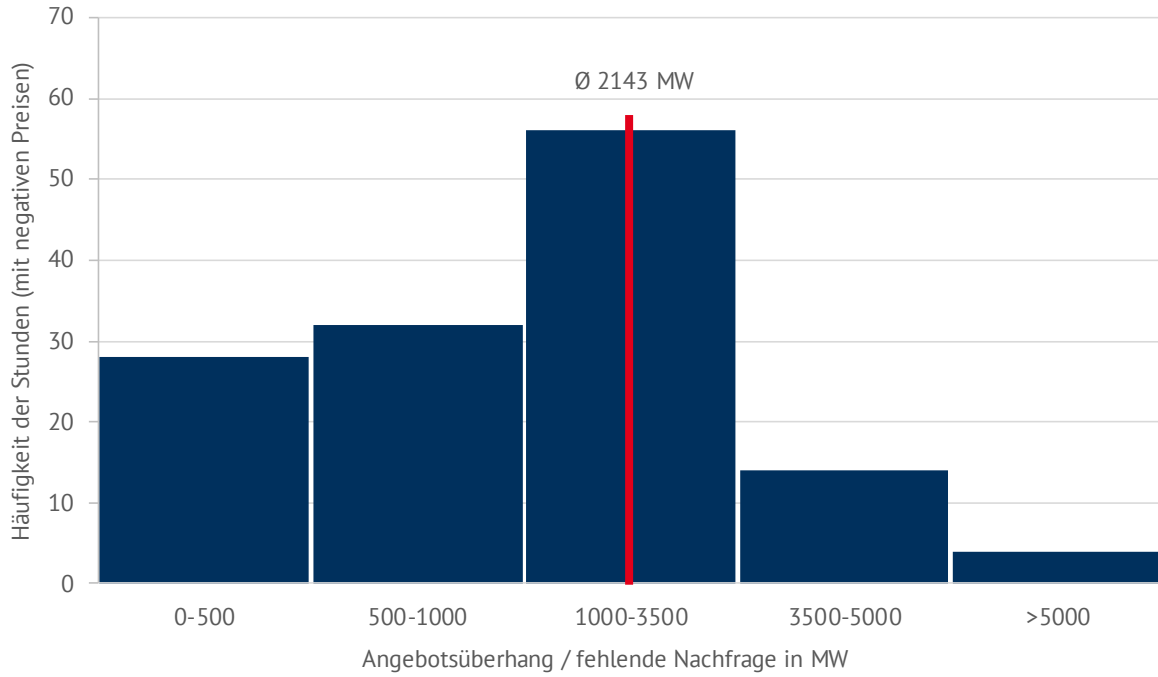


Abbildung 24: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage in 2017 [eigene Darstellung nach EPEX Spot]

