

im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

MONITORING DER DIREKTVERMARKTUNG: QUARTALSBERICHT (06/2020)



Berlin, August 2020

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

INHALTSVERZEICHNIS

Inhaltsverzeichnis.....	II
Abbildungsverzeichnis	I
Auf einen Blick: Das Wichtigste im Vorjahresvergleich	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 Ausfallvergütung	7
2. Monitoring der Vermarktungsanteile außerhalb der EEG-Förderung	9
2.1 Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung.....	9
2.2 Entwicklungen auf dem PPA-Markt.....	10
3. Monitoring negativer Preise.....	15
3.1 Entwicklung im Vergleich zum Vorjahreszeitraum.....	15
3.2 Stunden mit negativen Preisen.....	16
3.3 6H-Regel (§51 EEG).....	22
4. Case Study: Hintergründe der Marktwertentwicklung von April bis Juni.....	23
Quellenverzeichnis.....	25

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Entwicklung der vermarkteten Leistung im Marktprämienmodell.....	3
Abbildung 2: Monatliche Marktwerte je Technologie vs. Basepreis.....	4
Abbildung 3: Durchschnittliche Kosten der 15-min Glattestellung am Intraday-Markt.....	5
Abbildung 4: Preisspreads in der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot	7
Abbildung 5: Entwicklung der Leistung in der Ausfallvergütung.....	8
Abbildung 6: Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung	9
Abbildung 7: Öffentlich erwähnte PPAs in Deutschland, mit Vertragsabschluss von 2016 bis 2020.....	10
Abbildung 8: Öffentlich erwähnte PPA-Abschlüsse in Europa in MW kontrahierter Leistung	11
Abbildung 9: Grundlastparitätsfaktor je Technologie.....	13
Abbildung 10: PPA-Bewertung historisch und zukünftig (basierend auf Basepreisen Day-Ahead und Future-Preisen vom 27. Juli 2020).....	13
Abbildung 11: Monatsdurchschnitt und Anzahl negativer Preise gruppiert nach Höhe; bezogen auf DA-Preise der EPEX Spot.....	16
Abbildung 12: Negative Strompreise gruppiert nach Tageszeit	17
Abbildung 13: Exemplarische Skizze der Gebotskurven in einer Handelsstunde der Day-Ahead- Auktion an der EPEX Spot.....	18
Abbildung 14: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage während negativer Preise im April 2020	19
Abbildung 15: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage während negativer Preise im Mai 2020	20
Abbildung 16: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage während negativer Preise im Juni 2020.....	20
Abbildung 17: Monatlicher, durchschnittlicher Angebotsüberhang/fehlende Nachfrage während negativer Preise in 2019 und 2020	21
Abbildung 18: Häufigkeit der Perioden von mindestens sechs Stunden am Stück mit negativen Preisen sowie Anteil der betroffenen EEG-Anlagen nach Technologie.....	22

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 ersten Quartals 2020 angestiegen (siehe Tabelle 1). Im Marktprämienmodell ist der Leistungsanstieg seit dem Vorjahr in etwa auf dem Niveau des Anstiegs zwischen dem zweiten Quartal 2018 und dem zweiten Quartal 2019. Die über die sonstige Direktvermarktung vermarktete Leistung stieg zwar gegenüber dem Vorjahreszeitpunkt an, verglichen mit dem Wert Ende Januar 2020 ging die Leistung jedoch um ca. 60 MW zurück. Insgesamt spielt die sonstige Direktvermarktung verglichen mit dem Marktprämienmodell immer noch eine untergeordnete Rolle. Die Ausfallvergütung wird auch in Q2 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	Q2 2018	Q2 2019	Q2 2020
Marktprämienmodell	71.246	76.815	81.675
Sonstige Direktvermarktung	185	210	299
Ausfallvergütung	82	90	151

Darüber hinaus vergleicht Tabelle 2 die Entwicklung zentraler Marktdaten in der Direktvermarktung im aktuellen Quartal und Jahr mit den jeweiligen Vorjahreszeiträumen. In Q2 2020 ergaben sich 84 negative stündliche Strompreise, seit Jahresbeginn sind es 212. Im gesamten Vorjahr summierten sich 211 solcher Stunden. Die mengengewichteten, durchschnittlichen Marktwerte für Strom aus EEG-Anlagen sanken aufgrund des aktuell niedrigeren Strompreisniveaus im Vergleich zu den Vorjahren etwa um die Hälfte.

Tabelle 2: Übersicht zentraler Marktdaten in der Direktvermarktung in Q2 2018-2020 [Quelle:
Eigene Darstellung nach netztransparenz.de und EPEX Spot]

	Q2 2018	Q2 2019	Q2 2020
Anzahl der Stunden mit negativen Preisen	34	53	84
Ø Marktwert¹ Solar in EUR/MWh	35	32	16
Ø Marktwert¹ Wind an Land in EUR/MWh	31	31	14
Ø Marktwert¹ Wind auf See in EUR/MWh	33	32	15

¹ Mengengewichteter, durchschnittlicher Marktwert

1. MONITORING DER VERMARKTUNGSANTEILE INNERHALB DER EEG-FÖRDERUNG

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

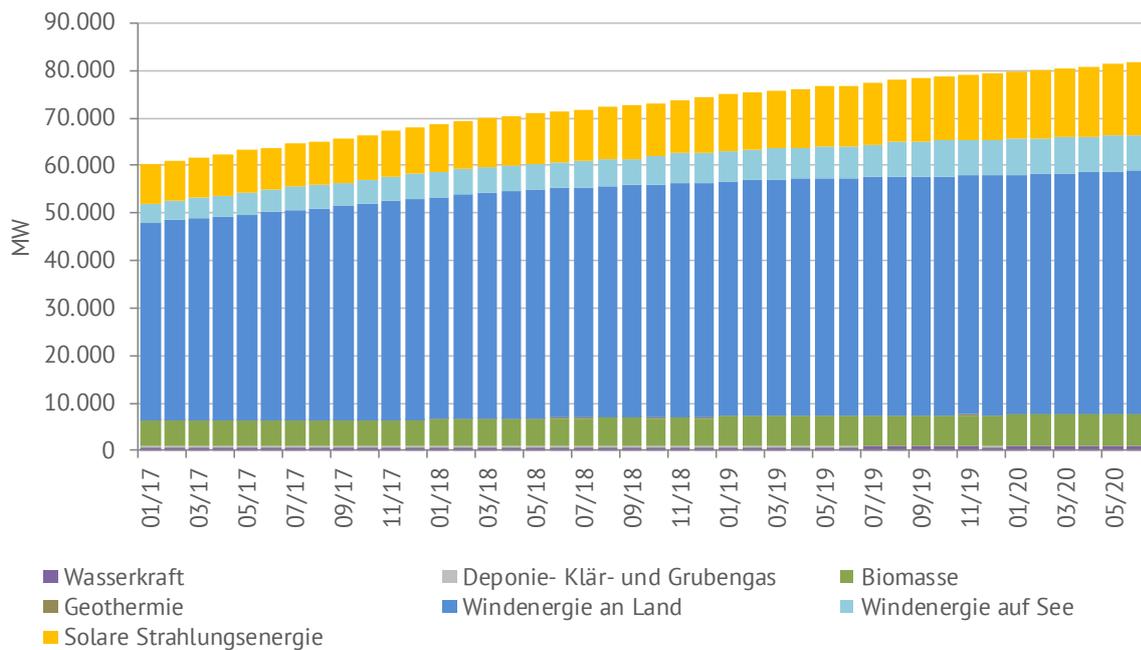


Abbildung 1: Entwicklung der vermarkteten Leistung im Marktprämienmodell [Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

Seit der Einführung der Direktvermarktung ist die in diesem Modell vermarktete Leistung nahezu durchgehend angewachsen. Jedoch wirkt sich die schon 2019 beobachtete Abschwächung der Zubaudynamik auf den geringer werdenden Kapazitätswachstum bei der Marktprämie aus. Der über alle Energieträger betrachtete Kapazitätswachstum lag im zweiten Quartal 2020 mit ca. 1.200 MW in etwa auf dem Niveau der Steigerung im ersten Quartal 2020 (ca. 1.100 MW) und der Steigerung im zweiten Quartal des Vorjahres (ca. 1.100 MW) (siehe Abbildung 1). Der Zuwachs bei Windenergie an Land konnte im zweiten Quartal 2020 mit ca. 500 MW gegenüber Q1 2020 (ca. + 100 MW) und auch gegenüber Q2 2019 (ca. + 170 MW) wieder etwas gesteigert werden. Im Gegensatz dazu gingen im zweiten Quartal 2020 keine Anlagen der Windenergie auf See ans Netz. Der PV-Zuwachs in der Direktvermarktung überstieg mit 680 MW, bereits seit sechs Quartalen in Folge, wieder den Zuwachs bei der Windenergie an Land. 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 63 Prozent zurückging (Q3 2018: 68 Prozent).

