

Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz

## MONITORING DER DIREKTVERMARKTUNG: JAHRESBERICHT 2021 & AUSBLICK 2022



Berlin/Freiburg, Januar 2022

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

## INHALTSVERZEICHNIS

|                                                                                                      |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Inhaltsverzeichnis.....                                                                              | II |
| Abbildungsverzeichnis .....                                                                          | I  |
| Das Wichtigste auf einen Blick.....                                                                  | 1  |
| 1. Monitoring der Vermarktungsanteile innerhalb der EEG-Förderung.....                               | 4  |
| 1.1 Entwicklung der vermarkteten Leistung in der geförderten Direktvermarktung<br>(Marktprämie)..... | 4  |
| 1.2 Wirtschaftliche Kennzahlen der geförderten Direktvermarktung (Marktprämie).....                  | 6  |
| 1.3 Ausfallvergütung .....                                                                           | 9  |
| 2. Monitoring der Vermarktungsanteile außerhalb der EEG-Förderung.....                               | 12 |
| 2.1 Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung .....                   | 12 |
| 2.2 Entwicklungen auf dem PPA-Markt.....                                                             | 14 |
| 2.3 Entwicklungen auf dem Markt für Herkunftsnachweise .....                                         | 21 |
| 3. Monitoring negativer Preise .....                                                                 | 25 |
| 3.1 Das Wichtigste im Vergleich der Vorjahre.....                                                    | 25 |
| 3.2 Stunden mit negativen Preisen.....                                                               | 26 |
| 3.3 6H-Regel (§ 51 EEG 2017) .....                                                                   | 32 |
| 3.4 4H-Regel (§ 51 EEG 2021).....                                                                    | 33 |
| 4. Ausblick: Trends der Direktvermarktung in 2022.....                                               | 35 |
| 4.1 Sonstige Direktvermarktung und PPAs .....                                                        | 35 |
| 4.2 Hohe Strompreise: Wird 2022 das Jahr der EE-Marktintegration? .....                              | 38 |
| Quellenverzeichnis.....                                                                              | 42 |

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

|                                                                                                                                                                                                                                               |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Abbildung 1: Entwicklung der vermarkteten Leistung differenziert nach Veräußerungsformen<br>[Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de und MaStR] .....                                                                              | 2  |
| Abbildung 2: Entwicklung der vermarkteten Leistung im Marktprämienmodell [Quelle: eigene<br>Darstellung nach netztransparenz.de] .....                                                                                                        | 4  |
| Abbildung 3: Monatliche Marktwerte vs. Basepreis und Marktwertfaktoren [Quelle: eigene<br>Darstellung nach EPEX Spot und netztransparenz.de] .....                                                                                            | 6  |
| Abbildung 4: Preisspreads in der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot [Quelle: eigene Darstellung<br>nach EPEX Spot] .....                                                                                                                         | 8  |
| Abbildung 5: Kapazitäten in der Ausfallvergütung [Quelle: eigene Darstellung nach<br>netztransparenz.de] .....                                                                                                                                | 10 |
| Abbildung 6: Durchschnittliche Dauer der Inanspruchnahme von Ausfallvergütung in Monaten<br>[Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de] .....                                                                                        | 11 |
| Abbildung 7: Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung<br>[Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de] .....                                                                                           | 12 |
| Abbildung 8: Leistung der Anlagen, die im Jahr 2021 neu in der sonstigen Direktvermarktung<br>waren [Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de und MaStR] .....                                                                      | 13 |
| Abbildung 9: Im Jahr 2021 in die sonstige Direktvermarktung gewechselte Anlagen, differenziert<br>nach ausgeführten Anlagen (linke Seite) und Inbetriebnahmejahr (rechte Seite) [Quelle: eigene<br>Darstellung nach netztransparenz.de] ..... | 14 |
| Abbildung 10: Öffentlich erwähnte PPAs in Deutschland, mit Vertragsabschluss von 2018 bis<br>2021 bzw. ab 2016 kumuliert [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch<br>Energy Brainpool, Stand: 31.12.2021] .....              | 15 |
| Abbildung 11: Öffentlich erwähnte PPA-Abschlüsse in Europa in MW kontrahierter Leistung<br>[Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand:<br>31.12.2021] .....                                            | 18 |
| Abbildung 12: Grundlastparitätsfaktor je Technologie seit 2019 [Quelle: eigene Darstellung<br>nach EPEX Spot und Einspeiseprofilen gemäß Übertragungsnetzbetreiber] .....                                                                     | 20 |

|                                                                                                                                                                                                                                                                                  |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Abbildung 13: PPA-Bewertung historisch seit 2019 (basierend auf Day-Ahead-Preisen) und anhand EEX-Terminpreise vom 19.01.2022 [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Day-Ahead und EEX DEBM] .....                                                                                | 20 |
| Abbildung 14: Ausstellung von Herkunftsnachweisen im deutschen HKNR von 2013 bis 2020 nach Energieträger, bezogen auf das Ausstellungsdatum [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2014-2020) und AIB (2021)] .....                                                               | 22 |
| Abbildung 15: Entwertung von Herkunftsnachweisen im deutschen Herkunftsnachweisregister von 2013 bis 2020 nach Energieträger, bezogen auf das Datum der HKN-Entwertung im Register [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2014-2020) und AIB (2021)] .....                        | 23 |
| Abbildung 16: HKN-Input (Import / ausgestellt) und HKN-Output (Export / entwertet / verfallen) im deutschen Herkunftsnachweisregister von 2013 bis 2020, bezogen auf das Datum der Transaktion im Register [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2014-2020) und AIB (2021)] .... | 24 |
| Abbildung 17: Monatsdurchschnitt und Anzahl negativer Preise gruppiert nach Höhe; bezogen auf DA-Preise der EPEX Spot [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot] .....                                                                                                          | 26 |
| Abbildung 18: Negative Strompreise gruppiert nach Tageszeit [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot] .....                                                                                                                                                                    | 27 |
| Abbildung 19: Exemplarische Skizze der Gebotskurven in einer Handelsstunde der Day-Ahead-Auktion an der EPEX Spot .....                                                                                                                                                          | 28 |
| Abbildung 20: Durchschnitt des Angebotsüberhangs / der fehlenden Nachfrage pro Monat im Jahr 2020 und 2021 [eigene Darstellung nach EPEX Spot] .....                                                                                                                             | 30 |
| Abbildung 21: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage in 2019 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot] .....                                                                                                                                                         | 31 |
| Abbildung 22: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage in 2020 [eigene Darstellung nach EPEX Spot] .....                                                                                                                                                         | 31 |
| Abbildung 23: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage in 2021 [eigene Darstellung nach EPEX Spot] .....                                                                                                                                                         | 32 |
| Abbildung 24: 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] .....                                                                    | 32 |
| Abbildung 25: 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] .....                                                                   | 34 |

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Abbildung 26: Entwicklung der vermarkteten Leistung in der Direktvermarktung bis Januar 2022<br>[Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de] .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | 35 |
| Abbildung 27: Im Januar 2022 in die sonstige Direktvermarktung gewechselte Anlagen,<br>differenziert nach ausgeführten Anlagen (linke Seite) und Vermarktungsform im Vormonat<br>[Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de] .....                                                                                                                                                                                                                         | 36 |
| Abbildung 28: Über off-site PPAs kontrahierte Leistung der Anlagen, die gemäß<br>Veröffentlichungen in der Fachpresse im Verlauf des jeweiligen Jahres „am Netz“ sind bzw. sein<br>werden und damit der sonstigen Direktvermarktung zuzuordnen sind [Quelle:<br>Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: 31.12.2021] .....                                                                                                         | 38 |
| Abbildung 29: Bandbreite der Zuschlagswerte in den Ausschreibungen für Freiflächensolar- und<br>Windenergieanlagen an Land von 2016 bis 2021 verglichen mit der EEG-Marktwertentwicklung<br>historisch (Jan bis Dez 2021, berechnet auf Basis von Spotpreisen) und zukünftig (Jan bis Dez<br>2022, berechnet auf Basis der EEX-Settlementpreise vom 19.01.2022) [Quelle: Eigene<br>Darstellung nach EPEX Spot, EEX, Bundesnetzagentur und netztransparenz.de] ..... | 40 |

## DAS WICHTIGSTE AUF EINEN BLICK

Im Jahr 2021 ist die direktvermarktete Leistung von Erneuerbare-Energien-Anlagen in jeder der in Tabelle 1 dargestellten Veräußerungsformen gestiegen. Auch zum Jahresende 2021 wurde die große Mehrheit der Anlagen im Marktprämienmodell vermarktet, während die Ausfallvergütung mit 0,1 Prozent Anteil an der insgesamt installierten Leistung weiterhin eine untergeordnete Rolle spielt. Insbesondere in der sonstigen Direktvermarktung ergab sich im Jahr 2021 jedoch erstmals ein erheblicher Anstieg der vermarkteten Anlagenleistung. Zum einen ist dies auf den Wechsel ausgeförderter Anlagen (über 3 GW) in diese Veräußerungsform zurückzuführen. Angesichts historisch hoher Börsenstrompreise wurde ein solcher Wechsel aber auch von einer Vielzahl an EEG-Bestandsanlagen (über 2,7 GW) aus Gründen der Erläsoptimierung vollzogen (mehr hierzu weiter unten). §21b und c EEG 2021 ermöglichen den monatlichen Wechsel zwischen Veräußerungsformen.

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

| Angaben in MW                     | 2018   | 2019   | 2020   | 2021   |
|-----------------------------------|--------|--------|--------|--------|
| <b>Marktprämienmodell</b>         | 74.271 | 79.634 | 83.732 | 85.180 |
| <b>Sonstige Direktvermarktung</b> | 269    | 231    | 601    | 5.671  |
| <b>Ausfallvergütung</b>           | 69     | 95     | 165    | 221    |

In Abbildung 1 wird die historische Entwicklung der direktvermarkteten Leistung je Veräußerungsform zudem nach Erzeugungstechnologien differenziert. Trotz der steigenden Relevanz der installierten Solaranlagenleistung dominiert im Marktprämienmodell immer noch die Windenergie an Land (60 Prozent Marktanteil), während die Solarenergie den Großteil der Anlagenleistung in der Ausfallvergütung stellt (75 Prozent). In der sonstigen Direktvermarktung wurde die Wasserkraft als bisher dominierende Technologie erstmals durch Windenergie an Land (54 Prozent Anteil) und Solar (36 Prozent Anteil) abgelöst. Während die Windenergie an Land den Großteil der ausgeführten Anlagen stellt, geht die Mehrheit der gewechselten EEG-Bestandsanlagen auf die Solarenergie zurück (mehr hierzu auf Seite 12).

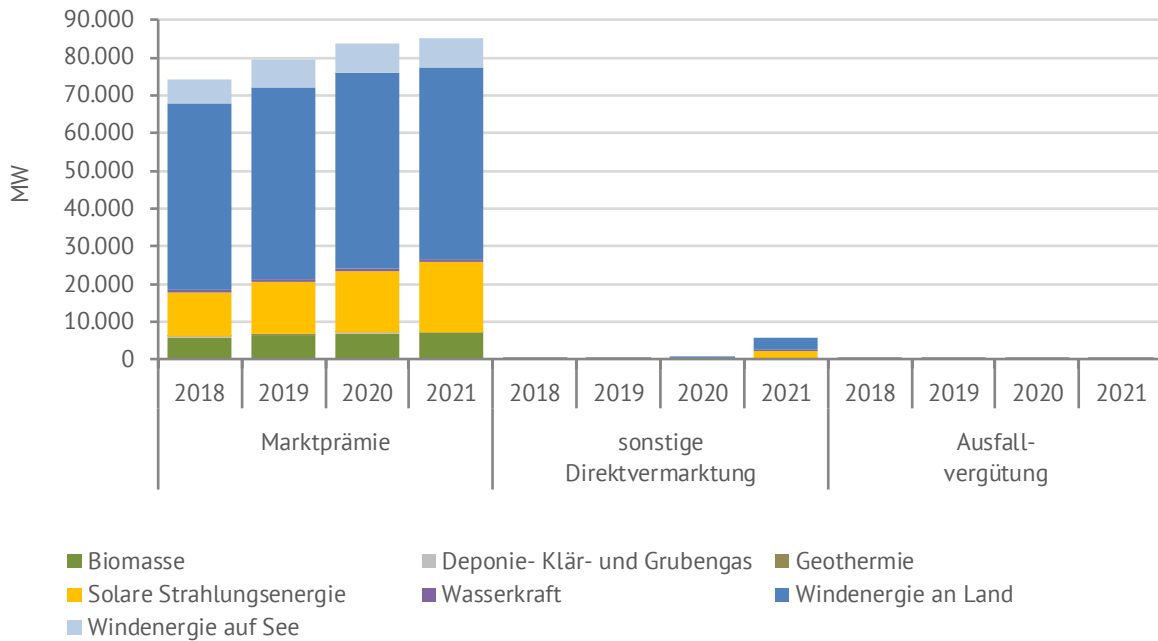


Abbildung 1: Entwicklung der vermarkteten Leistung differenziert nach Veräußerungsformen [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de und MaStR]

Darüber hinaus vergleicht Tabelle 2 die Entwicklung der für die Direktvermarktung wichtigsten Marktpreisdaten seit 2018. Nach den Rekordjahren 2019 und 2020 ist die Anzahl der negativen Preise wieder auf ein zu 2018 vergleichbares Niveau gesunken. Neben Wettereffekten hat auch die Reduktion inflexibler Kraftwerksleistung als Folge des fortlaufenden Kernkraft- und Kohleausstiegs einen Teil hierzu beigetragen. Durch das historisch hohe Strompreisniveau seit Ende des zweiten Quartals 2021 haben sich auch die mengengewichteten, durchschnittlichen Marktwerte für EEG-Anlagen nach pandemiebedingten, historischen Tiefstwerten in 2020 erholt und in 2021 neue Höchstwerte erreicht.

Tabelle 2: Übersicht der wichtigsten Marktdaten in der Direktvermarktung 2018 bis 2021 [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de und EPEX Spot]

|                                                        | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|--------------------------------------------------------|------|------|------|------|
| <b>Anzahl der Stunden mit negativen Preisen</b>        | 134  | 211  | 298  | 139  |
| <b>Ø Marktwert<sup>1</sup> Solar in EUR/MWh</b>        | 44   | 35   | 25   | 79   |
| <b>Ø Marktwert<sup>1</sup> Wind an Land in EUR/MWh</b> | 37   | 32   | 24   | 90   |
| <b>Ø Marktwert<sup>1</sup> Wind auf See in EUR/MWh</b> | 41   | 34   | 27   | 76   |

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

Die hohen Strompreise seit Ende des zweiten Quartals 2021 stellten dabei für viele EEG-Anlagenbetreiber gewissermaßen einen Paradigmenwechsel dar. So lagen die Monatsmarktwerte in diesem Zeitraum für eine ungewöhnlich hohe Anzahl an Anlagen erstmals deutlich über dem anlagenspezifischen anzulegenden Wert des EEG. Dadurch wurde den Betreibern dieser Anlagen die Perspektive eröffnet, die dem deutschen Förderregime inhärenten Optionen einer fortgeschrittenen Marktintegration zu nutzen und die Erlöse aus der (Grün-)Stromvermarktung der Anlage durch alternative Vermarktungswege zu optimieren.

