

im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

MONITORING DER DIREKTVERMARKTUNG: QUARTALSBERICHT (09/2020)



Berlin, Oktober 2020

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

INHALTSVERZEICHNIS

Inhaltsverzeichnis.....	II
Abbildungsverzeichnis	I
Auf einen Blick: Das Wichtigste im Vorjahresvergleich	1
1. Kurzanalyse: Auswirkungen der geplanten EEG-Novelle 2021	3
1.1 Umstellung der Marktwertberechnung	3
1.2 Reform des § 51	4
2. Monitoring der Vermarktungsanteile innerhalb der EEG-Förderung.....	6
2.1 Entwicklung der vermarkteten Leistung in der geförderten Direktvermarktung (Marktprämie).....	6
2.2 Wirtschaftliche Kennzahlen der geförderten Direktvermarktung (Marktprämie).....	7
2.3 Ausfallvergütung	10
3. Monitoring der Vermarktungsanteile außerhalb der EEG-Förderung.....	11
3.1 Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung.....	11
3.2 Entwicklungen auf dem PPA-Markt.....	12
4. Monitoring negativer Preise.....	17
4.1 Entwicklung im Vergleich zum Vorjahreszeitraum.....	17
4.2 Stunden mit negativen Preisen.....	18
4.3 6H-Regel (§51 EEG).....	24
5. Case Study: Treiber der Erholung am Spotmarkt	25
Quellenverzeichnis.....	27

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Auswirkung einer Umstellung von Monats- auf Jahresmarktwert auf die Marktprämienzahlungen in 2016 [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot und netztransparenz.de]	3
Abbildung 2: Von den Regelungen des § 51 durchschnittlich betroffene Erzeugungsanteile nach Technologie, vor und nach der Reform des § 51 [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot]....	5
Abbildung 3: Entwicklung der vermarkteten Leistung im Marktprämienmodell [Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de].....	6
Abbildung 4: Monatliche Marktwerte je Technologie vs. Basepreis [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot und netztransparenz.de].....	7
Abbildung 5: Preisspreads in der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	9
Abbildung 6: Entwicklung der Leistung in der Ausfallvergütung [Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de]	10
Abbildung 7: Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung [Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de].....	11
Abbildung 8: Öffentlich erwähnte PPAs in Deutschland, mit Vertragsabschluss von 2016 bis 2020 [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: April 2020]	12
Abbildung 9: Öffentlich erwähnte PPA-Abschlüsse in Europa in MW kontrahierter Leistung [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: Oktober 2020].....	13
Abbildung 10: Grundlastparitätsfaktor je Technologie [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot und Einspeiseprofilen gemäß Übertragungsnetzbetreiber]	15
Abbildung 11: PPA-Bewertung historisch und zukünftig (basierend auf Basepreisen Day-Ahead und Future-Preisen vom 06. Oktober 2020) [Quelle: Eigene Darstellung nach EEX/EPEX Day-Ahead und Future].....	15
Abbildung 12: Monatsdurchschnitt und Anzahl negativer Preise gruppiert nach Höhe; bezogen auf DA-Preise der EPEX Spot [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot]	18

Abbildung 13: Negative Strompreise gruppiert nach Tageszeit [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot]	19
Abbildung 14: Exemplarische Skizze der Gebotskurven in einer Handelsstunde der Day-Ahead-Auktion an der EPEX Spot.....	20
Abbildung 15: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage während negativer Preise im Juli 2020 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	21
Abbildung 16: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage während negativer Preise im August 2020 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot]	22
Abbildung 17: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage während negativer Preise im September 2020 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	22
Abbildung 18: Monatlicher, durchschnittlicher Angebotsüberhang/fehlende Nachfrage während negativer Preise in 2019 und 2020 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	23
Abbildung 19: 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].....	24
Abbildung 20: Vergleich der Stundenpreise des Day-Ahead-Markts im September 2019 und 2020 [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	26

AUF EINEN BLICK: DAS WICHTIGSTE IM VORJAHRESVERGLEICH

Im Vergleich zum Vorjahreszeitpunkt ist die vermarktete Leistung in jeder der drei Veräußerungsformen innerhalb der Direktvermarktung zum Ende des dritten Quartals 2020 angestiegen (siehe Tabelle 1). Im Marktprämienmodell ist der Leistungsanstieg seit dem Vorjahreszeitraum um ca. 30% niedriger als der Anstieg zwischen dem dritten Quartal 2018 und dem dritten Quartal 2019. Dieser Effekt ist fast ausschließlich auf eine deutlich geringere Inbetriebnahme von Wind-Offshore-Anlagen zurück zu führen. Die über die sonstige Direktvermarktung vermarktete Leistung stieg gegenüber dem Vorjahreszeitpunkt an. Insgesamt spielt die sonstige Direktvermarktung verglichen mit dem Marktprämienmodell immer noch eine untergeordnete Rolle. Die Ausfallvergütung wird auch in Q3 2020 nur in sehr wenigen Fällen zur Absicherung der Finanzierung herangezogen.

Tabelle 1: Übersicht der vermarkteten Leistung (in MW) in Marktprämienmodell, sonstiger Direktvermarktung und Ausfallvergütung im Vorjahresvergleich (Betrachtung zum Quartalsende)

[Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

Angaben in MW	Q3 2018	Q3 2019	Q3 2020
Marktprämienmodell	72.646	78.570	82.731
Sonstige Direktvermarktung	186	205	371
Ausfallvergütung	79	103	117

Darüber hinaus vergleicht Tabelle 2 die Entwicklung zentraler Marktdaten in der Direktvermarktung im aktuellen Quartal und Jahr mit den jeweiligen Vorjahreszeiträumen. In Q3 2020 ergaben sich 34 negative stündliche Strompreise, seit Jahresbeginn sind es 246. Im gesamten Vorjahr summierten sich 211 solcher Stunden. Die mengengewichteten, durchschnittlichen Marktwerte für Strom aus EEG-Anlagen haben sich weitestgehend vom niedrigen Strompreisniveau zu Beginn der Covid-19-Pandemie erholt und liegen knapp unter dem Niveau der Vorjahresmonate.

Tabelle 2: Übersicht zentraler Marktdaten in der Direktvermarktung in Q3 2018-2020 [Quelle:
Eigene Darstellung nach netztransparenz.de und EPEX Spot]

	Q3 2018	Q3 2019	Q3 2020
Anzahl der Stunden mit negativen Preisen	3	26	34
Ø Marktwert¹ Solar in EUR/MWh	52	36	32
Ø Marktwert¹ Wind an Land in EUR/MWh	49	32	29
Ø Marktwert¹ Wind auf See in EUR/MWh	51	34	31

¹ Mengengewichteter, durchschnittlicher Marktwert

1. KURZANALYSE: AUSWIRKUNGEN DER GEPLANTEN EEG-NOVELLE 2021

Der gegenwärtig diskutierte Entwurf des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2021 sieht einige Änderungen vor, die unter anderem auch die Direktvermarktung betreffen. Besonders sind hier die Umstellung von Monats- auf Jahresmarktwerte sowie die Verschärfung des Förderwegfalls bei negativen Spotpreisen zu nennen. Nachfolgend untersuchen wir die Auswirkungen dieser geplanten Umstellungen auf die Erlöse von Anlagenbetreibern.

1.1 UMSTELLUNG DER MARKTWERTBERECHNUNG

Gegenwärtig wird die Marktprämie als Differenz aus dem anzulegenden Wert und dem volumengewichteten mittleren monatlichen Marktwert einer hochgerechneten Gesamteinspeisung dieser Erneuerbare-Energie-Technologie berechnet. Gemäß dem Gesetzesentwurf für das EEG 2021 (Version: 23.09.2020) soll dieses Berechnungsverfahren für Strom aus Anlagen, die ab dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen werden oder einen Zuschlag in EEG-Ausschreibungen erhalten, künftig auf einen Jahresmarktwert umgestellt werden. Konkret bedeutet das: Es bleibt bei technologiespezifischen Marktwerten, doch die Bezugsgröße ändert sich von „Monat“ auf „Kalenderjahr“.

Den Effekt für den Marktwert und die Marktprämie haben wir für das Jahr 2016² am Beispiel der PV sowie der Windenergie an Land veranschaulicht. Abbildung 1 zeigt die Erlöse aus Marktwert und Marktprämie für eine PV-Leistung von 1 MW bei 1.000 Volllaststunden (VLS) (also 1 GWh Strom) sowie für 5 MW Wind-Leistung bei 2.000 VLS (also 10 GWh Strom). Die PV-Anlage hat einen anzulegenden Wert von 50 EUR/MWh, die Windanlage von 60 EUR/MWh in einer Auktion geboten. Beide Anlagen haben ein durchschnittliches Anlagenprofil.

² Diese Analyse greift auf das als „durchschnittlich“ betrachtete Jahr 2016 zurück, um ein möglichst aussagekräftiges Bild zu erhalten, das im Gegensatz zu den Folgejahren nicht durch außergewöhnliche Wetter- oder Merit-Order-Effekte verfälscht wird. Allerdings stieg der Börsenstrompreis im Jahresverlauf 2016 an.

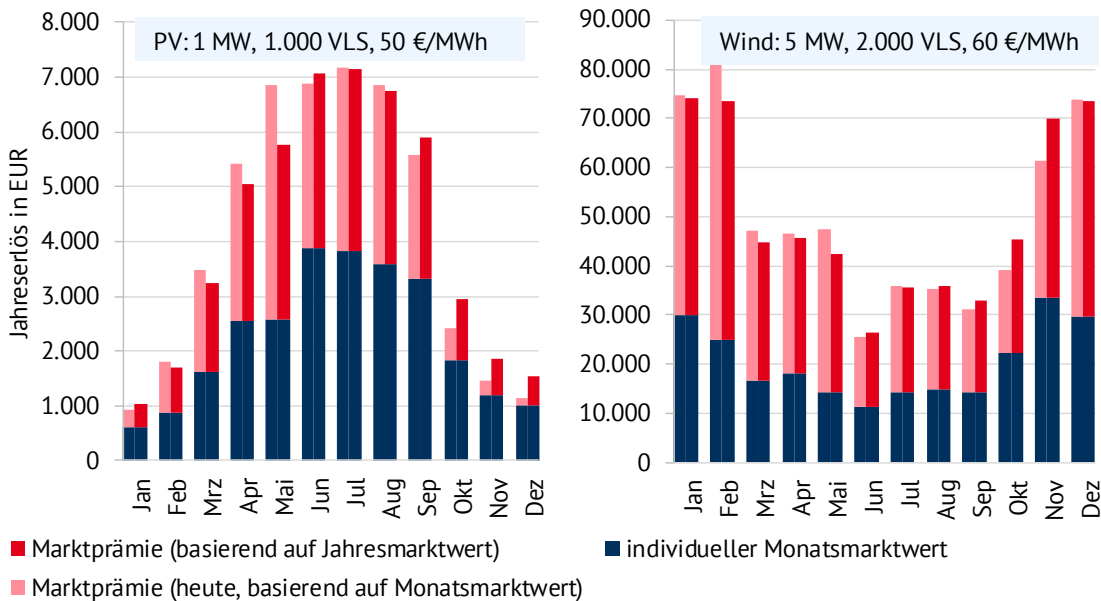


Abbildung 1: Auswirkung einer Umstellung von Monats- auf Jahresmarktwert auf die Marktprämienzahlungen in 2016 [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot und netztransparenz.de]

Die dargestellten Erlöse sind in erster Linie stark von der saisonalen Erzeugungsstruktur abhängig. Der individuelle monatliche Marktwert des Stroms (blauer Balken) einer bestehenden Anlage ändert sich nicht und ist damit unabhängig davon, wie die Marktprämie berechnet wird. Der Betrag der Marktprämie ändert sich durch die geplante Umstellung: Er ist in der Tendenz in der ersten Jahreshälfte niedriger, in der zweiten Jahreshälfte höher. In Summe wird die gleiche Marktprämie ausbezahlt.

