

Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

# MONITORING DER DIREKTVERMARKTUNG: QUARTALSBERICHT (09/2021)



Berlin und Freiburg, November 2021

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

## INHALTSVERZEICHNIS

Auf einen Blick: Das Wichtigste im Vorjahresvergleich .....	2
1. Monitoring der Vermarktungsanteile innerhalb der EEG-Förderung.....	4
1.1. Entwicklung der vermarkteten Leistung in der geförderten Direktvermarktung (Marktprämie).....	4
1.2. Wirtschaftliche Kennzahlen der geförderten Direktvermarktung (Marktprämie) .....	5
1.3. Ausfallvergütung.....	8
2. Monitoring der Vermarktungsanteile außerhalb der EEG-Förderung.....	10
2.1. Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung.....	10
2.2. Entwicklungen auf dem PPA-Markt .....	12
3. Monitoring negativer Preise.....	18
3.1. Entwicklung im Vergleich zum Vorjahreszeitraum.....	18
3.2. Stunden mit negativen Preisen .....	19
3.3. 6H-Regel (§ 51 EEG 2017) .....	24
3.4. 4H-Regel (§ 51 EEG 2021) .....	24
4. Case Study: Einblick in die Risikoanalyse von Investitionen in erneuerbare Energien .....	26
Quellenverzeichnis.....	29
Kurzportrait Energy Brainpool.....	30
Impressum.....	31

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Entwicklung der vermarkteten Leistung im Marktprämienmodell [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de].....	4
Abbildung 2: monatliche Marktwerte je Technologie vs. Base-Preis [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot und netztransparenz.de].....	5
Abbildung 3: Preisspreads in der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	7
Abbildung 4: Entwicklung der Leistung in der Ausfallvergütung [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de] .....	9
Abbildung 5: Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de].....	10
Abbildung 6: Leistung der Anlagen, die im dritten Quartal 2021 neu in der sonstigen Direktvermarktung waren [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de und MaStR] .....	11
Abbildung 7: öffentlich erwähnte PPAs in Deutschland [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: Ende September 2021].....	12
Abbildung 8: öffentlich erwähnte PPA-Abschlüsse in Europa in MW kontrahierter Leistung [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: Ende September 2021] .....	14
Abbildung 9: Grundlastparitätsfaktor je Technologie [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot und Einspeiseprofilen gemäß Übertragungsnetzbetreiber] .....	15
Abbildung 10: PPA-Bewertung historisch und zukünftig (basierend auf Day-Ahead-Base-Preisen und Future-Base-Preisen vom 11. Oktober 2021) [Quelle: Eigene Darstellung nach EEX/EPEX Day-Ahead und Future].....	16
Abbildung 11: Monatsdurchschnitt und Anzahl negativer Preise gruppiert nach Höhe; bezogen auf DA-Preise der EPEX Spot [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	19
Abbildung 12: negative Strompreise gruppiert nach Tageszeit [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot] .....	20
Abbildung 13: exemplarische Skizze der Gebotskurven in einer Handelsstunde der Day-Ahead-Auktion an der EPEX Spot.....	21

Abbildung 14: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage während negativer Preise im Juli 2021 [eigene Darstellung nach EPEX Spot].....22

Abbildung 15: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage während negativer Preise im August 2021 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot] .....22

Abbildung 16: monatlicher, durchschnittlicher Angebotsüberhang/fehlende Nachfrage während negativer Preise in 2020 und 2021 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot].....23

Abbildung 17: Häufigkeit der Perioden von mindestens sechs Stunden am Stück mit negativen Preisen sowie Anteil der betroffenen EEG-Anlagen je Technologie [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot].....24

Abbildung 18: Häufigkeit der Stunden in Perioden von mindestens sechs (graue Balken) bzw. vier Stunden (türkisfarbene Balken) am Stück mit negativen Preisen [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot].....25

Abbildung 19: Bandbreite möglicher jährlicher PPA-Bewertungen für Solaranlagen in Deutschland schematisch dargestellt als Szenarioschwarm.....26

Abbildung 21: Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Baseload-Preise im Jahr 2025 [Quelle: beispielhafte Modellierung Energy Brainpools] .....27

## TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Übersicht der vermarkteten Leistung (in MW) im Marktprämienmodell, Festvergütung, sonstiger Direktvermarktung und Ausfallvergütung im Vorjahresvergleich (Betrachtung zum Quartalsende) [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de und Markstammdatenregister].....	2
Tabelle 2: Übersicht zentraler Marktdaten in der Direktvermarktung in Q3 2019-2021 [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de und EPEX Spot].....	3
Tabelle 3: Häufigkeit negativer Preise bzw. der Anwendungsfälle des § 51 (4H- bzw. 6H-Regel) in 2020 und 2021 in der DA-Auktion der EPEX Spot [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot] .....	18

## AUF EINEN BLICK: DAS WICHTIGSTE IM VORJAHRESVERGLEICH

Bei den installierten Leistungen erneuerbarer Energien haben sich die im aktuellen Jahr beobachtbaren Verschiebungen betreffend die genutzten Vermarktungsmodelle fortgesetzt. Über das Marktprämienmodell wurden binnen eines Jahres zusätzlich Anlagen mit einer kumulierten Leistung von 1,4 GW vermarktet. Diese im Vergleich zum Vorjahr deutlich geminderte Leistungssteigerung und der Rückgang bei der Leistung in der Festvergütung sind primär auf das Ende der Vergütungsperiode für die ersten Anlagen-Erneuerbarer-Energien zurückzuführen. Diese Anlagen sind größtenteils in die sonstige Direktvermarktung gewechselt und haben in diesem Vermarktungsmodell die Leistung sehr stark erhöht. Damit gewann das Vermarktungsmodell der sonstigen Direktvermarktung spürbar an Relevanz. Dieser Trend setzte sich im dritten Quartal fort und wurde durch die hohen Börsenstrompreise zusätzlich verstärkt, die einen Wechsel in die ungeförđerte sonstige Direktvermarktung attraktiver macht. Der Trend hin zu ungeförđerten PV-Neuanlagen, der 2020 an Fahrt aufgenommen hatte, bestätigt sich 2021 bisher hingegen nicht. Die vermehrten PPA-Abschlüsse und Wechsel in die sonstige Direktvermarktung betreffen in erster Linie Altanlagen. Tabelle 1 zeigt die vermarkteten Leistungen in den verschiedenen Vermarktungsformen jeweils für das Ende der dritten Quartale 2019, 2020 und 2021. Die Ausfallvergütung wird auch in Q3 2021 nur in sehr wenigen Fällen zur Absicherung der Finanzierung herangezogen.

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

Angaben in MW	Q3 2019	Q3 2020	Q3 2021
Marktprämienmodell	78.764	82.982	84.361
Festvergütung	39.936	39.023	36.959
Sonstige Direktvermarktung	205	381	3.961
Ausfallvergütung	103	120	148

Die Marktwerte der Technologien Solar, Wind an Land und Wind auf See sind im letzten Quartal deutlich gestiegen und erreichen fast das Dreifache der Vorjahreswerte. Lagen die Marktwerte im dritten Quartal des letzten Jahres noch bei 29 bis 32 EUR/MWh, erreichten die Werte im letzten Quartal 84 bis 89 EUR/MWh. Grund dafür ist das aktuell hohe Strompreisniveau, getrieben

durch hohe Beschaffungskosten fossiler Kraftwerke für Gas, Kohle und CO<sub>2</sub>-Zertifikate. Trotz der im Schnitt hohen Preise kam es in 22 Stunden zu negativen Strompreisen. Dieser Wert liegt etwas unter den Quartalswerten der Vorjahre, aber dennoch auf einem verhältnismäßig ähnlichen Niveau, da die hohen Grenzkosten von Kohle- und Gaskraftwerken in Stunden niedriger Stromnachfrage einen untergeordneten Einfluss haben können. Die jeweiligen Quartalsdaten sind in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Übersicht zentraler Marktdaten in der Direktvermarktung in Q3 2019-2021 [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de und EPEX Spot]

	Q3 2019	Q3 2020	Q3 2021
Anzahl der Stunden mit negativen Preisen	26	34	22
Ø Marktwert <sup>1</sup> Solar in EUR/MWh	36	32	88
Ø Marktwert <sup>1</sup> Wind an Land in EUR/MWh	32	29	84
Ø Marktwert <sup>1</sup> Wind auf See in EUR/MWh	33	31	89

<sup>1</sup> mengengewichteter, durchschnittlicher Marktwert

## 1. MONITORING DER VERMARKTUNGSANTEILE INNERHALB DER EEG-FÖRDERUNG

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

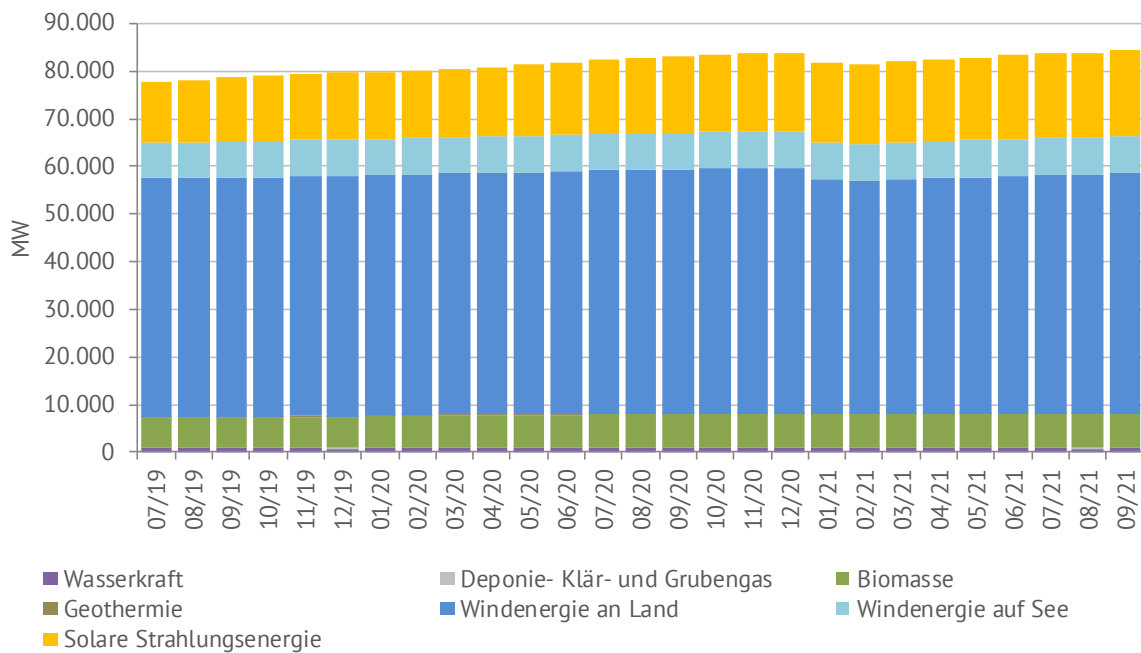


Abbildung 1: Entwicklung der vermarkteten Leistung im Marktprämienmodell [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

Wie bereits in den ersten zwei Quartalsberichten 2021 beschrieben, ergab sich ein deutlicher Rückgang der Gesamtleistung (ca. 2,1 GW) von Dezember 2020 auf Januar 2021 (siehe Abbildung 1). Er resultiert insbesondere aus dem Wechsel von ausgeförderten Anlagen in die sonstige Direktvermarktung.