Wie bereits beschrieben, stellt der Wechsel in die sonstige Direktvermarktung eine dieser Optionen dar. Hierdurch können zusätzlich Erlöse aus der Herkunftsnachweisvermarktung generiert werden, jedoch muss auf die Absicherung von Preisrisiken durch das EEG-Fördersystem verzichtet werden. In Monaten niedriger Strompreise kann dies zu einer Entlastung des EEG-Kontos führen. Eine weitere Option besteht im Verbleib im Marktprämienmodell bei gleichzeitiger Absicherung hoher Preisniveaus am Terminmarkt durch den Direktvermarkter. In diesem Fall wird die üblicherweise variable Marktwertdurchleitung durch einen Fixpreis ersetzt. In Monaten niedriger Strompreise bleibt der Anspruch auf Marktprämienzahlung erhalten. Diese Option kann einerseits als Schritt in Richtung (Termin-)Marktintegration interpretiert werden, andererseits können in Monaten mit Marktprämienanspruch trotz vorheriger Fixierung zu hohen Terminpreisen so auch Mitnahmegewinne („windfall profits“) entstehen.

Eine ausführlichere Beschreibung dieser Optionen zur Erlösoptimierung sowie ein diesbezüglicher Ausblick für 2022 ist in Kapitel 4.2 ab Seite 38 zu finden. Beide Schritte können sowohl für Einzelmonate als auch über längere Zeiträume vollzogen werden. Durch das bestehende Förderregime erhalten EEG-Anlagenbetreiber somit flexibel die Möglichkeit, sich bei entsprechender Marktlage eigenständig weiter in den Markt zu integrieren bzw. das EEG-Konto bei entsprechender Marktwarterwartung zu entlasten.

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

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

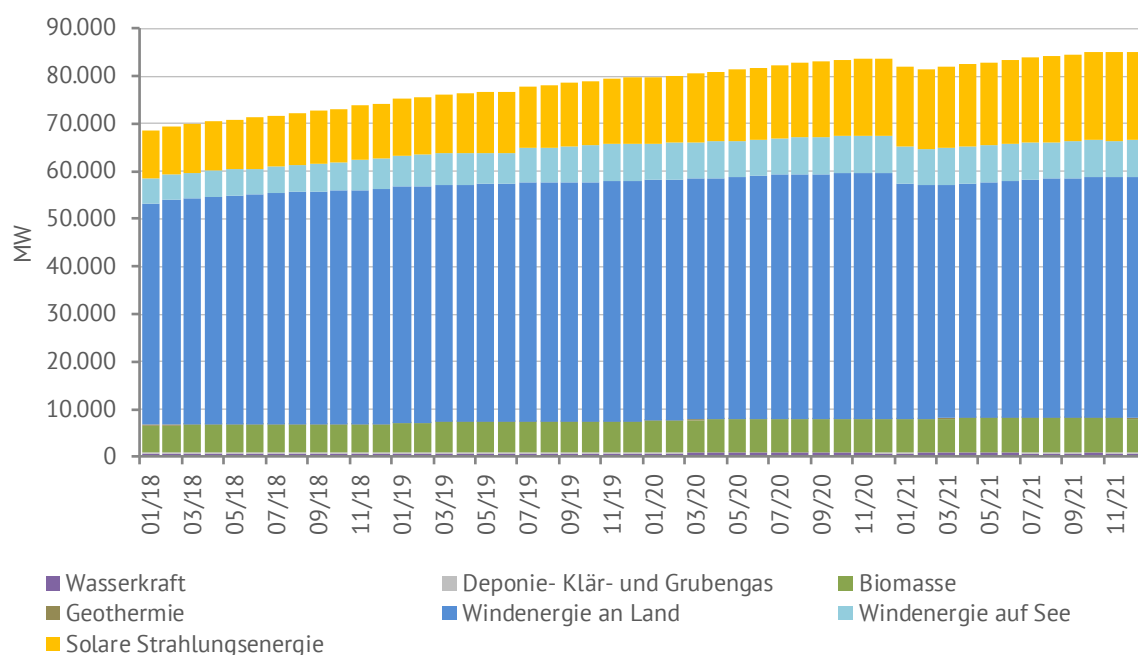


Abbildung 2: Entwicklung der vermarkteten Leistung im Marktprämienmodell [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

Seit 2018 ist die vermarktete Leistung in der geförderten Direktvermarktung fast durchgehend relativ gleichmäßig angestiegen (siehe Abbildung 2). Zum Jahreswechsel 2020/2021 zeigt sich ein deutlicher Rückgang der Gesamtleistung von ca. 2,1 GW. Primär wurde dieser durch einen Rückgang der Windenergieleistung an Land um 2.373 MW in der geförderten Direktvermarktung verursacht. Dieser Rückgang bei der Windenergie an Land ist darauf zurück zu führen, dass zum Ende des Jahres 2020 erstmals erneuerbare Anlagen das Ende der 20-jährigen EEG-Förderperiode erreicht haben. Die Minderung wurde durch einen Zubau an Windenergieanlagen von ca. 220 MW abgeschwächt. Für das Jahr 2021 scheiden mit 3,7 GW hauptsächlich Windenergieanlagen an Land und in geringerem Umfang Biomasse- (0,4 GW) sowie Solar- und Wasserkraftanlagen (jeweils 0,1 GW) aus der EEG-Förderung aus. Die ausgeförderten Anlagen sind größtenteils in die sonstige Direktvermarktung gewechselt (siehe Abschnitt 2.1).

In den darauffolgenden Monaten ergab sich dann wieder ein ähnlicher Anstieg der in der geförderten Direktvermarktung vermarkteten Strommengen wie in den Vorjahren. Im vierten Quartal

2021 stagnierte der Leistungsanstieg, dies ist insbesondere auf eine höhere Attraktivität der Vermarktung in der sonstigen Direktvermarktung aufgrund sehr hoher Börsenstrompreise zurück zu führen. Insgesamt ergab sich ein unterjähriger Leistungsanstieg von 3,3 GW, was ca. 15 Prozent unter dem letztjährigen Anstieg liegt. Davon entfallen ca. 2 GW auf solare Strahlungsenergie und ca. 1,3 GW auf Windenergie an Land, wobei beide Segmenten auch Monate mit Netto-Leistungsrückgängen aufweisen. Die in der geförderten Direktvermarktung vertriebene Wasserkraftleistung ging um ca. 60 MW zurück. Es wurden im Jahr 2021 keine neuen „Windenergie auf See“-Anlagen in Betrieb genommen (auch nicht in der sonstigen Direktvermarktung). Von der insgesamt über die geförderte Direktvermarktung finanzierten Leistung entfallen Ende 2021 22 Prozent auf solare Strahlungsenergie (Ende 2020 20 Prozent) und 60 Prozent auf Windenergie an Land (Ende 2020 auch 60 Prozent).

## 1.2 WIRTSCHAFTLICHE KENNZAHLEN DER GEFÖRDERTEN DIREKTVERMARKTUNG (MARKTPRÄMIE)

### Monatliche Marktwerte

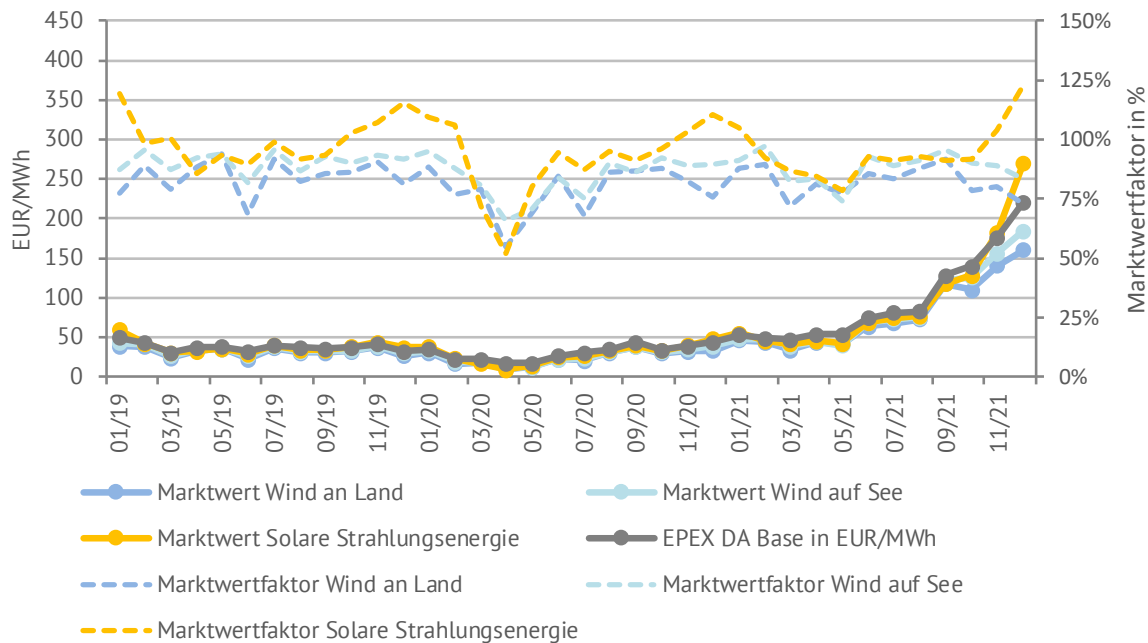


Abbildung 3: Monatliche Marktwerte vs. Basepreis und Marktwertfaktoren [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot und netztransparenz.de]

Abbildung 3 zeigt die Entwicklung der monatlichen Marktwerte für Solar- und Windenergieanlagen in der Direktvermarktung im Vergleich zum monatlichen Basepreis. Der Unterschied zwischen Marktwerten und Basepreis ergibt sich aus den Marktwertfaktoren, welche die technologiespezifische Profilwertigkeit in Prozent berücksichtigen (s. gestrichelte Linien, rechte Achse). Nach den pandemiebedingten Nachfrageschocks auf den Energiemärkten kehrte in 2021 Erholung ein, sodass die Spotpreise im Jahr 2021 deutlich über denen im Jahr 2020 lagen. Im Vergleich zu den Vorjahresmonaten lagen Basepreise und Marktwerte bis Mai 2021 auf einem zwar erhöhten, aber historisch nicht ungewöhnlich hohem Niveau. Ab Juli 2021 kam es aber zu einem deutlichen Anstieg, welcher sich im Herbst fortlaufend verstärkt hat und zu historischen Höchstwerten sowohl für den Monats-Basepreis als auch die Monatsmarktwerte geführt hat. Vorläufiger Höhepunkt war der Dezember, in dem Day-Ahead-Preise von bis zu 620 EUR/MWh (Stunde 17 vom 21.12.2021) erreicht wurden. Die Marktwerte lagen über das gesamte letzte Jahresdrittel im dreistelligen Bereich. Da die Stromproduktion aus Solaranlagen im Winter unterdurchschnittlich, aus Windenergieanlagen hingegen überdurchschnittlich ist, beeinflussen hohe Winter-Monatsmarktwerte die Jahresmarktwerte von Windenergieanlagen stärker.

Die Ursachen für die hohen Strompreise liegen maßgeblich in historisch hohen Gas-, Kohle- und CO<sub>2</sub>-Preisen, die sich in allen Stunden mit Residuallastdeckung aus fossilen Kraftwerken unmittelbar auf den Strompreis auswirken. Gründe für die Commodity-Preisentwicklung sind eine weltweite wirtschaftliche Erholung von unerwartetem Ausmaß, niedrige Gasspeicherfüllstände unter anderem in Deutschland und der Ukraine sowie zeitweise verringerte Gasflüsse an den Gas-Entry-Points insbesondere in Mallnow. Neben der Commodity-Preisentwicklung führte auch das windschwache Wetterjahr 2021 zu einer hohen residualen Stromnachfrage und nur selten traten Situationen mit niedrigen Strompreisen auf.

Wie in den Vorjahren lagen die Marktwerte für die Windenergie auch im Jahr 2021 aufgrund des Merit-Order-Effekts erneuerbarer Energien durchgehend unterhalb des Basepreises. Tiefpunkte der relativen Marktwertigkeit stellten die Monate März und Dezember dar, in denen eine für das Jahr 2021 verhältnismäßig hohe Windeinspeisung gepaart mit Kalendereffekten<sup>2</sup> zu besonders niedrigen Marktwertfaktoren geführt hat. Der Verlauf des Marktwertes Solar ähnelt dem des Basepreises, ist jedoch im Sommer knapp unterhalb des Basepreisniveaus und im Winter darüber.<sup>3</sup> Mit Blick auf die Marktwertfaktoren wird erkennbar, dass die Marktwerte für Solar und Wind auf See auch in 2021 weitestgehend oberhalb derjenigen von Wind an Land lagen. Lediglich im Mai waren Solar- und Windenergieanlagen auf See besonders stark von der hohen Zahl negativer Preise betroffen, sodass ihre Marktwerte auf Werte nahe (Solar) bzw. unterhalb (Wind auf See) des Marktwerts für Wind an Land fielen.

---

<sup>2</sup> Trifft eine Windfront zufällig auf ein Wochenende mit niedriger Stromnachfrage, so ist ihr preissenkender Effekt stärker ausgeprägt als zu nachfragestarken Zeiten.

<sup>3</sup> Wie in vorangegangenen Berichten beschrieben, ist dies mitunter auf eine kältebedingt höhere Stromnachfrage in den Wintertagesstunden sowie den schwächeren Merit-Order-Effekt der PV zurückzuführen.

### Preis-Spreads am Day-Ahead-Markt

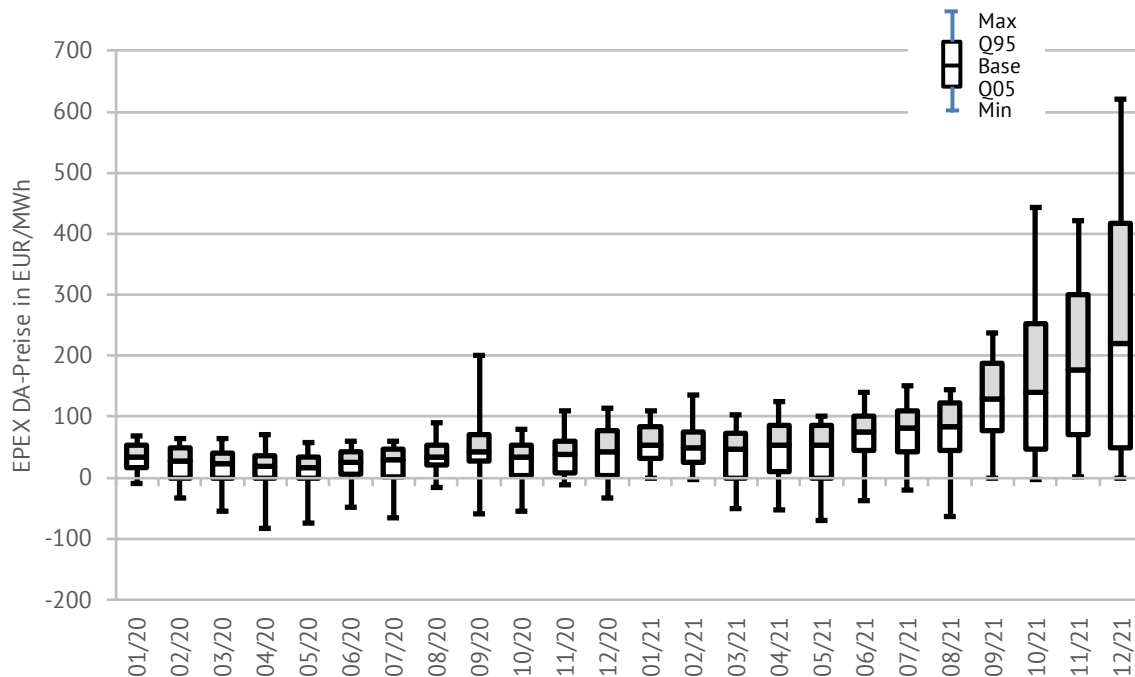


Abbildung 4: Preisspreads in der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

In Abbildung 4 sind die Preisspreads der Day-Ahead-Auktion von Januar 2020 bis Dezember 2021 in der Form von Boxplots dargestellt. Diese umfassen Preisminima und -maxima sowie das 5 Prozent- und 95 Prozent-Quantil. Der durchschnittliche monatliche Spread zwischen Minimal- und Maximalpreis hat sich im Jahr 2021 gegenüber dem Vorjahr nahezu verdoppelt (253 vs. 131 EUR/MWh). Im Vergleich dazu haben sich die um einzelne Extremwerte bereinigten Spreads zwischen 5 Prozent- und 95 Prozent-Quantil im Jahresmittel sogar fast verdreifacht (121 vs. 44 EUR/MWh). Insbesondere ist dies auf die Monate ab August zurückzuführen. Die höchsten Preisspreads traten 2021 in den Monaten Dezember (620 EUR/MWh), Oktober (445 EUR/MWh) und November (420 EUR/MWh) auf. Im Vergleich dazu lagen die Höchstwerte im Jahr 2020 bei lediglich 259 EUR/MWh (September) bzw. 154 EUR/MWh (April). Extremwertbereinigt zeigt sich ein ähnliches Verhältnis. Hier liegen die Werte von Oktober bis Dezember 2021 bei 205 bis 367 EUR/MWh, während der Höchstwert 2020 im Dezember bei nur rund 74 EUR/MWh lag.