Ein anderes Bild wird sich ergeben, wenn perspektivisch der anzulegende Wert sinkt und sich auf die Höhe der individuellen Marktwerte zubewegt oder vice versa die Marktpreise steigen. Bei der monatlichen Berechnung werden Monate mit Marktprämien < 0 EUR/MWh ignoriert, diese haben aber einen Einfluss auf den Jahresmarktwert. So reduziert die Jahresmarktwertbetrachtung die ausbezahlte Marktprämie. Sobald alle Monate einen Marktwert aufweisen, welcher über dem anzulegenden Wert liegt, ist in beiden Modellen die ausbezahlte Marktprämie gleich null.

1.2 REFORM DES § 51 (6H-REGEL)

Weiterhin ist im EEG-Entwurf eine Änderung des § 51 Absatz 1 vorgesehen. Demnach entfällt die Vergütung bei negativen Preisen bereits dann, wenn der Spotmarktpreis für eine Stunde negativ ist. Diese Verschärfung der bisher geltenden 6-Stunden-Regel ist ein weiterer Schritt in

Richtung Marktintegration und bedarfsgerechtes Einspeiseverhalten. Diese Änderung gilt ausschließlich für Neuanlagen. Unter diesen gilt eine Ausnahme lediglich für (kleinere) Anlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird.

Wir haben die Auswirkung dieser Umstellung auf die Erlöse von EEG-Anlagen mithilfe eines Rückblicks auf die letzten fünf Jahre analysiert. Abbildung 2 verdeutlicht dabei, dass über alle Technologien hinweg mit zusätzlichen Erlöseinbußen zu rechnen gewesen wäre. Mit Werten zwischen 0,3 und 2,6 Prozent pro Jahr liegen diese zusätzlichen Einbußen jedoch im unteren einstelligen Bereich. Am stärksten betroffen wäre die Windenergie an Land gewesen, mit durchschnittlich 2 Prozent mehr Erzeugungsmengen, die in das neue §51-Zeitfenster fielen. Je öfter zukünftig negative Preise in weniger als sechs aufeinander folgenden Stunden am Spotmarkt auftreten, desto stärker würde sich diese Umstellung auf die Erlöse auswirken, und umgekehrt.

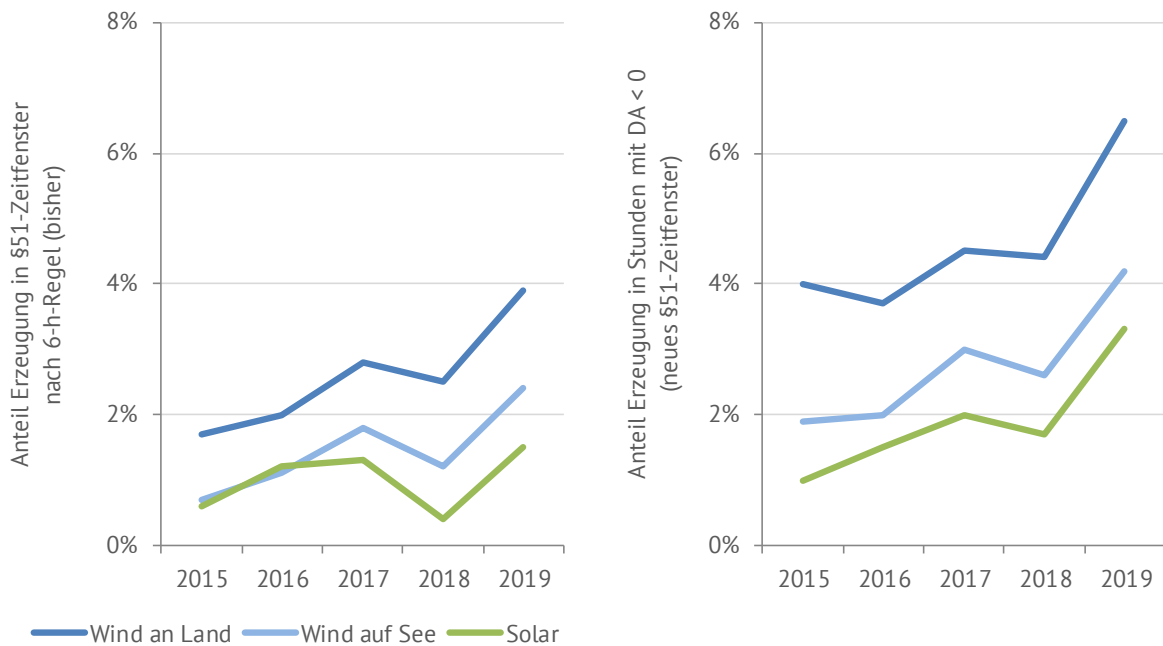


Abbildung 2: Von den Regelungen des § 51 durchschnittlich betroffene Erzeugungsanteile nach Technologie, vor und nach der Reform des § 51 [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Grundsätzlich ist zu erwarten, dass diese Reform bei EEG-geförderten Neuanlagen zu einem an negative Preisstunden angepassten Einspeiseverhalten führt (keine Netzeinspeisung in diesen Stunden). Dies könnte dazu beitragen, dass der in den letzten Jahren beobachtete, starke Anstieg der Anzahl negativer Preise am Spotmarkt künftig schwächer ausfällt.

2. MONITORING DER VERMARKTUNGSANTEILE INNERHALB DER EEG-FÖRDERUNG

2.1 ENTWICKLUNG DER VERMARKTETEN LEISTUNG IN DER GEFÖRDERTEN DIREKTVERMARKTUNG (MARKTPRÄMIE)

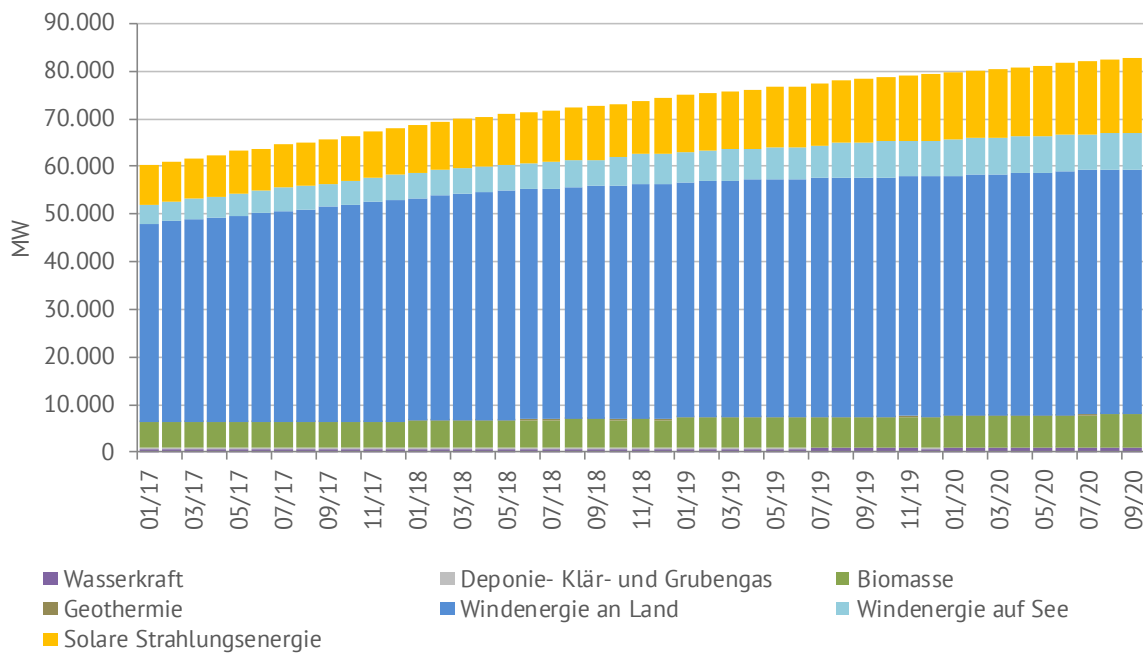


Abbildung 3: Entwicklung der vermarkteten Leistung im Marktprämienmodell [Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

Seit der Einführung der Direktvermarktung ist die in dieser Form vermarktete Leistung nahezu durchgehend angewachsen. Der über alle Energieträger betrachtete Kapazitätswachstum lag im dritten Quartal 2020 mit ca. 1.100 MW in etwa auf dem Niveau der Steigerung im zweiten Quartal 2020 (ca. 1.200 MW) (siehe Abbildung 3). Bis 2017 war der Leistungsanstieg im Marktprämienmodell durch relativ hohe jährliche Wind Onshore Zubauten gekennzeichnet (2017: + 5,4 GW). Seither sind die jährlichen Wind Onshore Zubauten deutlich zurückgegangen und lagen 2019 bei ca. 1,1 GW. Für 2020 zeichnet sich eine gewisse Steigerung ab. Der Zubau von Anfang 2020 bis zum dritten Quartal lag bei 1 GW. Wie bereits im zweiten Quartal 2020 gingen auch im dritten Quartal keine Windenergie-auf-See-Anlagen ans Netz. Der PV-Zuwachs in der Direktvermarktung überstieg den Zuwachs bei der Windenergie an Land mit 636 zu 411 MW nun bereits seit sieben Quartalen in Folge., Dadurch erhöhte sich der PV-Anteil an der insgesamt über die

Direktvermarktung finanzierten Kapazitäten in den letzten Jahren und liegt aktuell bei 19 Prozent (Q3 2018: 15 Prozent), während der Anteil von Windenergie an Land auf 62 Prozent zurückging (Q3 2018: 67 Prozent).

2.2 WIRTSCHAFTLICHE KENNZAHLEN DER GEFÖRDERTEN DIREKTVERMARKTUNG (MARKTPRÄMIE)

Monatliche Marktwerte

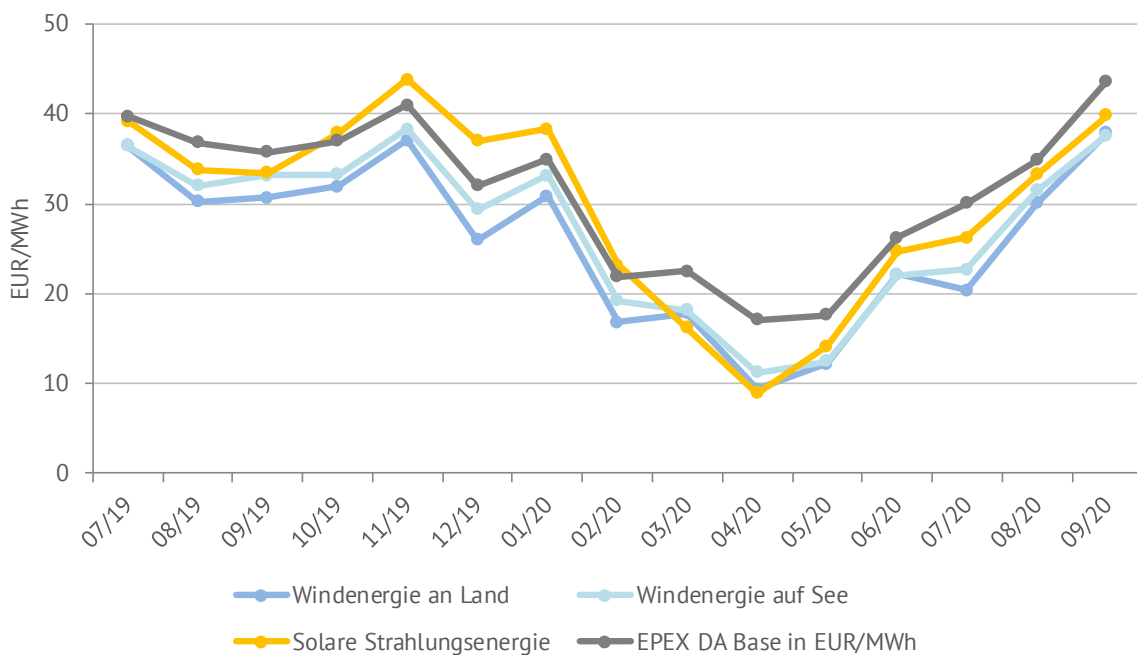


Abbildung 4: Monatliche Marktwerte je Technologie vs. Basepreis [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot und netztransparenz.de]