Im dritten Quartal 2021 stieg die im Rahmen der Marktprämie geförderte Erneuerbaren-Leistung um ca. 1 GW. Davon entfielen ca. 584 MW auf Windenergie an Land und ca. 488 MW auf solare Strahlungsenergie, während auch in diesem Quartal keine zusätzliche Leistung für Windenergieanlagen auf See zu verzeichnen ist. Rechnet man diese Ausbautzahlen für Q3 auf ein Jahr hoch, läge der Jahreszubau innerhalb des Marktprämienmodells für Windenergie an Land bei rund 2,3 GW und für solare Strahlungsenergie bei rund 2 GW. Im Vergleich zum zweiten Quartal 2020 lag der Leistungszuwachs bei Windenergie an Land um 64 Prozent höher und bei der solaren Strahlungsenergie um 33 Prozent niedriger. Gegenüber dem Vorjahr, in welchen die größten



Leistungssteigerungen auf die solare Strahlungsenergie entfielen, zeigt sich dieses Jahr eine gewisse Trendwende hin zu Windenergie an Land als dominanterer Energieträger. Aktuell liegt der Anteil der Windenergie an Land an der insgesamt durch die Marktprämie geförderten Leistung bei 60 Prozent (Q3 2020: 62 Prozent) und der Anteil der solaren Strahlungsenergie bei 21 Prozent (Q3 2020: 19 Prozent). Darauf folgen die Windenergie auf See mit 9 Prozent und Biomasseanlagen mit 8 Prozent.

## 1.2. WIRTSCHAFTLICHE KENNZAHLEN DER GEFÖRDERTEN DIREKTVERMARKTUNG (MARKTPRÄMIE)

### Monatliche Marktwerte

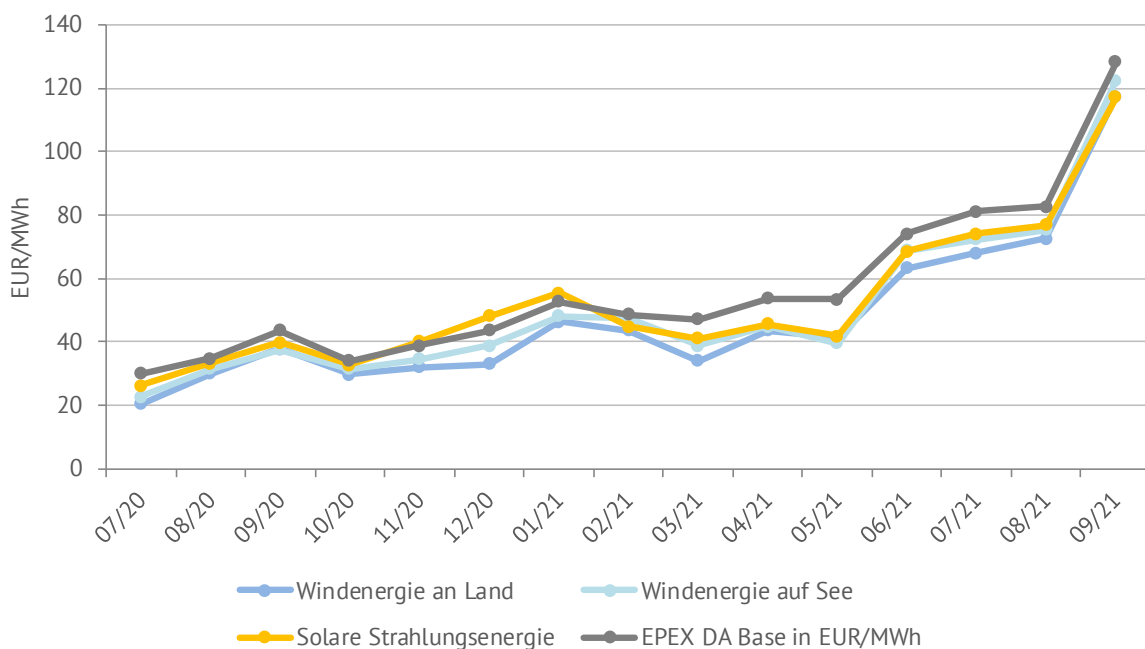


Abbildung 2: monatliche Marktwerte je Technologie vs. Base-Preis [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot und netztransparenz.de]

Analog zu den Basepreisen haben sich die Marktwerte für Solar- und Windenergieanlagen im Verlauf des letzten Quartals weiter deutlich erhöht (vgl. Abbildung 2). Insbesondere trifft dies für den September 2021 zu. Treiber hierfür sind die Beschaffungskosten fossiler Kraftwerke für Gas, Steinkohle und CO<sub>2</sub>-Zertifikate. Insbesondere die Gas- und Steinkohlepreise sind in den letzten Monaten extrem gestiegen. Da fossile Kraftwerke in der Day-Ahead-Auktion – aufgrund ihrer im Vergleich zu anderen Kraftwerken hohen Grenzkosten – besonders häufig den Preis setzen, wirken sich solche Commodity-Preisentwicklungen unmittelbar auf den Strompreis aus.

Während hohe Strompreise Verbraucher belasten, hat sich die Erlössituation für erneuerbare Energien kurzfristig stark verbessert. Da die Marktwerte oberhalb der anzulegenden Werte einiger jüngerer Anlagen liegen, ist ein Wechsel in die sonstige Direktvermarktung attraktiv. Das hohe Preisniveau befördert auch eine Vermarktung der Direktvermarktungsmengen an den Terminmärkten.

Aufgrund des Merit-Order-Effekts erneuerbarer Energien lagen die Marktwerte für die Wind- und Solarenergie auch im dritten Quartal unterhalb des Basepreises. Im Vergleich zum Vorquartal haben sich die monatlichen Marktwertfaktoren, also das Verhältnis des jeweiligen Marktwertes zum Basepreis, jedoch wieder etwas erhöht. Dies ist ein Hinweis darauf, dass der Merit-Order-Effekt im letzten Quartal trotz einer, bedingt durch hohe Commodity-Preise, steileren Merit-Order etwas weniger stark ausgeprägt war.

Wie bereits im Großteil der Vormonate und -jahre zu beobachten, lag der Marktwert Solar auch im Juli und August 2021 oberhalb der Marktwerte für die Windenergie. Der Merit-Order-Effekt der Windenergie war in diesen Monaten stärker ausgeprägt als der Effekt der Solarenergieeinspeisung. Im September dürfte das im Vergleich der Vorjahre unterdurchschnittliche Winddargebot wiederum für einen schwächeren Merit-Order-Effekt der Windenergie gesorgt haben, sodass die Marktwerte Wind über den Marktwert Solar kletterten.

#### *Preisspreads am Day-Ahead-Markt*

Anhand von Preisspreads lässt sich beurteilen wie attraktiv die Flexibilisierung der Erzeugung von beispielsweise 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.

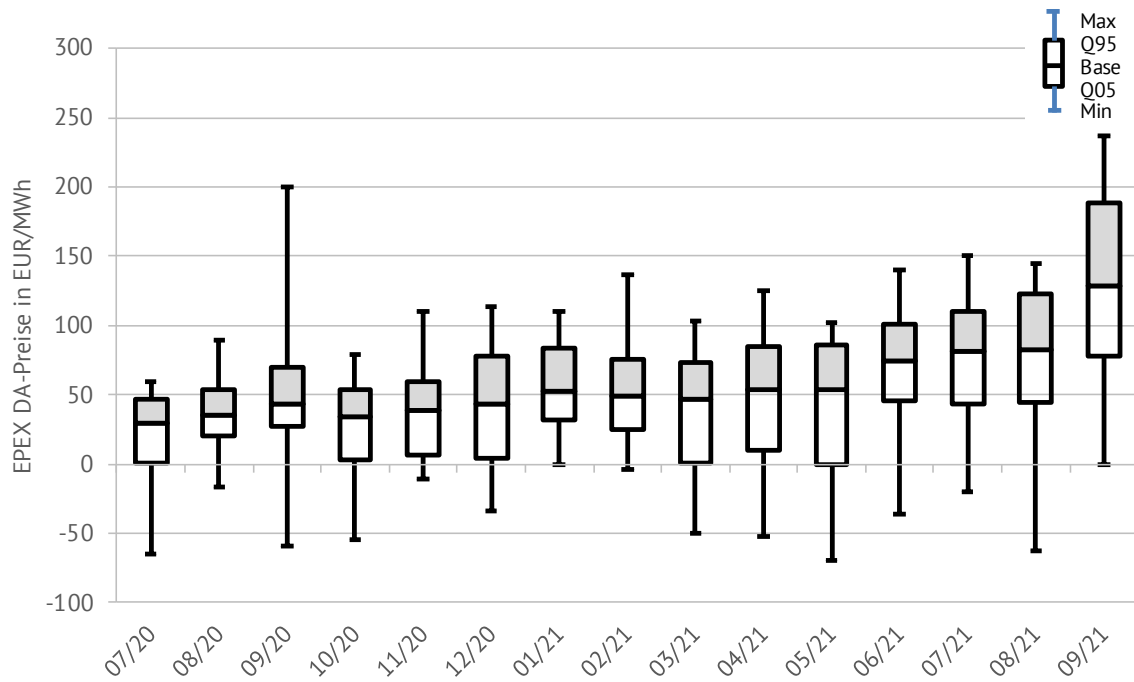


Abbildung 3: Preisspreads in der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Der Trend vergleichsweise hoher Preisunterschiede im Bereich der 90 Prozent häufigsten Strompreise aus Q2/2021 setzt sich in Q3/2021 fort. So lagen etwa im Juli und August 2021 jeweils 90 Prozent der Strompreise zwischen rund 44 und 110 EUR/MWh (Juli) bzw. 122 EUR/MWh (August). Mit 66 (Juli) bzw. 78 EUR/MWh (August) liegen die resultierenden Spannweiten zwischen diesen Preisen deutlich über den meisten Monatswerten der vergangenen 15 Monate (mit Ausnahme der Monate März bis Mai 2021 und Dezember 2020). Im September hat sich dieser Trend weiter verstärkt. So lagen 90 Prozent der Day-Ahead-Preise dieses Monats zwischen rund 78 und 188 EUR/MWh, eine Spannweite von knapp 111 EUR/MWh. Zudem trat mit 237 EUR/MWh ein neuer Höchstwert auf, der in der Day-Ahead-Auktion seit 2008 nicht mehr erreicht wurde und der den September 2020 als bisherigen Höchstwert der letzten Jahre übertrifft. Die Marktumgebung für flexible Akteure auf dem Strommarkt wie zum Beispiel Batterien, Pumpspeicher oder flexible Stromnachfrager gewinnt dadurch weiter an Attraktivität. In Abbildung 3 sind die Preisspreads der Day-Ahead-Auktion seit Juli 2020 in der Form von Box Plots dargestellt, die Preisextreme sowie 5-Prozent- und 95-Prozent-Quantile umfassen.

### 1.3. 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 Jahresgang üblicherweise deutlichen Schwankungen unterworfen. Nachdem sich zum Jahreswechsel 2020/2021 die Leistung in der Ausfallvergütung sprunghaft erhöhte (siehe Abbildung 4), liegt sie seit dem zweiten und auch im dritten Quartal wieder in etwa auf dem Niveau von Ende 2020.