Allerdings ist die Day-Ahead-Preisvolatilität in 2021 auch schon vor der Hochpreisphase am Strommarkt ab August gestiegen. Bereits seit März 2021 übertrafen die monatlichen Preisspreads jene des Jahres 2020, den September 2020 ausgenommen. Extremwertbereinigt lagen neben den Monaten des Q4 immerhin auch der April, August und September mit Werten zwischen 75 und 111 EUR/MWh über dem Vorjahresspitzenwert von 74 EUR/MWh im Dezember. Während für die Preisspreads der Monate März bis August 2021 Preise  $\leq 0$  eine signifikante Rolle spielten, so waren die Monate September bis Dezember von historischen Preisspitzen dominiert. In diesem Zeitraum lagen rund 78 Prozent aller Preise über 100 EUR/MWh. Im Juli und August lag dieser Wert noch bei 21 Prozent, in den Monaten Januar bis Juni bei nur 1,6 Prozent.

### 1.3 AUSFALLVERGÜTUNG

Das Ausmaß der Inanspruchnahme der Ausfallvergütung ist seit der Schaffung dieser Vergütungsform im Jahr 2015 nahezu kontinuierlich angestiegen, wenn auch auf niedrigem Niveau. Ende 2021 betrug die installierte Leistung von Anlagen, welche die Ausfallvergütung in Anspruch nahmen, 221 MW (ca. 0,1 Prozent der gesamten EE-Leistung). Somit stieg die Leistung gegenüber Ende 2020 um ca. 75 Prozent. Jedoch sind die Leistungswerte im Jahresgang deutlichen Schwankungen unterworfen (siehe Abbildung 5). So erreichten die Werte im Oktober 2021 mit 312 MW einen Höchststand. Der weitaus größte Anteil der betroffenen Erzeugungskapazität entfällt auf die Solarenergie (ca. 70 Prozent), gefolgt von Windenergieanlagen an Land (ca. 25 Prozent).

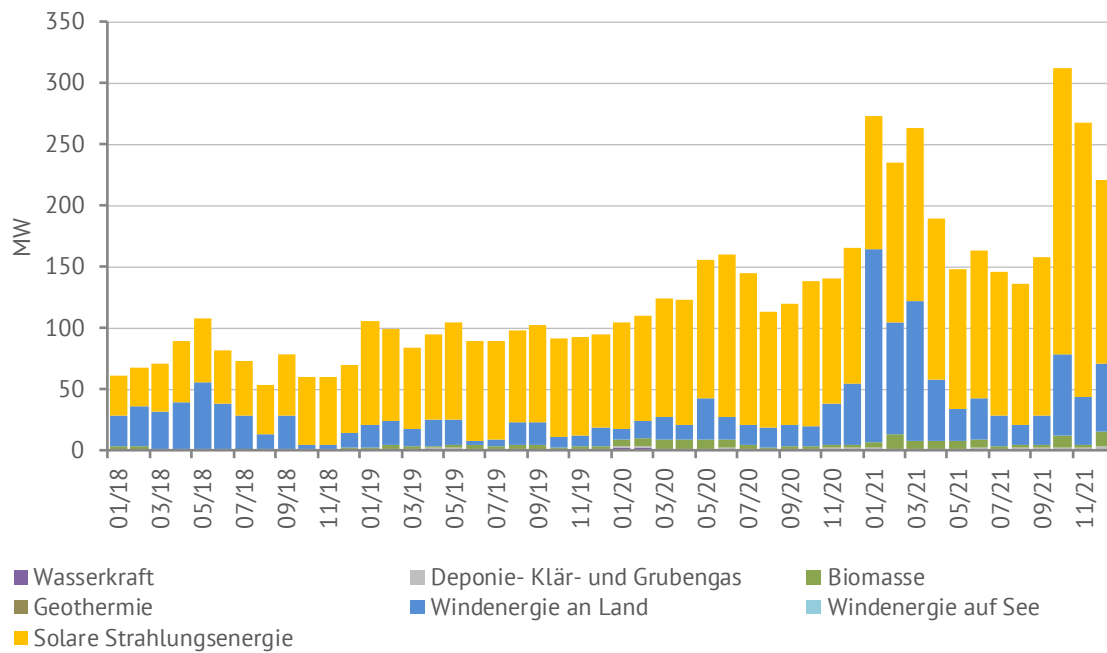


Abbildung 5: Kapazitäten in der Ausfallvergütung [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

In Abbildung 6 ist die durchschnittliche Dauer der Inanspruchnahme der Ausfallvergütung seit 2016 dargestellt. Für Solarenergieanlagen ergab sich ein leichter Anstieg von ca. 4,8 Monate in den Jahren 2019 und 2020 auf ca. 5,7 Monate im Jahr 2021. Für Windenergie an Land setzte sich der rückläufige Trend der letzten Jahre fort und erreicht in 2021 eine durchschnittliche Inanspruchnahme von 1,5 Monaten. Somit ergeben sich zwei typische Gruppen bei der durchschnittlichen Inanspruchnahme: Windenergie an Land mit einer kurzfristigen Nutzung sowie die anderen Technologien mit einer Inanspruchnahme zwischen 4,7 und 5,8 Monaten. Hierbei ist allerdings zu berücksichtigen, dass neben solarer Strahlungsenergie und Windenergie an Land nur Biomasse relevante Leistungen in der Ausfallvergütung aufweist.

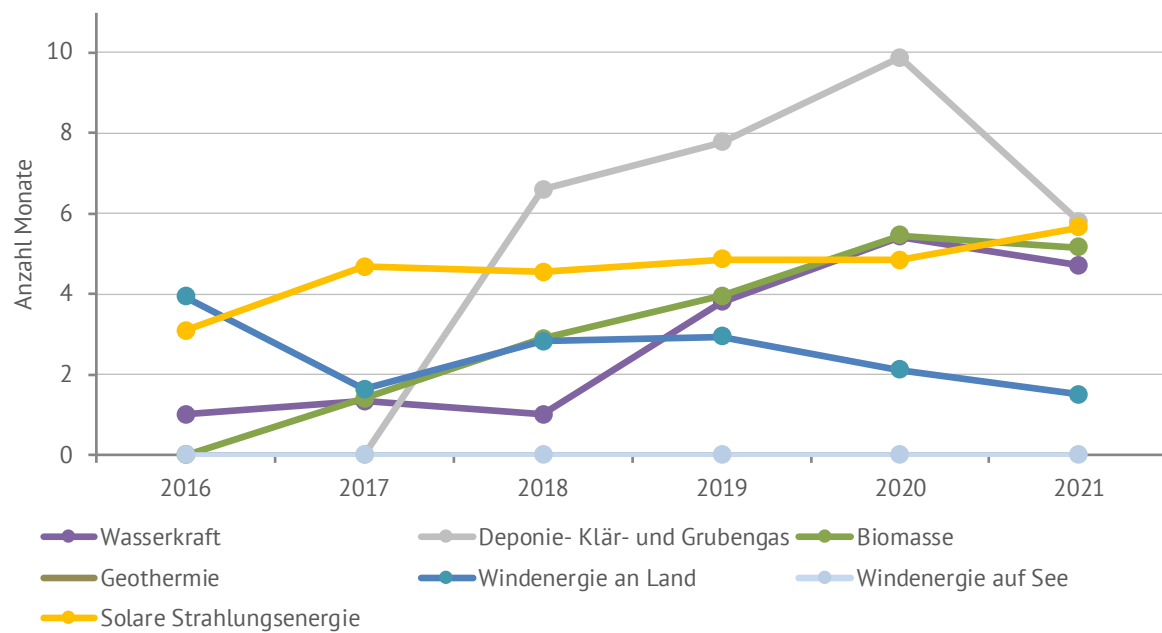


Abbildung 6: Durchschnittliche Dauer der Inanspruchnahme von Ausfallvergütung in Monaten [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

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

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

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

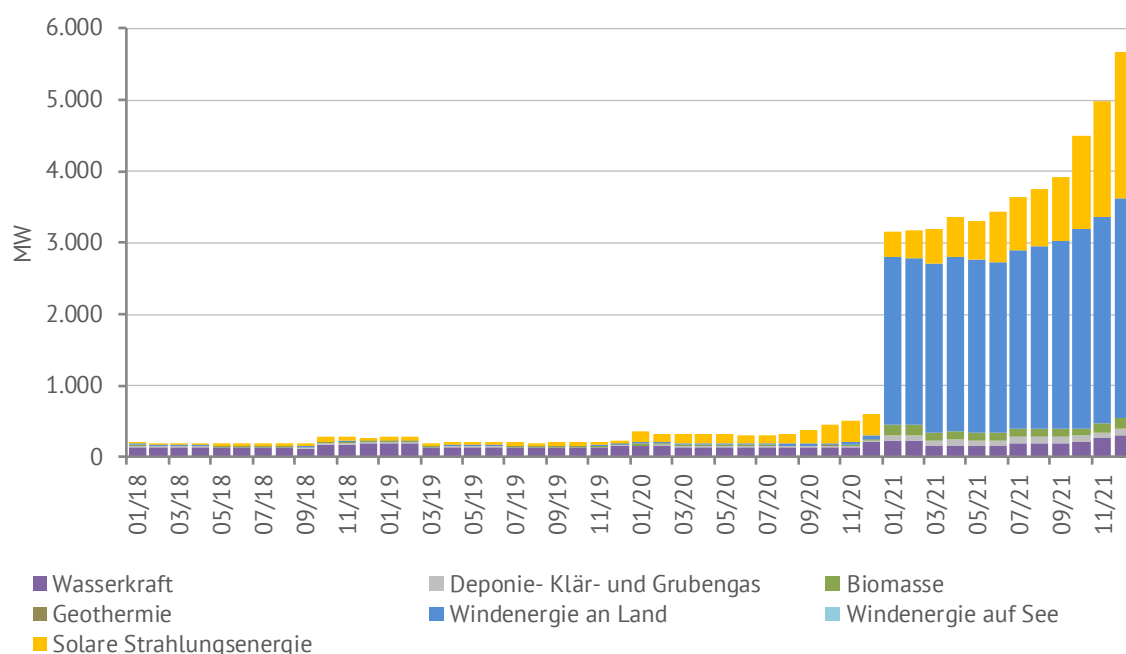


Abbildung 7: Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

Zum Jahreswechsel 2020/2021 ergab sich in der sonstigen Direktvermarktung ein erheblicher Leistungsanstieg (ca. um den Faktor sechs). Dieser wurde primär durch Windenergieanlagen an Land verursacht, die ihr Förderende erreicht haben und in der sonstigen Direktvermarktung eine Anschlussfinanzierung finden konnten. Im weiteren Jahresverlauf zeigte sich ein weiterer sehr dynamischer Leistungsanstieg, der um das circa zehnfache über dem letztjährigen Zuwachs lag. Auf die solare Strahlungsenergie entfiel der größte Anteil des unterjährigen Zuwachses mit ca. 1,7 GW, gefolgt von Windenergie an Land mit ca. 0,7 GW. Zum Jahresende 2021 wurde eine Leistung von ca. 5,7 GW in der sonstigen Direktvermarktung vermarktet, und damit das mehr als

Neunfache der Leistung zum Jahresende 2020. Von der Gesamtleistung entfallen 36 Prozent auf solare Strahlungsenergie und 54 Prozent auf Windenergie an Land.

In Abbildung 8 ist die Leistung der Anlagen zu sehen, die jeweils in den vier Quartalen des Jahres 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. Im ersten Quartal dominieren ausgeförderte Windenergieanlagen an Land, die aus dem Marktprämienmodell in die sonstige Direktvermarktung gewechselt sind. Gegen Ende des Jahres generierten Neuanlagen, insbesondere solare Strahlungsenergie, eine signifikante Leistungserhöhung. Auch beim Wechsel aus dem Marktprämienmodell dominiert die solare Strahlungsenergie, insbesondere im vierten Quartal. Insgesamt entfallen nur 10 Prozent der Leistungssteigerung in der sonstigen Direktvermarktung im Jahr 2021 auf Neuanlagen, während ca. 75 Prozent aus der Marktprämie gewechselt haben.

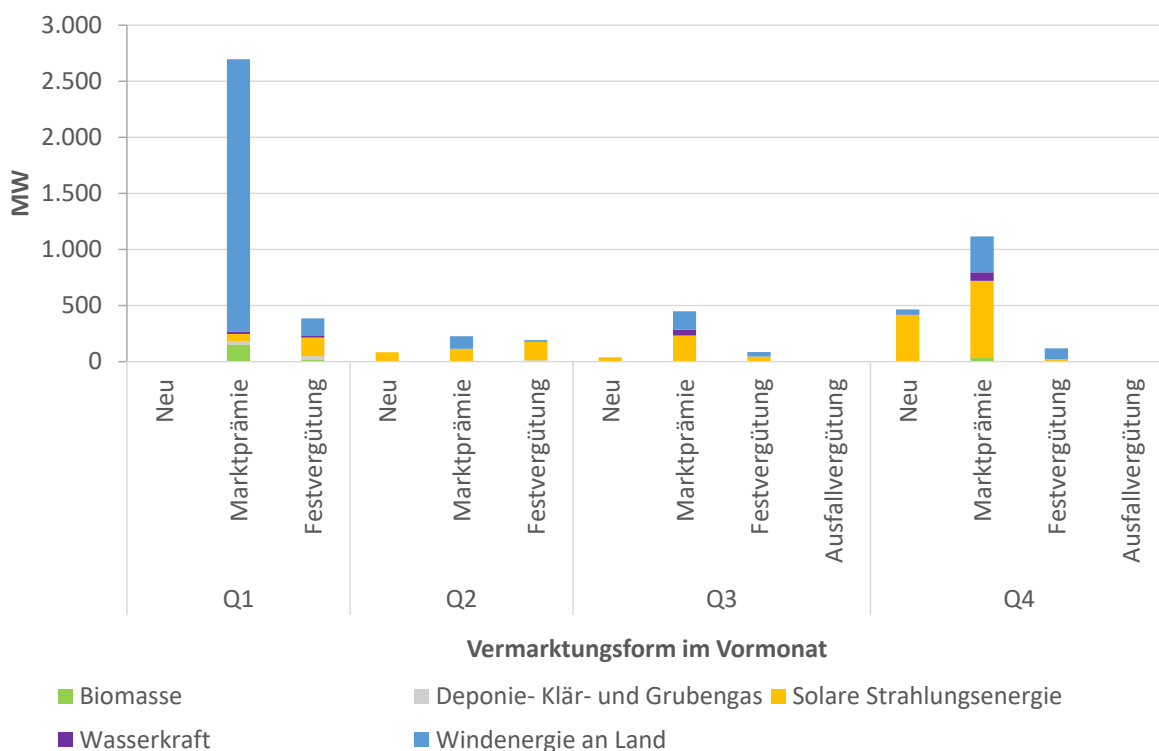


Abbildung 8: Leistung der Anlagen, die im Jahr 2021 neu in der sonstigen Direktvermarktung waren  
[Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de und MaStR]

Abbildung 9 gibt Aufschluss über das Alter bzw. den Inbetriebnahmezeitpunkt der Anlagen, die im Jahr 2021 in die sonstige Direktvermarktung gewechselt sind. Wie auf der linken Seite zu erkennen ist, entfiel der etwas größere Anteil auf ausgeförderte Anlagen, dominiert durch Windenergieanlagen an Land. Diese Anlagen wurden größtenteils 1999 oder im Jahr 2000 errichtet,

wie auf der rechten Seite der Abbildung zu sehen ist. Bei den Anlagen, die entweder 2021 neu errichtet wurden oder die aus einer anderen EEG-Vermarktungsform in die sonstige Direktvermarktung gewechselt haben, entfiel der größte Anteil auf solare Strahlungsenergie. Auf der rechten Seite der Abbildung ist zu erkennen, dass dies Anlagen betrifft, die seit 2012 errichtet wurden.