Abbildung 4 zeigt die Entwicklung der monatlichen Marktwerte für Solar- und Windenergieanlagen in der Direktvermarktung im Vergleich zum monatlichen Basepreis. Die Marktwerte liegen typischerweise unterhalb des Basepreises. Der Grund liegt in der technologiespezifischen Profilverwertigkeit der Erneuerbaren, denn sie speisen überdurchschnittlich oft zu Stunden mit niedrigerem Preisniveau ein. Aus dem Verhältnis des Marktwerts und des Basepreises ergibt sich der jeweilige Marktwertfaktor. Nach den historischen Tiefstwerten des zweiten Quartals 2020 war das zurückliegende Quartal in Bezug auf die Marktwerte von Erholung geprägt: Über den Juli und August hinweg näherten sich die Marktwerte dem Niveau der Vorjahresmonate an, ehe die Marktwerte im September die jeweiligen Vorjahreswerte sogar übertrafen. Diese Entwicklung ist eng verbunden mit einem gestiegenen Basepreisniveau, das wiederum auf eine Erholung der

Stromnachfrage sowie der Commodity-Preise zurückgeführt werden kann. Eine weitergehende Analyse der Treiber der Preiserholung am Spotmarkt ist Bestandteil der Case Study in Kapitel 5. Relativ zum Basepreis liegen die Marktwerte besonders im Juli sehr viel niedriger als beispielsweise im August, hier ergab sich also neben dem vergleichsweise niedrigen Strompreisniveau auch eine geringere relative Profitwertigkeit.

Hinsichtlich des Verhältnisses der technologiespezifischen Marktwerte untereinander verhält sich das dritte Quartal 2020 ähnlich zur Mehrheit der Vormonate: Die Marktwerte der Windenergie liegen regelmäßig unterhalb des Marktwerts Solar, Onshore- liegt entweder unterhalb Offshore-Wind oder gleichauf. Besonders der Solarenergie kommen womöglich die Lockerungen des Lock-down im öffentlichen, Industrie- und Gewerbesektor zu Gute: Während die Tagesstromnachfrage im April vermutlich überproportional stark sank und den Marktwert Solar im Vergleich zu Wind vermutlich besonders stark verringerte³, liegt er seit Mai wieder kontinuierlich über den Marktwerten der Windenergie.

Preis-Spreads am Day-Ahead-Markt

Anhand von Preisspreads lässt sich beurteilen, wie attraktiv die Flexibilisierung der Erzeugung von zum Beispiel Biomasse oder aber der Speichereinsatz und die Lastverschiebung der Stromnachfrage ist. Hohe Preisspreads implizieren, dass flexible Erzeuger einen hohen Deckungsbeitrag erzielen können, und dies kann Investitionen in derartige Technologien anreizen.

³ Sinkt die Nachfrage tagsüber stärker als nachts, so wirken sich die in diesem Zeitraum niedrigeren Preise besonders stark auf den Marktwert Solar aus, da PV- im Gegensatz zu Windenergieanlagen nur zu diesen Stunden einspeisen.⁴ Die Abbildung bildet keine vollständige Statistik ab, auch Vertragsbeginn und -ende sind 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.

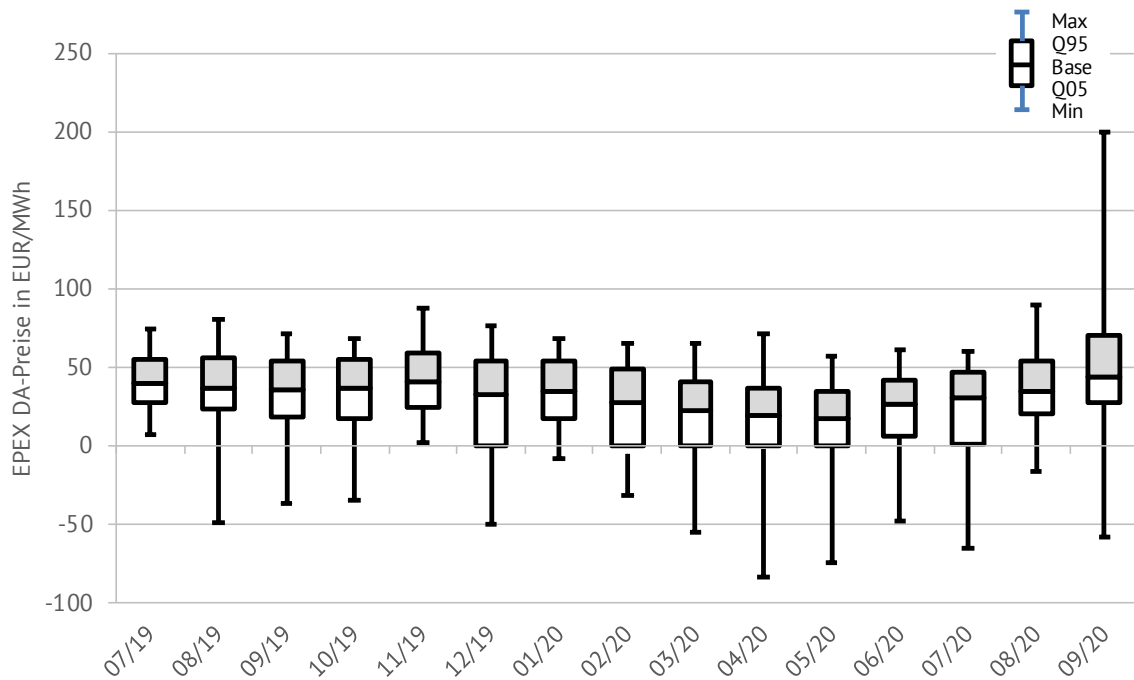


Abbildung 5: Preisspreads in der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

In Abbildung 4 sind die Preisspreads der Day-Ahead-Auktion seit Juli 2019 in der Form von Boxplots dargestellt, die Preisminima und -maxima sowie 5-Prozent- und 95-Prozent-Quantile umfassen. Die drei Monate des zurückliegenden Quartals verhalten sich hinsichtlich der Preisvolatilität am Day-Ahead-Markt sehr unterschiedlich: Lediglich der Juli weist eine hohe Ähnlichkeit zu den Vormonaten des Jahres 2020 auf. So wurden in jedem Monat seit Ausbruch der Covid-19-Pandemie Tiefstpreise von rund -50 EUR/MWh oder weniger erreicht, und 95 Prozent der aufgetretenen Preise lagen unterhalb der Marke von 50 EUR/MWh. Diese Marke wurde im August und besonders im September durchbrochen, in einzelnen Stunden kam es zudem zu Höchstpreisen von 90 (August) bzw. 200 EUR/MWh (September). Zum Vergleich: Strompreise von rund 90 EUR/MWh traten zuletzt im November 2019 auf, 200 EUR/MWh gab es seit Februar 2012 nicht mehr. Die diesen Rekordpreisen zugrundeliegende Extremsituation im September wird in Kapitel 5 näher analysiert.

Mit Blick auf die Preisspreads bedeutet das: Der Spread der Maximal- und Minimalwerte fiel besonders im September mit 260 EUR/MWh deutlich höher aus als in den 15 Vormonaten (70 bis 155 EUR/MWh). Um den Effekt einzelner Extremstunden jedoch nicht überzubewerten, sollte zusätzlich der Abstand zwischen dem 5-Prozent und 95-Prozent-Quantil herangezogen werden. Mithilfe dieses Indikators können robustere Aussagen über die Preisvolatilität getroffen werden.

Im zurückliegenden Quartal unterscheidet sich dieser mit 33 bis 43 EUR/MWh kaum von den Vormonaten.

2.3 AUSFALLVERGÜTUNG

Die Inanspruchnahme der Ausfallvergütung ist seit der Schaffung dieser Vergütungsform im Jahr 2015 auf niedrigem Niveau nahezu kontinuierlich angestiegen. Da die Ausfallvergütung nur vorübergehend in Anspruch genommen werden darf und die Anzahl der Anlagen in dieser Veräußerungsform sehr gering ausfällt, ist der Leistungswert im Jahressgang üblicherweise deutlichen Schwankungen unterworfen. Nachdem die über die Ausfallvergütung finanzierte Leistung in den Monaten Mai bis Juli 2020 deutlich angestiegen ist, liegt sie aktuell wieder in etwa auf dem Niveau von Anfang des Jahres (siehe Abbildung 6). Den größten Anteil an der über die Ausfallvergütung finanzierten Leistung entfällt mit ca. 80 Prozent weiterhin auf PV-Anlagen. Jedoch liegt der Anteil der über die Ausfallvergütung finanzierten PV-Leistung im Vergleich zur insgesamt installierten Leistung mit rund 0,2 Prozent weiterhin auf sehr niedrigem Niveau.

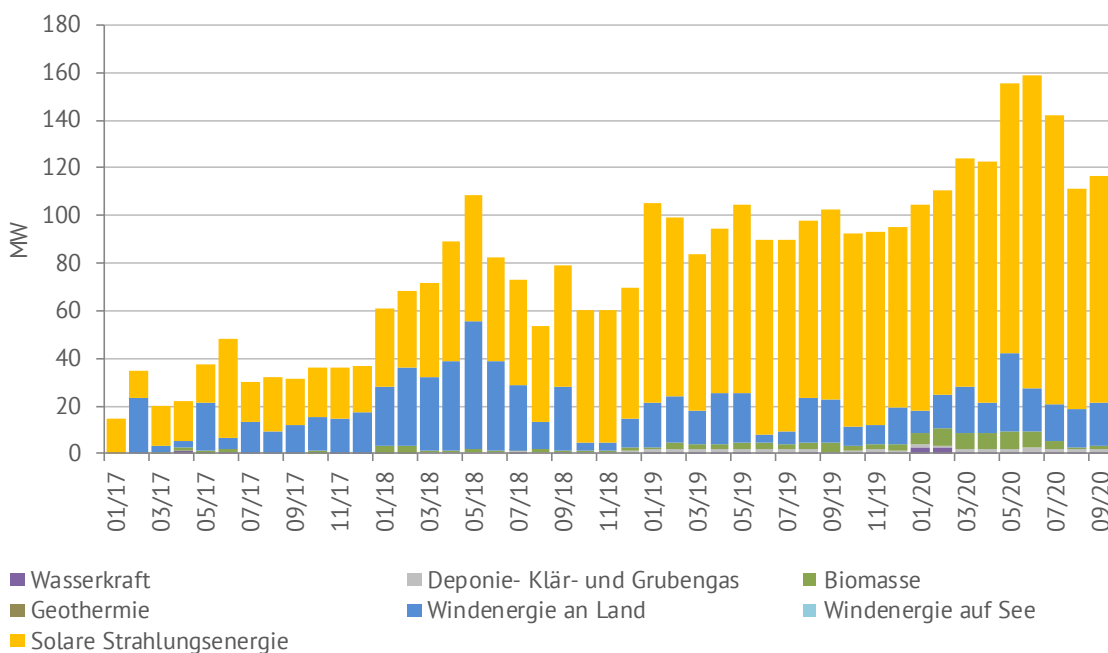


Abbildung 6: Entwicklung der Leistung in der Ausfallvergütung [Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