Somit entfällt wieder, wie auch in den letzten Jahren, der größte Anteil der Leistung in der Ausfallvergütung auf Solaranlagen (80 Prozent) und der zweitgrößte Anteil auf Windenergieanlagen an Land (16 Prozent). Insgesamt bleibt die über die Ausfallvergütung finanzierte erneuerbare Leistung an der insgesamt installierten erneuerbaren Leistung mit rund 0,1 Prozent weiterhin auf sehr niedrigem Niveau.

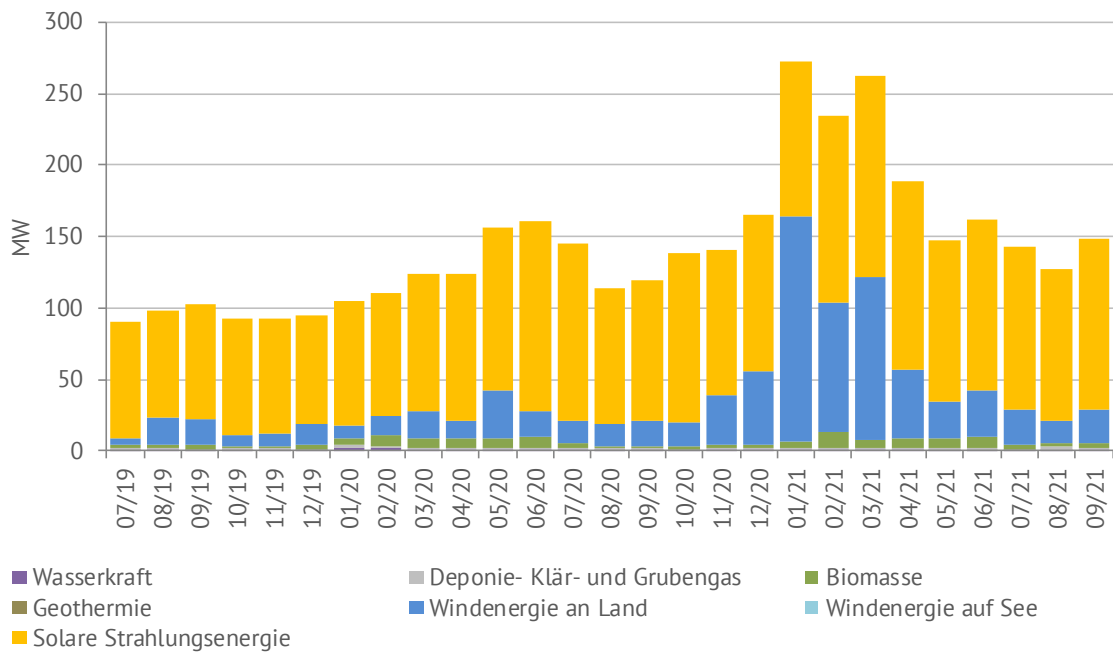


Abbildung 4: Entwicklung der Leistung in der Ausfallvergütung [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

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

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

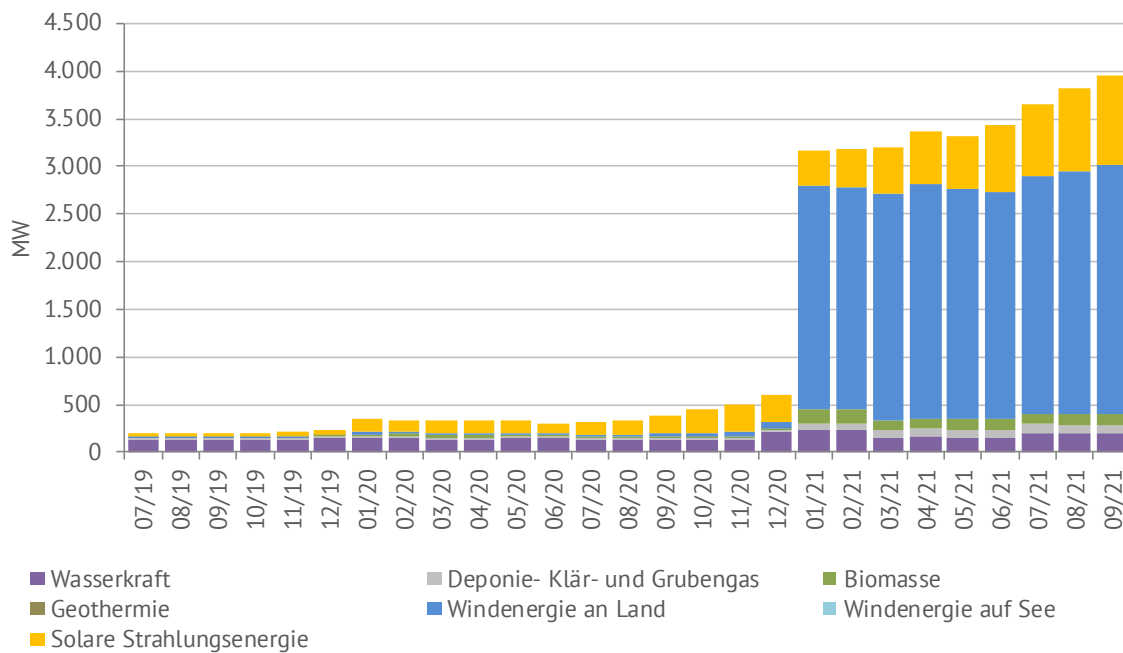


Abbildung 5: Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

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 bereits im ersten Quartalsbericht 2021 beschrieben, ergab sich zum Jahreswechsel 2020/2021 ein erheblicher Anstieg der Leistung in der sonstigen Direktvermarktung (ca. um den Faktor sechs), der insbesondere auf ausgeförderte Anlagen entfällt. Im dritten Quartal 2021 zeigt sich bei der installierten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung noch mal eine deutliche Steigerung. Die Leistung stieg um 532 MW (16 Prozent) an (siehe Abbildung 5). Davon entfallen 246 MW auf die solare Strahlungsenergie und 232 MW auf Windanlagen an Land. Zum

Ende des dritten Quartals 2021 entfielen von der insgesamt in der sonstigen Direktvermarktung vermarkteten Leistung 24 Prozent auf solare Strahlungsenergie (Q1 2021: 15 Prozent) und 66 Prozent auf Windenergieanlagen an Land (Q1 2021: 74 Prozent).

In Abbildung 6 ist die Leistung der Anlagen zu sehen, die in den Monaten Juli, August oder September 2021 neu in die sonstige Direktvermarktung gewechselt sind. Ebenso dargestellt ist, welche Vergütungsform die Anlagen im Vormonat (also vor dem Wechsel in die sonstige Direktvermarktung) in Anspruch genommen hatten. Es zeigt sich, dass der kleinste Anteil auf im dritten Quartal 2021 neu installierte Anlagen entfällt (4 Prozent). Die meisten Anlagen wechselten aus einer anderen Vergütungsform in die sonstige Direktvermarktung. Der größte Anteil entfällt hierbei auf Anlagen, die im Vormonat im Marktprämienmodell waren (80 Prozent). Von der neu in der sonstigen Direktvermarktung vermarkteten Windenergieleistung an Land entfallen ca. 88 Prozent auf ausgeförderte Anlagen.

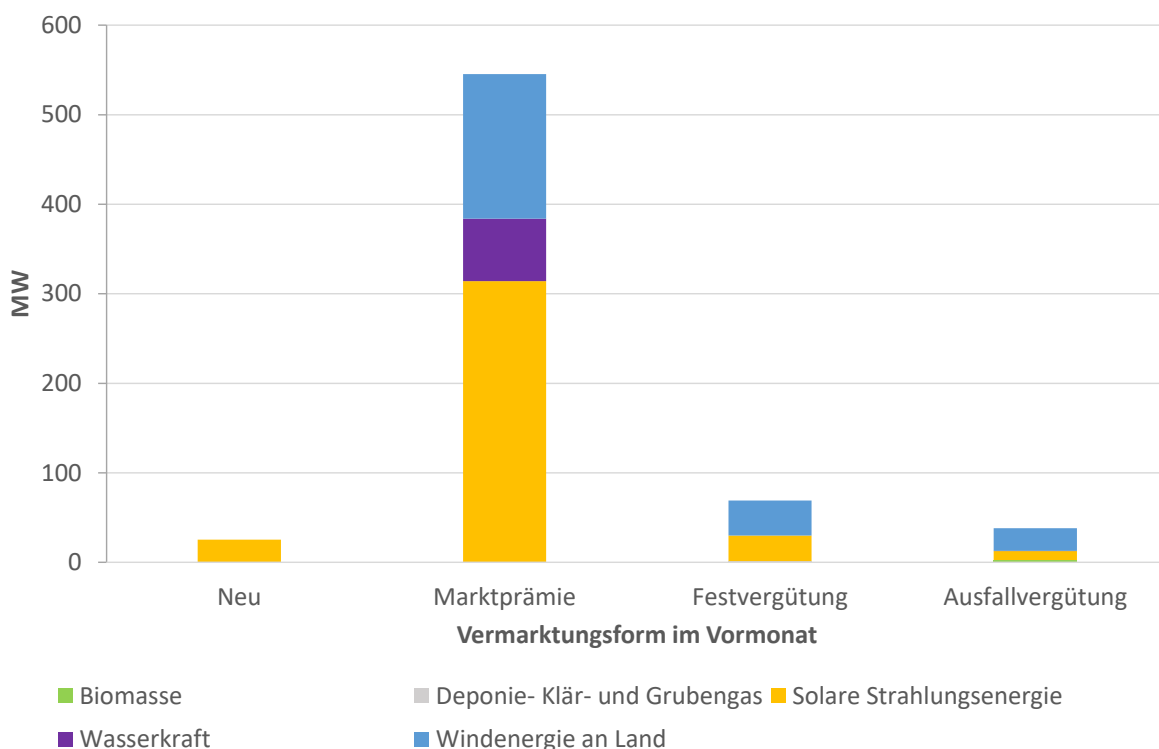


Abbildung 6: Leistung der Anlagen, die im dritten Quartal 2021 neu in der sonstigen Direktvermarktung waren [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de und MaStR]

Der Umfang der in der sonstigen Direktvermarktung finanzierten Leistung gegenüber der insgesamt installierten EE-Gesamtleistung bleibt weiterhin relativ gering, konnte aber seinen Anteil gegenüber dem zweiten Quartal 2020 von ca. 0,3 Prozent auf 3,2 Prozent steigern. Auch für die kommenden Jahre ist mit einer dynamischen Entwicklung zu rechnen. Zum einen erreichen in

den nächsten vier Jahren jährlich ca. 3 GW an installierter Anlagenleistung das Förderende und benötigen alternative Finanzierungsoptionen für den Weiterbetrieb. Zum anderen deutet die Zahl der PPA-Abschlüsse (vgl. Kapitel 2.2) auf weiteren Neuanlagenzuwachs in diesem Segment hin. Abhängig von der weiteren Entwicklung der Strompreise und der in den Ausschreibungen bezuschlagten anzulegenden Werte dürfte ein Wechsel in die sonstige Direktvermarktung zudem eine zunehmend attraktive Option zur Erlösoptimierung für EEG-Anlagen darstellen.