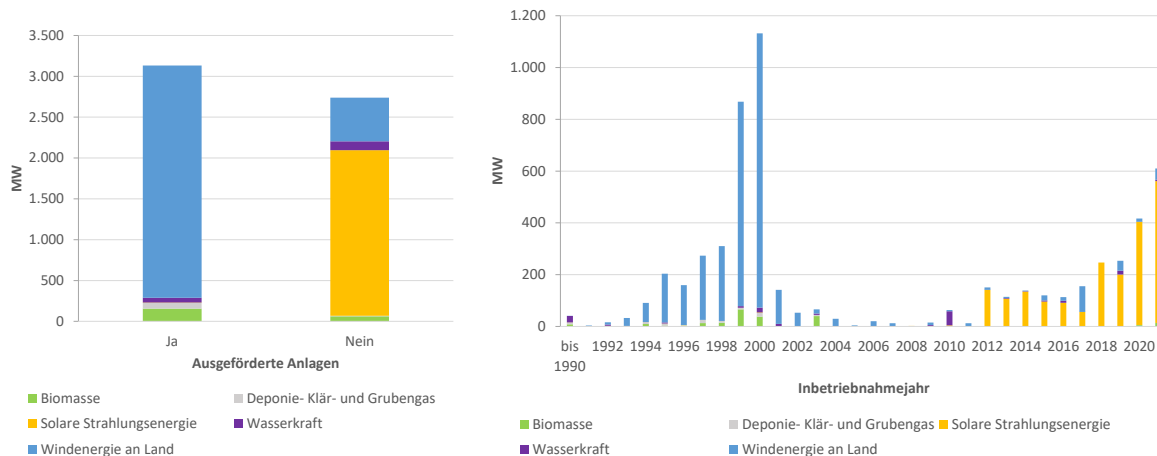


Abbildung 9: Im Jahr 2021 in die sonstige Direktvermarktung gewechselte Anlagen, differenziert nach ausgeführten Anlagen (linke Seite) und Inbetriebnahmejahr (rechte Seite) [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

Insbesondere die direktvermarkteten Bestandsanlagen, die aus dem Marktprämienmodell in die sonstige Direktvermarktung gewechselt sind, haben diesen Schritt angesichts der hohen Strompreise vermutlich aus Gründen der Erlösoptimierung vollzogen. Denn insofern der erwartbare Monatsmarktwert in einem Monat deutlich bzw. mit hoher Wahrscheinlichkeit über dem anzulegenden Wert einer Anlage liegt, wird die Absicherung durch die Marktprämie in diesem Monat nicht mehr benötigt. Stattdessen lassen sich die Erlöse aus dem Stromverkauf durch einen Wechsel in die sonstige Direktvermarktung um Erlöse aus dem Verkauf grüner Herkunftsnachweise ergänzen. Kapitel 4.2 enthält eine Vorausschau über die mögliche weitere Entwicklung dieser Marktdynamik im Jahr 2022 auf Basis aktueller Terminmarktpreise.

## 2.2 ENTWICKLUNGEN AUF DEM PPA-MARKT

### *Kontrahierte Leistung in Deutschland*

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.

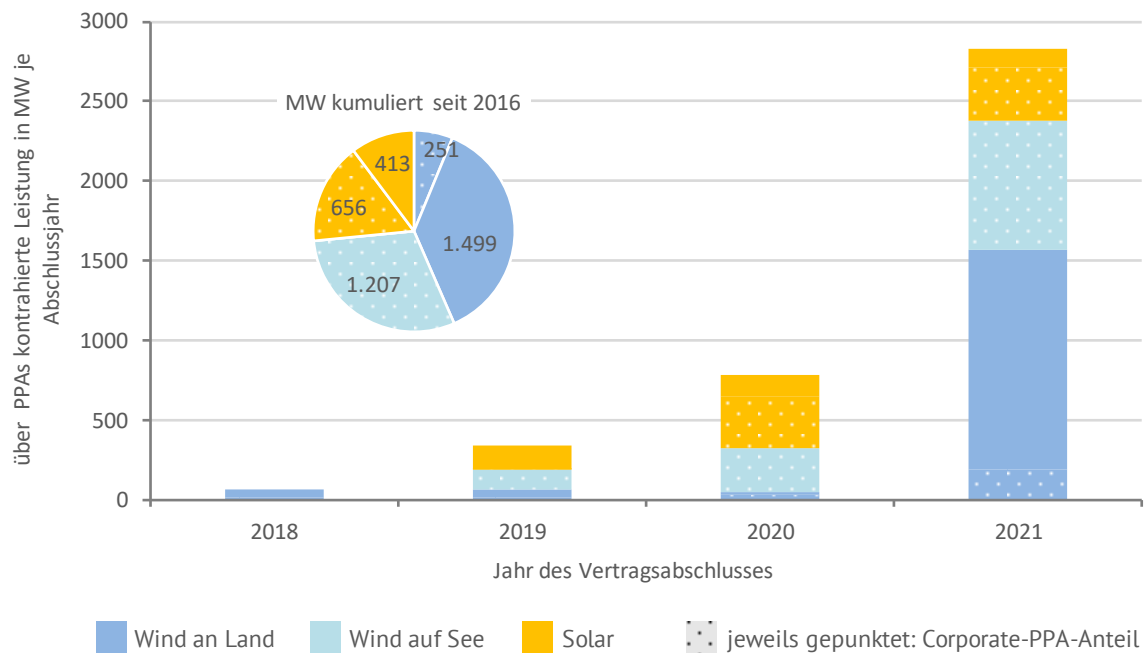


Abbildung 10: Öffentlich erwähnte PPAs in Deutschland, mit Vertragsabschluss von 2018 bis 2021 bzw. ab 2016 kumuliert [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: 31.12.2021]

Abbildung 10 stellt die jährlich kontrahierte Leistung der in der Fachpresse publizierten PPA-Abschlüsse in Deutschland dar. Sie bildet damit keine vollständige Statistik ab, Vertragsbeginn und -ende sind nicht in jedem Fall bekannt, auch mehrere PPA-Abschlüsse mit sich überlappenden Anlagen und Zeiträumen nach dem „Zwischenhändler“-Prinzip treten vereinzelt auf<sup>4</sup>. Wo bekannt, werden in den vorliegenden Daten mehrere PPAs über die gleichen Strommengen nur einfach gezählt. Bei Solar-PPAs bewertet Energy Brainpool die Methodik derzeit als ausreichend präzise, um ein guter Indikator für den PPA-Neuanlagenzubau zu sein. Bei Abschlüssen kleinerer Windanlagen an Land nach EEG-Förderende (im Folgenden „Ü20“, mehr dazu in Kapitel 4) ist jedoch einerseits die generierte Datengrundlage nicht ausreichend, um Doppelzählungen (seriell abgeschlossene PPAs mit jeweils kürzerer Laufzeit für die gleiche Anlage) auszuschließen. Andererseits vermutet Energy Brainpool eine größere Untererfassung nicht medial diskutierter, kleinerer Wind-an-Land-PPA-Abschlüsse.

<sup>4</sup> Dies ist ein bekanntes Phänomen des Stromhandels: Der churn-factor im Stromhandel liegt in Deutschland in der Regel über 10, auf jede verbrauchte kWh kommen also mehr als 10 gehandelte kWh, vgl. European Commission (2020): Quarterly Report on European Electricity Markets 4/2019, Fig. 19.

Eine einheitliche Definition von PPAs in der Fachpresse hat sich bisher nicht etabliert. Sowohl hinsichtlich Laufzeit als auch hinsichtlich Mengen- und Preisregelungen hat sich ein heterogenes Definitionsverständnis ausgebildet. Ein relevantes Beispiel hierfür sind Direktvermarktungsverträge neuer Art mit einer Marktwertfixierung am Terminmarkt. Nach Kenntnis von Energy Brainpool beträgt die bisherige Vertragslaufzeit wenige Monate bis zu einem Jahr, die Preise sind fixiert. Diese Verträge haben also sehr ähnliche Eigenschaften und Vertragsgegenstände wie ein PPA, werden aber in der Regel als Direktvermarktungsvertrag eingeordnet. Im hier diskutierten Datensatz sind keine solcher Verträge enthalten.

Der Trend der Vorjahre am deutschen PPA-Markt hat sich in 2021 fortgesetzt, die über PPA kontrahierte Leistung hat sich fast verdreifacht. Wie bereits in den vorherigen Quartalsberichten berichtet, ist dies vor allem auf die vielen Weiterbetriebs-PPA mit ausgeführten Windenergieanlagen an Land zurückzuführen. Aufgrund der Kleinteiligkeit dieser PPA ist denkbar, dass nicht alle PPA in der Fachpresse publiziert wurden und die tatsächliche Zahl der Abschlüsse entsprechend höher ausfällt. Wie in Abbildung 27 (Kapitel 4.1) zu erkennen ist, sind im Jahr 2021 rund 2,8 GW ausgeführter Windanlagen an Land in die sonstige Direktvermarktung gewechselt. Zusätzlich zu den öffentlich bekannten PPA-Abschlüssen (mit Vertragsbeginn in 2021) von rund 1,8 GW ist demnach denkbar, dass weitere 1 GW über verschiedenartige PPA kontrahiert wurden.

Die durch EVU kontrahierte Leistung im letzten Jahr hat sich vervierfacht. Die von industriellen Großverbrauchern in Deutschland kontrahierte PPA-Leistung („Corporate PPA“) hat sich in 2021 hingegen verdoppelt. Hier gilt zu beachten, dass förderfreie EE-Anlagenleistung, die von EVU oder Direktvermarktern kontrahiert und später an Industriekunden weitervermarktet wurde, in dieser Statistik lediglich einmal berücksichtigt wurde. Die weitervermarkteten Anteile wurden dabei als Corporate PPA erfasst, die nicht weitervermarktete Anlagenleistung hingegen weiterhin als EVU-PPA.

Industrielle Verbraucher dominieren insbesondere bei der Abnehmerstruktur der Offshore-Wind-PPAs, wenngleich mittlerweile auch die Mehrheit der Solaranlagen von Industriekunden kontrahiert wurde. Die Zunahme des Corporate-Anteils bei der Solarenergie ist neben Abschlüssen mit Neuanlagen auch darauf zurückzuführen, dass Grünstrom aus bereits durch EVU-PPA abgesicherten Solarparks in 2021 in Teilen erfolgreich an Industriekunden weitervermarktet wurde. In dieser Statistik entspricht dies für die betroffene Anlagenleistung einer Umwandlung von EVU-PPA in ein Corporate-PPA.

Über 98 Prozent der über PPAs kontrahierten PV- und rund 72 Prozent der kontrahierten Offshore-Windleistung (zusammen knapp 2,3 GW) beziehen sich auf Neuanlagen und verdeutlichen die Einschätzung einer zunehmenden Anzahl an Marktakteuren, dass die Stromgestehungskosten solcher Projekte unter dem für die Betriebsdauer erwarteten durchschnittlichen Marktpreisniveau liegen könnten.

Dabei stellen aber nur die PPA-finanzierten, neuen Solarparks einen zusätzlichen Ausbau außerhalb der EEG-Förderung von knapp 1,1 GW dar (Stand Ende 2020: 0,7 GW), wovon bisher 545 MW in Betrieb genommen wurden (siehe Abbildung 8). Demgegenüber wurden Neuanlagen-PPAs mit Offshore-Windanlagen lediglich mit in Planung befindlichen Parks, die einen Zuschlag in den Ausschreibungen von 2017/2018 erhalten haben, abgeschlossen. In den beiden damaligen Ausschreibungen wurden Zuschlagswerte von durchschnittlich 0,44 bzw. 4,66 ct/kWh realisiert (niedrigste Zuschläge je zu 0 ct/kWh), sodass die Vermarktung von Strommengen der künftig geplanten Produktion über Corporate PPAs an industrielle Großverbraucher eine Form der marktorientierten Preisabsicherung als Alternative oder Ergänzung zur EEG-Vergütung innerhalb des Marktprämiensystems darstellt. Aufgrund der hohen Bedeutung der vermarktbaren Grünstromeigenschaft des Stroms der Anlagen für diese Kundengruppe ist anzunehmen, dass die Anlagenbetreiber für diese Teilmengen<sup>5</sup> ab PPA-Lieferbeginn (allesamt 2024/25) den Wechsel in die sonstige Direktvermarktung nach § 21c EEG 2021 vollziehen.

Knapp 2 Prozent der über PPAs kontrahierten PV- und rund 28 Prozent der kontrahierten Offshore-Windleistung stammen aus bereits bestehenden, im EEG-Marktprämienmodell operierenden Parks. Auch hier liegen die Gründe für einen mehrjährigen Wechsel heraus aus dem EEG vorrangig in der Erlösoptimierung. So wird beispielsweise der anzulegende Wert der seit 2015 betriebenen Offshore-Windparks nach acht Jahren auf 3,9 ct/kWh „gestaucht“<sup>6</sup>. Die in den letzten Jahren bezuschlagten anzulegenden Werte EEG-geförderter PV-Bestandsanlagen liegen auf ähnlich niedrigem Niveau. In allen Fällen schien der Abschluss eines langfristigen PPA die lukrativere Option darzustellen.

Diese Vermarktungsweise bedingt keinen zusätzlichen EE-Ausbau, denn diese Anlagen haben ja an der EEG-Ausschreibung erfolgreich teilgenommen. Die Vermarktungsweise bietet vielmehr

---

<sup>5</sup> Siehe § 33f EEG 2021 „Anteilige Direktvermarktung“

<sup>6</sup> Gemäß EEG 2014 hatten die Anlagenbetreiber zum damaligen Inbetriebnahmezeitpunkt die Wahl zwischen Basis- und Stauchungsmodell. Letzteres geht mit einer höheren Anfangsvergütung einher 19,4 vs. 15,4 ct/kWh, die aber auf eine kürzere Laufzeit begrenzt ist (8 vs. 12 Jahre). Anschließend sinkt die Förderung auf den Grundwert von 3,9 ct/kWh.

die Möglichkeit der Absicherung eines Erlösniveaus oberhalb der anzulegenden Werte und eröffnet in der Ausschreibung die Möglichkeit von niedrigen Geboten. Aus der Perspektive einer Anlage, die bereits eine Förderzusage erhalten hat, sind diese Absicherungen Zusatz Erlöse. Ob EEG-Marktprämie ausgezahlt wird oder nicht, entscheidet sich unabhängig von der Wahl der Vermarktungsform anhand des Spot-Monatsmarktwertes.