3. MONITORING DER VERMARKTUNGSANTEILE AUßERHALB DER EEG-FÖRDERUNG

3.1 ENTWICKLUNG DER VERMARKTETEN LEISTUNG IN DER SONSTIGEN DIREKTVERMARKTUNG

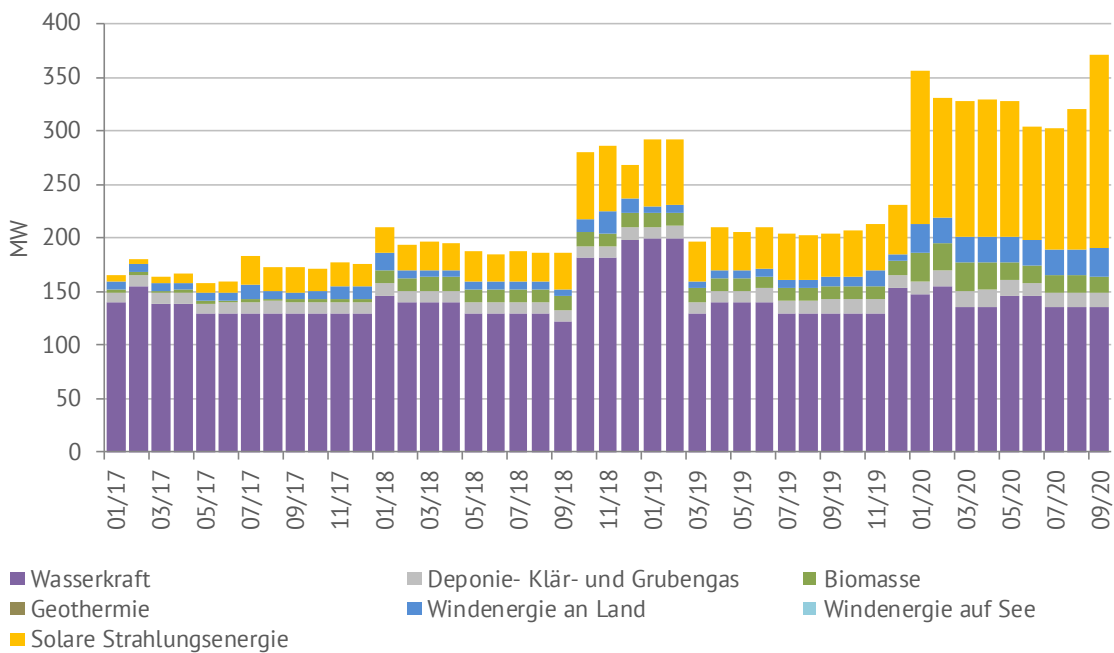


Abbildung 7: Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung
[Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

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. Da in der sonstigen Direktvermarktung keine Vermarktung im Sinne einer Zuordnung der Grünstromqualität als EEG-Strom gegenüber den Endverbrauchern im Rahmen der Stromkennzeichnung stattfindet, ist eine Vermarktung des EE-Stroms als „Grünstrom“ möglich, ohne dass das Doppelvermarktungsverbot hier greifen würde. Wie seit Anfang des Jahres zu beobachten ist, sind die Photovoltaik und Wasserkraft auch im dritten Quartal 2020 die Energieträger mit der größten installierten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung (vgl. Abbildung 7). Nach einem leichten Rückgang im Jahresverlauf, liegt die über die sonstige Direktvermarktung finanzierte Leistung wieder leicht (ca. 5%) über dem Niveau zum Jahresbeginn. Der Umfang der in der sonstigen Direktvermarktung finanzierten Leistung gegenüber der insgesamt installierten EE-Gesamtleistung bleibt weiterhin gering (ca. 0,3

Prozent). Eine dynamische Entwicklung ist für das Jahr 2021 abzusehen, wenn sich für die ersten Anlagen nach EEG-Förderende andere Vermarktungsoptionen ausschließen.

3.2 ENTWICKLUNGEN AUF DEM PPA-MARKT

Kontrahierte Leistung

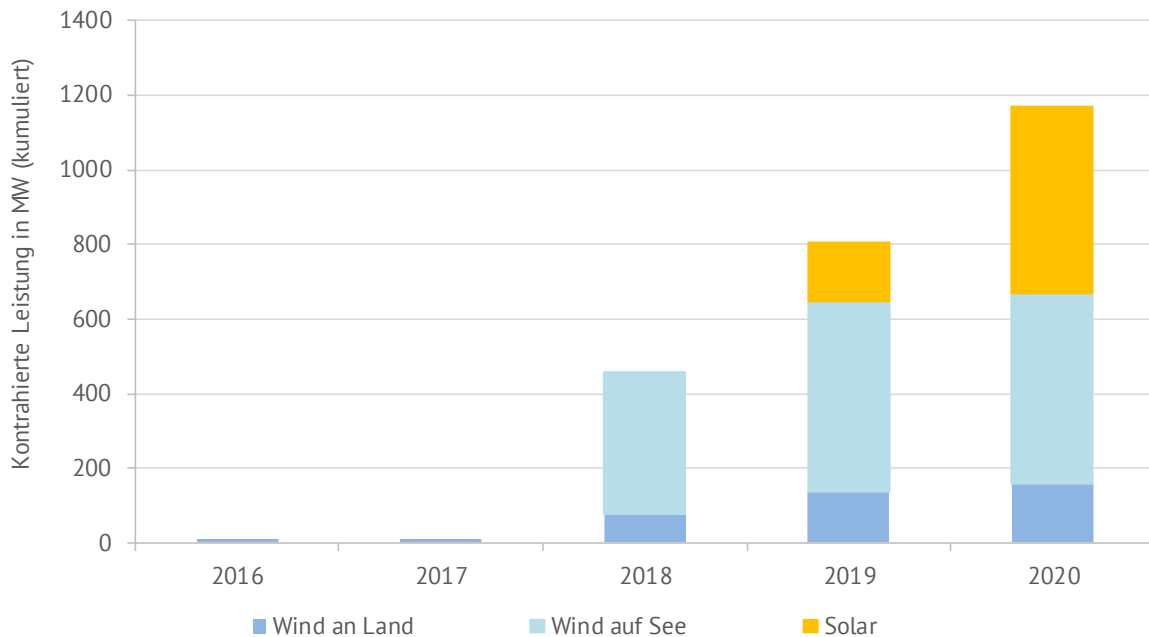


Abbildung 8: Öffentlich erwähnte PPAs in Deutschland, mit Vertragsabschluss von 2016 bis 2020 [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: Oktober 2020]⁴

EEG-Anlagenbetreiber können ihren Strom unter anderem auch über langfristige Stromlieferverträge (im Folgenden Power Purchase Agreements „PPA“) vermarkten. Abbildung 8 stellt die kontrahierte Leistung der in der Fachpresse publizierten PPA-Abschlüsse in Deutschland von 2016 bis 2020 dar.

Im zurückliegenden Quartal wurden im Vergleich zu Q2 2020 in Deutschland und Europa wieder verstärkt PPAs abgeschlossen. Die Mehrheit entfiel dabei auf die Märkte Deutschland und Spanien. Während hierzulande in den letzten drei Monaten über 300 MW an Solar-PPAs abgeschlossen wurden, waren es in Spanien PPAs sowohl mit Solar- als auch mit Windanlagen an Land (300 bzw. 480 MW). Insbesondere für Deutschland ist eine derartige Marktdynamik ein Novum,

⁴ Die Abbildung bildet keine vollständige Statistik ab, auch Vertragsbeginn und -ende sind 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.

die bisher kontrahierte PV-Leistung hat sich verdoppelt. Die zu Beginn der Covid-19-Pandemie vermutete Zurückhaltung bei neuen Vertragsabschlüssen insbesondere für PPAs mit kürzeren Laufzeiten scheint in diesen Märkten vorerst überwunden. Inwiefern sich der PPA-Markt in zukünftigen Quartalen entwickelt, bleibt jedoch abzuwarten.

Wie in Abbildung 9 zu sehen, liegt Deutschland im europäischen Vergleich hinsichtlich der kontrahierten Leistungen damit nun im vorderen Mittelfeld.⁵

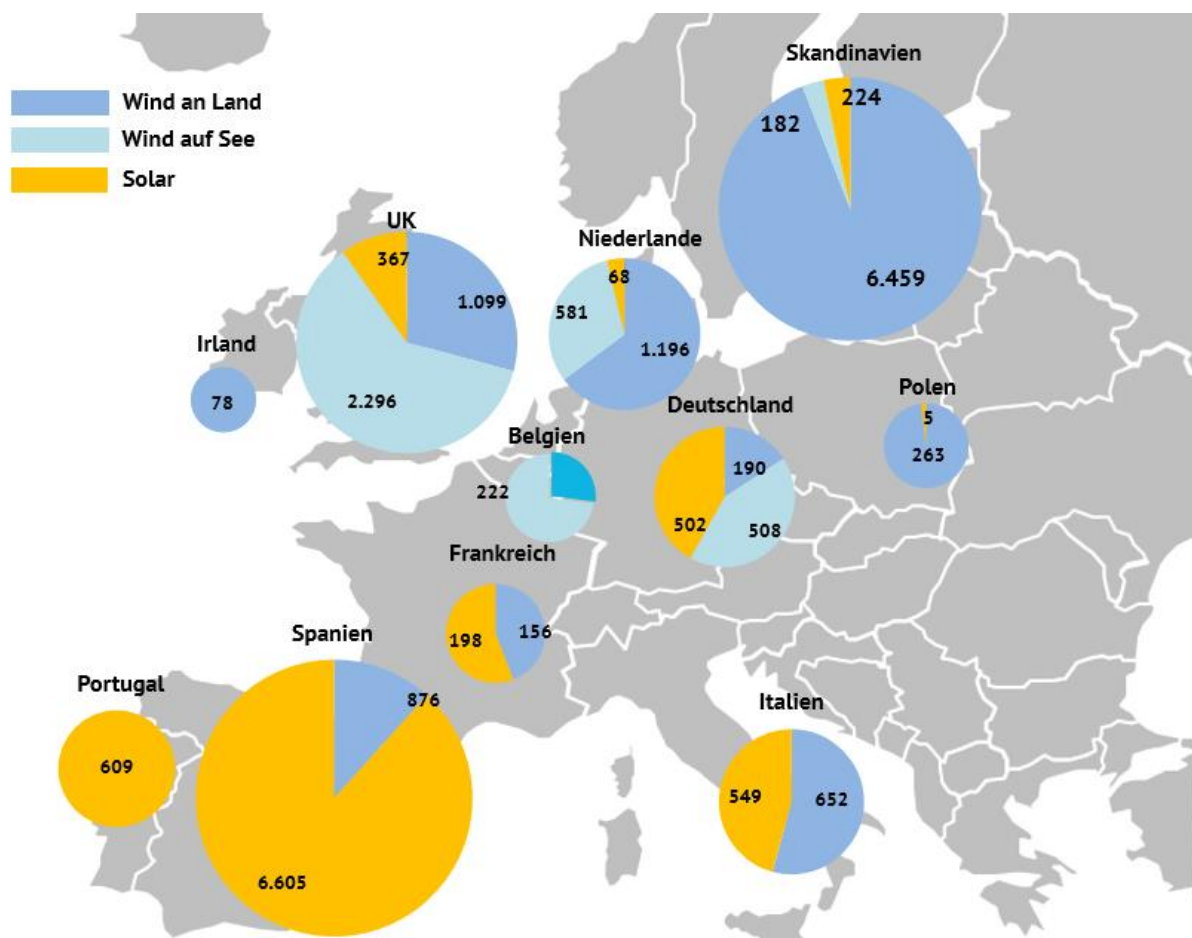


Abbildung 9: Öffentlich erwähnte PPA-Abschlüsse in Europa in MW kontrahierter Leistung [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: Oktober 2020]

Sollten sich Betreiber EEG-geförderter Bestandsanlagen darüber hinaus in der Zukunft für eine PPA-Vermarktung und den Ausstieg aus dem Marktprämienmodell entscheiden, so käme dies

⁵ Auch diese Zahlen bilden nur in der Fachpresse diskutierte Projekt 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.