## 2.2. ENTWICKLUNGEN AUF DEM PPA-MARKT

### *Kontrahierte Leistung*

EE-Anlagenbetreiber unterschiedlicher Vermarktungsmodelle können ihren Strom unter anderem auch über langfristige Stromlieferverträge (im Folgenden Power Purchase Agreements: PPA) vermarkten. Erhalten sie dabei keine EEG-Förderung, können sie so ihre Grünstromeigenschaft vermarkten. Abbildung 7 stellt die kontrahierte Leistung der in der Fachpresse publizierten PPA-Abschlüsse in Deutschland von 2016 bis September 2021 dar. Wie in den vorherigen Quartalsberichten berichtet, führten vor allem die vielen Weiterbetriebs-PPA mit ausgeführten Windenergieanlagen an Land zu einem starken Anstieg bei den PPA-Abschlüssen in 2021.

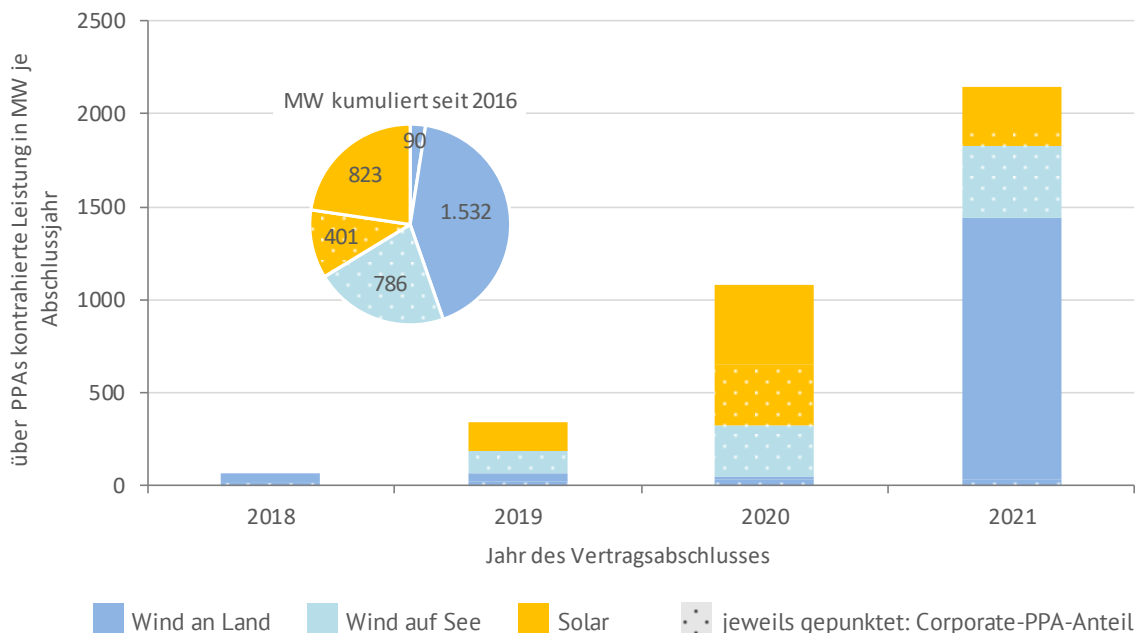


Abbildung 7: öffentlich erwähnte PPAs in Deutschland [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: Ende September 2021]<sup>2</sup>

<sup>2</sup> 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 dritten Quartal verringerte sich der Zuwachs an PPA-Abschlüssen etwas. So wurden Windenergieanlagen an Land und auf See mit einer installierten Leistung von insgesamt 131 MW kontrahiert, während im zweiten Quartal mehrheitlich Solaranlagen zu einem Zuwachs von über 700 MW führten.

Während es sich in Deutschland bei Solar-PPAs fast ausschließlich um Neuanlagen handelt, so werden Wind-PPAs vor allem mit Bestandsanlagen abgeschlossen, die das EEG entweder vorzeitig oder nach 20 Jahren Förderzeit verlassen. So haben neben förderfreien Neuanlagen und ausgedienten Anlagen auch EEG-geförderte Bestandsanlagen die Möglichkeit zur Grünstromvermarktung über PPAs, insofern sie sich für den freiwilligen Ausstieg aus dem Marktprämienmodell und einen Wechsel in die sonstige Direktvermarktung entscheiden. Ab Beginn der Vertragslaufzeit tauchen diese Leistungsmengen entsprechend auch in der Statistik zur sonstigen Direktvermarktung (siehe Kapitel 2.1 und Abbildung 5) auf. In der Vergangenheit konnte ein über ein PPA finanzierter, vorzeitiger Wechsel aus dem EEG lediglich bei Windenergieanlagen auf See beobachtet werden. Entweder haben diese Anlagen im Rahmen einer EEG-Ausschreibung einen Zuschlag zu 0 ct/kWh erhalten, oder sie fallen nach den ersten acht Jahren aus dem EEG-Stauchungsmodell. Informationen über PPA-Abschlüsse der in Abbildung 6 dargestellten Anlagen, die im letzten Quartal in die sonstige Direktvermarktung gewechselt sind, liegen nicht vor. Neben einer langfristigen Absicherung über PPAs besteht die Möglichkeit, dass die dort aufgeführten Anlagen die Vermarktungsform lediglich vorübergehend und im Sinne der kurzfristigen Erläsoptimierung bzw. Generierung von Herkunftsnachweisen wechseln.

Im europäischen Vergleich liegt Deutschland hinsichtlich der kontrahierten Leistungen weiterhin im oberen Mittelfeld und holt gegenüber den früheren Leitmärkten wie UK oder den skandinavischen Ländern weiter auf (Abbildung 8).<sup>3</sup> Dieser Trend ist bereits seit Beginn des Jahres 2020 zu beobachten. Allerdings ist die Anzahl öffentlich kommunizierter PPA-Abschlüsse über PV-Neuanlagen gegenüber 2020 bisher deutlich geringer ausgefallen. Der Trend hin zu einem zusätzlichen Bau ungeförderter PV-Anlagen bestätigt sich 2021 bisher nicht.

---

<sup>3</sup> 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.

Land (Zuwachs Q3/2021 in MW)

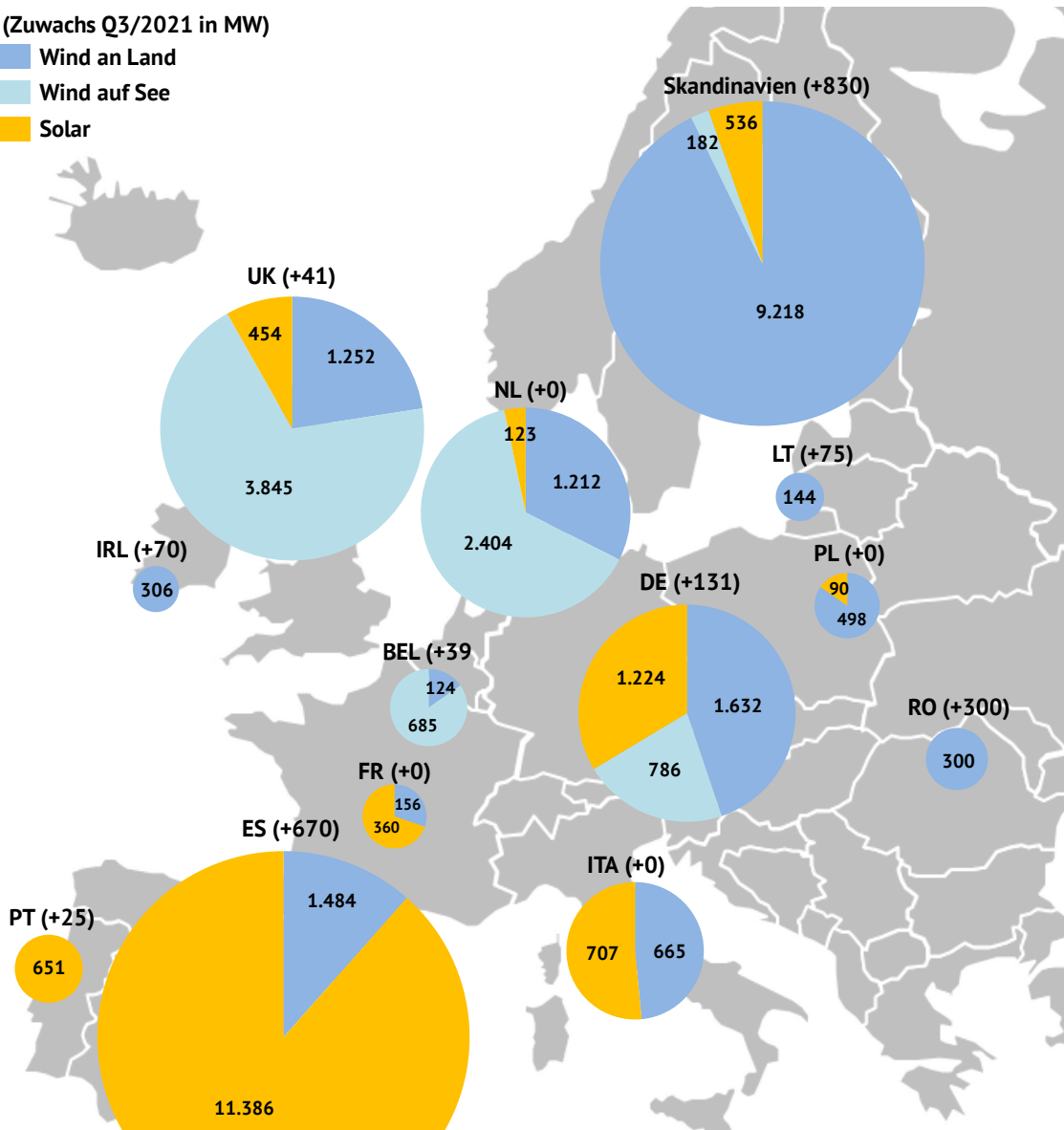
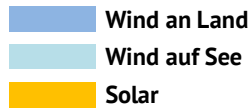


Abbildung 8: öffentlich erwähnte PPA-Abschlüsse in Europa in MW kontrahierter Leistung [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: Ende September 2021]<sup>4</sup>

*Entwicklung der Kenngrößen zur PPA-Bewertung*

Möchte man den monetären Vertriebswert der Stromerzeugung aus diesen förderfreien Anlagen ermitteln, so hängt der durchschnittliche Erlös in EUR/MWh (PPA-Bewertung) neben dem Marktpreisniveau und dem Einspeiseprofil<sup>5</sup> auch von der Stundenanzahl mit negativen Strompreisen während der Einspeisung ab, da Anlagen ohne EEG-Förderung im Gegensatz zu geförderten Anlagen ihren Strom nur zu positiven Strompreisen gewinnbringend vermarkten können.

<sup>4</sup> Im Vergleich zu vorherigen Quartalsberichten wurden die Märkte Litauen und Rumänien hinzugefügt

<sup>5</sup> 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.