1.2 WIRTSCHAFTLICHE KENNZAHLEN

DER GEFÖRDERTEN DIREKTVERMARKTUNG (MARKTPRÄMIE)

Monatliche Marktwerte

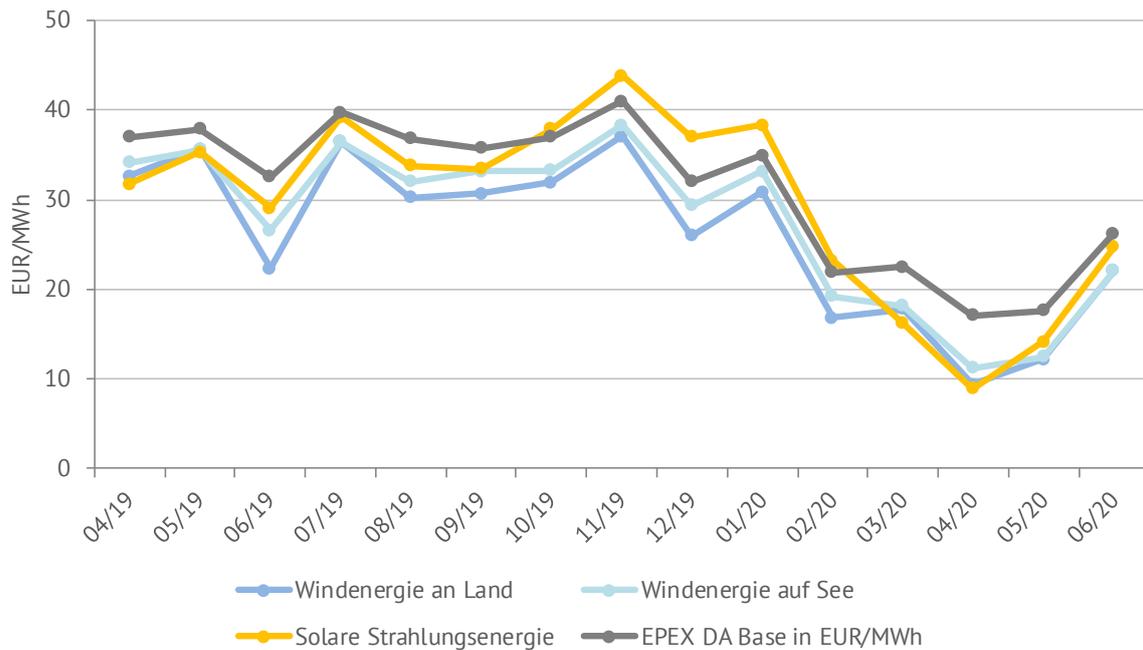


Abbildung 2: Monatliche Marktwerte je Technologie vs. Basepreis [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot und netztransparenz.de]

Abbildung 2 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. In Bezug auf die Marktwerte war das zurückliegende Quartal ein historisches: Der April und Mai 2020 lieferten die bisher niedrigsten Marktwerte seit Beginn der Direktvermarktung. Die Monatsmarktwerte der Windenergie an Land und der Solarenergie wurden erstmals einstellig (je 9 EUR/MWh im April). Im Juni kletterten die Marktwerte zusammen mit dem Basepreis wieder auf ein Niveau oberhalb von 20 EUR/MWh. Die niedrigen Preise sind ein Resultat des Zusammenspiels aus hoher Wind- und Solareinspeisung, pandemiebedingt geringer Stromnachfrage und niedrigen Commodity-Preisen.

Die Marktwerte liegen im April zudem sehr viel deutlicher unterhalb des Basepreises als beispielsweise im Juni, hier ergab sich also neben der absoluten Strompreisverminderung auch

eine geringere relative Profilverwertigkeit. Eine weitergehende Analyse zur Entwicklung der drei Preiseinflussgrößen Wind- und Solarenergiedargebot, Stromnachfrage und Commodity-Preise ist Bestandteil von Kapitel 4.

Hinsichtlich des Verhältnisses der technologiespezifischen Marktwerte untereinander verhält sich das zweite 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. Nur im April ließ die hohe Sonneneinstrahlung sowie womöglich eine pandemiebedingte, überproportionale Reduktion der Tagesstromnachfrage² den Marktwert Solar im April unter die Marktwerte für Windenergie fallen.

Durchschnittliche Intraday-Glattstellungskosten

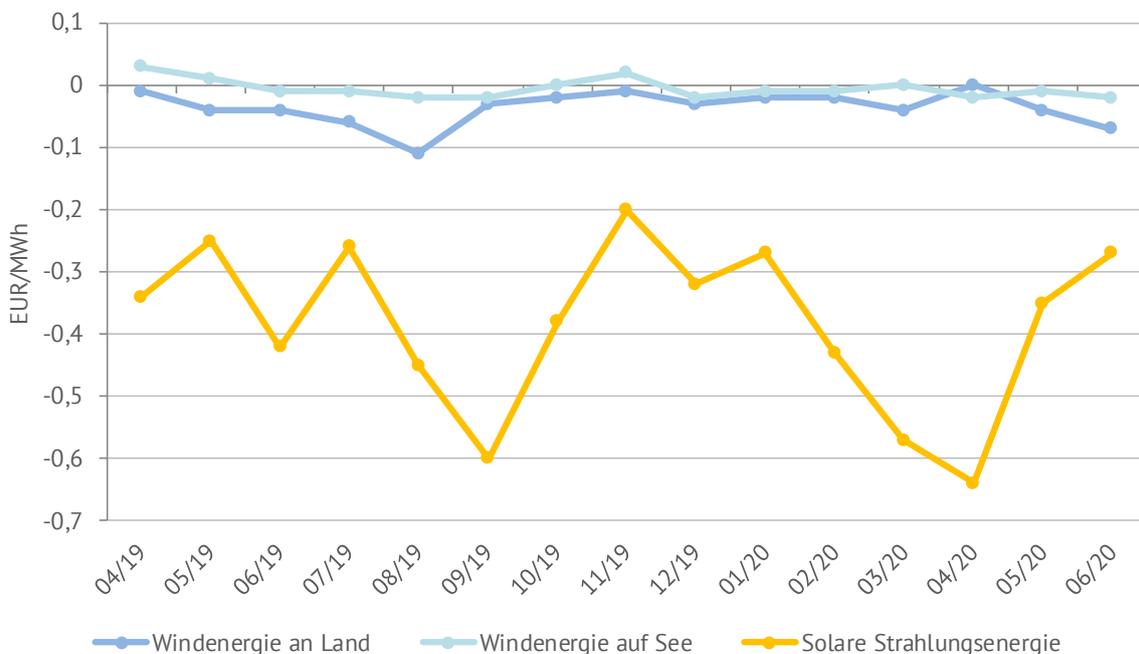


Abbildung 3: Durchschnittliche Kosten der 15-min Glattstellung am Intraday-Markt [eigene Berechnung nach EPEX Spot und ENTSO-E]

Abbildung 3 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

² 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.

IST-Einspeisung gemäß ENTSO-E³. Verrechnet man diese Glattstellungskosten mit den am Day-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.

Das zurückliegende Quartal bestätigt die bisherige Situation der Technologien im Vergleich: Vermarkter von Solaranlagen müssen besonders hohe Preisabweichungen zwischen Day-Ahead- und Intraday-Markt in Kauf nehmen (im April bis zu - 0,64 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.⁴

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

⁴ 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 möchte, 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.

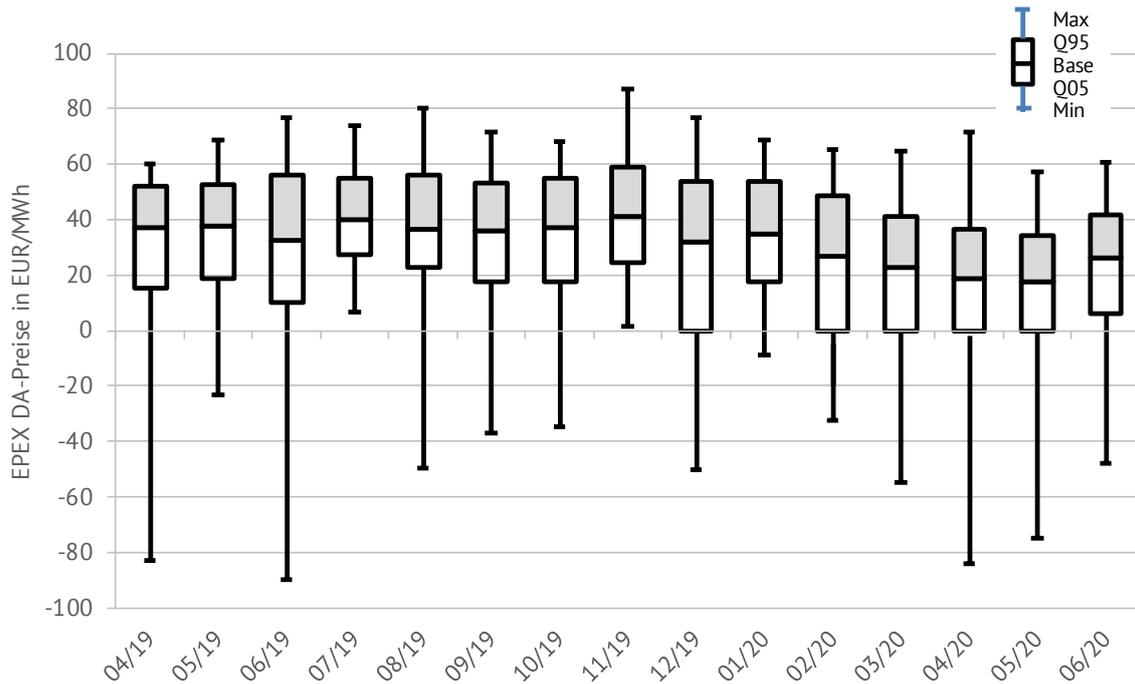


Abbildung 4: Preisspreads in der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