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 7) auftauchen können.

Entwicklung der Kenngrößen zur PPA-Bewertung

Verzichten Wind- und Solaranlagenbetreiber auf eine EEG-Förderung, so bieten PPAs eine Möglichkeit zur Absicherung des Preisrisikos. Möchte man die Stromerzeugung aus diesen förderfreien Anlagen bewerten, so hängt der durchschnittliche Erlös in EUR/MWh („PPA-Bewertung“) neben dem Marktpreisniveau und dem Einspeiseprofil⁶ 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, während der alternative Betrieb innerhalb der EEG-Förderung auch bei negativen Strompreisen Erlöse für den Anlagenbetreiber generiert.

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. Die technologie-spezifische Wertigkeit des PPA-Stroms wird so mit dem Basepreis vergleichbar („paritätisch“). Im Vergleich zum Marktwertfaktor, der der Berechnung des Marktwerts EEG-geförderter Strommengen dient, bezieht der Grundlastparitätsfaktor also zusätzlich zum Einspeiseprofil einen Abschlag für die Nicht-Vermarktung in Stunden negativer Preise mit ein.⁷

⁶ Der Merit-Order-Effekt erneuerbarer Energien verringert das generelle Preisniveau während der Einspeisung. Dieser Effekt wird für die von PPA-Anlagen erzielbaren Preise in ähnlicher Form berücksichtigt wie bei den Marktwerten der EEG-Anlagen.

⁷ In Zeiträumen ohne negative Preisen sind die beiden Faktoren identisch.

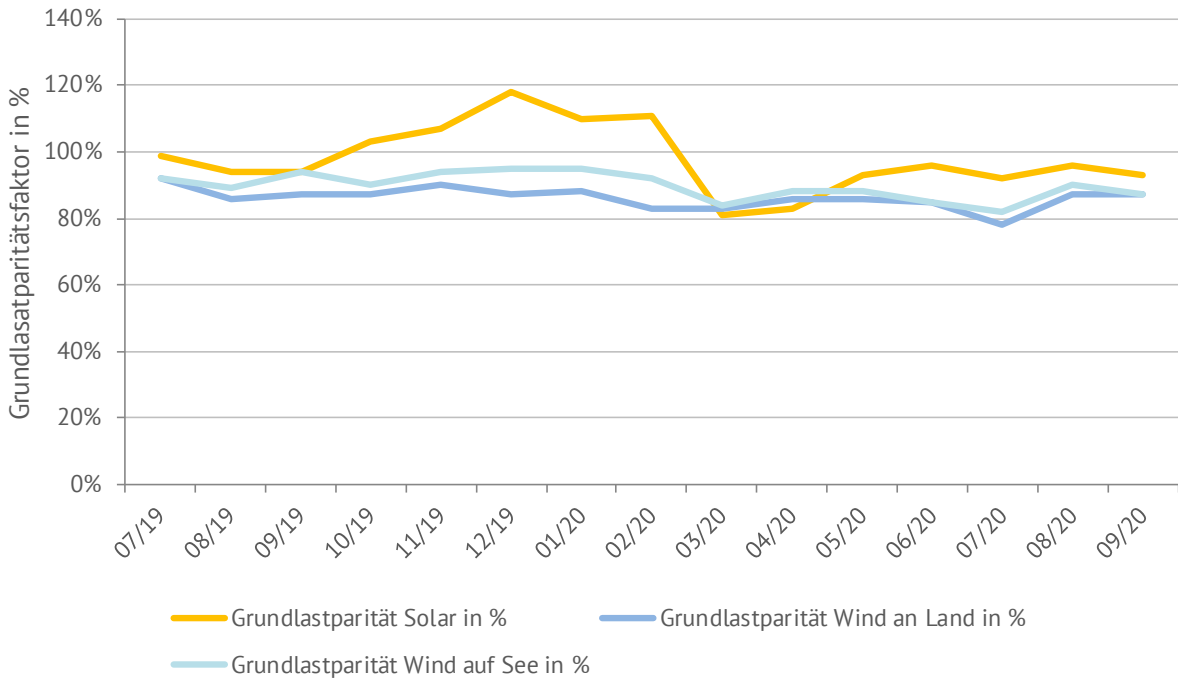


Abbildung 10: Grundlastparitätsfaktor je Technologie [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot und Einspeiseprofilen gemäß Übertragungsnetzbetreiber]

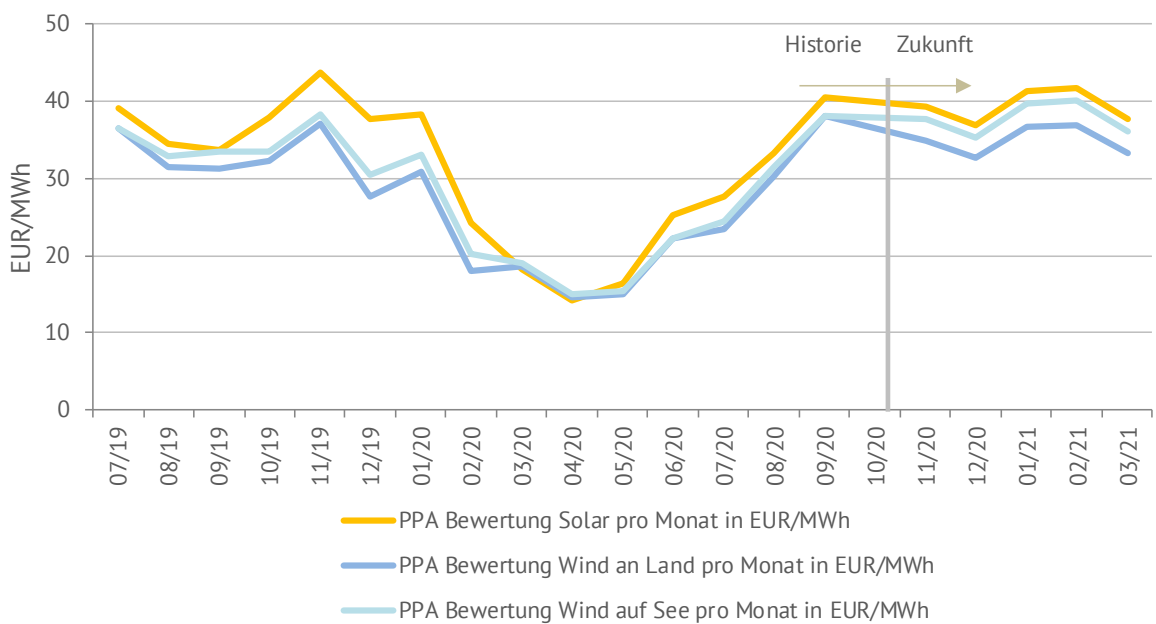


Abbildung 11: PPA-Bewertung historisch und zukünftig (basierend auf Basepreisen Day-Ahead und Future-Preisen vom 06. Oktober 2020) [Quelle: Eigene Darstellung nach EEX/EPEX Day-Ahead und Future]

Während die technologiespezifischen Grundlastparitätsfaktoren der letzten 15 Monate in Abbildung 10 dargestellt sind, zeigt Abbildung 11 die resultierenden monatlichen PPA-Bewertungen im Zeitraum Juli 2019 bis März 2021. Dies schafft einen Überblick über die kurzfristige Entwicklung der Wertigkeit von PPA-Strom, wenngleich die spezifische Bewertung eines PPA 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.

Mit Blick auf die letzten drei Monate erlebte die PPA-Bewertung für jede der betrachteten Technologien eine Erholung analog zur Marktwertentwicklung der EEG-Anlagen. Wie bereits in der Marktwertanalyse in Kapitel 2.2 beschrieben, führten eine im Vergleich zum zweiten Quartal gestiegene Stromnachfrage sowie höhere Commodity-Preise zu einem Preisanstieg im dritten Quartal 2020. Die Grundlastparitätsfaktoren in Abbildung 10 veranschaulichen unter anderem den Einfluss des Wetters auf die PPA-Bewertungen. Bei der Windenergie gab es hier im zurückliegenden Quartal keine großen Überraschungen. Der Grundlastparitätsfaktor Solar hat sich nach dem Einbruch in den Monaten März und April erholt. Neben Wettereffekten könnte in diesen Monaten eine überproportionale Reduktion der Tagesstromnachfrage, bedingt durch den Lock-down im öffentlichen, Gewerbe- und Industriesektor, für eine besonders niedrige Wertigkeit von Solarstrom gesorgt haben. Seit Mai liegt die Grundlastparität Solar allerdings wieder auf einem zu dieser Jahreszeit üblichen Niveau von über 90 Prozent.

Gemäß der vorherrschenden Meinung an den Terminmärkten werden für die nächsten Monate stagnierende oder leicht steigende Strompreise erwartet, die PPA-Bewertungen folgen dieser Bewegung. Damit setzt sich der Trend des Septembers fort, und die PPA-Bewertungen bleiben mit Ausnahme des Dezembers weiterhin auf oder über dem Niveau des Vorjahres. Im Vergleich zum Monitoringbericht des Vorquartals bleibt diese Markteinschätzung der Preiserholung damit weitestgehend unverändert. Im September wurde sie zudem erstmals durch ein hohes Preisniveau am Spotmarkt bestätigt. Sie ist jedoch mit besonders großer Vorsicht zu genießen, die weitere Entwicklung im Zuge der fortschreitenden Covid-19-Pandemie bleibt zu beobachten. Nach aktuellem Stand scheinen sich die Auswirkungen der Pandemie auf die Abschlüsse langfristiger PPAs in Grenzen zu halten.

4. MONITORING NEGATIVER PREISE

4.1 ENTWICKLUNG IM VERGLEICH ZUM VORJAHRESZEITRAUM

Tabelle 3: Häufigkeit negativer Preise bzw. der Anwendungsfälle des §51 in 2019 und 2020 in der DA-Auktion der EPEX Spot [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

	Q3 2019	2019	Q3 2020	2020
Stunden mit negativen Preisen	26	211	34	246
6H §51	6	123	16	166

Tabelle 3 zeigt die Häufigkeit der Stunden mit negativen Preisen bzw. von mindestens 6 Stunden negativer Preise am Stück („6H-Regel“ nach § 51 EEG 2017) für 2019 und 2020. Im Vergleich zu den jeweiligen Vergleichszeiträumen des Vorjahres sind beide Kennzahlen angestiegen. So gab es am Day-Ahead-Markt der EPEX Spot im dritten Quartal des Jahres 2020 über 30 Prozent mehr Stunden mit negativen Preisen bzw. mehr als doppelt so viele Stunden innerhalb des § 51. Vergleicht man die kumulierten Werte der ersten 9 Monate in 2020 mit dem Gesamtjahr 2019, so traten bereits deutlich mehr Stunden mit negativen Preisen bzw. Fälle des § 51 auf. Die zeitweise besonders hohe Wind- und Solareinspeisung, die auf eine reduzierte Stromnachfrage im Zuge der Covid-19-Pandemie traf, hat hier einen wesentlichen Anteil. Dies führt dazu, dass das Jahr 2019 als historisches Rekordjahr hinsichtlich der Anzahl negativer Preise vom aktuellen Jahr noch einmal deutlich übertroffen wird.