### *Kontrahierte Leistung in Europa*

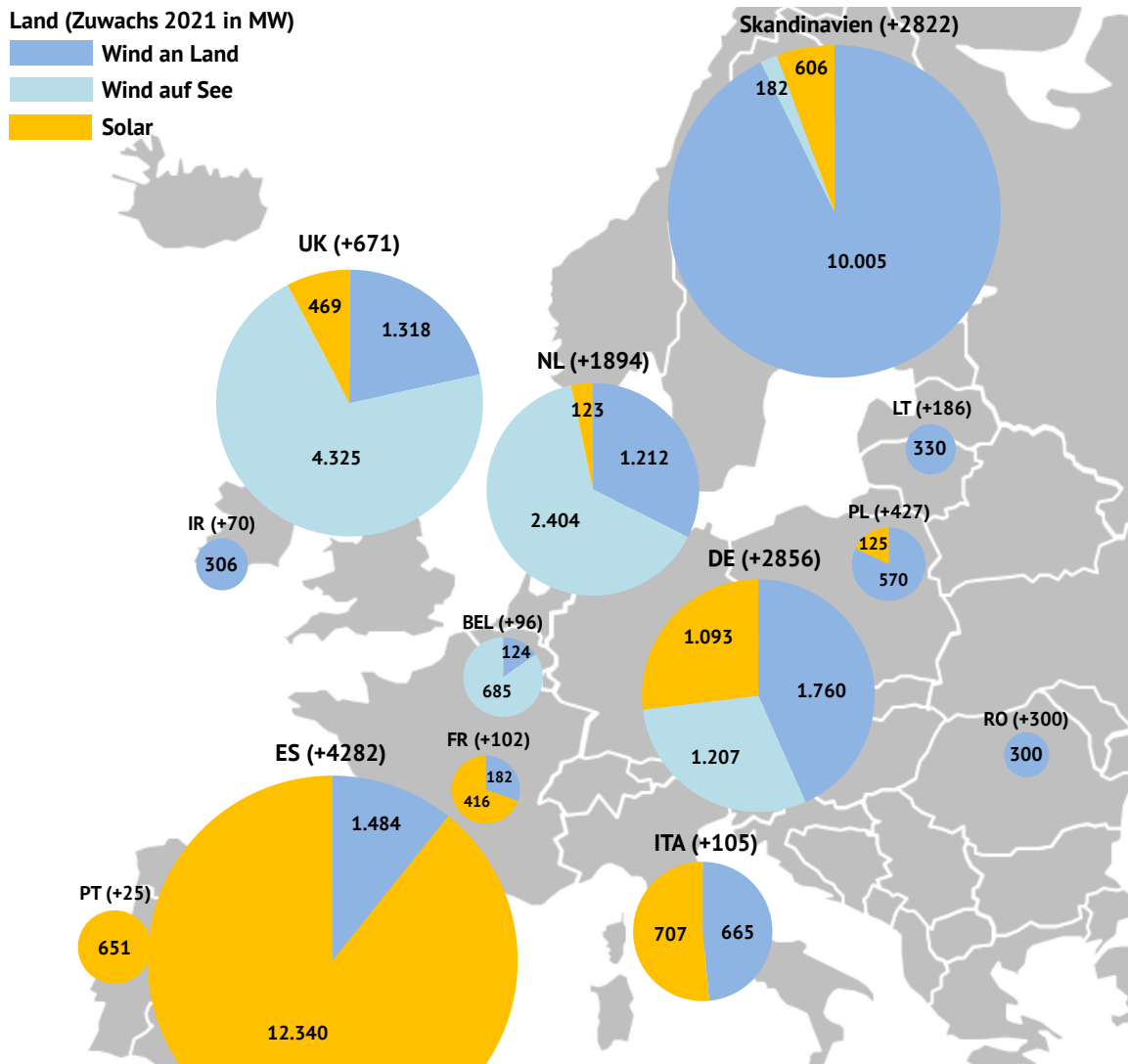


Abbildung 11: Öffentlich erwähnte PPA-Abschlüsse in Europa in MW kontrahierter Leistung [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: 31.12.2021]

Im europäischen Vergleich hat Deutschland mit Blick auf die über PPAs kontrahierten Leistungen in 2021 weiterhin aufgeholt. Wie bereits in 2020, wurden 2021 nur in Spanien mehr PPAs abgeschlossen als hierzulande (vgl. Abbildung 11). Damit liegt Deutschland im europäischen Vergleich hinsichtlich der seit 2016 kontrahierten Leistung weiterhin im vorderen Mittelfeld. In Rumänien und Litauen wurden 2021 die ersten Großanlagen-PPA abgeschlossen. Insgesamt

wurden im letzten Jahr mehr als 13,9 GW installierte Leistung über PPAs in Europa abgesichert. Damit lag der Zuwachs an Abschlüssen in Europa in 2021 um rund 3 GW höher als in 2020. Mit über 50 Prozent wurde ein zunehmender Anteil von industriellen Verbrauchern kontrahiert.

Mit Blick auf die durchschnittliche Laufzeit der PPA liegt Deutschland im Jahr 2021 mit knapp 8 Jahren unter dem europäischen Durchschnitt von 10 Jahren. Dies liegt vor allem an der hohen Zahl an Ü20-Windanlagen-PPAs, die erheblich kürzere Laufzeiten aufweisen (in der Regel ein bis drei Jahre). Tendenziell haben sich die Vertragslaufzeiten im letzten Jahr in Europa verkürzt, so lag der Durchschnitt in Europa 2020 bei 11,5 Jahren und in Deutschland bei 11,9 Jahren.

Auch diese Zahlen bilden nur in der Fachpresse diskutierte Projekte ab. Außerdem ist die Bandbreite dessen, was in Europa begrifflich mit „PPA“ gemeint ist, noch breiter. Ein Beispiel: In Großbritannien werden auch Stromabnahmeverträge im Rahmen des dortigen Förderregimes über Contracts-for-Difference als PPA bezeichnet, in Deutschland würde dies eher als Direktvermarktungsvertrag mit langer Laufzeit gelten.

#### *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 Einspeiseprofil<sup>7</sup> 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 (vgl. Kapitel 1.2), bezieht der

---

<sup>7</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.

Grundlastparitätsfaktor also zusätzlich zum Einspeiseprofil einen Abschlag für die Nicht-Vermarktung in Stunden negativer Preise mit ein.<sup>8</sup>

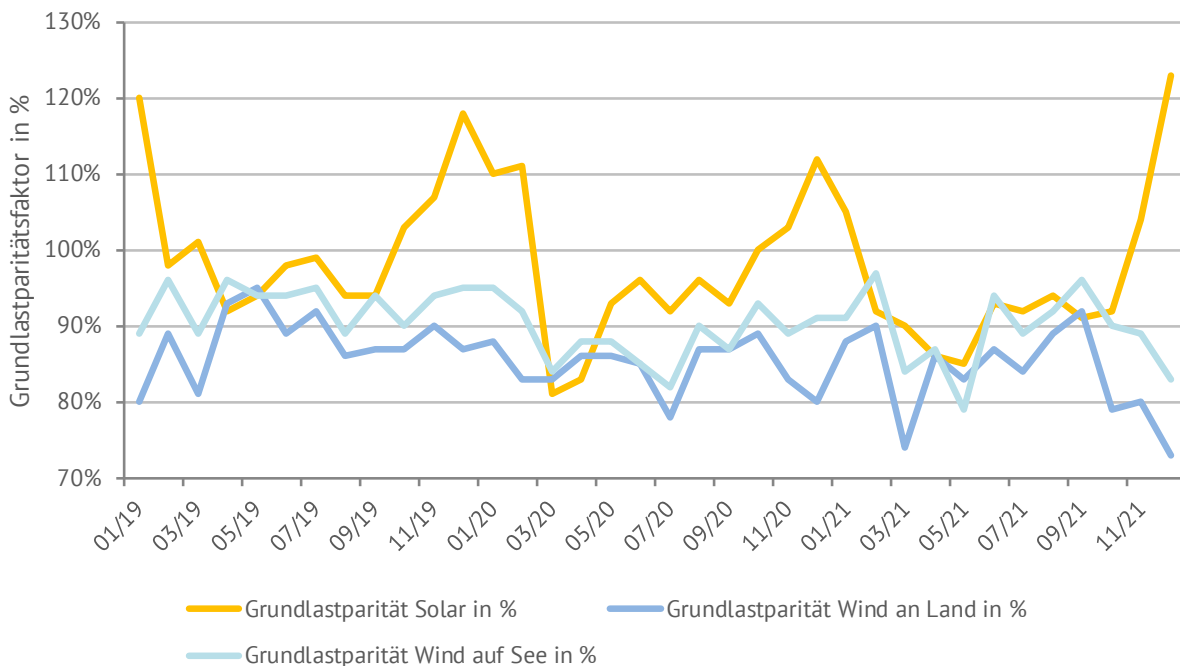


Abbildung 12: Grundlastparitätsfaktor je Technologie seit 2019 [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot- und Einspeiseprofilen gemäß Übertragungsnetzbetreiber]

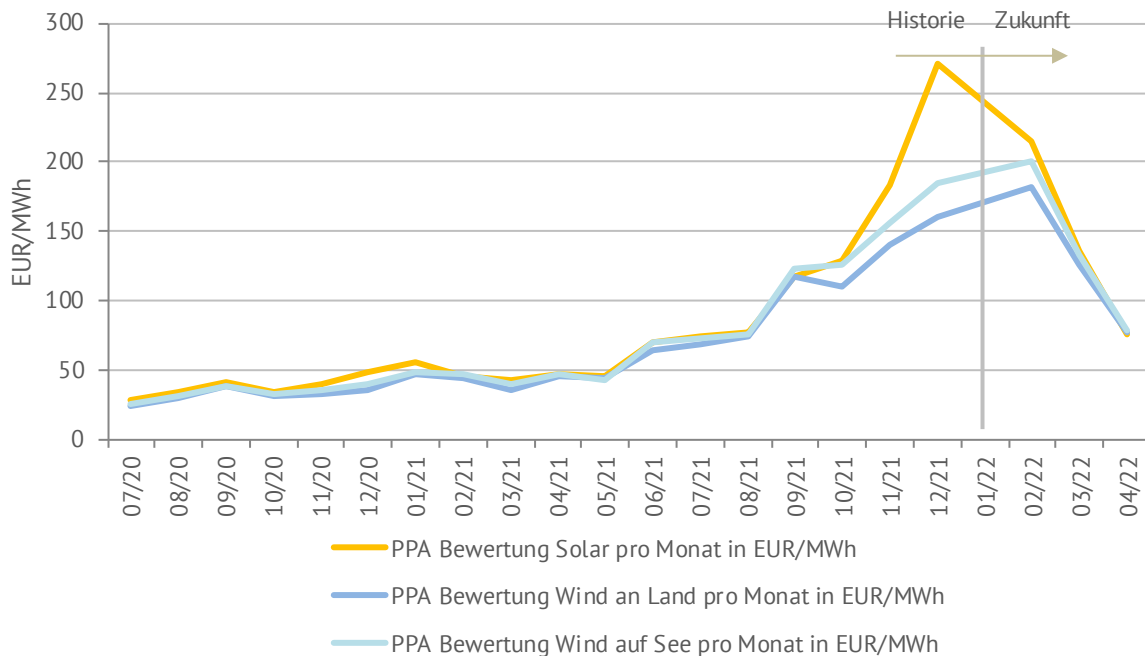


Abbildung 13: PPA-Bewertung historisch seit 2019 (basierend auf Day-Ahead-Preisen) und anhand EEX-Terminpreise vom 19.01.2022 [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Day-Ahead und EEX DEBM]

<sup>8</sup> In Zeiträumen ohne negative Preise sind die beiden Faktoren identisch.

Während die technologiespezifischen Grundlastparitätsfaktoren der letzten 36 Monate in Abbildung 12 dargestellt sind, zeigt Abbildung 13 die resultierenden monatlichen PPA-Bewertungen im Zeitraum Januar 2019 bis April 2022. 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 entsprechend langfristige Entwicklungen über den Terminmarkthorizont hinaus zu berücksichtigen.

Wie bereits in den Vorjahren lagen die Grundlastparitätsfaktoren der Windenergie in 2021 größtenteils unter denen der Solarenergie, welche analog zu den Marktwertfaktoren auch dieses Jahr das für die relative Wertigkeit von Solarstrom typische saisonale Muster zeigen (s. Kapitel 1.2). Auch wenn sich die Tagesstruktur der Strompreise unter anderem durch die erhöhte Preisvolatilität in 2021 verändert hat, so sind hinsichtlich des monatlichen Verlaufs des Merit-Order-Effekts von Wind- und Solaranlagen seit 2019 keine signifikanten Veränderungen zu beobachten. Die von der Covid-19-Pandemie besonders betroffenen Monate März bis Mai 2020 bilden hier eine Ausnahme.

Analog zu den Marktwerten hat sich auch die PPA-Bewertung, je Technologie in 2021, ab Mitte des Jahres auf bisher unerreichte Höchstwerte vervielfacht. Der monatliche Verlauf folgt im Wesentlichen dem Strompreisniveau, wie bereits in Kapitel 1.2 beschrieben.

## 2.3 ENTWICKLUNGEN AUF DEM MARKT FÜR HERKUNFTSNACHWEISE

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

Die Ausstellung deutscher EE-HKN betrifft somit bisher vor allem die Stromerzeugung alter, nicht EEG-geförderter Wasserkraftwerke und Biomasseanlagen. Letztere umfassen unter anderem die Biomasse-Mitverbrennung und Müllverbrennung, da diese Technologien im HKN-Register in die Kategorien „Biomasse“ und „Sonstige EE“ eingeordnet werden (siehe Abbildung 14). Allerdings werden durch das Auslaufen der EEG-Vergütung für Altanlagen sowie für erste ohne Förderung gebaute PV-Anlagen auch zunehmend HKN für diese Technologien ausgestellt. So stieg die Menge an PV-Strom, für welche HKN ausgestellt wurden, von einem durchschnittlichen Niveau im mittleren einstelligen GWh-Bereich in den Jahren bis 2019 (s. UBA 2020a) über

gut 47 GWh im Jahr auf ca. 375 GWh im Zeitraum Januar-November 2021 (AIB 2021). Die Ausstellung von HKN für Windkraft vervielfachte sich von Stromvolumina zwischen 14 GWh und 26 GWh in den Jahren 2017-2020 auf ein Niveau von gut 1.137 GWh allein im Zeitraum Januar bis November 2021.