In Abbildung 4 sind die Preisspreads der Day-Ahead-Auktion seit April 2019 in der Form von Boxplots dargestellt, die Preisminima und -maxima sowie 5-Prozent- und 95-Prozent-Quantile umfassen. Ähnlich wie im zweiten Quartal des Vorjahres fallen die Spreads von April bis Juni 2020 im Jahresvergleich überdurchschnittlich hoch aus, getrieben durch einzelne Stunden mit besonders negativen Preisen. Im April und Mai blieben 95 % der Preise unterhalb der Marke von 40 EUR/MWh, auch im Juni wurde diese Grenze nur sehr selten überschritten. In vier der sechs Monate dieses Jahres lagen zudem 5 Prozent der Preise bei oder unter 0 EUR/MWh. Der Abstand zwischen dem 5-Prozent und 95-Prozent-Quantil ist ein Indikator für die Preisvolatilität, der unabhängig von der absoluten Höhe des Strompreises ist. Dieser ist mit 34 bis 45 EUR/MWh nicht auffällig.

1.3 AUSFALLVERGÜTUNG

Die Inanspruchnahme der Ausfallvergütung ist seit der Schaffung dieser Vergütungsform im Jahr 2015 auf niedrigem Niveau nahezu kontinuierlich angestiegen. Im zweiten Quartal 2020 hat sich dieser Anstieg mit Blick auf die installierte Leistung deutlich verstärkt (siehe Abbildung 5). Dies ist insbesondere auf den in der Ausfallvergütung dominierenden Energieträger Photovoltaik zurück zu führen, hier stieg die Kapazität im zweiten Quartal um ca. 25 Prozent. 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. 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 Jahresgang üblicherweise deutlichen Schwankungen unterworfen.

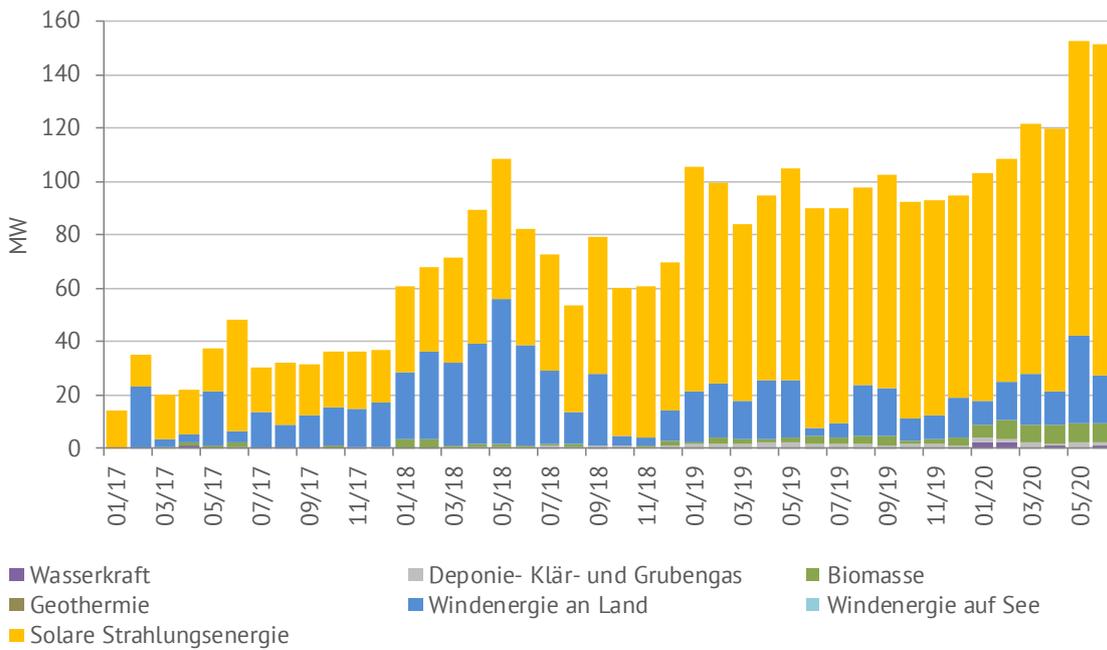


Abbildung 5: Entwicklung der Leistung in der Ausfallvergütung [Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

2. MONITORING DER VERMARKTUNGSANTEILE AUßERHALB DER EEG-FÖRDERUNG

2.1 ENTWICKLUNG DER VERMARKTETEN LEISTUNG IN DER SONSTIGEN DIREKTVERMARKTUNG

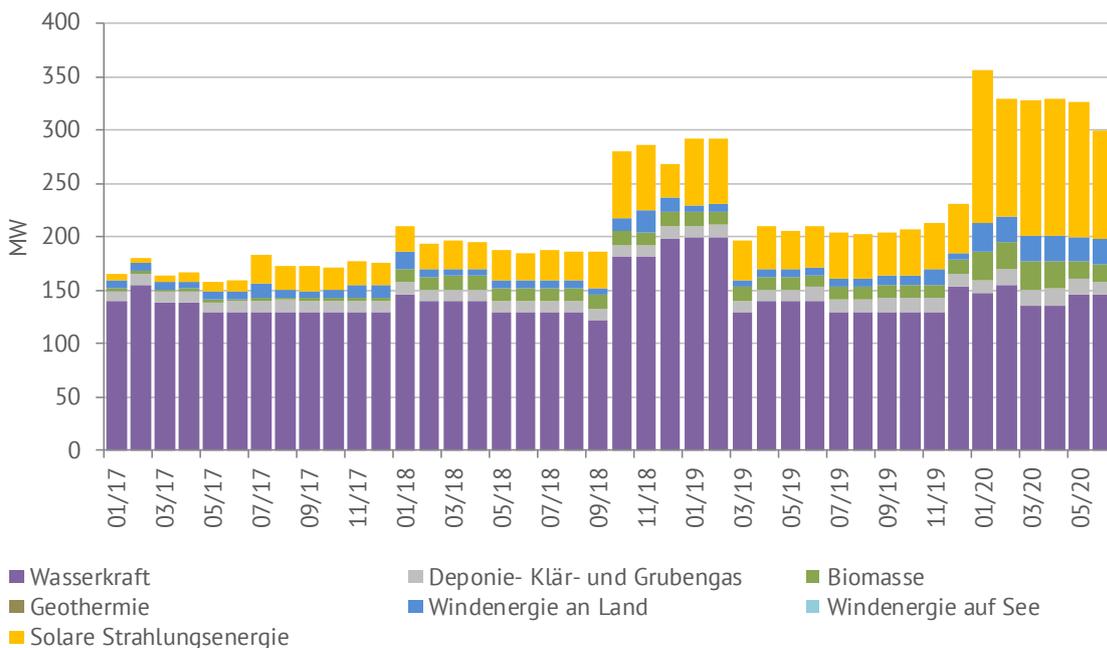


Abbildung 6: Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung

[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, sind die Photovoltaik und Wasserkraft auch im zweiten Quartal 2020 die Energieträger mit der größten installierten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung (vgl. Abbildung 6). Insgesamt ging die in der sonstigen Direktvermarktung finanzierte Leistung gegenüber dem Jahresanfang um ca. 20 Prozent zurück. 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.