4.2 STUNDEN MIT NEGATIVEN PREISEN

Anzahl und Höhe negativer Preise

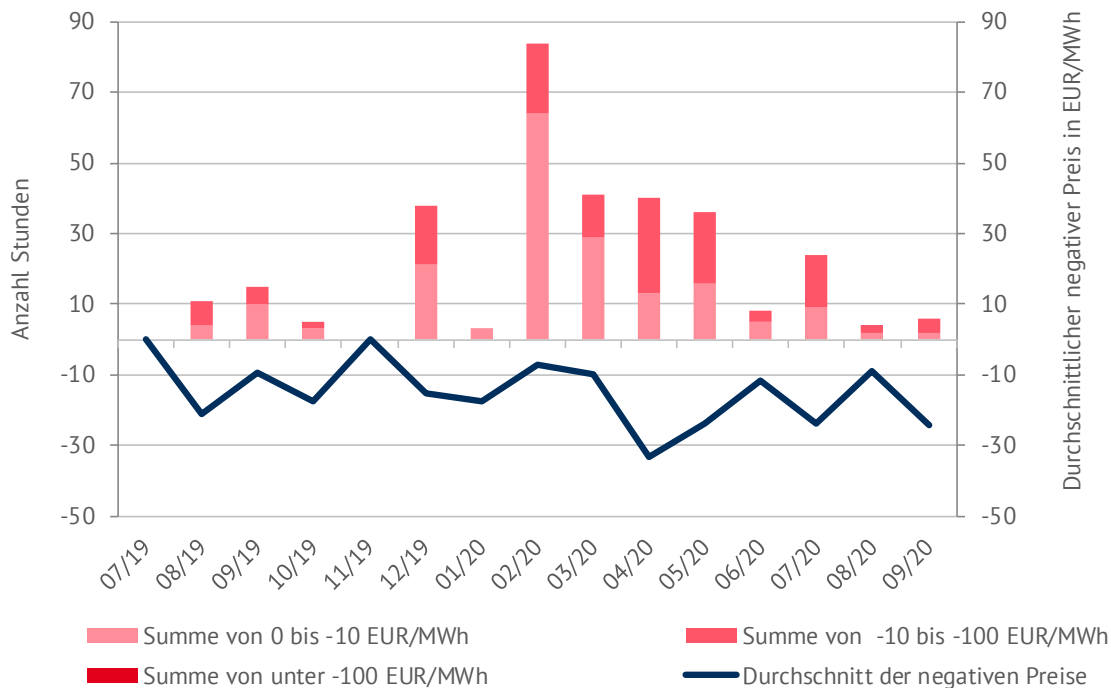


Abbildung 12: Monatsdurchschnitt und Anzahl negativer Preise gruppiert nach Höhe; bezogen auf DA-Preise der EPEX Spot [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Abbildung 12 stellt den Monatsdurchschnitt und die Anzahl negativer Preise gruppiert nach Höhe in den letzten 15 Monaten dar (Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot). In jedem Monat des Jahres 2020 traten negative Preise auf. Aufgrund besonders günstiger Wetterbedingungen und der daraus resultierenden verstärkten EE-Erzeugung in Kombination mit der Covid-19-Pandemie trat insbesondere das erste Halbjahr 2020 in Bezug auf negative Preise durch historische Höchstwerte in Erscheinung. Dieser Trend setzt sich im dritten Quartal nur noch sehr bedingt fort. Die hohe Anzahl negativer Preise von Februar bis Mai (mindestens 36 im Monat) wurde nur noch im Juli angenähert (24). In den Monaten August und September traten diese nur noch in vier bzw. sechs Stunden auf. Neben dem Wind- und Solarenergiedargebot könnte dies unter anderem mit einer weiteren Erholung der Stromnachfrage zusammenhängen.

Wie im Vorquartal machen die betragsmäßig „niedrigeren“ negativen Preise im Bereich -10 bis -100 EUR/MWh auch von Juli bis September stets über die Hälfte der aufgetretenen negativen Preise aus. Entsprechend lagen auch die Monatsdurchschnittswerte betragsmäßig höher als zu Jahresbeginn, mit Werten zwischen -9 und -25 EUR/MWh. Im Vergleich zum dritten Quartal 2019 bestehen keine signifikanten Unterschiede. Demnach war die hohe Zahl negativer Preise

im Bereich 0 bis -10 EUR/MWh zu Jahresbeginn 2020 vermutlich nicht auf eine strukturelle Veränderung der negativen Merit Order zurückzuführen.

Negative Preise nach Tageszeiten

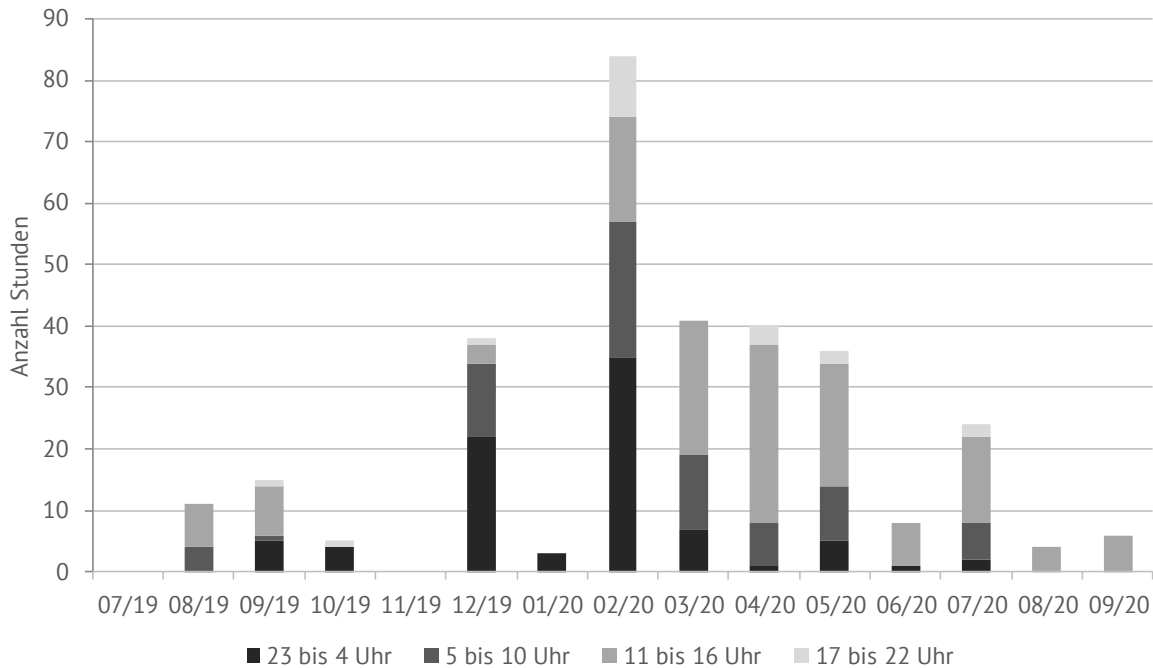


Abbildung 13: Negative Strompreise gruppiert nach Tageszeit [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Abbildung 13 zeigt, zu welcher Tageszeit die negativen Strompreise in den letzten 15 Monaten auftraten. 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. Von Juli bis September 2020 lag dieser Mittagsanteil erwartungsgemäß höher.

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, wieviel Überangebot in MW den Marktpreis negativ werden hat lassen bzw. wieviel zusätzliche Nachfragekapazität in dieser Stunde notwendig gewe-

sen wäre, um einen negativen Preis zu verhindern. Diese Kennzahl kann jedoch aus den stündlichen Angebots- und Nachfragekurven der EPEX Spot abgeleitet werden, wenngleich nur für den Anteil von Angebot und Nachfrage, der an der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot teilnimmt. Abbildung 14 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 14: Verschiebt man die Angebotskurve um 1.000 MW nach links (bzw. die Nachfragekurve nach rechts), 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.

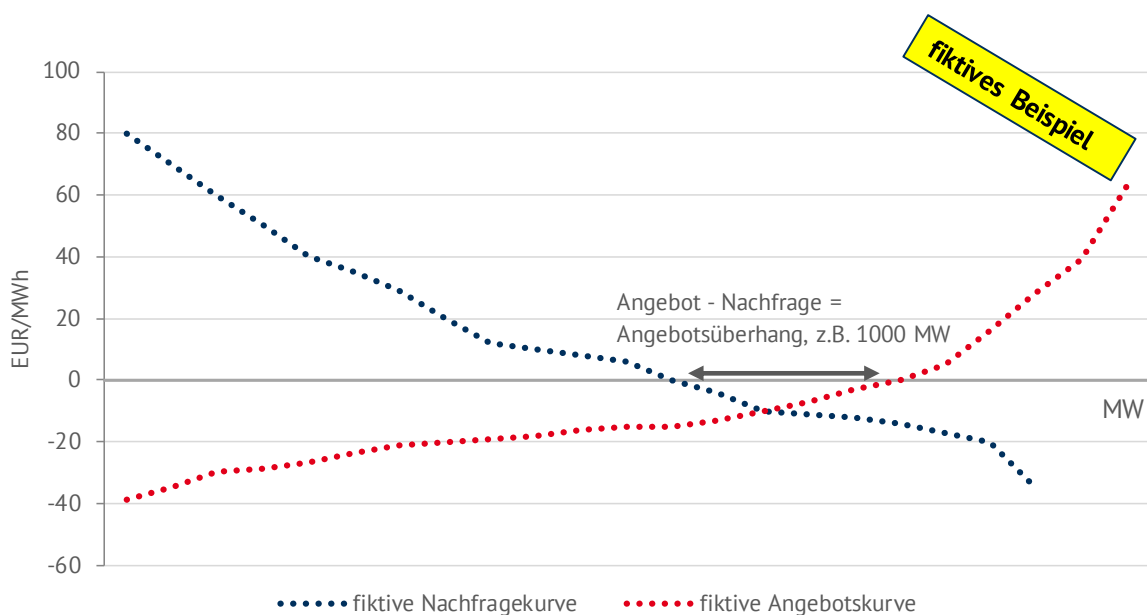


Abbildung 14: Exemplarische Skizze der Gebotskurven in einer Handelsstunde der Day-Ahead-Auktion an der EPEX Spot

Diese Betrachtungsweise lässt sich auch auf die Stunden mit negativen Preisen des zurückliegenden Quartals beziehen. Die Abbildungen 14 bis 16 stellen die aufgetretenen Angebotsüberhänge je Monat als Histogramm dar.

So sind im August und September nicht nur kaum negative Preise aufgetreten, mit durchschnittlich 502 bzw. 1008 MW wäre auch deutlich weniger flexible Nachfrage zur Vermeidung der negativen Preise nötig gewesen als im Juli (2052 MW). Während in einigen Stunden im Juli ein Überangebot von 5 GW oder mehr entstand (5 Mal, Höchstwert 5,6 GW), so waren im August in keiner Stunde mehr als knapp 1000 MW an zusätzlicher Nachfrage notwendig, um den negativen Preis zu vermeiden.