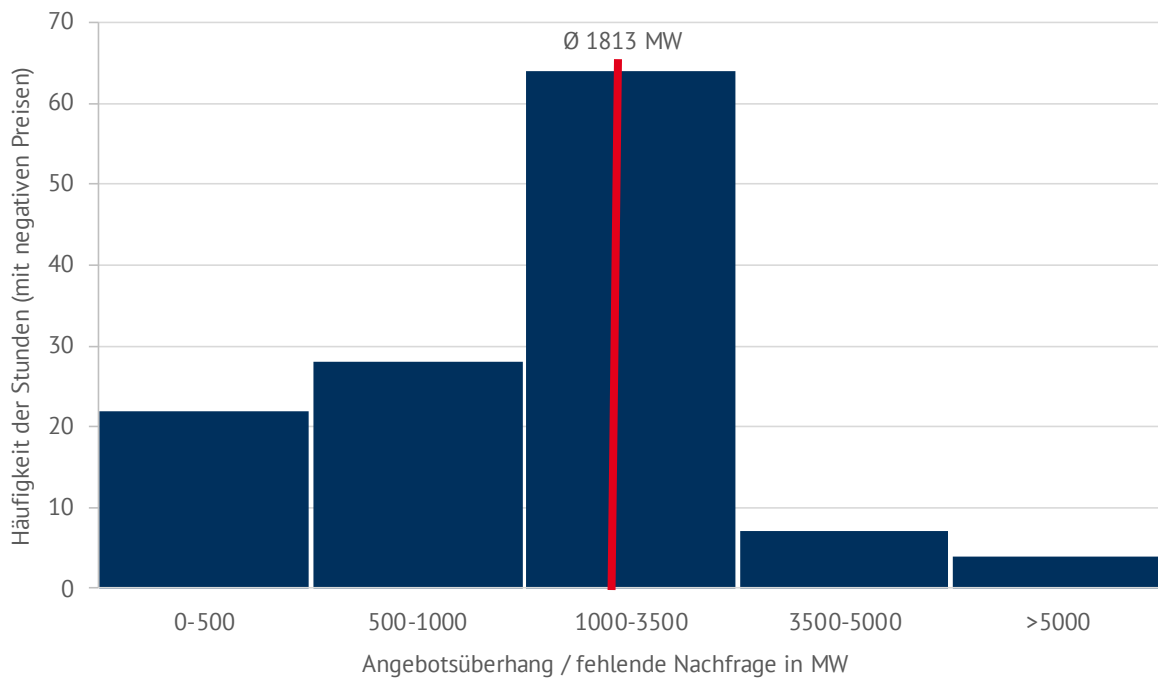


Abbildung 25: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage in 2018 [eigene Darstellung nach EPEX Spot]



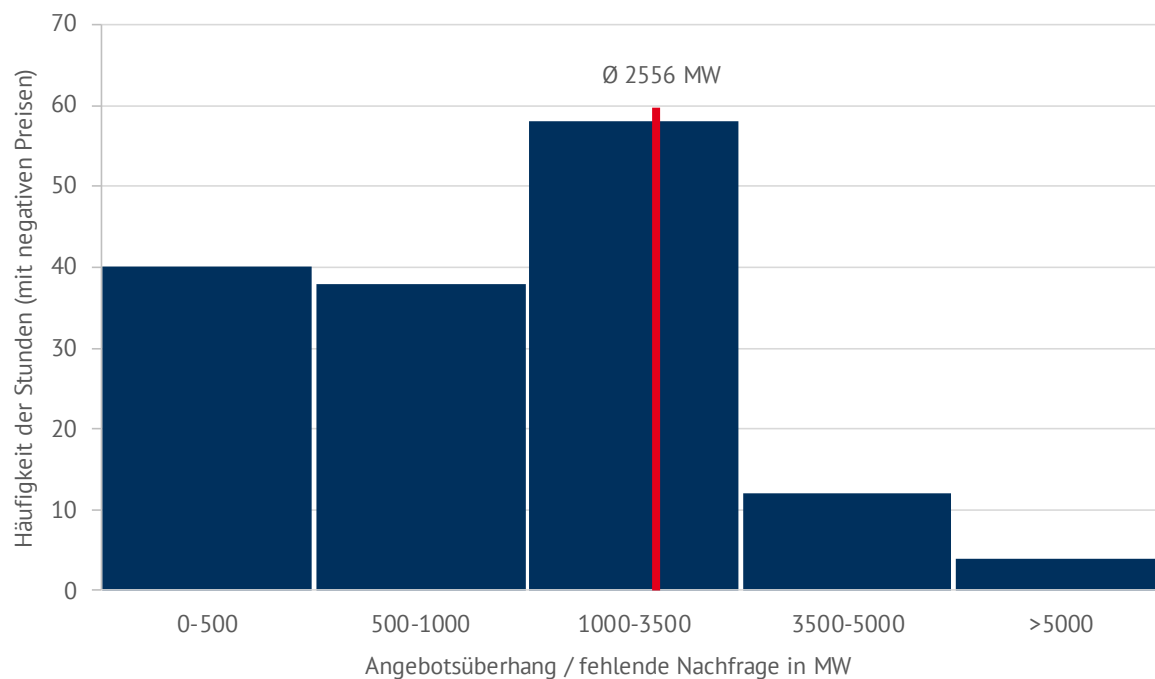


Abbildung 26: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage im Zeitraum von 01.01. bis 07.10.2019<sup>3</sup> [Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