Um vom Base-Preis 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 im Vergleich zu einer Grundlastlieferung gemessen am Börsenstrompreis. Im Vergleich zum Marktwertfaktor bezieht der Grundlastparitätsfaktor zusätzlich zum Einspeiseprofil einen Abschlag für die Nicht-Vermarktung in Stunden negativer Preise ein.<sup>6</sup> Die Grundlastparitätsfaktoren in Abbildung 9 veranschaulichen demnach vorrangig den Einfluss des technologiespezifischen Merit-Order-Effekts auf die jeweiligen PPA-Bewertungen in Abbildung 10. Die Grundlastparitätsfaktoren stiegen im vergangenen Quartal leicht an, was auf einen schwächer ausgeprägten Merit-Order-Effekt hindeutet.

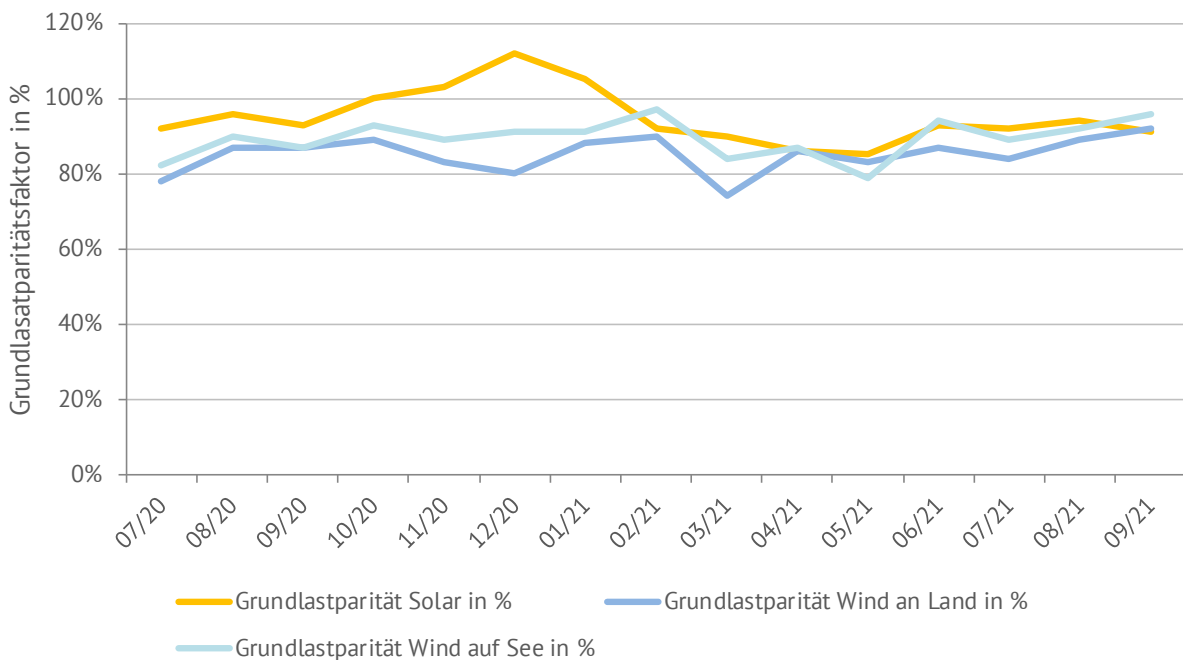


Abbildung 9: Grundlastparitätsfaktor je Technologie [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot und Einspeiseprofilen gemäß Übertragungsnetzbetreiber]

<sup>6</sup> In Zeiträumen ohne negative Preise sind die beiden Faktoren identisch.

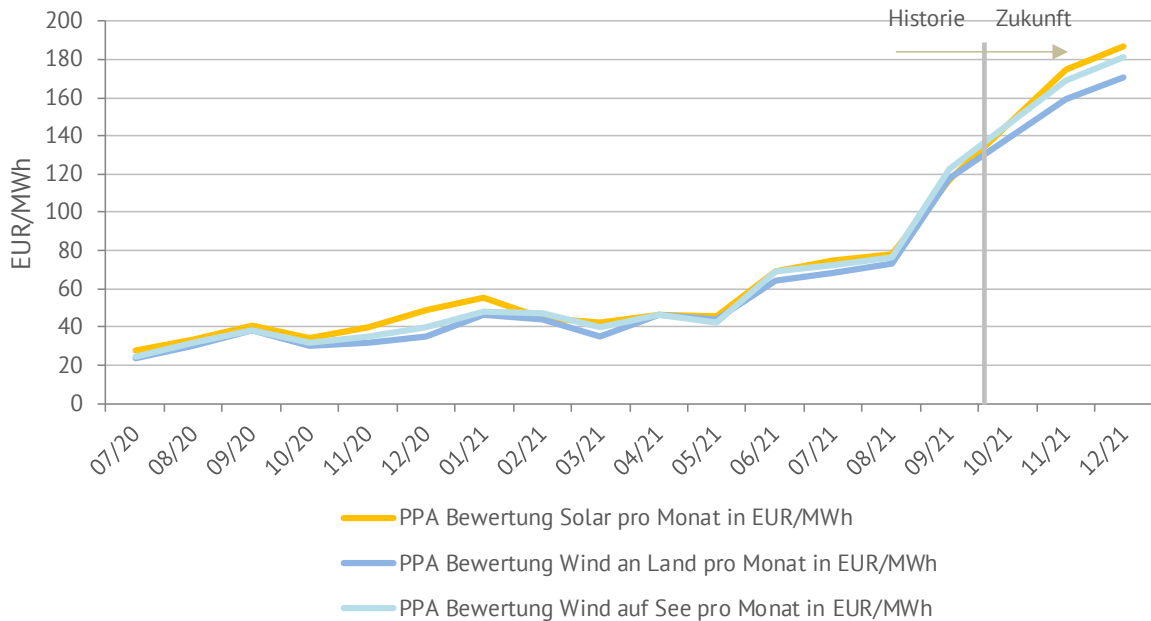


Abbildung 10: PPA-Bewertung historisch und zukünftig (basierend auf Day-Ahead-Base-Preisen und Future-Base-Preisen vom 11. Oktober 2021) [Quelle: Eigene Darstellung nach EEX/EPEX Day-Ahead und Future]

Abbildung 10 zeigt die resultierenden monatlichen PPA-Bewertungen im Zeitraum Juli 2020 bis September 2021. Dies schafft einen Überblick über die kurzfristige Entwicklung der monatlichen Wertigkeit von PPA-Strom, wenngleich die spezifische Bewertung eines PPA 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 deren 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 sowie für künftige Lieferperioden erhöht sich die PPA-Bewertung von Wind- sowie Solaranlagen deutlich. In Anbetracht der momentanen Preisentwicklung am Terminmarkt ist für die nächsten Monate ein weiter steigendes Niveau der Strompreise zu erwarten, welches sich in der PPA-Bewertung niederschlägt und auch hier zu höheren Werten führt. Diese hohen Spot- und Terminmarktpreise heben die PPA-Bewertung im September bzw. die erwartete PPA-Bewertung im vierten Quartal erstmals auf über 120 EUR/MWh. Für den PPA-Markt bleibt abzuwarten, ob die aktuell hohen Preise den Wunsch von Verbrauchern nach langfristigen Stromlieferverträgen und damit die Nachfrage nach PPAs verstärken, oder ob potenzielle Abnehmer sich mit Abschlüssen in Erwartung fallender Strompreise eher zurückhalten.

Der hohe Marktwert erneuerbarer Energien am Terminmarkt hat gemäß den Aussagen einiger Marktakteure zur Folge, dass Direktvermarkter von Marktprämien-Anlagen zunehmend anbieten, die derzeit hohen Marktwerte am Terminmarkt für die Zukunft abzusichern. Sollte der Spotmarktpreis in Zukunft wieder fallen, könnten Anlagenbetreiber von den heute vereinbarten Marktwerten profitieren. Sollte der Spotmarktpreis hingegen weiter steigen, ist der am Terminmarkt abgesicherte Preis ungünstig. Da der durchschnittliche monatliche Marktwert weiterhin über den Spotmarktpreis berechnet wird, hat die Wahl der Vermarktungsstrategie keine Auswirkung auf die Marktprämie.

### 3. MONITORING NEGATIVER PREISE

#### 3.1. ENTWICKLUNG IM VERGLEICH ZUM VORJAHRESZEITRAUM

Tabelle 3: Häufigkeit negativer Preise bzw. der Anwendungsfälle des § 51 (4H- bzw. 6H-Regel) in 2020 und 2021 in der DA-Auktion der EPEX Spot [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

	Q3 2020	2020	Q3 2021	2021
Stunden mit negativen Preisen	34	298	22	127
6h § 51 EEG alt	16	192	17	73
4h § 51 EEG 2021	24	245	17	110

Tabelle 1 zeigt die Häufigkeit der Stunden mit negativen Preisen bzw. von mindestens 6 bzw. 4 Stunden mit negativen Preisen am Stück („6H-Regel“ nach § 51 EEG 2017 und „4H-Regel“ nach § 51 EEG 2021) für Q3 2020 und 2021 sowie für das Gesamtjahr 2020 und die ersten drei Quartale 2021 kumuliert. Im Vergleich zum Vorjahresquartal ist die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen um rund 35 Prozent gesunken, negative Preise im 6h-Zeitfenster waren jedoch ähnlich häufig.

Zudem zeigt Tabelle 1 auch die Wirkung der 4H-Regel auf, die für EEG-Anlagen gilt, welche ab dem 01. Januar 2021 bezuschlagt wurden und vergleicht diese mit dem Vorjahr. Dabei wird angenommen dass diese Regelung bereits zu diesem Zeitpunkt gegolten hätte. Im Quartalsvergleich zeigt sich eine Reduktion um 29 Prozent zum Vorjahreszeitraum. Die Anzahl der 4H-Zeitfenster bis Ende des dritten Quartals 2021 macht dabei erst 45 Prozent der Anzahl des Gesamtjahres 2020 aus. Vergleicht man die Häufigkeit miteinander, mit der beide Regeln greifen würden, so greift die 4H-Regel bisher in 2021 eineinhalb Mal häufiger als die 6H-Regel. In Q3 2021 wären beide Regeln mit je 17 Mal gleich oft zum Tragen gekommen.