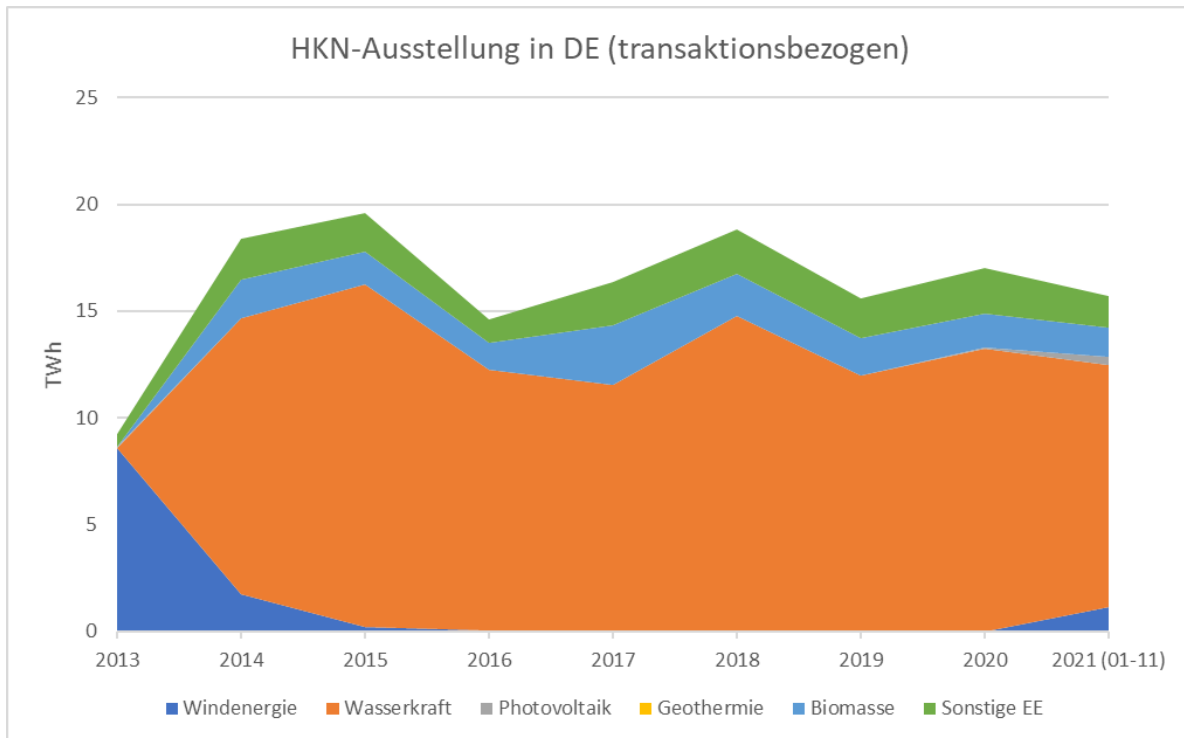


Abbildung 14: Ausstellung von Herkunftsnachweisen im deutschen HKNR von 2013 bis 2020 nach Energieträger, bezogen auf das Ausstellungsdatum [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2014-2020) und AIB (2021)]

Die deutsche HKN-Nutzung bzw. -Entwertung ist in noch wesentlich stärkerem Maße dominiert von der Wasserkraft, wie aus Abbildung 17 ersichtlich ist. Dies umfasst maßgeblich aus dem europäischen Ausland importierte HKNs, die beispielsweise von norwegischen Wasserkraftwerken generiert wurden (siehe Abbildung 16). Der leicht positive Trend in der Nutzung von HKNs aus den vergangenen Jahren setzte sich auch 2021 fort. Im Zeitraum Januar - November 2021 wurden HKNs für eine EE-Stromerzeugungsmenge in Höhe von knapp 115 TWh entwertet.

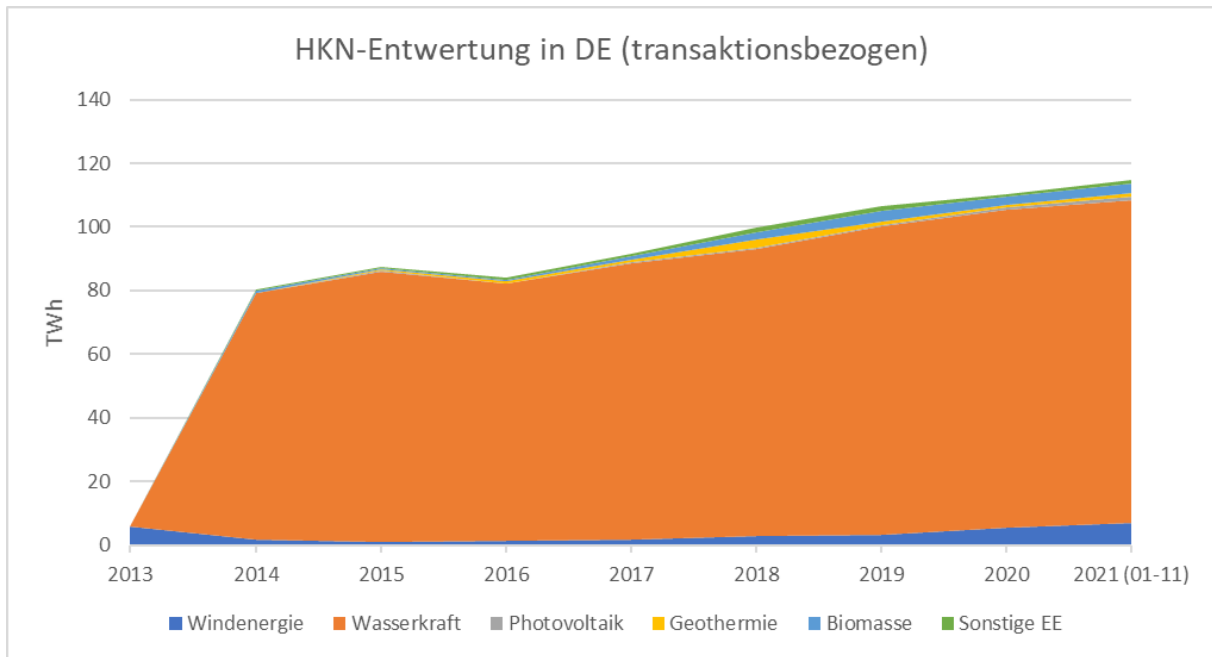


Abbildung 15: Entwertung von Herkunftsnachweisen im deutschen Herkunftsnachweisregister von 2013 bis 2020 nach Energieträger, bezogen auf das Datum der HKN-Entwertung im Register [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2014-2020) und AIB (2021)]

Abbildung 16 fasst die in den Bestand des deutschen Herkunftsnachweisregisters ein- und ausgehenden Ströme an HKNs zusammen: So stieg die Zahl der in Deutschland entwerteten HKNs seit 2013 kontinuierlich auf knapp 115 TWh im Jahr 2021 (Zeitraum Januar bis November, noch zzgl. Entwertungen im Dezember). Demgegenüber bewegt sich die Zahl der deutschen Ausstellungen beständig auf einem konstanten Niveau zwischen 15 und 20 TWh, sodass die zunehmende Ökostromnachfrage vor allem über ein Mehr an Importen gedeckt wurde (Netto-Import bis November 2021 in Höhe von gut 94 TWh). Die Menge an HKNs, welche aufgrund der abgelaufenen Lebensdauer im Herkunftsnachweisregister „verfallen“, war im Betrachtungszeitraum insgesamt von geringer Relevanz, umfasste aber mit einer Menge von gut 5,8 TWh (noch ohne Dezember-Werte) absolut einen neuen Jahreshöchstwert seit Einführung der Verfall-Regelung.

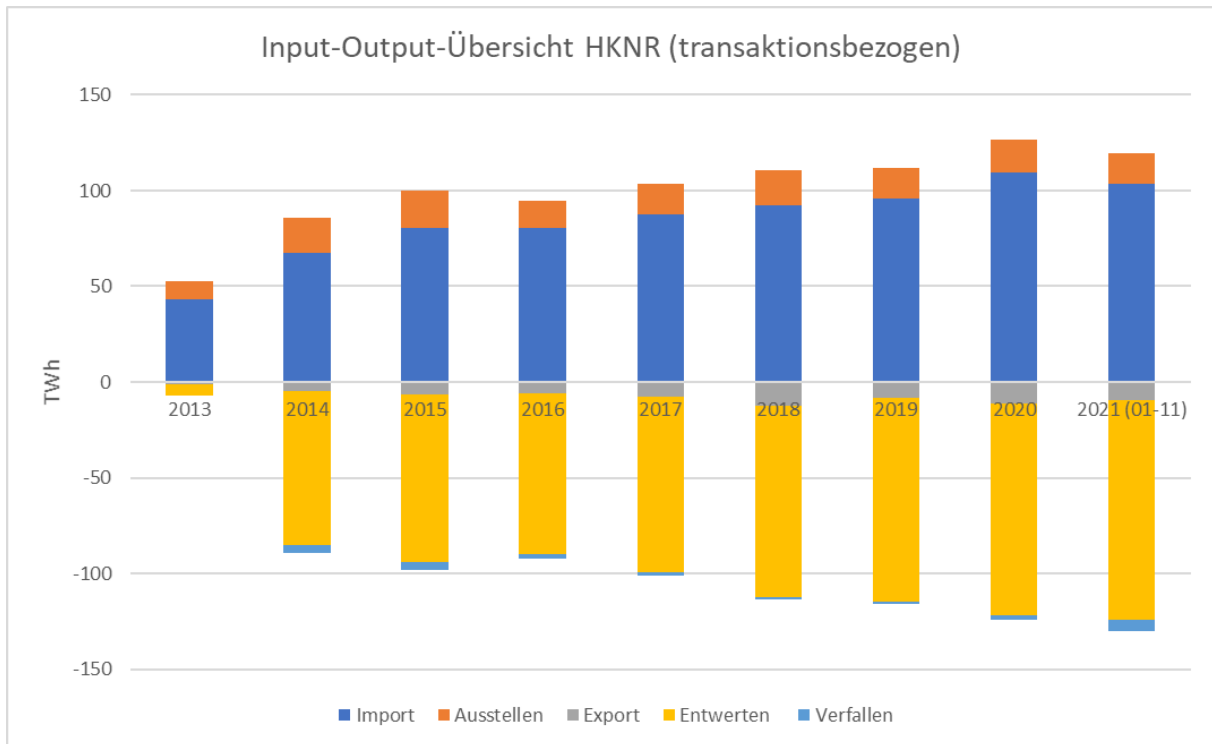


Abbildung 16: HKN-Input (Import / ausgestellt) und HKN-Output (Export / entwertet / verfallen) im deutschen Herkunftsnachweisregister von 2013 bis 2020, bezogen auf das Datum der Transaktion im Register [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2014-2020) und AIB (2021)]

Zur Entwicklung der im HKNR registrierten Anlagen im Jahr 2021 lagen bei Erstellung dieses Berichts noch keine aktualisierten Angaben vor.

### 3. MONITORING NEGATIVER PREISE

#### 3.1 DAS WICHTIGSTE IM VERGLEICH DER VORJAHRE

Tabelle 3: Häufigkeit negativer Preise und der Anwendungsfälle des § 51, Durchschnitt der negativen Preise sowie durchschnittlicher Angebotsüberhang beim Auftreten negativer Preise von 2018 bis 2021 in der DA-Auktion der EPEX Spot [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

|                                          | 2018         | 2019         | 2020         | 2021         |
|------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| <b>Stunden mit negativen Preisen</b>     | 134          | 211          | 298          | 139          |
| <b>davon 4H § 51 EEG 2021</b>            | 93           | 155          | 245          | 117          |
| <b>[Anteil in Prozent]</b>               | [69 Prozent] | [73 Prozent] | [82 Prozent] | [84 Prozent] |
| <b>davon 6H § 51 EEG 2021</b>            | 65           | 123          | 192          | 80           |
| <b>[Anteil in Prozent]</b>               | [49 Prozent] | [58 Prozent] | [64 Prozent] | [58 Prozent] |
| <b>Ø der negativen Preise in EUR/MWh</b> | -14          | -17          | -16          | -16          |
| <b>Ø Angebotsüberhang in MW</b>          | 1.813        | 2.556        | 1.762        | 1.629        |

Die Anzahl negativer Strompreise ist im Jahr 2021 auf 139 zurückgegangen. Neben der Häufigkeit der Stunden mit negativen Preisen bzw. von mindestens 4 oder 6 Stunden negativer Preise am Stück („4H-Regel“ bzw. „6H-Regel“ nach § 51 EEG 2021 bzw. 2017) zeigt Tabelle 3 außerdem den Durchschnitt der über das Jahr aufgetretenen negativen Preise sowie den durchschnittlichen Angebotsüberhang in diesen Stunden in MW für 2018 bis 2021. Mit Blick auf die Häufigkeit negativer Preise bzw. der Anwendungsfälle des § 51 ist festzuhalten: Nach dem Rekordjahr 2020 sind diese Kennzahlen um über 50 Prozent gesunken. Die Gründe hierfür sind vielfältig. Im Vergleich zu 2020 war 2021 deutlich weniger stark von zeitlichen Überlappungen eines pandemiebedingten Nachfragerückgangs mit hoher Wind- und Solareinspeisung geprägt. Neben einer Erholung der Stromnachfrage war 2021 im Vergleich zum Vorjahr auch von einer niedrigeren Windeinspeisung geprägt. Außerdem haben durch den fortlaufenden Kernkraft- und Kohleausstieg mehrere GW an inflexibler Kraftwerkskapazität den Markt verlassen. Stromerzeugung aus inflexiblen Kapazitäten wird auch zu negativen Preisen am Markt angeboten und zählt zu den Verursachern von negativen Preisen. Das Ausscheiden dieser Kraftwerkskapazitäten wirkt sich reduzierend auf die Anzahl negativer Preise aus.

Hinsichtlich der Strompreisstruktur in Zeiträumen mit negativen Preisen zeigt Tabelle 3 außerdem, dass negative Preise immer häufiger über längere Zeiträume hinweg als nur in einzelnen

Stunden auftraten. So nahm der Anteil der negativen Preise, der in 4H-Zeitfenstern auftrat, seit 2018 kontinuierlich zu. In ähnlichem Maße gilt dies für die 6H-Zeitfenster, wenngleich ihr Anteil nach jährlicher Steigerung von 2018 bis 2020 im letzten Jahr wieder leicht sank.

Die Häufigkeit und Dauer des Auftretens negativer Preise liefern allerdings noch keine Aussage darüber, „wie negativ“ die Preise tatsächlich waren. Aussagen darüber lassen sich anhand der durchschnittlichen Höhe der Preise und des in diesen Stunden vorherrschenden börslichen Stromangebotsüberhangs treffen. Während sich die durchschnittliche Höhe mit -16 EUR/MWh insgesamt weiter im Schwankungsbereich der Vorjahre bewegt, so lag der durchschnittliche Angebotsüberhang mit 1.629 MW wieder deutlich unter den Werten der Jahre 2018 bis 2020. Im Schnitt hätten in 2021 also 1.629 MW an zusätzlicher flexibler Nachfrage dazu beitragen können, negative Preise am Day-Ahead-Markt der EPEX Spot zu vermeiden (mehr dazu in Kapitel 3.2).