### 3.3 6H-REGEL (§ 51 EEG)

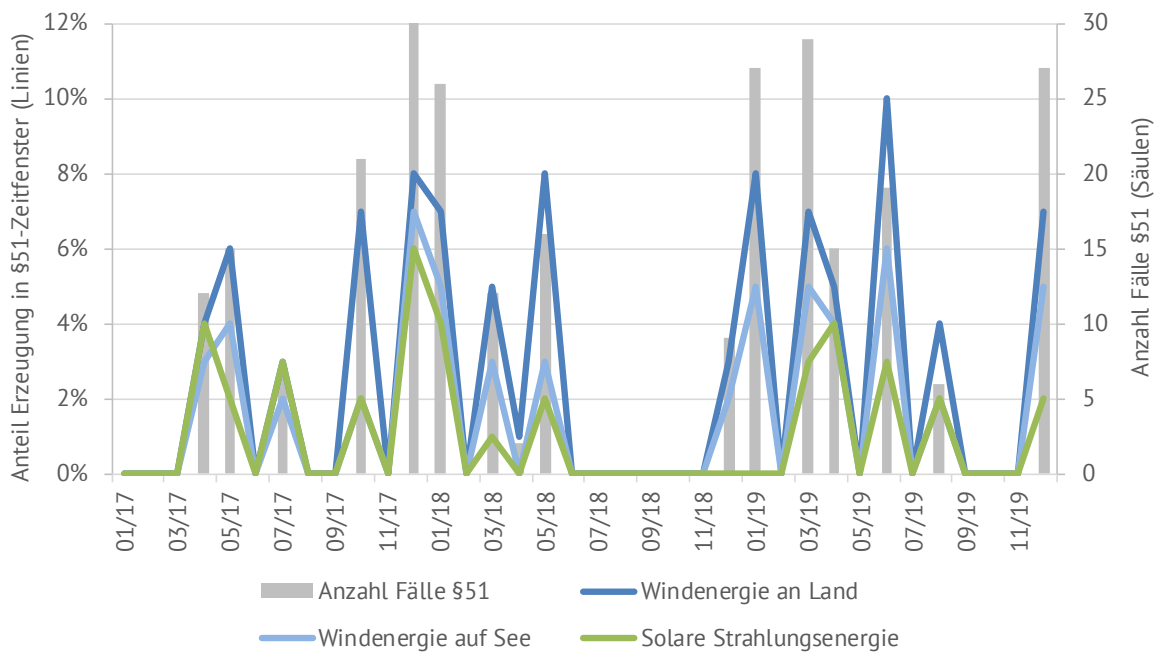


Abbildung 27: Häufigkeit der Perioden von mindestens sechs Stunden am Stück mit negativen Preisen sowie Anteil der betroffenen EEG-Anlagen nach Technologie [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Treten sechs Stunden mit negativen Preisen am Stück auf, reduziert sich die Förderung für EEG-Anlagen für diese Periode auf null („6-Stunden-Regel“ nach § 51 EEG 2017). Gemäß Abbildung 27 mussten Anlagenbetreiber eine solche Förderkürzung in 2019 in jedem Monat außer Oktober und November in Kauf nehmen. Im Vergleich zu den Vorjahren hat sich die Anzahl an Fällen besonders in den Monaten März und Juni erhöht. Wie in 2018 weisen auch der Dezember und Januar feiertagsbedingt hohe Anzahlen auf. Analog zu den Vorjahren fällt der technologiespezifische Anteil der betroffenen Anlagen an der gesamten installierten Leistung für die Windenergie am Land auch in 2019 stets am höchsten aus, wobei der Juni mit 10 % hier einen neuen Höchstwert darstellt. Bei PV und Wind auf See macht dieser Anteil im Schnitt nur rund die Hälfte dessen aus. Der Anteil der in §51-Zeitfenstern erzeugten Strommenge ist aufgrund der in der Regel höheren Erzeugung zu negativen Preisen hoch.

## 4. AUSBLICK: TRENDS DER DIREKTVERMARKTUNG IN 2020

### 4.1 MITTELFRISTPROGNOSE

In der von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten Mittelfristprognose zur deutschlandweiten EEG-Stromerzeugung für die Kalenderjahre 2020 bis 2024 werden die erwarteten Stromerzeugungsmengen aufgeteilt nach Energieträger und Vergütungsform in drei Szenarien angegeben. Abbildung 28 zeigt die Ergebnisse des Trend-Szenarios: Auf der linken Seite ist die erwartete Stromerzeugung je Vermarktungsform, auf der rechten Seite je Energieträger innerhalb der sonstigen Direktvermarktung dargestellt.