### 3.2. STUNDEN MIT NEGATIVEN PREISEN

#### Anzahl und Höhe negativer Preise

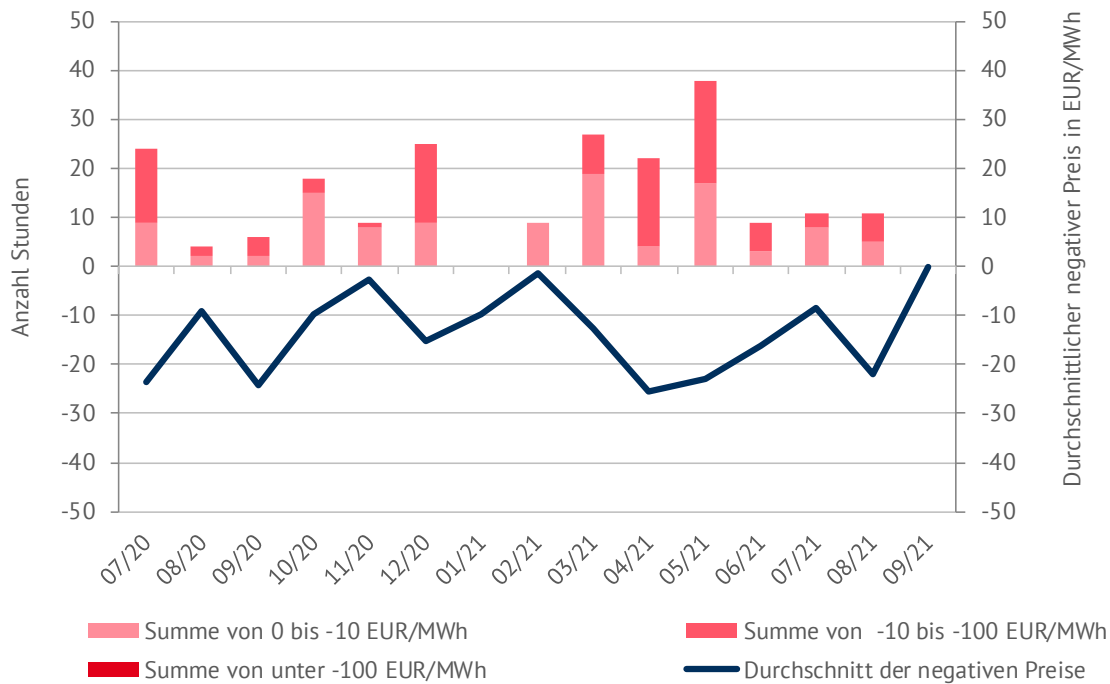


Abbildung 11: Monatsdurchschnitt und Anzahl negativer Preise gruppiert nach Höhe; bezogen auf DA-Preise der EPEX Spot [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Abbildung 11 stellt den Monatsdurchschnitt und die Anzahl negativer Preise dar, gruppiert nach Höhe in den letzten 15 Monaten (Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot). Vergleicht man Q3 2021 mit dem Vorquartal, ist eine signifikante Abnahme der Anzahl insbesondere im Vergleich zu den Monaten des Frühjahrs zu beobachten. Dies gilt insbesondere für die Anzahl von Preisen unter -10 EUR/MWh. Der Durchschnitt der negativen Preise im Juli und August lag dabei im Bereich der Vormonate. Im September kam es zu keiner Stunde mit einem negativen Strompreis. Im Vergleich zum dritten Quartal 2020 bestehen keine signifikanten Unterschiede, lediglich im Juli 2020 kam es nachfrage- und wetterbedingt deutlich häufiger zu negativen Preisen.

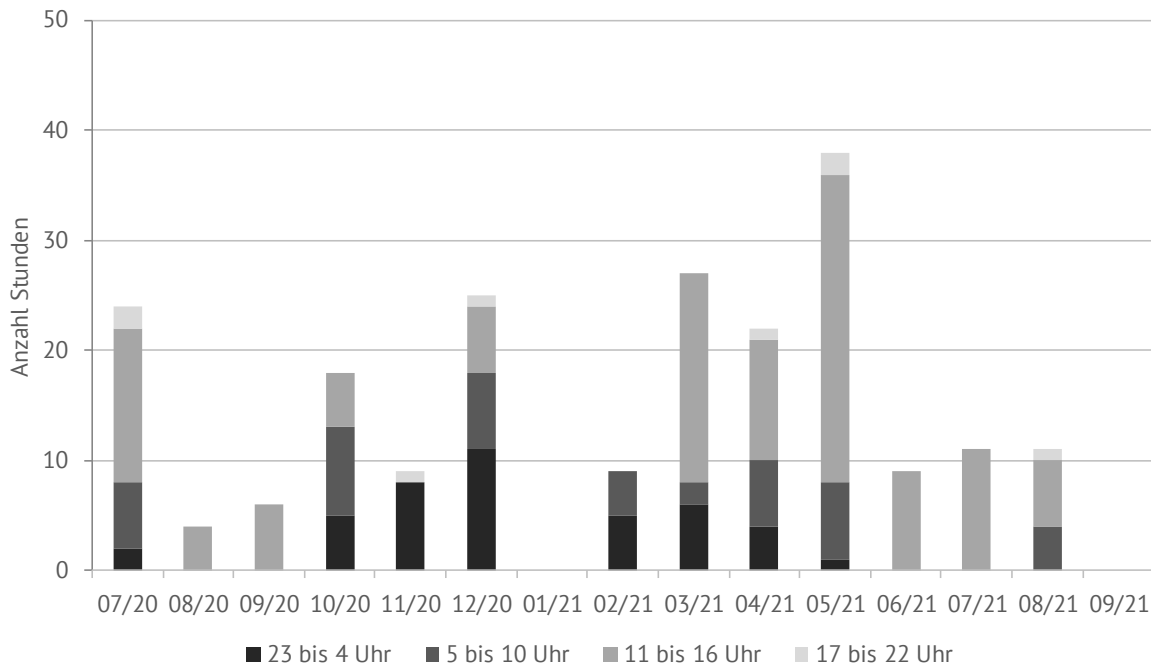
*Negative Preise nach Tageszeiten*

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. Typischerweise treten diese besonders in den Wintermonaten nachts und in den Morgenstunden auf, während der Anteil der Mittagsstunden aufgrund der Solareinspeisung in den Sommermonaten höher ist. Im Juli von Q3 2021 traten alle negativen Preise in den Mittagsstunden auf. Dies dürfte insbesondere auf eine hohe Solareinspeisung in diesen Zeiträumen zurückzuführen sein. Im August verteilten sich die negativen Preise hingegen auf mehrere Tageszeiten.

*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, wenngleich 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 innerhalb der Kraftwerksreihenfolge, 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.

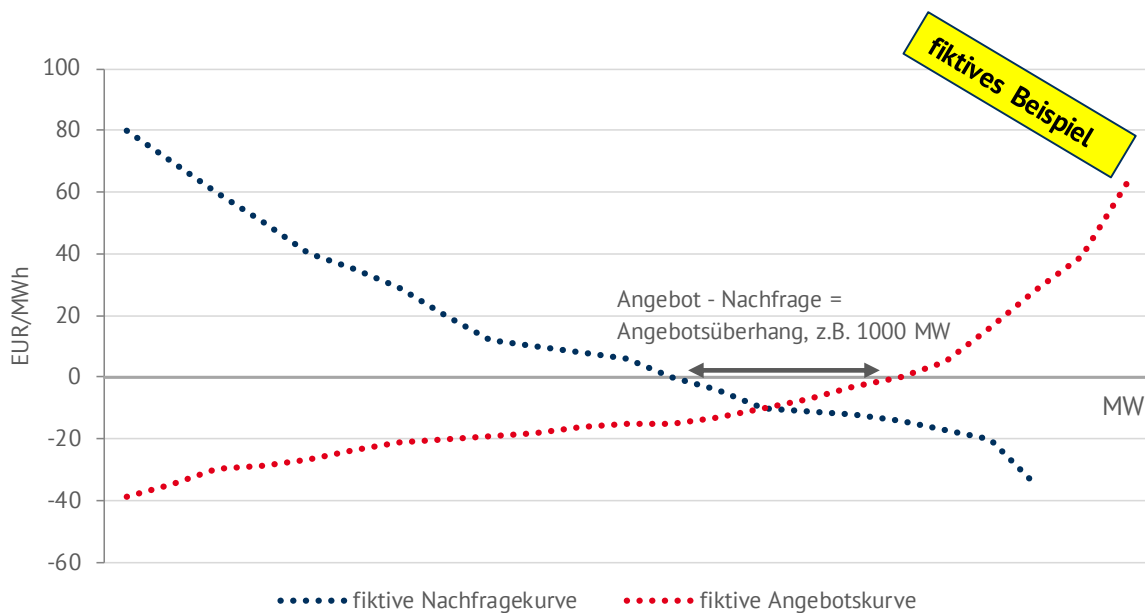


Abbildung 13: exemplarische Skizze der Gebotskurven in einer Handelsstunde der Day-Ahead-Auktion an der EPEX Spot

Diese Betrachtungsweise lässt sich auch auf die Stunden mit negativen Preisen des zurückliegenden Quartals beziehen. Die Abbildung 14 Abbildung 15 stellen die aufgetretenen Angebotsüberhänge der Monate Juli und August als Histogramm dar.

Auch wenn es nur zu einer geringen Anzahl an Stunden mit negativen Preisen kam, so waren beide Monate von vergleichsweise hohen Angebotsüberhängen von durchschnittlich 1693 (Juli) bzw. 3295 MW geprägt. Im Juli fehlten in rund 58 Prozent der Stunden mit negativen Preisen mindestens 1000 MW an zusätzlicher Nachfrage, um einen negativen Preis zu verhindern. Im August war dies sogar in 81 Prozent der Stunden der Fall.

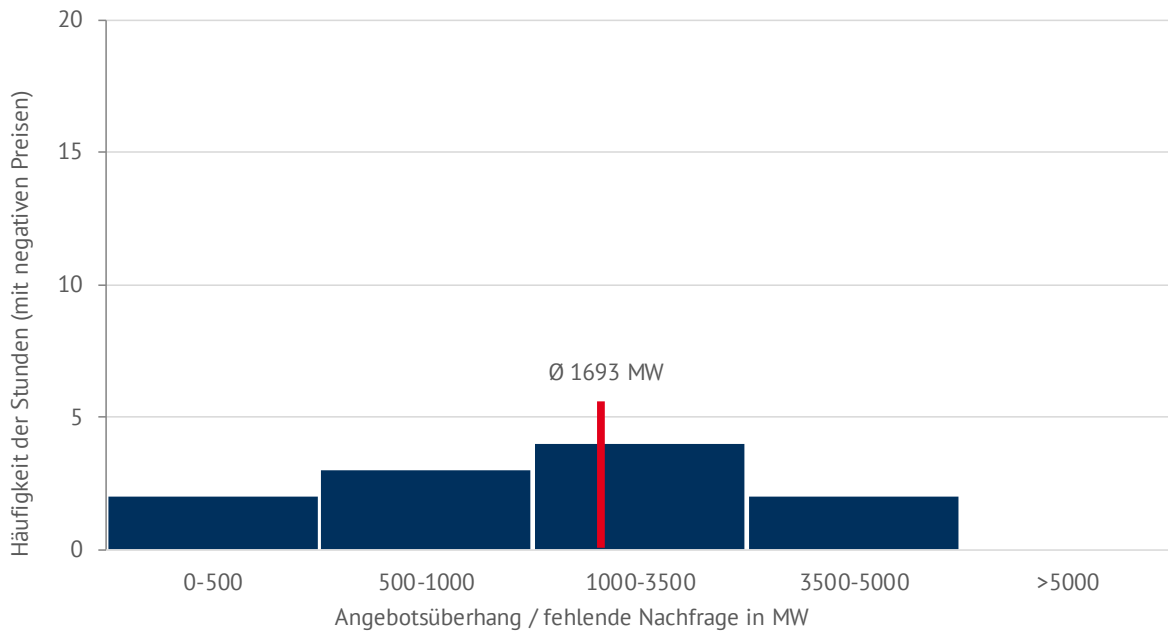


Abbildung 14: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage während negativer Preise im Juli 2021 [eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Der hohe durchschnittliche Angebotsüberhang im August ist jedoch auf eine niedrige Anzahl negativer Preise zurückzuführen, die alle in der Day-Ahead-Auktion für den 08.08. entstanden. An diesem Tag überlagerten sich eine jeweils hohe Wind- und Solarstrom einspeisung. Während der Überschuss an diesem Tag zwischen Stunde 7 und 17 des Tages im Mittel bei 3295 MW lag, kam es in den Stunden 14, 15 und 16 zu Höchstwerten von 6052, 7354 bzw. 6630 MW fehlender flexibler Nachfrage.