Um die negativen Preise dieser ersten 9 Monate im Jahr 2020 besser einordnen zu können, vergleicht Abbildung 18 die durchschnittlichen Angebotsüberhänge dieser Monate im Jahr 2020 mit dem Jahr 2019. Der Vergleich zeigt bemerkenswerterweise: Trotz der deutlich erhöhten Anzahl negativer Preise im ersten Halbjahr 2020 wären die negativen Preise im Schnitt mit einer geringeren flexiblen Nachfrage zu vermeiden gewesen (2020: 1845 MW; 2019: 2648 MW). Im Jahr 2020 hatte lediglich der April eine vergleichsweise große Anzahl sehr hoher Angebotsüberhänge zu verzeichnen. Demgegenüber war der zahlenmäßige Rekordmonat Februar von äußerst niedrigen Angebotsüberhängen geprägt, die im Durchschnitt nur vom August untertroffen werden. Im Gegensatz zum April hätte im Februar und August also nicht viel Flexibilität gefehlt, um den Großteil der negativen Preise zu vermeiden.

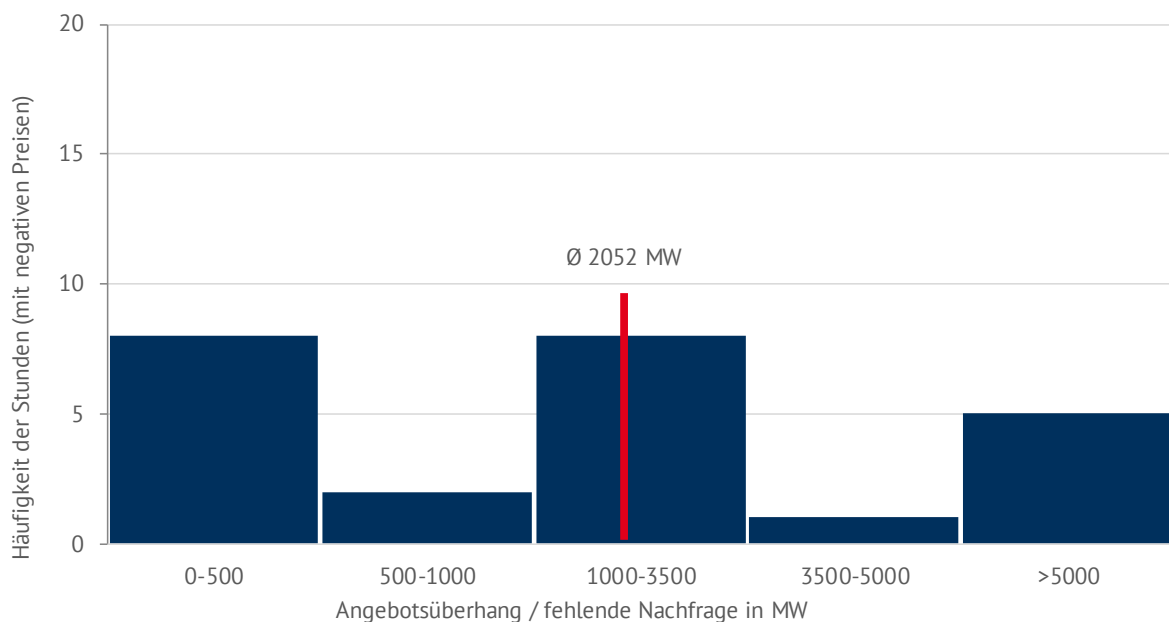


Abbildung 15: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage während negativer Preise im Juli 2020 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

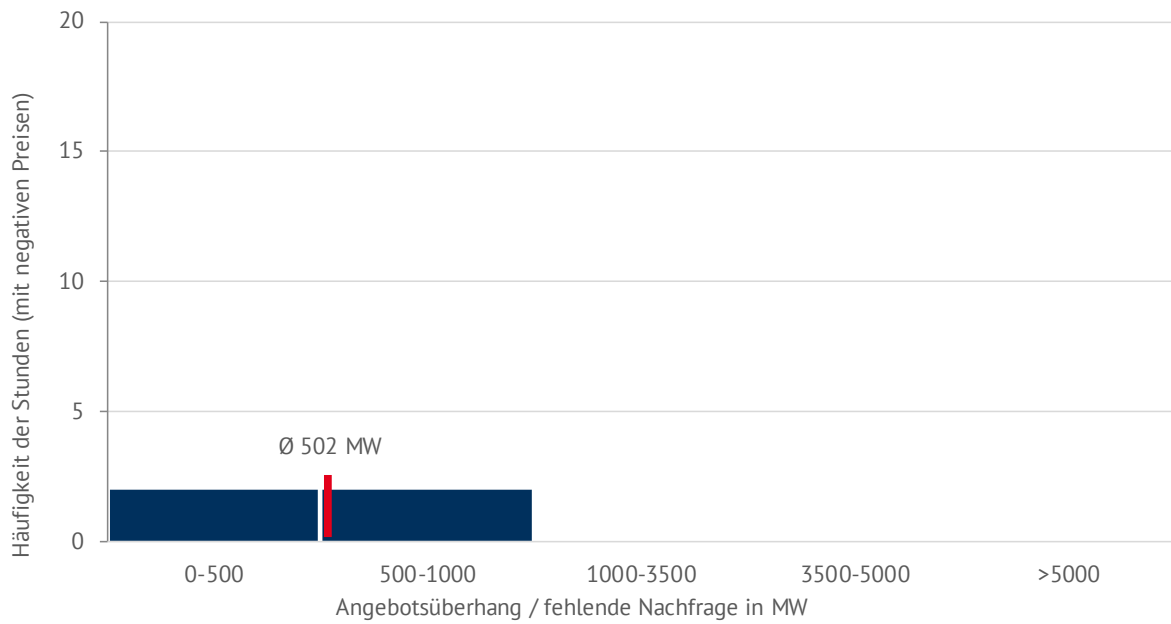


Abbildung 16: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage während negativer Preise im August 2020 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

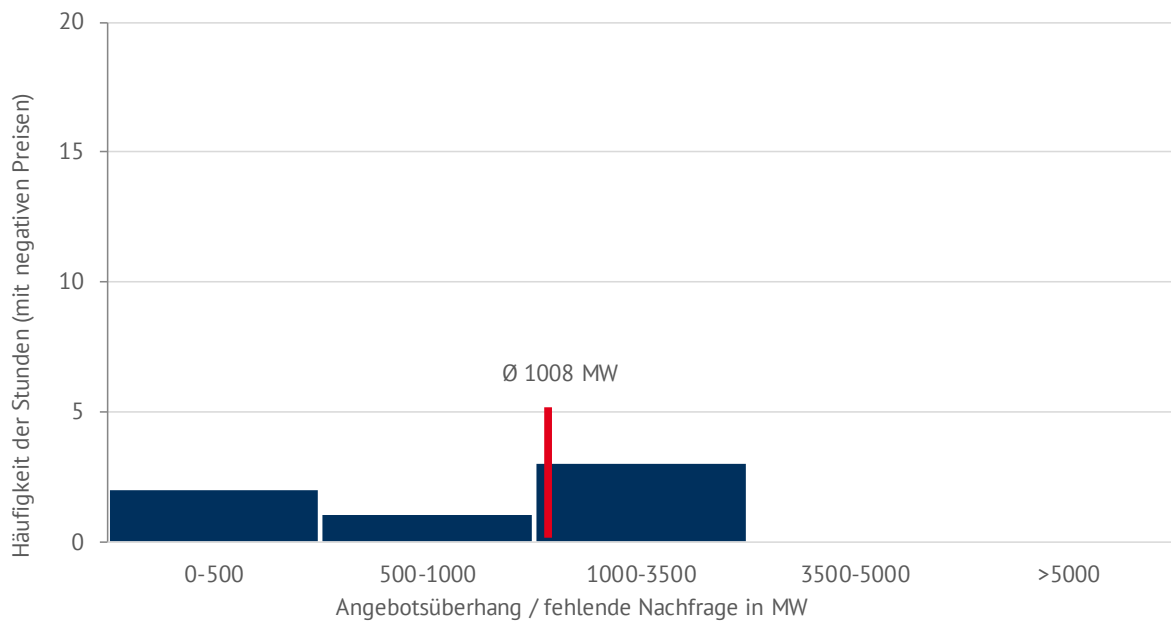


Abbildung 17: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage während negativer Preise im September 2020 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

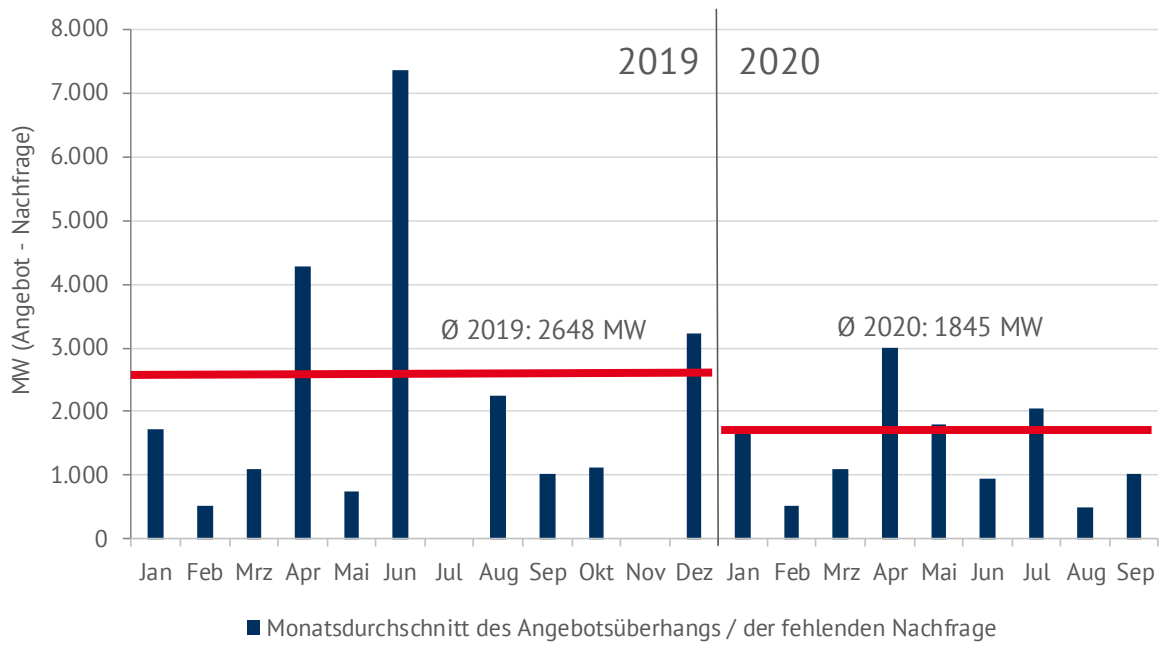


Abbildung 18: Monatlicher, durchschnittlicher Angebotsüberhang/fehlende Nachfrage während negativer Preise in 2019 und 2020 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

4.3 6H-REGEL (§51 EEG)