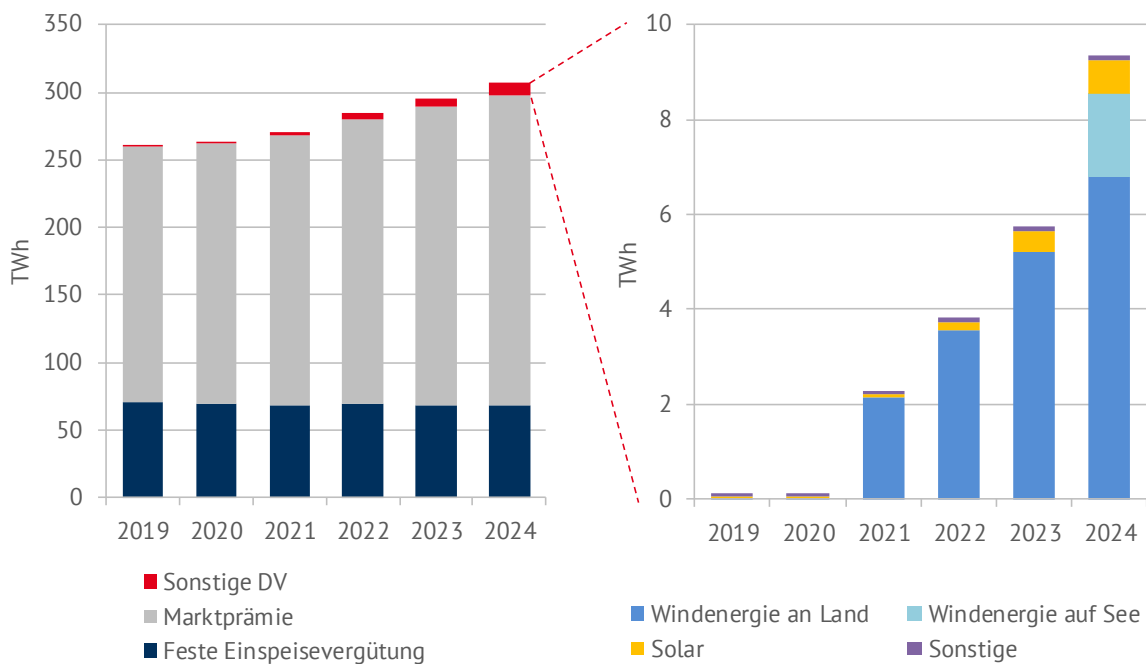


Abbildung 28: Stromerzeugung im Trend-Szenario der Mittelfristprognose nach Vermarktungsform (links) und nach Energieträger in der sonstigen Direktvermarktung (rechts) [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

Für das Jahr 2020 geht man im Trend-Szenario insgesamt nur von einem moderaten Anstieg der EE-Stromerzeugung um circa 1 % aus. Auch bei der Aufteilung zwischen den verschiedenen Vermarktungsformen werden kaum wesentliche Veränderungen erwartet. Eine Ausnahme bildet die sonstige Direktvermarktung, ihr Anteil wird aufgrund der zunehmenden Zahl an „Ü20“-Windanlagen aller Voraussicht nach deutlich steigen. So werden für 2024 bereits über 8 TWh an Strom aus diesen Anlagen erwartet (rechte Grafik).

## 4.2 PROGNOSE FÜR DIE HÄUFIGKEIT NEGATIVER STROMPREISE 2020

Über die fundamentale Strompreismodellierung lässt sich die Wahrscheinlichkeit des Auftretens negativer Strompreise in Abhängigkeit von Parametern wie Wetter, Nachfrage, EE-Produktion und den Must-Run-Sockel untersuchen. Für 2020 wurde eine Prognose der negativen Strompreise in Abhängigkeit des unterstellten Wetterregimes erstellt.<sup>7</sup> Dazu wurde der europäische Elektrizitätsmarkt 2020 unter Annahme von 32 historischen Wetterjahren modelliert. Die Wetterjahre unterscheiden sich hinsichtlich Temperatur, Wind- und Solareinspeisung und führen jeweils zu einer unterschiedlichen Anzahl von Stunden mit negativen Preisen. Die anderen oben genannten Parameter sind nicht berücksichtigt, gerade die unbekannte konjunkturabhängige Stromnachfrage und technische Entwicklung des Must-Run-Sockels im Jahr 2020 kann das Ergebnis jedoch stark beeinflussen. Unter dieser Einschränkung ergibt im Mittel für Deutschland im Jahr 2020 damit ein Erwartungswert von 230 Stunden mit negativen Preisen, bei einer Standardabweichung von 65 Stunden. Zum Vergleich: Bisher (Stand 27.02.2020) traten bereits 87 Stunden mit negativen Strompreisen auf.