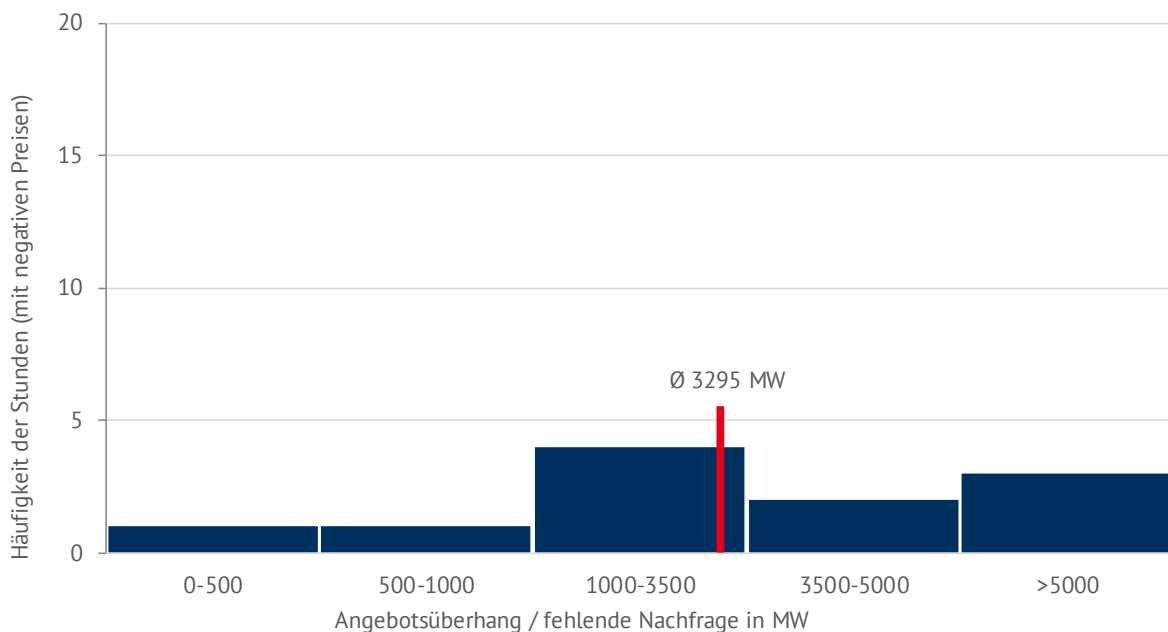


Abbildung 15: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage während negativer Preise im August 2021 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Um die Angebotsüberhänge des letzten Quartals besser einordnen zu können, vergleicht Abbildung 16 die durchschnittlichen Angebotsüberhänge der Monate in den Jahren 2020 und 2021. Es wird erkennbar, dass es insbesondere im August im Vergleich der Vormonate zu Höchstwerten kam. Im Vergleich zum Vorjahr liegt der durchschnittliche Angebotsüberhang in 2021 etwas mehr als 100 MW darunter.

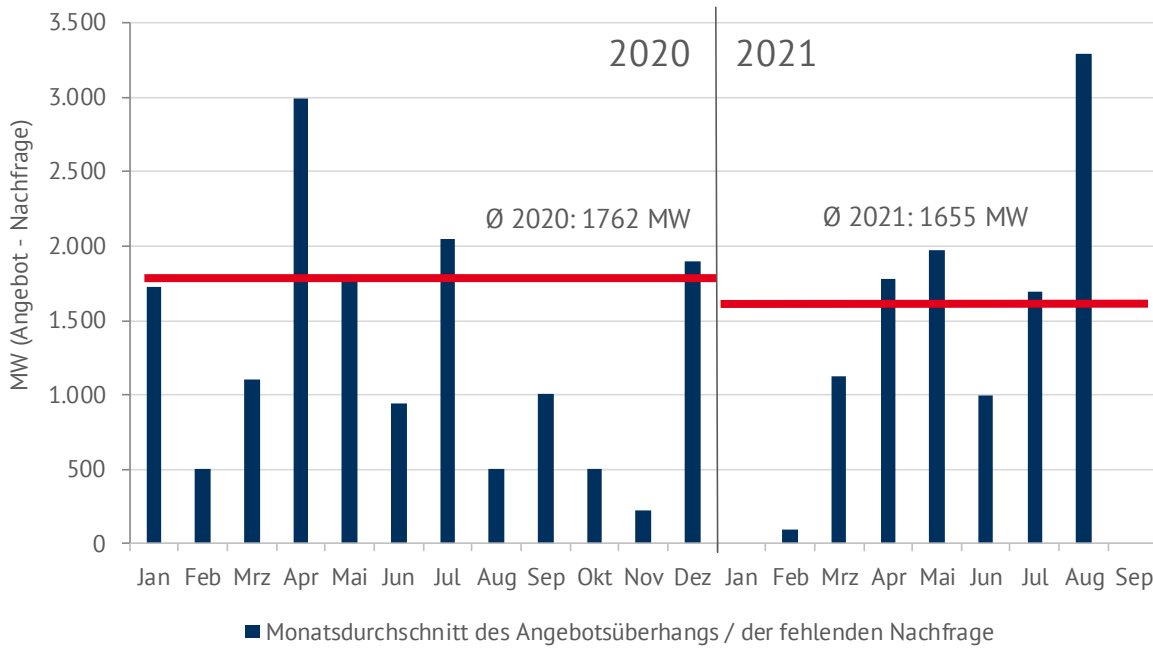


Abbildung 16: monatlicher, durchschnittlicher Angebotsüberhang/fehlende Nachfrage während negativer Preise in 2020 und 2021 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

### 3.3. 6H-REGEL (§ 51 EEG 2017)

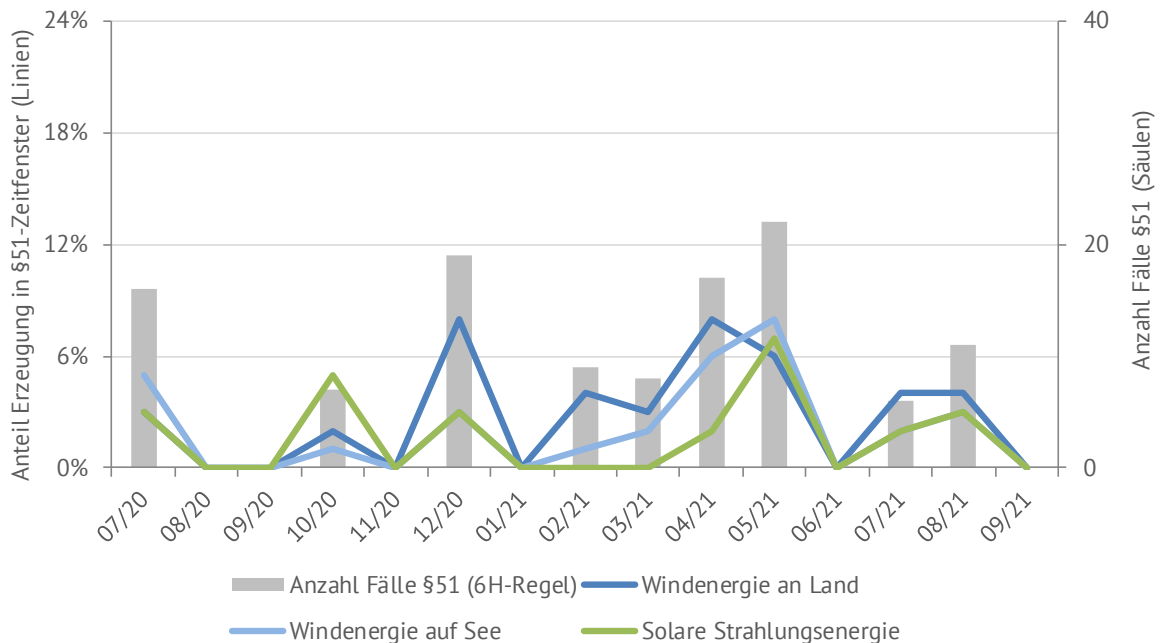


Abbildung 17: Häufigkeit der Perioden von mindestens sechs Stunden am Stück mit negativen Preisen sowie Anteil der betroffenen EEG-Anlagen je Technologie [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Windenergieanlagen an Land, die gemäß § 51 EEG 2017 keine EEG-Förderung in solchen Zeitfenstern erhalten, in denen der Strompreis 6 Stunden in Folge negativ ist, haben im Schnitt in den Monaten Juli und August jeweils für 4 Prozent des erzeugbaren Stroms keine Förderung erhalten. Für Windenergie auf See und Solar lag dieser Wert bei 2 Prozent im Juli und 3 Prozent im August. Im September trat kein Fall der 6H-Regel auf,

### 3.4. 4H-REGEL (§ 51 EEG 2021)

§ 51 EEG 2021 sieht vor, dass sich die Förderung für EEG-Anlagen, deren anzulegender Wert in einer Ausschreibung nach dem 1. Januar 2021 bestimmt wurde, in Perioden auf null reduziert, in denen mindestens vier aufeinanderfolgende Stunden mit negativen Preisen auftreten. Die relevanten Anlagen würden somit voraussichtlich vor allem ab 2022 in Betrieb gehen.

Um eine Abschätzung der Auswirkungen der neuen 4H-Regel zu geben, zeigt Abbildung 18 die Anzahl der Fälle der 6H-Regel für Bestandsanlagen sowie die Fälle der 4h-Regel für Neuanlagen im Vergleich. Im Juli und August wurden 4H- und 6H-Regel gleich oft wirksam. Ursächlich dafür waren in beiden Monaten jeweils ein Tag, an dem ein Intervall von 6 bzw. 11 Stunden am Stück mit negativen Preisen behaftet war.