2.2 ENTWICKLUNGEN AUF DEM PPA-MARKT

Kontrahierte Leistung

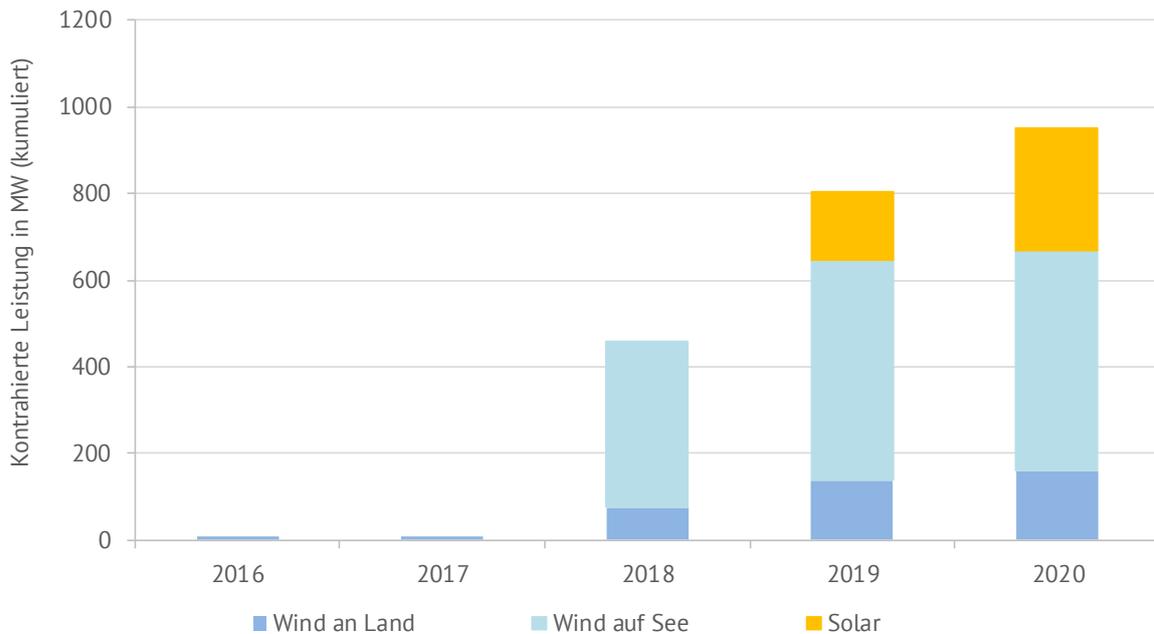


Abbildung 7: Öffentlich erwähnte PPAs in Deutschland, mit Vertragsabschluss von 2016 bis 2020 [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: April 2020]⁵

EEG-Anlagenbetreiber unterschiedlicher Vermarktungsmodelle können ihren Strom unter anderem auch über langfristige Stromlieferverträge (im Folgenden Power Purchase Agreements „PPA“) vermarkten. Abbildung 7 stellt die kontrahierte Leistung der in der Fachpresse publizierten PPA-Abschlüsse in Deutschland von 2016 bis 2020 dar. Während PPAs mit Windanlagen an Land lediglich zur Sicherung eines Weiterbetriebs nach EEG-Förderende (im Folgenden „Ü20“) für Altanlagen abgeschlossen wurden, ist die Vielzahl der PPAs mit Solar- und Offshore-Windparks vor allem auf Neuanlagen zurückzuführen.

⁵ 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.

Im zurückliegenden Quartal wurden lediglich vereinzelt PPAs mit Solar- und Windkraftanlagen an Land abgeschlossen. Die Dynamik des zweiten Halbjahrs 2019 hat sich allerdings nicht fortgesetzt. Dies könnte mit den volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Covid-19-Pandemie zusammenhängen, die eine Zurückhaltung bei neuen Vertragsabschlüssen insbesondere für PPAs mit kürzeren Laufzeiten ausgelöst haben dürften. Inwiefern dies den PPA-Markt auch in zukünftigen Quartalen beeinflusst, bleibt jedoch abzuwarten.

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 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 6) auftauchen können.

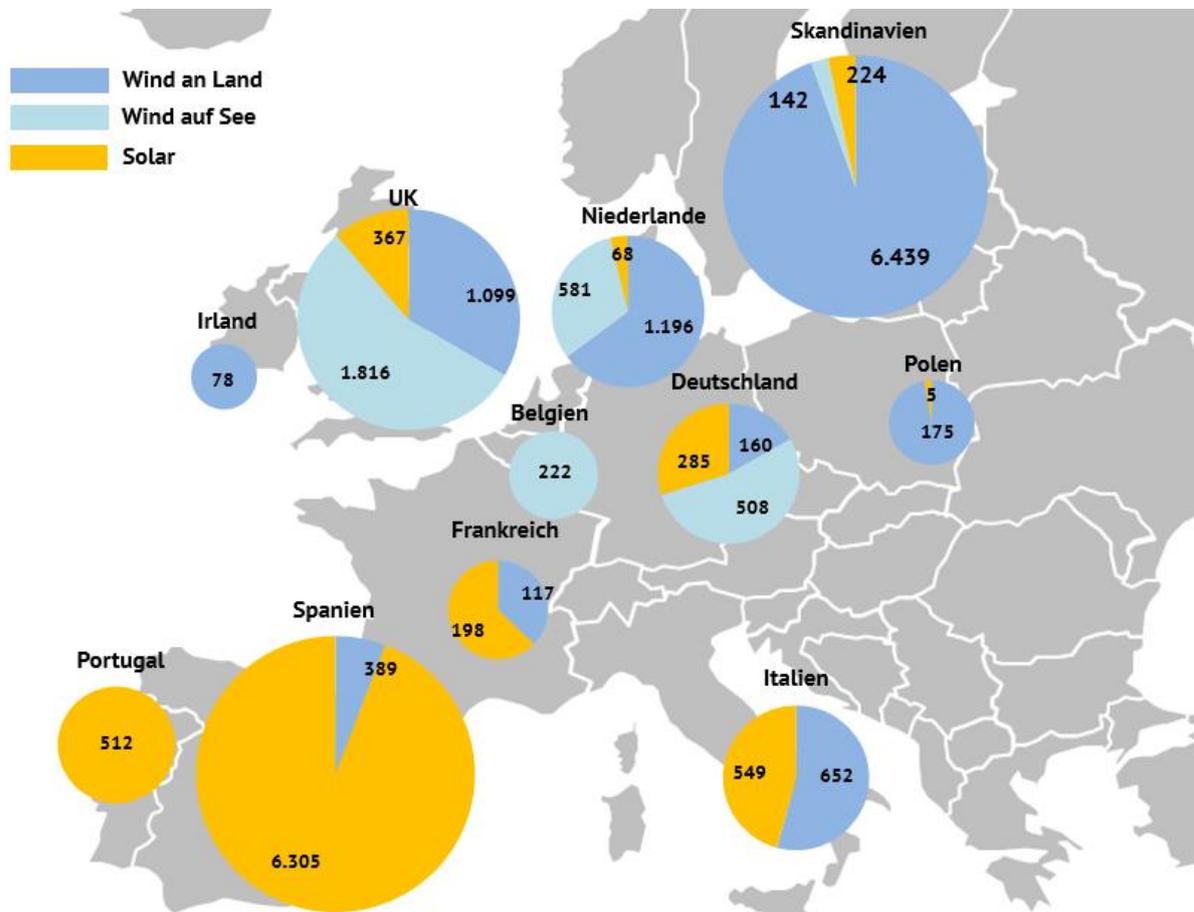


Abbildung 8: Öffentlich erwähnte PPA-Abschlüsse in Europa in MW kontrahierter Leistung
[Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: Juli 2020]

Wie in

Abbildung 8 zu sehen, liegt Deutschland im europäischen Vergleich hinsichtlich der kontrahierten Leistungen weiterhin eher im Mittelfeld.⁶ Im Vergleich zum Vorquartal ist der größte Zuwachs an PPA-Abschlüssen Spanien zuzuschreiben. Vereinzelt wurden PPAs unter anderem auch in Deutschland, Skandinavien, Polen, Frankreich und den Niederlanden abgeschlossen.

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 Einspeiseprofil⁷ 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 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.⁸

⁶ 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.

⁷ 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.

⁸ In Zeiträumen ohne negative Preisen sind die beiden Faktoren identisch.