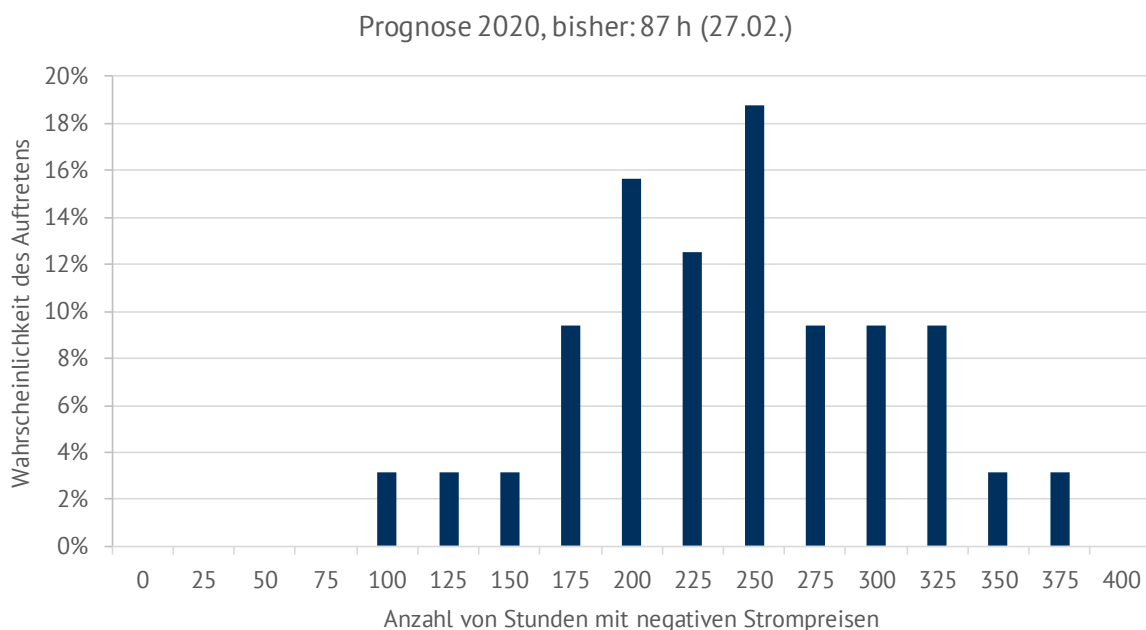


Abbildung 29: Wahrscheinlichkeitsverteilung der Anzahl von Stunden mit negativen Strompreisen für das Jahr 2020; Anzahlen aufgeteilt in 25er-Bereiche [Quelle: Strompreismodellierung von Energy Brainpool]

Abbildung 29 zeigt die Wahrscheinlichkeitsverteilung der erwarteten Anzahl negativer Preise, die sich aus der Modellierung von 32 Wetterjahren für das Jahr 2020 ergibt. Die Ergebniswerte

<sup>7</sup> Im Rahmen des Vorhabens entsteht aktuell eine Studie zur künftigen Entwicklung des Auftretens negativer Strompreise. Diese Prognose ist Teil der Studie, die bisher nicht fertiggestellt ist.

je Wetterjahr wurden dabei in Bereiche eingeteilt: Der Wert für 25 repräsentiert den Bereich von 1 bis 25 negativen Preisen in 2020, der Wert für 50 den Bereich von 26 bis 50, et cetera. Aus der Häufigkeit der Ergebnisse je Bereich lässt sich schließlich die Wahrscheinlichkeit ableiten, mit der die Anzahl der in 2020 auftretenden negativen Preise im jeweiligen Bereich liegen wird.

Einige wenige Wetterjahre führen dabei zu einer besonders hohen bzw. niedrigen Zahl an Stunden mit negativen Preisen: Beispielsweise würde ein windiges Wetterjahr wie 1994 bei gegebenem Kraftwerkspark im Jahr 2020 in 365 Stunden mit negativen Preisen resultieren, das windarme Jahr 2010 jedoch nur in 82. Da die zwischenjährliche Schwankung der Stromerzeugung bei der Windenergie höher ausfällt als bei Solar, schlagen diesbezügliche Unterschiede zwischen den Wetterjahren hier besonders stark zu Buche. Die Resultate der meisten Wetterjahre liegen zwischen 175 und 250, sodass diesen Bereichen die höchste Eintrittswahrscheinlichkeit zukommt (jeweils über 12 %).