### 3.2 STUNDEN MIT NEGATIVEN PREISEN

#### Anzahl und Höhe negativer Preise

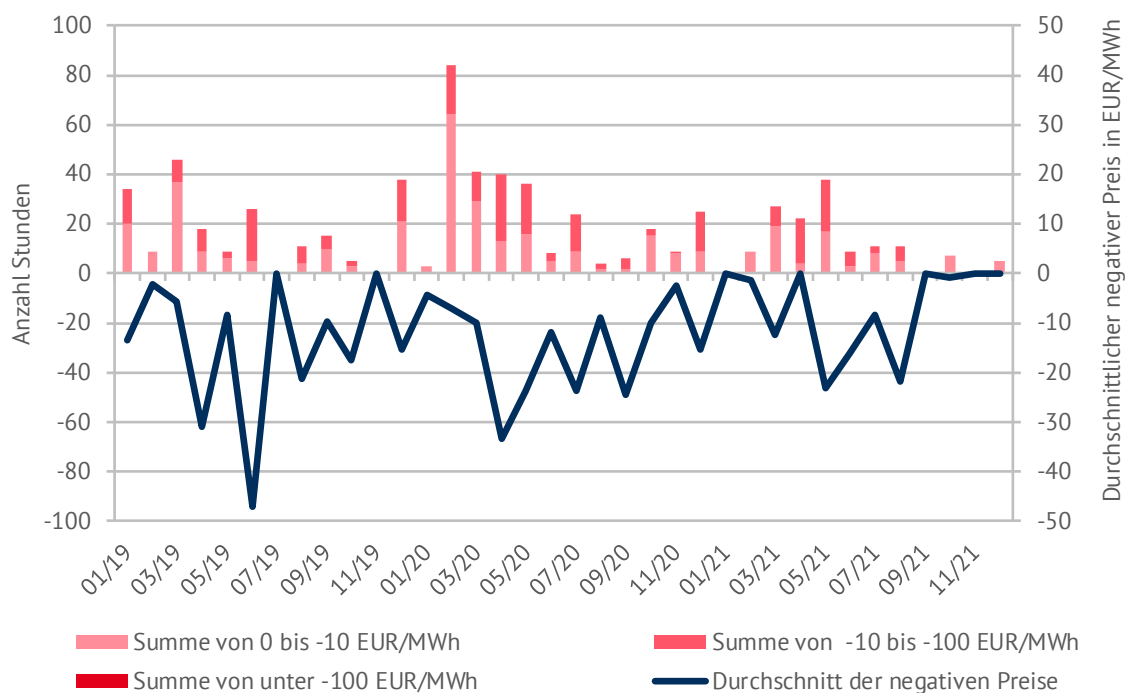


Abbildung 17: Monatsdurchschnitt und Anzahl negativer Preise gruppiert nach Höhe; bezogen auf DA-Preise der EPEX Spot [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Abbildung 17 stellt den Monatsdurchschnitt und die Anzahl negativer Preise gruppiert nach Höhe in den letzten 36 Monaten dar (Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot). Im Vergleich zu 2020 traten in 2021 nicht mehr in jedem Monat negative Preise auf. Mit 38 negativen Preisen lieferte

der Mai 2021 den Jahreshöchstwert. Dieser wurde im Vorjahr 2020 in drei Monaten übertroffen. Die Anzahl negativer Preise hat im Vergleich zu 2020 gleichermaßen im Bereich zwischen 0 und -10 EUR/MWh als auch zwischen -10 und -100 EUR/MWh abgenommen (-56 bzw. -50 Prozent). Seit 2018 liegt die Mehrheit der negativen Preise oberhalb der Marke von -10 EUR/MWh, dieser Trend setzte sich auch in 2021 fort. Die monatlichen Durchschnittswerte unterscheiden sich nicht signifikant von den Vorjahreswerten.

Abgesehen von wiederkehrenden Feiertageffekten lassen sich bei der Anzahl und Höhe negativer Preise jedoch weder saisonale Muster noch klare Trends erkennen. Eine aufgrund der Reduktion von Kernkraft- und Kohlekapazitäten zu erwartende Veränderung der Strompreisstruktur bei Extrempreisen war in 2021 bereits erkennbar, insbesondere durch das vermehrte Auftreten von Höchstpreisen und die reduzierte Anzahl negativer Preise. Die Höhe negativer Preise blieb hiervon bisher allerdings weitestgehend unbeeinflusst.

#### *Negative Preise nach Tageszeiten*

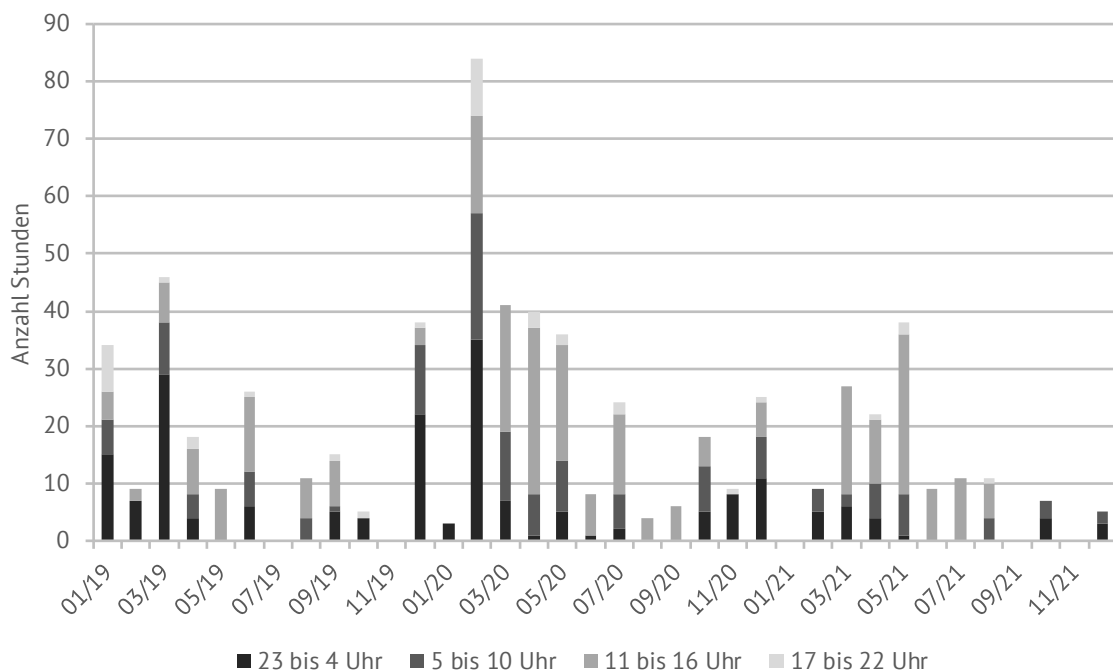


Abbildung 18: Negative Strompreise gruppiert nach Tageszeit [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Abbildung 18 zeigt, zu welcher Tageszeit die negativen Strompreise in den letzten 36 Monaten vorkamen. Demnach traten diese besonders in den Wintermonaten häufig nachts und in den Morgenstunden auf, während der Anteil der Mittagsstunden aufgrund der PV-Einspeisung in den Sommermonaten höher ist. Insgesamt hat sich die Verteilung der negativen Preise auf die Tageszeiten seit 2019 nicht wesentlich verändert, was auf einen relativ konstanten Einfluss der

Erzeugung aus Wind- und Solarenergie auf das Zustandekommen von negativen Preisen hindeutet.

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

Bis dato wird das Ausmaß negativer Preise vor allem durch ihre Höhe bestimmt, d. h. in einer Stunde mit einem Preis von -50 EUR/MWh geht man von einem stärkeren marktlichen Überangebot aus als in einer Handelsstunde mit -10 EUR/MWh. Mit dieser Betrachtungsweise lässt sich jedoch keine Aussage darüber treffen, wie viel Überangebot in MW den Marktpreis negativ werden hat lassen bzw. wie viel zusätzliche Nachfragekapazität in dieser Stunde notwendig gewesen wäre, um einen negativen Preis zu verhindern. Diese Kennzahl kann jedoch aus den stündlichen Angebots- und Nachfragekurven der EPEX Spot abgeleitet werden, wenngleich nur für den Anteil von Angebot und Nachfrage, der an der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot teilnimmt. Abbildung 19 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 19: 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.

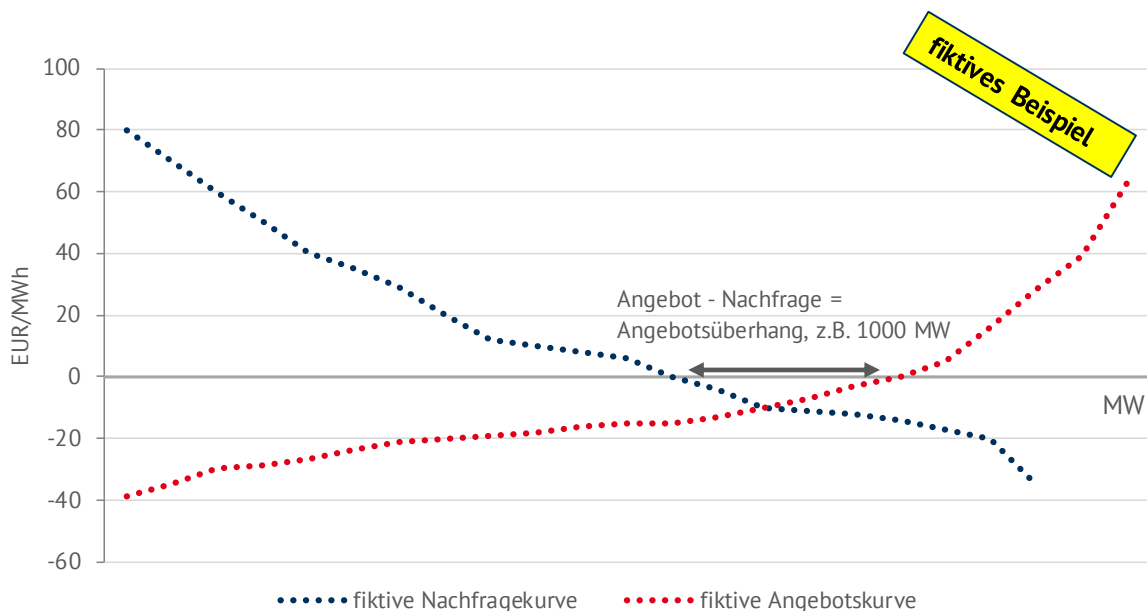


Abbildung 19: Exemplarische Skizze der Gebotskurven in einer Handelsstunde der Day-Ahead-Auktion an der EPEX Spot

In Stunden mit negativen Preisen ist dieser Indikator positiv und umgekehrt. Diese Betrachtungsweise lässt sich auch auf die Stunden mit negativen Preisen des zurückliegenden Quartals beziehen.

Um die negativen Preise im Jahr 2021 besser einordnen zu können, vergleicht Abbildung 20 die durchschnittlichen Angebotsüberhänge je Monat mit dem Jahr 2020. Der Vergleich zeigt: Im Schnitt wären die negativen Preise in 2021 mit einer geringeren flexiblen Nachfrage zu vermeiden gewesen (2021: 1629 MW; 2020: 1762 MW). In einzelnen Fällen kam es dennoch zu besonders hohen Angebotsüberhängen.

So sticht der Durchschnittswert des August 2021 hier besonders hervor, da er den Höchstwert der letzten zwei Jahre darstellt. Dieser hohe Durchschnittswert im August ist auf eine niedrige Anzahl negativer Preise zurückzuführen, die alle in der Day-Ahead-Auktion für die Nachmittagsstunden am 08.08. entstanden. In diesen Stunden überlagerten sich eine jeweils hohe Wind- und Solarstromeinspeisung, was zu besonders hohen Angebotsüberhängen führen kann. 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. Der Höchstwert in Stunde 15 wurde in 2021 nur am 22. Mai knapp übertroffen (ebenfalls Stunde 15, mit 7372 MW). Die höchsten Angebotsüberhänge der letzten beiden Jahre traten allesamt ebenfalls in den Nachmittagsstunden auf, nämlich in den Stunden 13 bis 15 des Rekordtags 21. April 2020 (7796, 8161, 8602 MW).

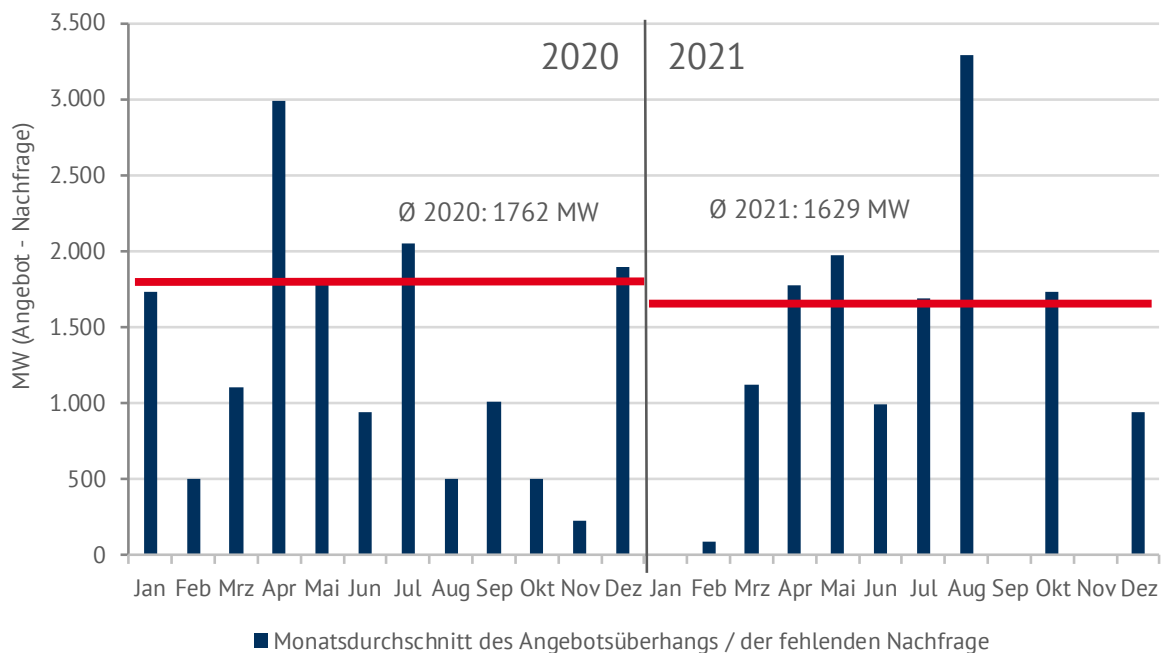


Abbildung 20: Durchschnitt des Angebotsüberhangs / der fehlenden Nachfrage pro Monat im Jahr 2020 und 2021 [eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Vergleicht man die jährliche Verteilung der aufgetretenen Angebotsüberhänge in 2021 mit denen der Vorjahre (siehe Histogramme der Abbildungen 23 bis 25), so schlägt sich die hohe Anzahl negativer Preise in 2019 und 2020 vor allem in einer im Vergleich zu 2021 höheren Anzahl negativer Preisstunden mit kleinen Angebotsüberhängen unter 500 bzw. 1.000 MW nieder.

Im Vergleich zum Vorjahr hat sich die Zahl der Stunden mit Angebotsüberhängen von 0 bis 0,5 GW, von 1 bis 3,5 GW, von 3,5 bis 5 GW oder von über 5 GW jeweils mindestens halbiert.

Auch die Anzahl der negativen Preisstunden, die nur durch eine um 0,5 bis 1 GW erhöhte Stromnachfrage oder reduzierte Einspeisung nicht zustande gekommen wären, sank um 38 Prozent.

Insgesamt also eine Reduktion in allen Segmenten, die sich relativ gleichmäßig auf die unterschiedlich starken Angebotsüberhänge verteilt.