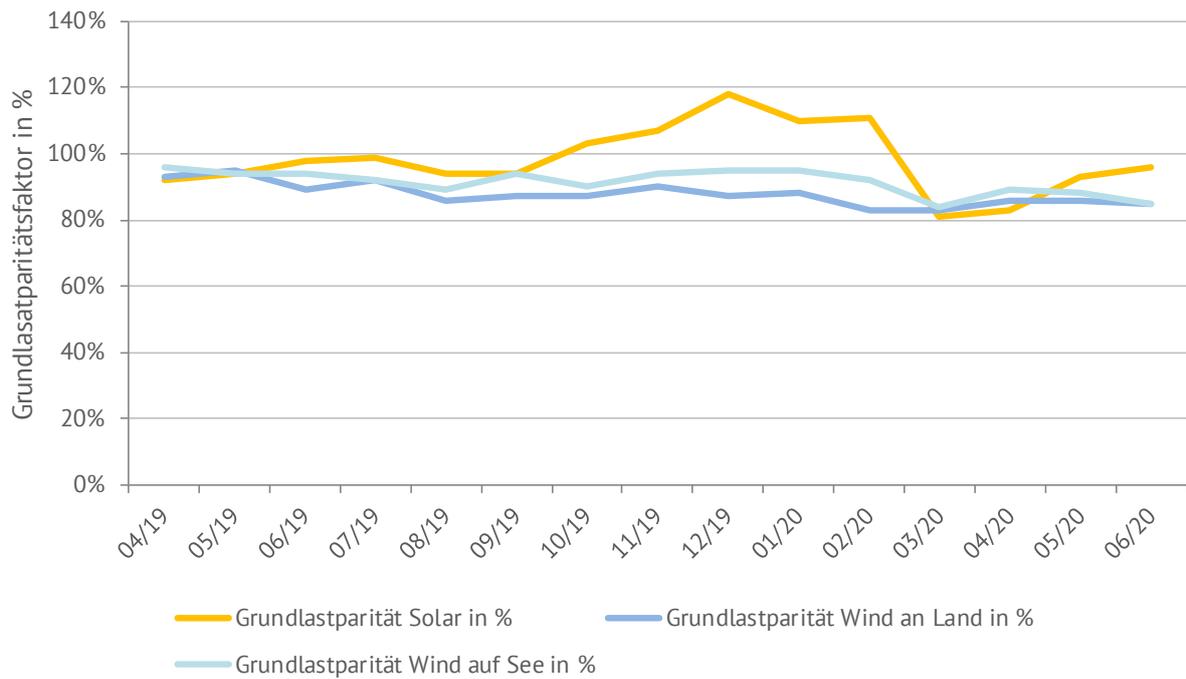


Abbildung 9: Grundlastparitätsfaktor je Technologie [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot und Einspeiseprofilen gemäß Übertragungsnetzbetreiber]

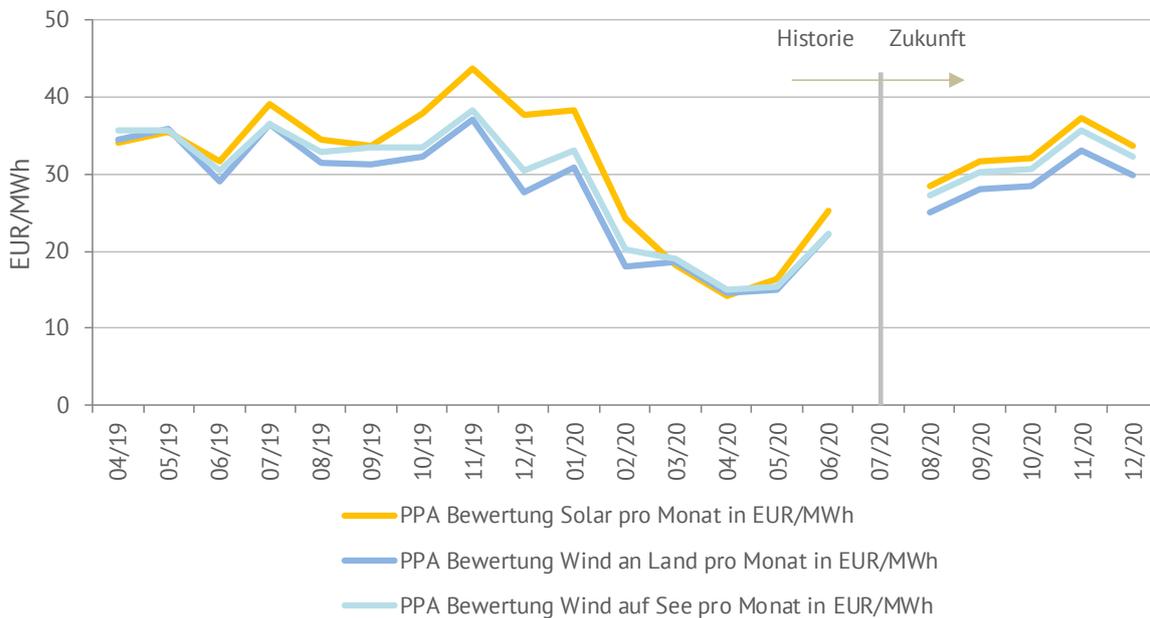


Abbildung 10: PPA-Bewertung historisch und zukünftig (basierend auf Basepreisen Day-Ahead und Future-Preisen vom 27. Juli 2020) [Quelle: Eigene Darstellung nach EEX/EPEX Day-Ahead und Future]

Während die technologiespezifischen Grundlastparitätsfaktoren der letzten 15 Monate in Abbildung 9 dargestellt sind, zeigt Abbildung 10 die resultierenden monatlichen PPA-Bewertungen im Zeitraum April 2019 bis Dezember 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.

Mit Blick auf die letzten drei Monate erlebte die PPA-Bewertung für jede der betrachteten Technologien einen starken Einbruch analog zur Marktwertentwicklung der EEG-Anlagen. Wie bereits in der Marktwertanalyse in Kapitel 1.2 beschrieben, führten eine hohe Wind- und Solareinspeisung, die Covid-19-Pandemie und niedrige Commodity-Preise zu einem starken Preisverfall.

Die niedrigen Grundlastparitätsfaktoren in Abbildung 9 veranschaulichen unter anderem den Einfluss des Wetters auf die niedrigeren PPA-Bewertungen.

Gemäß der vorherrschenden Meinung an den Terminmärkten werden für die nächsten Monate wieder steigende Strompreise erwartet, sodass auch die PPA-Bewertungen hier steigen. Allerdings nähern sich die PPA-Bewertungen demzufolge erst gegen Ende 2020 wieder dem Vorjahresniveau. Im Vergleich zum Monitoringbericht des Vorquartals bleibt diese Markteinschätzung damit weitestgehend unverändert. Sie ist jedoch mit besonders großer Vorsicht zu genießen, die weitere Entwicklung bleibt zu beobachten. Die Auswirkungen auf die Abschlüsse langfristiger PPAs sind derzeit noch nicht verlässlich abzuschätzen.

3. MONITORING NEGATIVER PREISE

3.1 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]

	Q2 2019	2019	Q2 2020	2020
Stunden mit negativen Preisen	53	211	84	212
6H §51	34	123	39	150

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 deutlich angestiegen. So gab es am Day-Ahead-Markt der EPEX Spot im zweiten Quartal des Jahres 2020 58 Prozent mehr Stunden mit negativen Preisen bzw. 15 Prozent mehr Stunden innerhalb des § 51. Vergleicht man die kumulierten Werte des gesamten ersten Halbjahrs 2020 mit dem Gesamtjahr 2019, so traten bereits mehr Stunden mit negativen Preisen bzw. über 20 Prozent mehr 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.

3.2 STUNDEN MIT NEGATIVEN PREISEN

Anzahl und Höhe negativer Preise

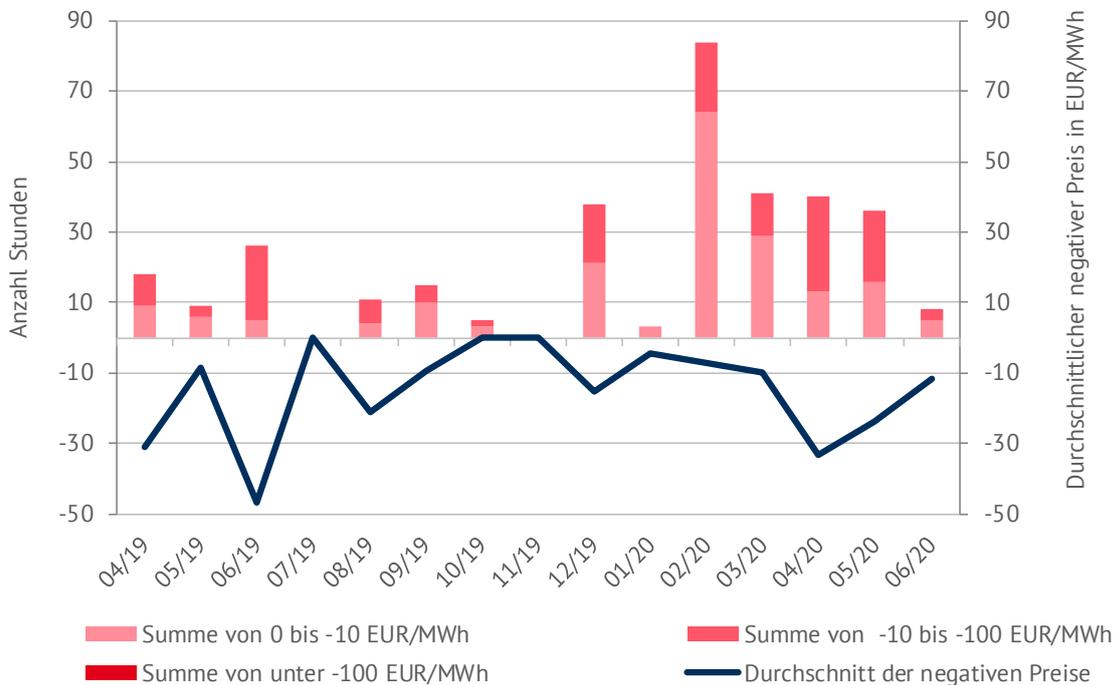


Abbildung 11: Monatsdurchschnitt und Anzahl negativer Preise gruppiert nach Höhe; bezogen auf DA-Preise der EPEX Spot [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Abbildung 11 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. Der historische Monatsrekord im Februar mit 84 negativen Preisen wurde im zweiten Quartal 2020 trotz der anhaltenden Covid-19-Pandemie nicht wiederholt. Im April (40) und Mai (36) lag die Anzahl der negativen Preise auf dem Niveau des März (41), im Juni traten diese nur noch in sechs Stunden auf. Dies könnte unter anderem mit einer Erholung der Stromnachfrage zusammenhängen, die sich aus den schrittweisen Lockerungen des Lock-down im öffentlichen, Industrie- und Gewerbesektor ergab.