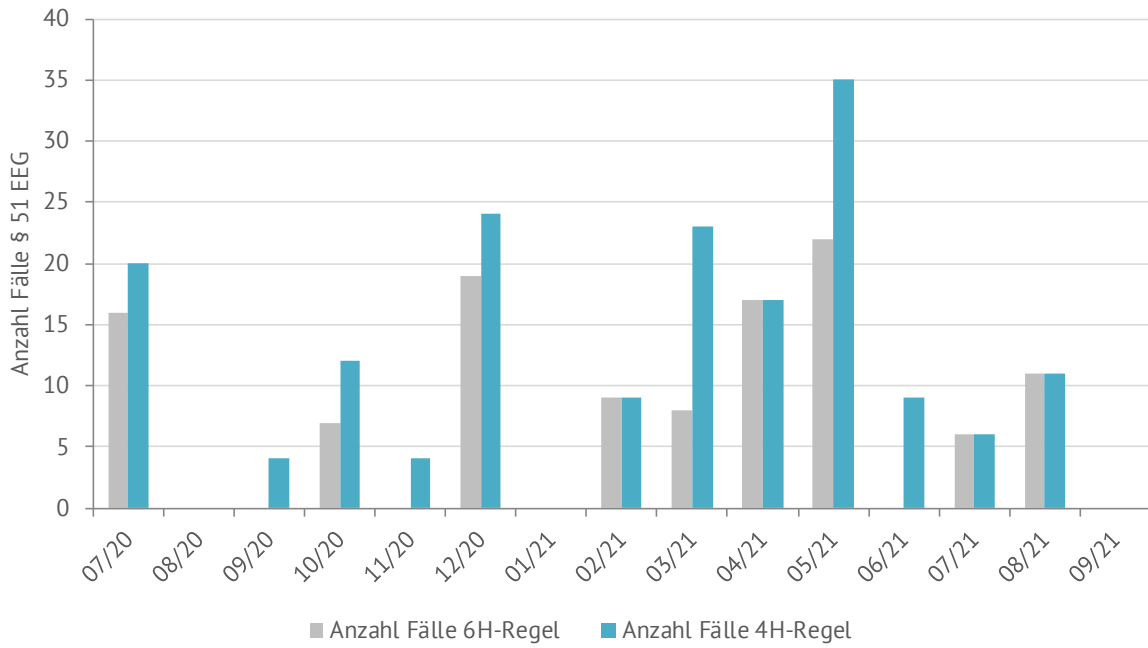


Abbildung 18: Häufigkeit der Stunden in Perioden von mindestens sechs (graue Balken) bzw. vier Stunden (türkisfarbene Balken) am Stück mit negativen Preisen [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

## 4. CASE STUDY: EINBLICK IN DIE RISIKOANALYSE VON INVESTITIONEN IN ERNEUERBARE ENERGIEN

Für PV-Freiflächenanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 20 MW stellt das EEG keine Finanzierungsoption dar. Auch für andere förderfähige Anlagen wird die sonstige Direktvermarktung attraktiv. Eine Abschätzung langfristiger Preisentwicklungen wird daher immer wichtiger für die Anlagenfinanzierung. Sie kann beispielsweise auf Basis der Modellierung von Strommarktszenarien getroffen werden. Abgeleitete Aussagen zum erwartbaren künftigen Erlös beruhen dabei auf langfristigen Markttrends, wie zum Beispiel einem steigenden CO<sub>2</sub>-Preis oder dem wachsenden Wettbewerb von Solarstrom.

Doch Fragen, die vom Durchschnitt wegführen, lassen sich mit solchen dem Trendfolgenden Strompreisszenarien nicht beantworten. Im Rückblick auf das Auf und Ab der Strompreise in den vergangenen 24 Monaten rücken solche Fragen jedoch verstärkt in den Fokus:

- Wie wahrscheinlich ist es, dass innerhalb von 30 Jahren keine kurzfristigen Peaks und Täler bei Strompreisen auftreten?
- Wie wahrscheinlich ist es, dass keine weiteren Krisen oder Konjunkturen die Stromnachfrage fallen bzw. steigen lassen?
- Der Klimawandel vermehrt Extremwettersituationen: Welche Schwankungen ergeben sich dadurch in Erlös und Menge einer wetterabhängigen PV-Anlage?

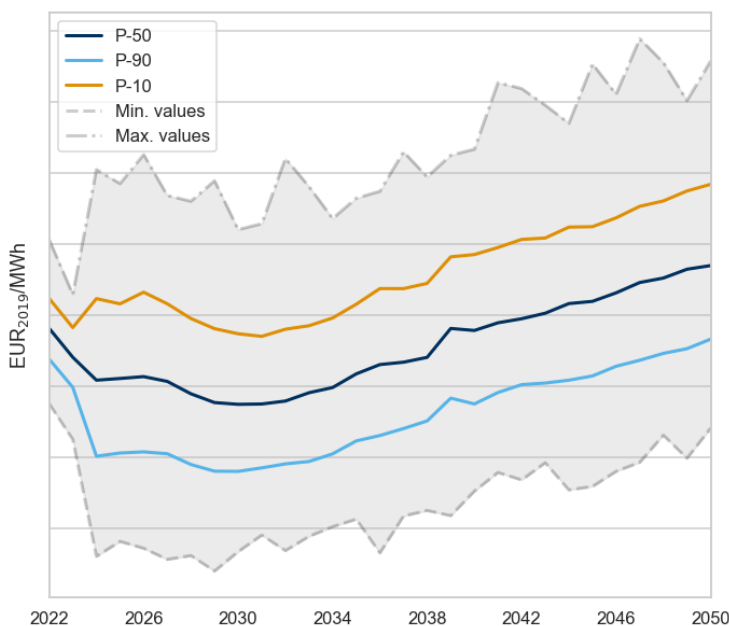


Abbildung 19: Bandbreite möglicher jährlicher PPA-Bewertungen für Solaranlagen in Deutschland schematisch dargestellt als Szenarioschwarm

Dass diese Fragen aber eine hohe Relevanz für eine PV-Anlage haben, macht Abbildung 19 begreiflich. Sie zeigt die Bandbreite der Erlöse, die durch solche Ereignisse aufgespannt wird. Aufbauend auf einem Basisszenario wurden hierfür die drei Szenarioparameter „Abweichung vom Commodity-Preistrend“, „Abweichung Stromnachfrage“ und „Wetterjahr“ in 1.000 verschiedenen Kombinationen berechnet. Die Wetterjahre berücksichtigen dabei, dass die Wahrscheinlichkeit von Warmjahren

mit fortschreitenden Modelljahren immer weiter zunimmt. Aus der Volatilität dieser Preiseinflüsse ergibt sich die dargestellte Schwankungsbreite der jährlichen PPA-Bewertung für Solarstrom in Deutschland. Im Sinne einer adäquaten Risikobewertung sind solche Preiseffekte für Investoren und Betreiber von Anlagen ohne EEG-Förderung zunehmend zu berücksichtigen. Im Rahmen der Szenarioschwarmmodellierung bildet dabei jeder einzelne Szenariolauf eine gleichwahrscheinliche, in sich konsistente Kette von Wetterjahren, Preisspitzen, Krisen und Preistälern ab. Bei der Interpretation sollte man die Gesetze der Wahrscheinlichkeitsrechnung nicht vergessen: So unwahrscheinlich es ist, dreißig Mal hintereinander eine Sechs zu würfeln, so wahrscheinlich ist es, dass bei dreißigmaligem Würfeln eine Sechs unter den Würfelergebnissen ist. Das heißt, mit Blick auf die Risikomodellierung: Extremwerte am Betrachtungsrand werden nicht 30 Jahre in Folge auftreten, aber innerhalb der 30 Jahre ist es wahrscheinlich, dass sie auftreten werden.

Auch die Wahrscheinlichkeit des Über- oder Unterschreitens einer Preismarke lässt sich mithilfe der Modellierung von Szenarioschwärmen quantifizieren. Solche Betrachtungsweisen spielen insbesondere bei der Bewertung von Strompreisrisiken im Rahmen der Projektfinanzierung eine Rolle. Sie sind aber auch für EEG-Anlagenbetreiber relevant, die aktuell einen Wechsel in die sonstige Direktvermarktung in Erwä-

gung ziehen. Abbildung 21 illustriert diese Betrachtungsweise für das Beispieljahr 2025. Mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 Prozent liegt der Strompreis in dieser Szenarioschwarmberechnung bei über 42,47 EUR/MWh, mit einer Wahrscheinlichkeit von 90 Prozent über 46,95 EUR/MWh.

Aussagen über die Ausprägung dieser Risiken sind allerdings nur innerhalb der Grenzen der jeweiligen Grundszenerien gültig. Diese Grenzen werden festgelegt durch den angenommenen Ausbau erneuerbarer Energien, die energiepolitischen Pläne wie Kernkraft- und Kohleausstieg aber auch der unterliegende Langfristtrend der Commoditypreise. Daher gibt es um jedes schlüssige Strompreisszenario eine eigene Verteilung von Szenarioschwärmen. Aber welches

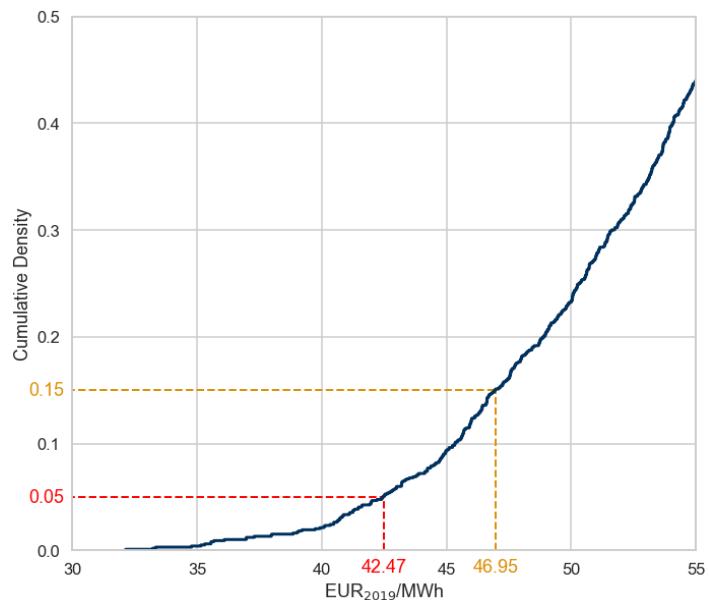


Abbildung 20: Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Base-load-Preise im Jahr 2025 [Quelle: beispielhafte Modellierung Energy Brainpools]

Grundszenario wahrscheinlicher ist, das bleibt eine subjektive und nicht zuletzt politisch determinierte Frage.



## QUELLENVERZEICHNIS

---

EEX (European Energy Exchange) (2021): Marktdaten, Futures. [online]

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

EPEX-Spot (European Power Exchange) (2021): Day-Ahead-Auktion, Marktdaten. [online]

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

ENTSO-E Transparency Platform (2021). [online] <https://transparency.entsoe.eu/>

Montel News (2021). [online] <https://www.montelnews.com>

Transparenzplattform der Übertragungsnetzbetreiber (2021): Informationen zur Direktvermarktung [online] <https://www.netztransparenz.de/>

## KURZPORTRAIT ENERGY BRAINPOOL

---

Die Energy Brainpool GmbH & Co. KG bietet unabhängige Energiemarkt-Expertise mit Fokus auf Marktdesign, Preisentwicklung und Handel in Deutschland und Europa. 2003 gründete Tobias Federico das Unternehmen mit einer der ersten Spotpreisprognosen am Markt. Heute umfasst das Angebot Fundamentalmodellierungen der Strompreise mit der Software **Power2Sim** ebenso wie vielfältige Analysen, Prognosen und wissenschaftliche Studien. Energy Brainpool berät in strategischen und operativen Fragestellungen und bietet seit 2008 Experten-Schulungen und Trainings an. Das Unternehmen verbindet Wissen und Kompetenz rund um Geschäftsmodelle, Digitalisierung, Handels-, Beschaffungs- und Risikomanagement mit langjähriger Praxiserfahrung im Bereich der steuerbaren und fluktuierenden Energien.

## IMPRESSUM

---

Autoren:

**Energy Brainpool:**

Michael Claußner

Fabian Huneke

Christopher Troost

**Öko-Institut:**

David Ritter

Markus Haller

Dominik Seebach

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)

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

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

November 2021

© 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 Herausgebers unzulässig und strafbar. Das gilt vor allem für Vervielfältigungen in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrokopie oder ein anderes Verfahren), Übersetzung und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

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