Betrachtet man die Wahrscheinlichkeitsverteilung auf Monatsbasis in Abbildung 30, so ergibt sich folgendes Bild: Die Monate Januar bis März und Oktober bis Dezember sind besonders anfällig für negative Preise, während eine hohe Anzahl in den Sommermonaten weniger wahrscheinlich ist. Januar und Februar sind dabei die einzigen Monate, in denen mindestens eines der 32 Wetterjahre zu mehr als 100 negativen Preisen führen würde. Ein Auftreten von über 50 negativen Preisen ist jedoch im Dezember am wahrscheinlichsten (kumuliert 41 %). Umgekehrt liegt die Wahrscheinlichkeit, dass keine negativen Preise auftreten, im Juli am höchsten. In den Monaten Mai, Juli und August ist die Wahrscheinlichkeit einer geringen Anzahl negativer Preise besonders hoch: Die Auftretenswahrscheinlichkeit von 1 bis 10 negativen Preisen liegt hier jeweils bei über 40 %. Die angedeutete saisonale Struktur ergibt sich zum einen aus der Verteilung der historischen Windprofile sowie Kalendereffekten. Gerade in solchen Monaten mit einer geringen Wahrscheinlichkeit negativer Preise kann eine fundamentale Änderung großen Einfluss haben. Ein Beispiel: Liegt die europäische Verfügbarkeit von Kernkraftwerken über Ihrem langjährigen Niveau, steigt die Wahrscheinlichkeit rapide an.

Insgesamt ergibt sich aus der Prognose, dass eine weitere Zunahme der Anzahl negativer Preise im Jahr 2020 wahrscheinlich ist. Die hohe Streubreite der Ergebnisse sowohl in der Jahres- als auch der Monatsbetrachtung verdeutlicht jedoch die Schwierigkeit solcher Vorhersagen. In diesem Kontext zeigt diese Analyse den Einfluss fundamentaler Faktoren auf und gibt so einen Überblick über das Möglichkeitsspektrum, in dem sich die Anzahl negativer Preise in 2020 voraussichtlich bewegen wird.