Während die hohe Anzahl negativer Preise im Vorquartal jedoch maßgeblich auf eine Zunahme betragsmäßig „niedriger“ negativer Preise zurückzuführen war, so war das zweite Quartal 2020 von einem wesentlichen höheren Anteil von Preisen im Bereich -10 bis -100 EUR/MWh geprägt. Im April und Mai lagen ihr Anteil bei 68 und 56 Prozent, im Juni immerhin noch bei 38 Prozent. Entsprechend lagen auch die Monatsdurchschnittswerte stets unterhalb von -10 EUR/MWh und damit betragsmäßig deutlich höher als die des Vorquartals. Der durchschnittliche negative Preis

im April 2020 lag mit rund -33 EUR/MWh besonders niedrig, und wird unter den dargestellten Monaten nur vom Juni 2019 untertroffen.

Negative Preise nach Tageszeiten

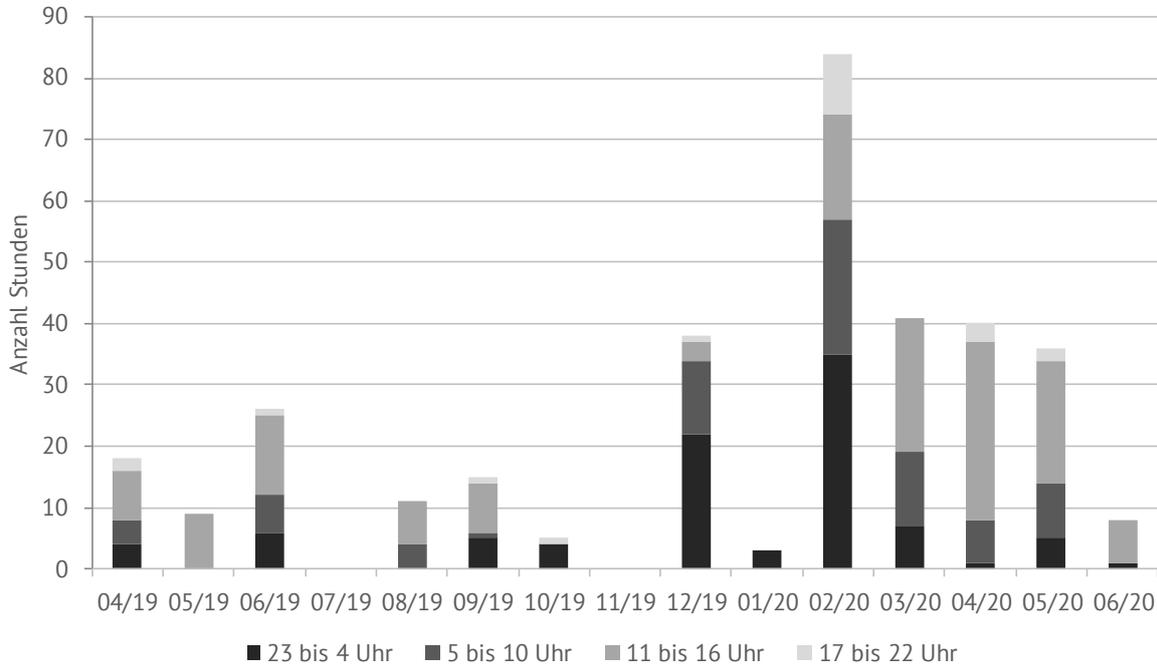


Abbildung 12: Negative Strompreise gruppiert nach Tageszeit [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Abbildung 12 zeigt, zu welcher Tageszeit die negativen Strompreise in den letzten 15 Monaten auftraten. Demnach treten 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 April bis Juni 2020 lag dieser Mittagsanteil im Vergleich zum Vorjahreszeitraum jedoch besonders hoch. Neben der erhöhten PV-Einspeisung dürfte eine pandemiebedingt überproportionale Nachfragereduktion in den Tagesstunden zu einem größeren Anteil der Mittagsstunden an den negativen Preisen beigetragen haben.

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 wer-

den hat lassen bzw. wieviel 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 13 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 13: 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.

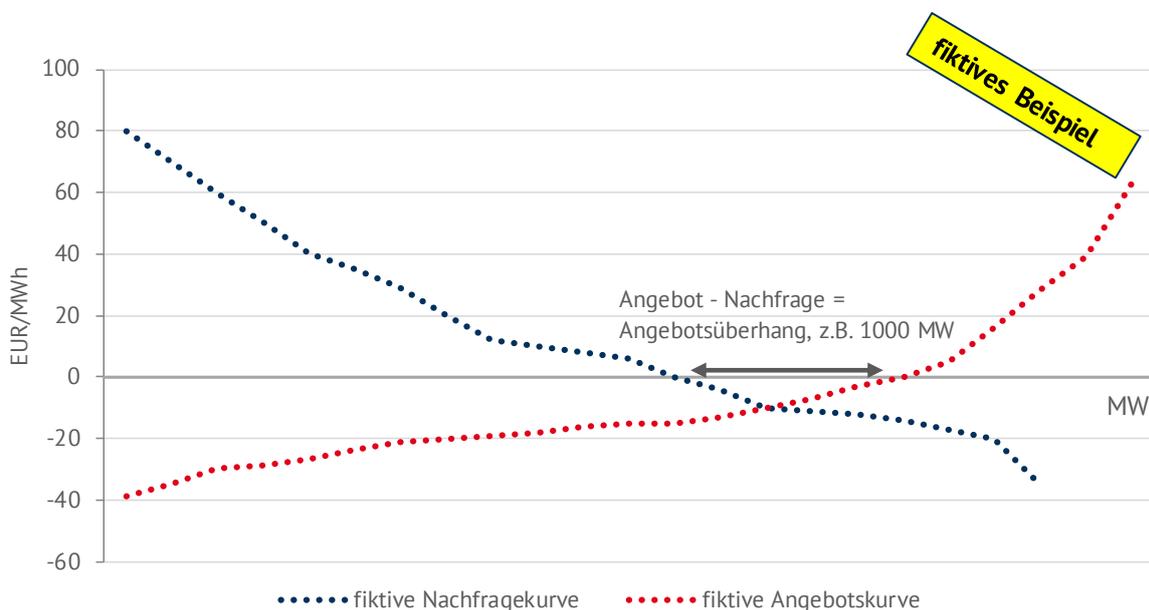


Abbildung 13: Exemplarische Skizze der Gebotskurven in einer Handelsstunde der Day-Ahead-Auktion an der EPEX Spot

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 April und Mai nicht nur besonders viele negative Preise aufgetreten, mit durchschnittlich 2994 bzw. 1791 MW wäre auch deutlich mehr flexible Nachfrage zur Vermeidung der negativen Preise nötig gewesen als im Juni (946 MW). Bemerkenswert ist zudem die sehr hohe Anzahl an Stunden im April, in denen ein Überangebot von 5 GW oder mehr entstand (9 Mal). Dabei lag der Spitzenwert bei 8,6 GW. Großen Anteil hat hier der Rekordtag 21. April, an dem die Day-Ahead-Preise über 5 Stunden hinweg bei

rund -80 EUR/MWh lagen. Dadurch wurde der 21. April zum ersten Werktag, an dem sich ein negativer Tagesdurchschnittspreis für eine Baseload-Stromlieferung ergab (vgl. Kapitel 4 des Monitoringberichts 03/2020).

Um die negativen Preise des aktuellen Halbjahres besser einordnen zu können, vergleicht Abbildung 17 die durchschnittlichen Angebotsüberhänge der Monate in 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: 1931 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. Im Gegensatz zum April hätte im Februar also nicht viel Flexibilität gefehlt, um den Großteil der negativen Preise zu vermeiden.