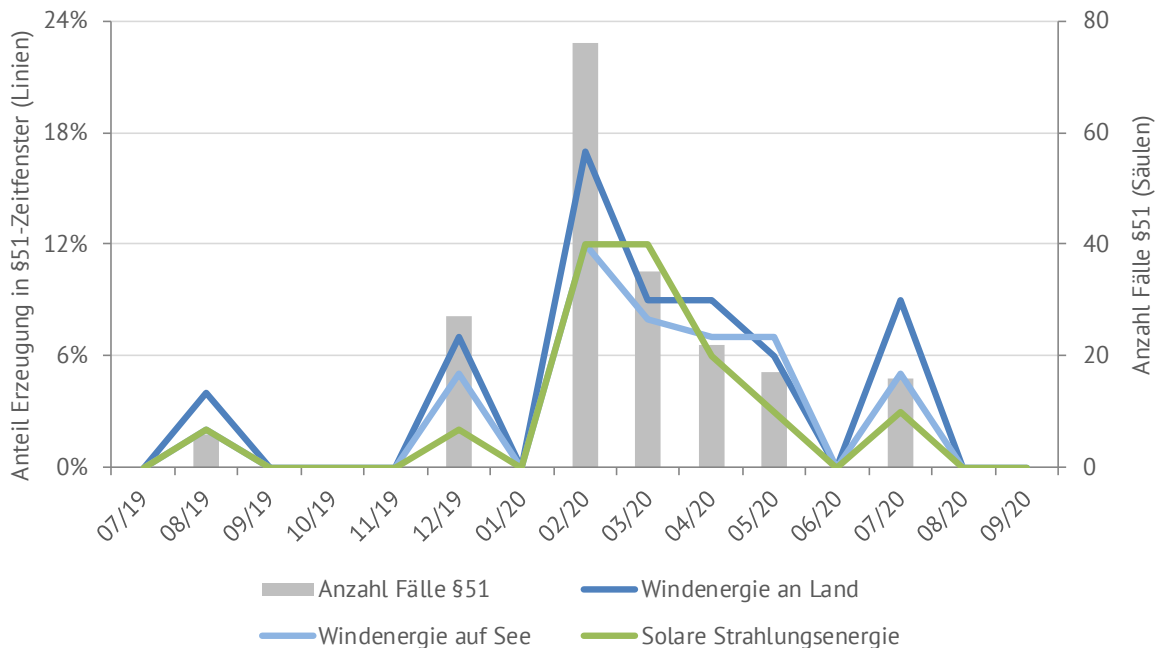


Abbildung 19: Häufigkeit der Perioden von mindestens sechs Stunden am Stück mit negativen Preisen sowie Anteil der betroffenen EEG-Anlagen nach Technologie [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Nach der aktuell geltenden „6-Stunden-Regel“ des § 51 EEG 2017 reduziert sich die Förderung für EEG-Anlagen für diejenigen Perioden auf null, in denen mindestens sechs Stunden mit negativen Preisen am Stück auftreten. Gemäß Abbildung 18 mussten die Betreiber einer von dieser Regelung betroffenen Anlage mit Inbetriebnahme nach dem 01.01.2016 eine solche Förderkürzung im letzten Quartal nur im Juli in Kauf nehmen, in diesem Fall mit 16 Mal nicht mehr so häufig wie noch in den Vorquartalen. Dennoch liegt das zweite Quartal 2020 damit einem höheren Niveau als der Vergleichszeitraum in 2019 (6 Fälle).

Die resultierenden Einbußen hinsichtlich erhaltener Marktprämienzahlungen liegen in etwa im Bereich des Vorquartals. Während im April und Mai beispielsweise 9 bzw. 6 Prozent der Windstromerzeugung an Land in diese Zeitfenster fielen, waren es auch im Juli wieder 9 Prozent. Auch bei der PV und Wind auf See haben sich die Anteile auf 3 bzw. 5 Prozent stabilisiert. Der Anteil der in §51-Zeitfenstern erzeugten Strommengen aus Windkraftanlagen an Land ist aufgrund der in der Regel höheren Erzeugung zu negativen Preisen auch im dritten Quartal 2020 besonders hoch.

5. CASE STUDY: TREIBER DER ERHOLUNG AM SPOTMARKT

Betrachtet man die Entwicklung der Marktwerte und PPA-Bewertungen in den Kapiteln 2.2 und 3.2, so lässt sich gewissermaßen eine Erholung der Preise am Spotmarkt feststellen. Während die Monats-Basepreise des Day-Ahead-Markts seit dem Ausbruch der Covid-19-Pandemie Anfang März teilweise bis zu 20 EUR/MWh unterhalb der Werte in den Vorjahresmonaten lagen, liegt der Durchschnittspreis im September 2020 erstmals in diesem Jahr wieder über dem Vorjahreswert (43,7 vs. 35,8 EUR/MWh). Die Corona-Delle am Spotmarkt scheint vorerst überwunden. Doch was sind die Treiber dieser jüngsten Entwicklung?

Werfen wir einen Blick auf die Commodity-Märkte im September, beispielsweise den Gasmarkt. Im Vergleich zum August stieg der Spotmarktindex der PEGAS im NCG-Liefergebiet um fast die Hälfte. War eine Gaslieferung am Spotmarkt im August noch durchschnittlich 7,3 EUR/MWh Wert, so betrug der Monatsdurchschnitt des EGSI DA im September 10,7 EUR/MWh. Im Vergleich zu durchschnittlich 5 EUR/MWh im Mai und Juni stellt dies eine Verdopplung dar. Einer der Treiber könnte unter anderem die Erwartung sein, dass wir doch einen etwas kälteren Winter haben werden.

Neben dem Gaspreis stieg außerdem auch der Spotpreis für CO₂-Emissionszertifikate deutlich an. Zwischenzeitlich überstieg er am 14. September für kurze Zeit die Marke von 30 EUR/t. Zuletzt ist dies kurzzeitig im Juni passiert. Insgesamt stabilisierte sich der CO₂-Preis gegen Ende September auf einem hohen Niveau, sodass der Monatsdurchschnitt mit knapp 28 EUR/t deutlich über dem Niveau des zweiten Quartals liegt (20 EUR/t im April/Mai, 23,5 EUR/t im Juni). Hier spielten insbesondere die Ankündigungen aus EU-Kreisen eine Rolle, das Ambitionsniveau beim europäischen Klimaschutz anheben zu wollen.

Betrachtet man die Nachfrageentwicklung im Detail, so fällt diese im Vergleich zu den Commodity-Preisentwicklungen naturgemäß weniger dynamisch aus. Gemäß Daten der ENTSO-E Transparency lag die durchschnittliche Last im deutschen Stromnetz von April bis August bei 49 bis 51 GW. Von August auf September stieg sie um 3 Prozent auf rund 52 GW und liegt damit ebenso wie bereits im August mit nur 0,5 GW knapp unterhalb des Vorjahresniveaus. Der Nachfrageschock scheint also vorerst überwunden. Die leichte Zunahme seit August ist dabei maßgeblich auf den Effekt der Sommerferien zurückzuführen. Vor allem in Süddeutschland erstreckten diese sich über den gesamten August und endeten Anfang September.

Es lässt sich also festhalten: Sowohl die Stromnachfrage als auch die Commodity-Preise haben sich vorerst erholt. Darüber hinaus führte jedoch eine weitere Besonderheit im September dazu,

dass der Monatsdurchschnitt den Vorjahreswert überstieg. Dies wird mit Blick auf die Stundenpreise des Septembers in Abbildung 20 deutlich. Im Vergleich zu den Vorjahrespreisen ergibt sich zwar eine ähnliche Preisstruktur, aber insbesondere an den Abenden des 15. und 21. September kommt es jeweils zu hohen Preisen von bis zu 200 EUR/MWh. Derart hohe Preise gab es am Day-Ahead-Markt zuletzt im Februar 2012. Neben dem Day-Ahead- war auch der Intraday-Markt davon betroffen, es kam zu Spitzenpreisen von bis zu 4.000 EUR/MWh im Viertelstunden-Handel.

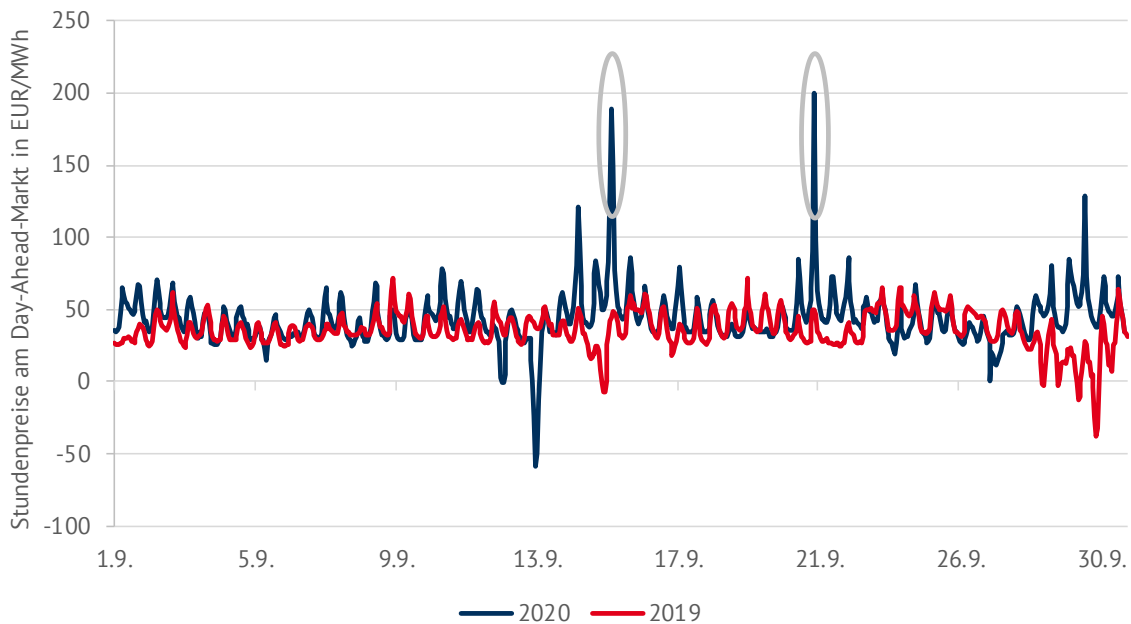


Abbildung 20: Vergleich der Stundenpreise des Day-Ahead-Markts im September 2019 und 2020
[Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Die Hauptrolle spielte an diesen beiden Abenden wieder einmal das Wetter: Ein spätsommerliches Hochdruckgebiet von der Größe Mitteleuropas führte zu Temperaturen von bis zu 30°C in Deutschland bzw. sogar bis zu knapp 38°C in Südfrankreich. Diese hohen Temperaturen hatten auch in den sonnenlosen Abendstunden Bestand, sodass die durch Klimaanlage erhöhte Stromnachfrage dann nicht mehr durch Solarstrom zu decken war. Aufseiten des restlichen Kraftwerksparks kam es aus verschiedenen Gründen jedoch zu einer starken Angebotsverknappung: Eine niedrige Verfügbarkeit französischer Kernkraft und deutscher Gas- und Braunkohlekraftwerke traf auf eine flächendeckende Windflaute in Mitteleuropa, bedingt durch das Hochdruckgebiet. Die Flexibilität des grenzüberschreitenden Handels war angesichts der Größe dieses Wetterphänomens schnell erschöpft, die Preise glichen sich vielerorts an. Um die Stromnachfrage in diesen Stunden in Mitteleuropa zu decken, war der Einsatz von Kraftwerke mit besonders hohen Grenzkosten notwendig. Somit ergaben sich die beobachteten Höchstpreise.

QUELLENVERZEICHNIS

EEX (European Energy Exchange) (2020): Marktdaten, Futures. [online]

<https://www.eex.com/de#/de>

EPEX-Spot (European Power Exchange) (2020): Day-Ahead Auktion, Marktdaten. [online]

<http://www.epexspot.com/de/>

ENTSO-E Transparency Platform (2020). [online] <https://transparency.entsoe.eu/>

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

Montelnews (2020): Gas: EGSi NCG Day-Ahead (avg), CO₂: EUA Dec 20 Spot. [online]

<https://www.montelnews.com/en/>

IMPRESSUM

Autoren:

Energy Brainpool:

Fabian Huneke

Michael Claußner

Öko-Institut:

David Ritter

Markus Haller

Herausgeber:

Energy Brainpool GmbH & Co. KG im Auftrag des BMWi

Brandenburgische Straße 86/87

10713 Berlin

www.energybrainpool.com

kontakt@energybrainpool.com

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

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

Oktober 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.