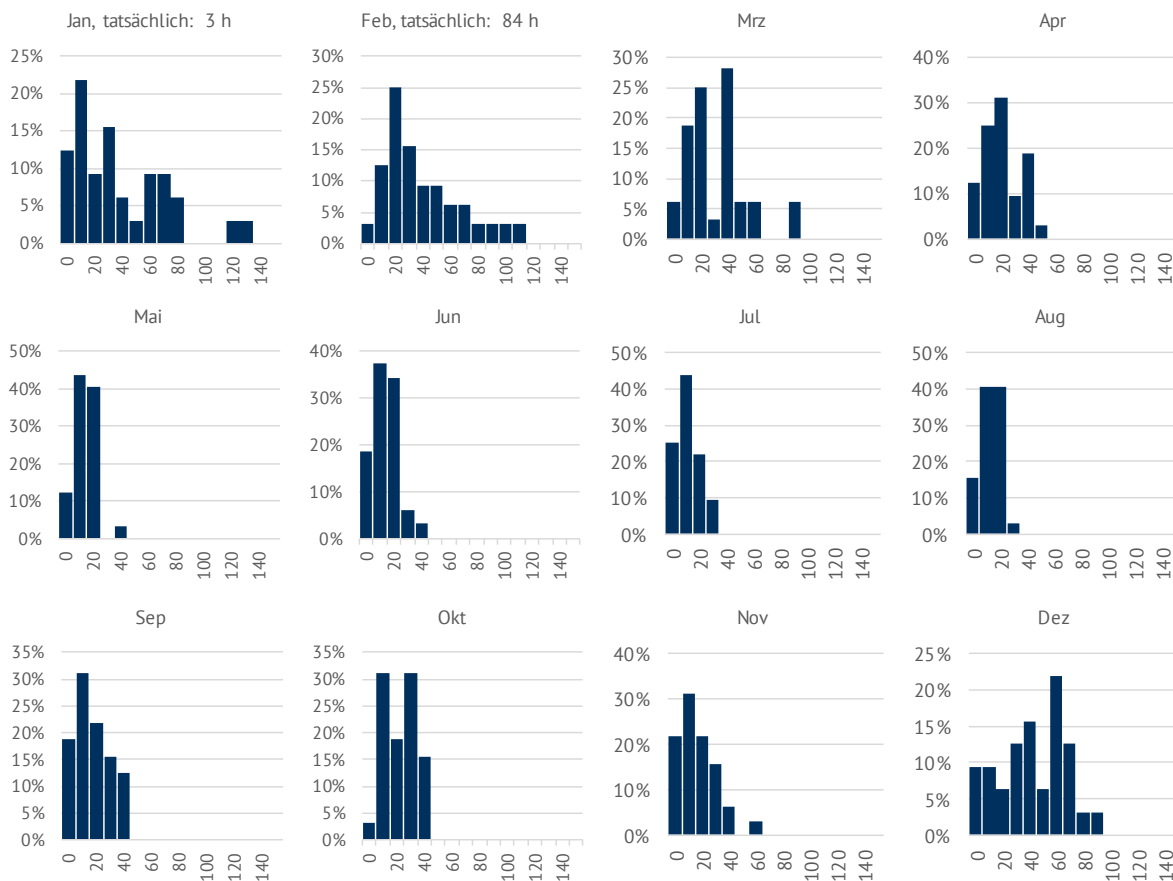


Abbildung 30: Monatliche Wahrscheinlichkeitsverteilung der Anzahl von Stunden mit negativen Strompreisen für 2020; Anzahlen aufgeteilt in 10er-Bereiche [Quelle: Strompreismodellierung von Energy Brainpool]

## QUELLENVERZEICHNIS

---

**BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) (2019):** Mieterstrombericht nach § 99 Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017. [online] [https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2019-09/Mieterstrombericht\\_EEG\\_2017.pdf](https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2019-09/Mieterstrombericht_EEG_2017.pdf) [25.02.2020]

**BNetzA (Bundesnetzagentur) (2020):** Marktstammdatenregister. [online] [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Marktstammdatenregister/MaStR\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Marktstammdatenregister/MaStR_node.html) [25.02.2020]

**BNetzA (Bundesnetzagentur) (2020a):** Mieterstrom. [online] [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/Vertragsarten/Mieterstrom/Mieterstrom\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/Vertragsarten/Mieterstrom/Mieterstrom_node.html) [25.02.2020]

**EEX (European Energy Exchange) (2020):** Marktdaten, Futures. [online] <https://www.eex.com/de#/de> [21.02.2020]

**EPEX-Spot (European Power Exchange) (2020):** Day-Ahead Auktion, Marktdaten. [online] <http://www.epexspot.com/de/> [21.02.2020]

**Transparenzplattform der Übertragungsnetzbetreiber (2020):** Informationen zur Direktvermarktung [online] <https://www.netztransparenz.de/EEG/Monatliche-Direktvermarktung> [21.02.2020]

**Transparenzplattform der Übertragungsnetzbetreiber (2020a):** Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2020 bis 2024 [online] [https://www.netztransparenz.de/portals/1/2019-10-11\\_Endbericht\\_enervis.pdf](https://www.netztransparenz.de/portals/1/2019-10-11_Endbericht_enervis.pdf) [26.02.2020]

**Umweltbundesamt (2020):** Regionalnachweisregister (RNR) [online] <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/regionalnachweisregister-rnr> [20.01.2020]

**Umweltbundesamt (2020a):** Statistiken des deutschen Herkunftsnachweisregisters 2013-2019, Dessau 2020

## IMPRESSUM

Autoren:

Energy Brainpool:

Fabian Huneke

Michael Claußner

Öko-Institut:

David Ritter

Dominik Seebach

Markus Haller

Herausgeber:

Energy Brainpool GmbH & Co. KG im Auftrag des BMWi

Brandenburgische Straße 86/87

10713 Berlin

[www.energybrainpool.com](http://www.energybrainpool.com)

[kontakt@energybrainpool.com](mailto:kontakt@energybrainpool.com) mailto:

Tel.: +49 (30) 76 76 54 - 10

Fax: +49 (30) 76 76 54 - 20

Februar 2020

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne die Zustimmung des Heraus- und Auftraggebers unzulässig und strafbar.

Für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Inhalte findet eine Haftung ohne Rücksicht auf die Rechtsnatur des Anspruchs nicht statt. Sämtliche Entscheidungen, die auf Grund der bereitgestellten Informationen durch den Leser getroffen werden, fallen in seinen Verantwortungsbereich.