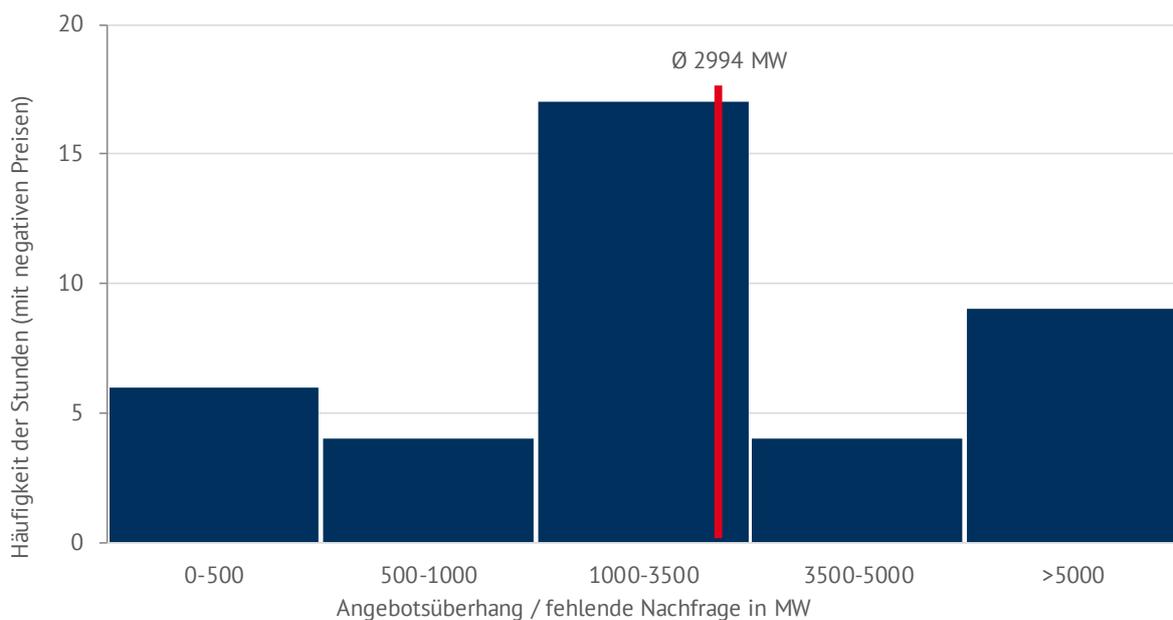


Abbildung 14: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage während negativer Preise im April 2020 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

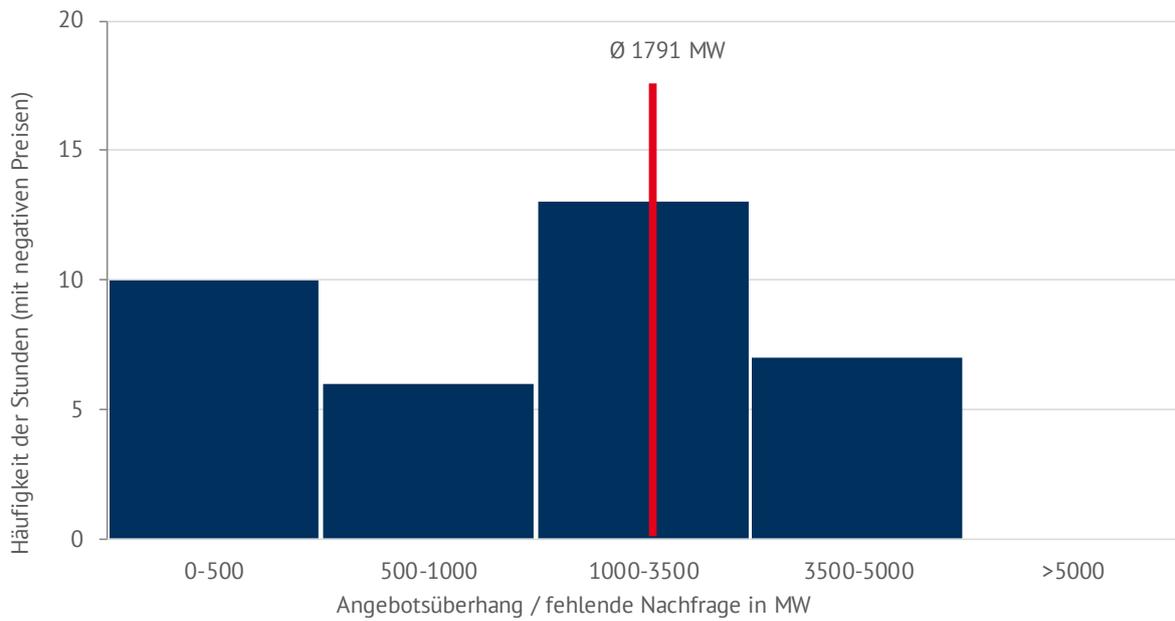


Abbildung 15: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage während negativer Preise im Mai 2020 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

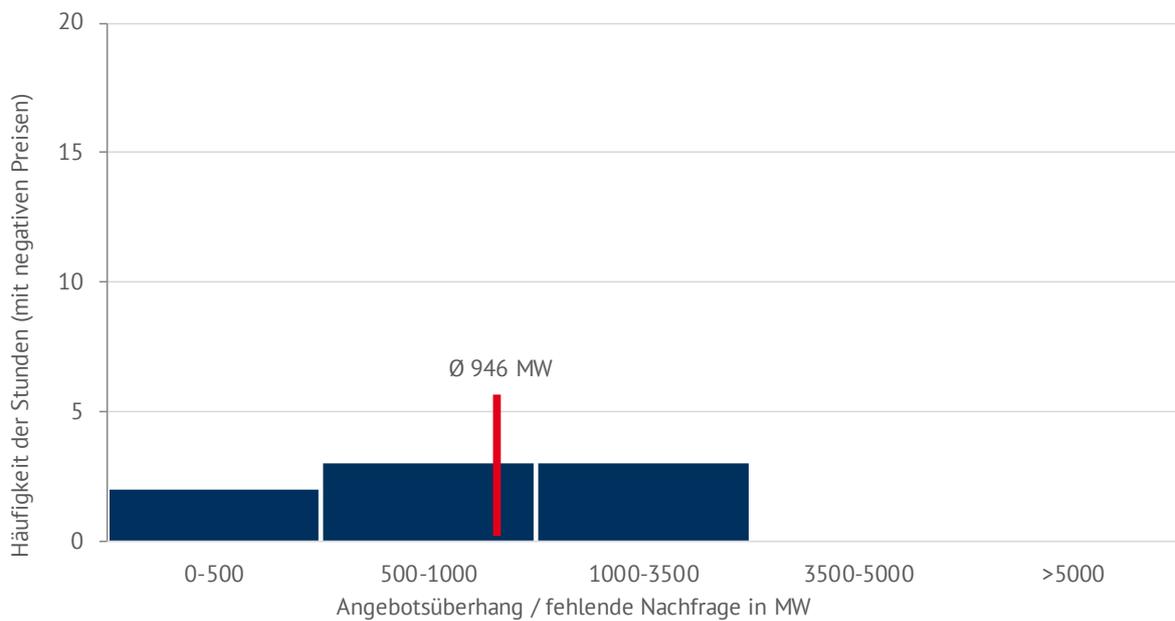


Abbildung 16: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage während negativer Preise im Juni 2020 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

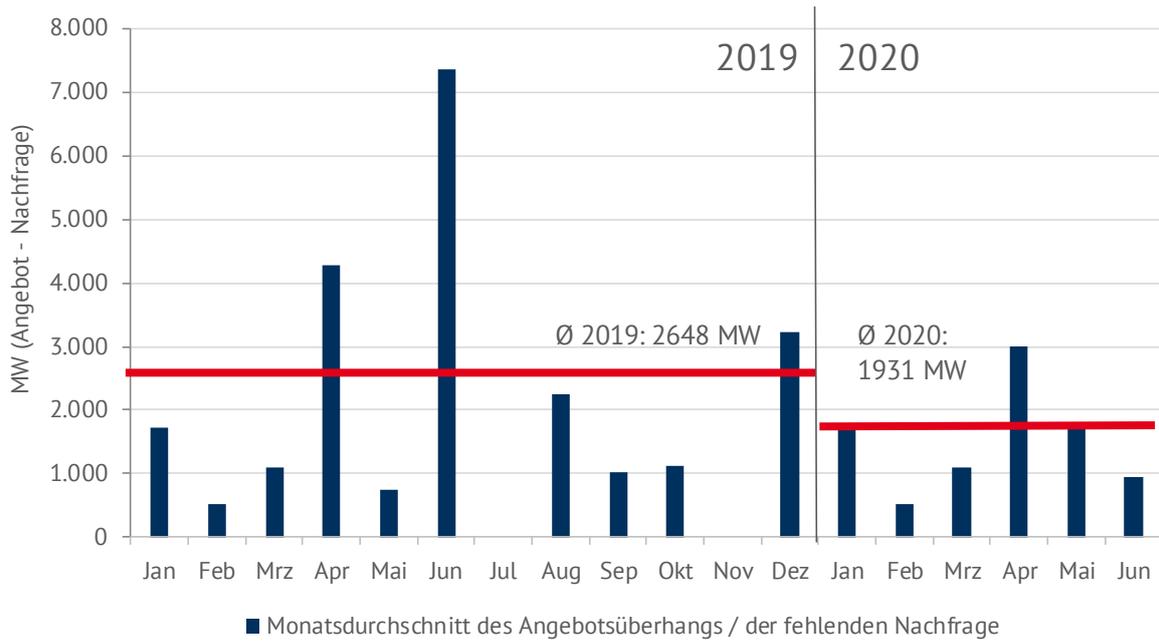


Abbildung 17: Monatlicher, durchschnittlicher Angebotsüberhang/fehlende Nachfrage während negativer Preise in 2019 und 2020 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

3.3 6H-REGEL (§51 EEG)

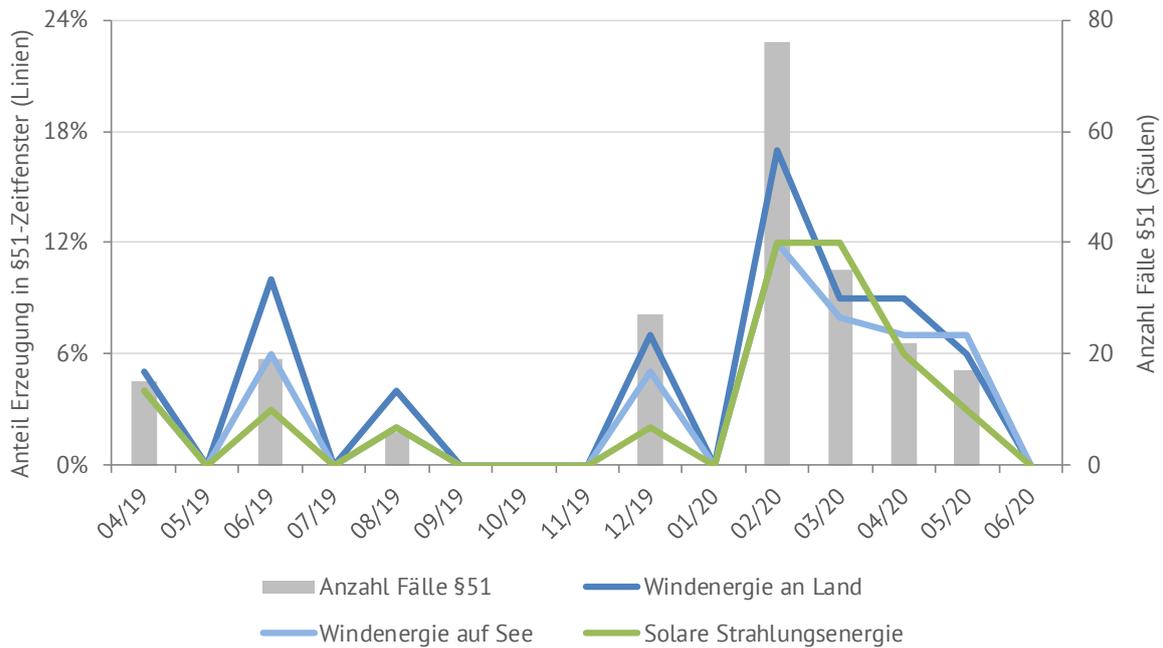


Abbildung 18: Häufigkeit der Perioden von mindestens sechs Stunden am Stück mit negativen Preisen sowie Anteil der betroffenen EEG-Anlagen nach Technologie [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

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 18 mussten die Betreiber einer von dieser Regelung betroffenen Anlage mit Inbetriebnahme nach 01.01.2016 eine solche Förderkürzung im letzten Quartal im April und Mai in Kauf nehmen, in diesen Fällen mit 22 und 17 Mal nicht mehr so häufig wie noch im Vorquartal. Mit insgesamt 39 Fällen liegt das zweite Quartal 2020 damit auf ähnlichem Niveau wie der Vergleichszeitraum in 2019 (34 Fälle).

Dadurch fielen auch die resultierenden Einbußen hinsichtlich erhaltener Marktprämienzahlungen nicht mehr so deutlich aus wie noch in den Vormonaten. Während im Februar beispielsweise noch 17 Prozent der Windstromerzeugung an Land in diese Zeitfenster fielen, waren es im April und Mai nur noch 9 bzw. 6 Prozent. Auch bei der PV und Wind auf See haben sich die Anteile auf Werte zwischen 3 und 7 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 zweiten Quartal 2020 besonders hoch. Im Mai fiel dieser Anteil für die von Windanlagen auf See erzeugten Strommengen im Vergleich der Technologien allerdings erstmals am höchsten aus (Wind auf See: 7 Prozent; Wind an Land: 6 Prozent).

4. CASE STUDY: HINTERGRÜNDE DER MARKTWERTENTWICKLUNG VON APRIL BIS JUNI

Aus den Analysen zur Entwicklung der Marktwerte und PPA-Bewertungen in den Kapiteln 1.2 und 2.2 geht hervor, dass das letzte Quartal von historischen Tiefstwerten gezeichnet war. Dies betraf insbesondere die Monate April und Mai, während sich die Werte im Juni wieder erheblich erholten. So lagen die Marktwerte im Juni mit 22 bis 25 EUR/MWh um den Faktor 2 bis 2,7 höher als noch im April (9 bis 11 EUR/MWh; vgl. Tabelle 4).

Tabelle 4: Marktwerte für Wind- und Solarenergie von April bis Juni 2020 und relative monatliche Veränderung [Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

	Marktwerte in EUR/MWh					
	Wind an Land		Solar		Wind auf See	
Apr	9		9		11	
Mai	12	33%	14	56%	12	9%
Jun	22	83%	25	79%	22	83%

Doch welche Entwicklung treibt diese Erholung voran? Hat sich die Stromnachfrage durch die schrittweisen Lockerungen des pandemiebedingten Lock-down wieder erholt? Entstanden die Tiefstwerte des April und Mai vor allem durch das Zusammenspiel der Covid-19-Pandemie mit hoher Wind- und Solareinspeisung? Welche Rolle spielen die Commodity-Preise?

Tabelle 5 liefert Ansatzpunkte, um hierauf eine Antwort zu finden. So hat sich die durchschnittliche, stündliche Last in Deutschland seit April kaum verändert. Demgegenüber sank die kumulierte Monateinspeisung von Onshore-, Offshore- und Solaranlagen von April bis Juni um insgesamt 20 Prozent. Ein signifikanter Rückgang, der sowohl auf die Windenergie (-27 Prozent) als auch die Solarenergie (-9 Prozent) zurückzuführen ist. Die Commodity-Preisentwicklungen zeichnen ein heterogenes Bild: Während die EUA-Preise nach dem Preisverfall zu Beginn der Pandemie bis Juni wieder deutlich zulegten, so verlor Gas am deutschen Spotmarkt witterungsbedingt wie erwartet (weiter) an Wert. Der Terminmarktpreisindex API 2 für Steinkohle blieb hingegen auf relativ konstantem Niveau.

Die Zahlen aus Tabelle 5 legen nahe, dass die im Vergleich zu den Vormonaten starke Steigerung der Marktwerte fluktuierender erneuerbarer Energien im Juni vor allem mit den zeitweisen Einspeiserekorden des April und Mai zu tun hat. Diese Rekorde führten in diesen Monaten unter anderem zu einer Vielzahl negativer Preise, die die Wertigkeit von Wind- und Solarstrom besonders stark mindern. Das Commodity-Preisniveau spielte eine im Vergleich dazu nachrangige

Rolle. Dabei war der CO₂-Preisanstieg im Juni einer der Treiber eines generell höheren Strompreisniveaus. Dieser Anstieg könnte unter anderem mit den Veröffentlichungen der EU zum Green New Deal und zum Konjunkturpaket zusammenhängen.

Tabelle 5: Durchschnittliche Stromnachfrage und kumulierte Wind- und Solareinspeisung in Deutschland sowie durchschnittliche Commodity-Preisniveaus der Monate April bis Juni 2020; Gaspreis nach NCG EGSI DA, Kohlepreis nach API 2 und deren relative monatliche Veränderung [Quelle: Eigene Darstellung nach ENTSO-E Transparency und Montelnews]

	ø Last in GW	Wind+PV in TWh	ø Gaspreis (Spot)	ø EUA-Preis	ø Kohlepreis (Cal21)
Apr	49,8	15,1	7,0	20,2	54,4
Mai	49,1 -1%	13,8 -8%	5,1 -28%	20,0 -1%	52,5 -4%
Jun	49,4 1%	12,1 -12%	5,0 -1%	23,5 17%	55,2 5%

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), Kohle: API 2 Cal21, CO₂: EUA Dec 20 Future. [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

August 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.