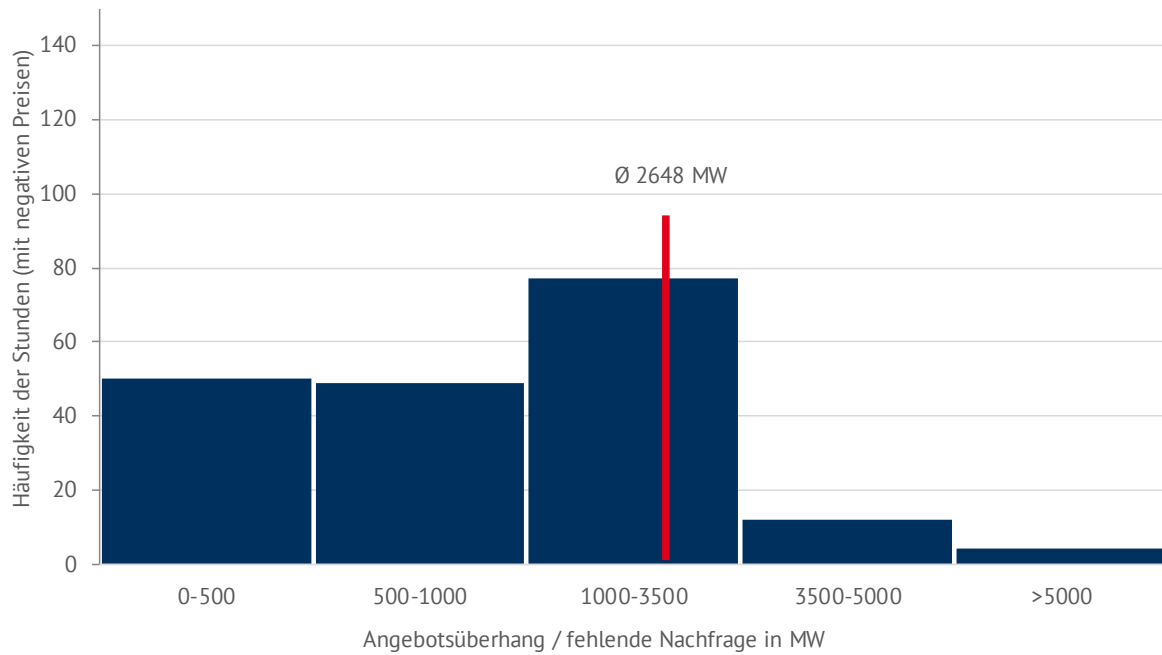


Abbildung 21: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage in 2019 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

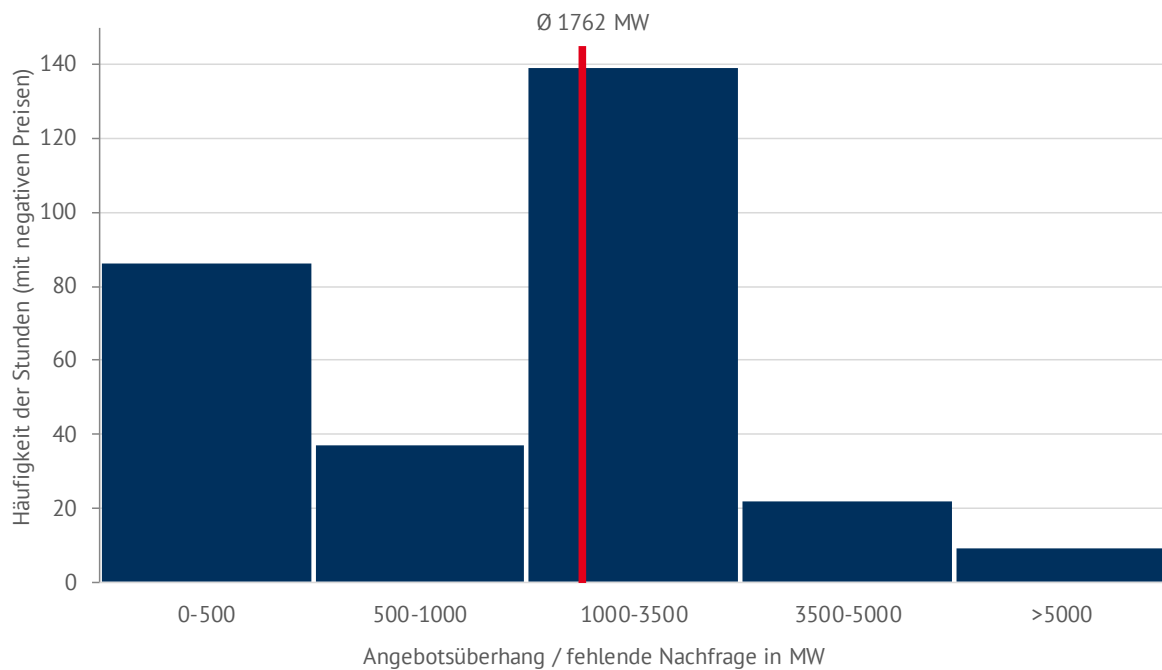


Abbildung 22: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage in 2020 [eigene Darstellung nach EPEX Spot]

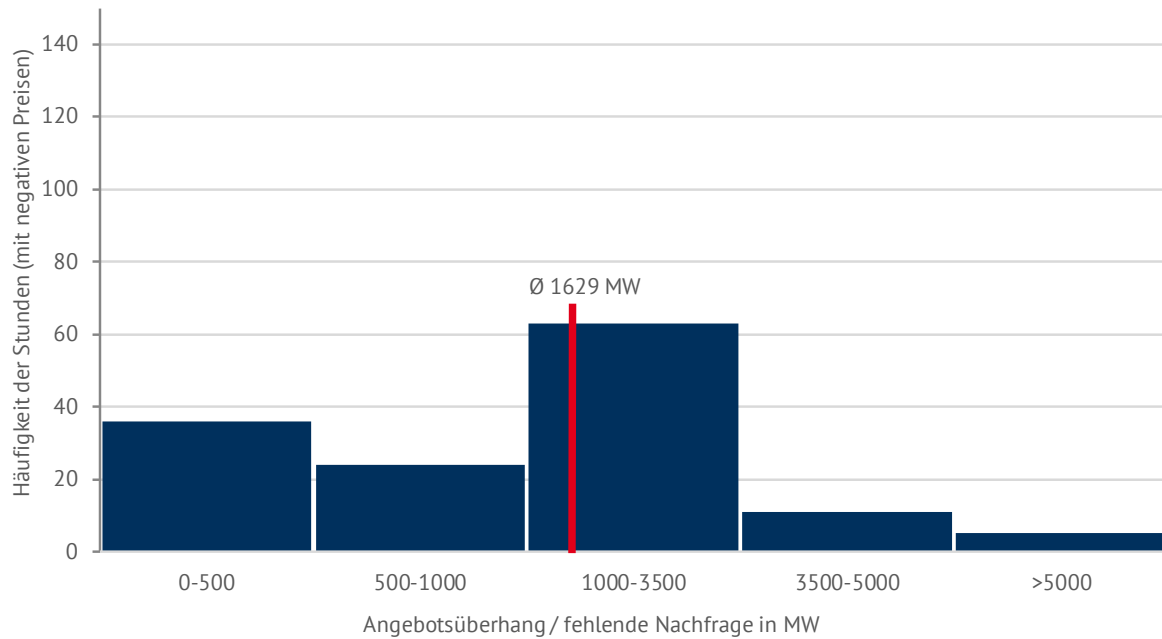


Abbildung 23: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage in 2021 [eigene Darstellung nach EPEX Spot]

### 3.3 6H-REGEL (§ 51 EEG 2017)

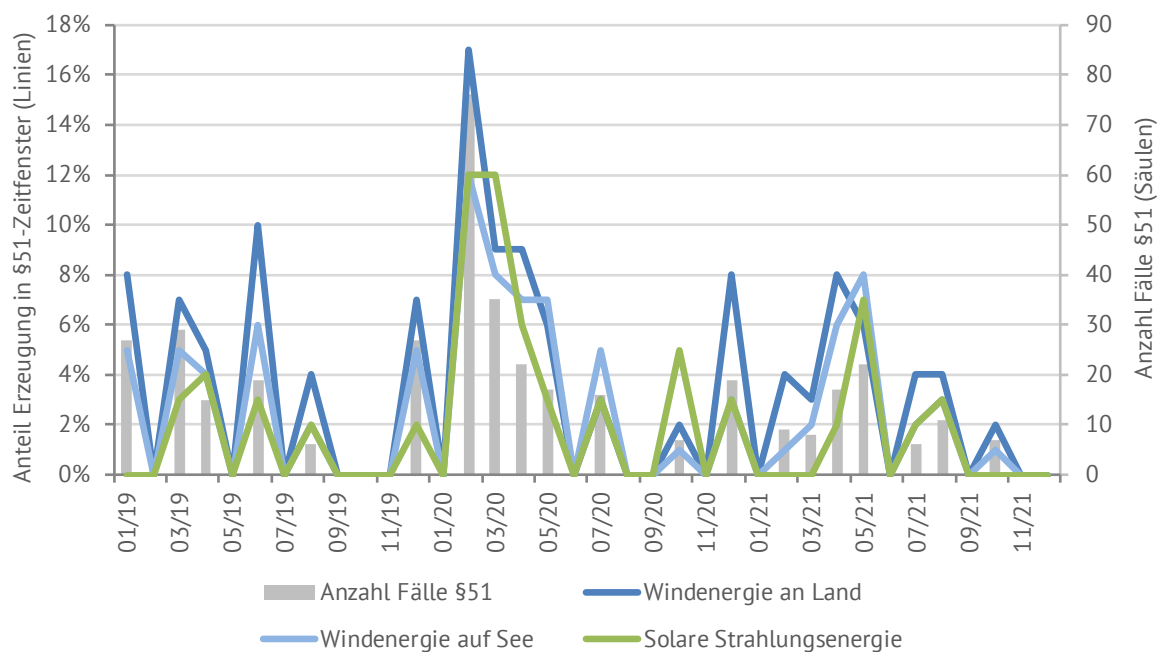


Abbildung 24: Häufigkeit der Perioden von mindestens sechs Stunden am Stück mit negativen Preisen sowie Anteil der betroffenen EEG-Anlagen nach Technologie [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

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. Nach dem Rekordjahr 2020 nahm neben der Häufigkeit negativer Stundenpreise im Allgemeinen auch das Auftreten von § 51-Fällen ab.

Gemäß Abbildung 26 mussten die Betreiber einer von dieser Regelung betroffenen Anlage mit Inbetriebnahme zwischen 01.01.2016 und 01.01.2021 eine solche Förderkürzung besonders häufig im April und Mai 2021 in Kauf nehmen. 39 der 60 negativen Preisstunden fielen in diesen Monaten auf Zeiträume mit mindestens sechs aufeinanderfolgenden negativen Preisen. Dennoch bleiben diese Werte deutlich hinter den Rekordwerten in 2020 und 2019 zurück. Lässt man den Rekordzeitraum Q1/2020 außer Acht, bewegten sich die monatlichen Fallzahlen der 6H-Regel in 2021 aber grundsätzlich auf einem zu den beiden Vorjahren vergleichbaren Niveau. Gewissermaßen gilt dies auch für die durchschnittlichen, resultierenden Einbußen hinsichtlich erhaltener Marktprämienzahlungen je Technologie.

Auch im Technologievergleich deutet das Jahr 2021 nach dem Ausnahmejahr 2020 wieder auf eine Rückkehr zu alter Gewohnheit hin: Aufgrund der in der Regel höheren Erzeugung zu negativen Preisen lag der Anteil der in §51-Zeitfenstern erzeugten Strommengen aus Windkraftanlagen an Land in den Jahren vor 2020 nahezu durchgehend sehr deutlich über den Anteilen der PV und Wind auf See. Im Jahr 2020 war dieses Muster nicht zu erkennen, stattdessen lagen die Anteile der PV und/oder der Windenergie auf See in mehreren Monaten über dem Anteil der Windenergie an Land. Dieser Trendumkehr scheint nun überwunden. Bis auf den Mai lag der 6H-Mengenanteil der Windenergie an Land in jedem Monat des Jahres 2021 im Technologievergleich am höchsten. Sollte die Trendumkehr 2020 durch pandemiebedingten Lastverschiebungen auf Erzeugungs- und Verbrauchsseite aufgetreten sein, so scheinen diese in 2021 eine geringfügigere Rolle gespielt zu haben.

### 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 25 die Anzahl der Fälle der 6H-Regel für Bestandsanlagen sowie die Fälle der 4H-Regel für Neuanlagen im Vergleich.

Im März fiel der Unterschied von 4H- und 6H-Fällen mit 23 zu 8 (Differenz: 15) am höchsten aus. Im Februar, Juli, August und Oktober wurden 4H- und 6H-Regel hingegen gleich oft wirksam. Unter allen Monaten in 2019 und 2020, in denen negative Preise auftraten, kam dies insgesamt nur einmal vor. Der in 3.1 beschriebene Trend des häufigeren Auftretens negativer Preise in längeren, zusammenhängenden Zeiträumen anstelle von einzelnen Stunden lässt sich somit auch hier erkennen.

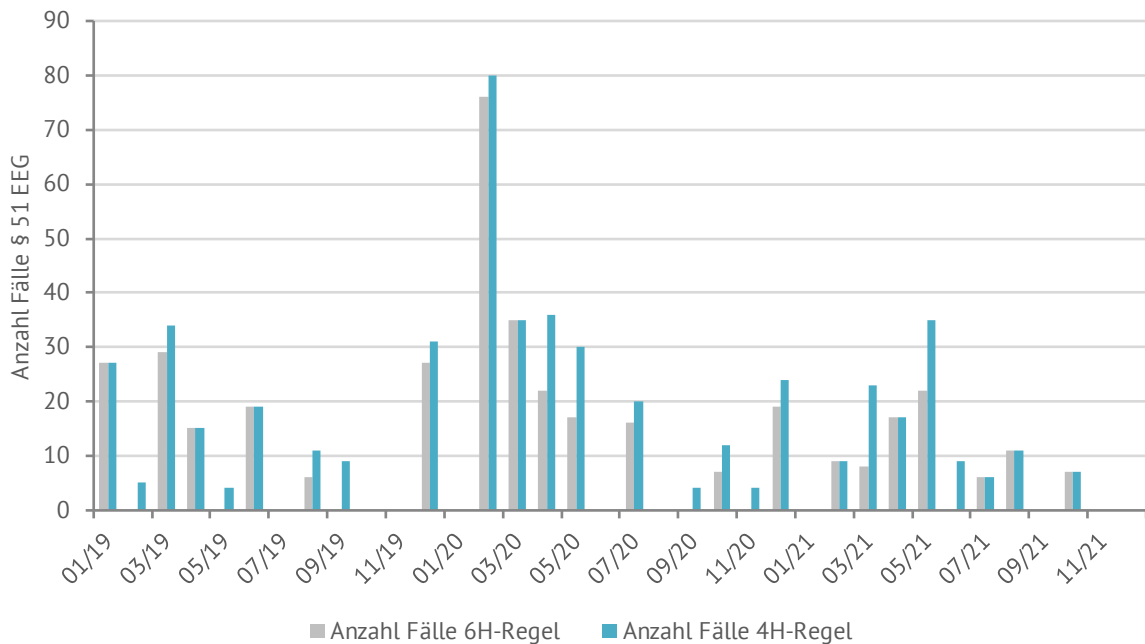


Abbildung 25: Häufigkeit der Stunden in Perioden von mindestens sechs (graue Balken) bzw. vier Stunden (türkisfarbene Balken) am Stück mit negativen Preisen [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

## 4. AUSBLICK: TRENDS DER DIREKTVERMARKTUNG IN 2022

### 4.1 SONSTIGE DIREKTVERMARKTUNG UND PPAS

Für das Jahr 2022 ist eine ähnlich dynamische Entwicklung in der sonstigen Direktvermarktung wie im letzten Jahr zu erwarten. Erste Auswertungen der Direktvermarktungsdaten für Januar 2022 zeigen einen signifikanten Anstieg der installierten Leistung (um 40 Prozent) in der sonstigen Direktvermarktung (siehe Abbildung 26). Zum Jahreswechsel stieg die Leistung der Windenergie an Land in der sonstigen Direktvermarktung um rund 2 GW. Im Marktprämienmodell ging deren Leistung um den gleichen Wert zurück. Der Anstieg der solaren Strahlungsenergie in der sonstigen Direktvermarktung lag mit 140 MW unterhalb des Anstiegs im Dezember 2021 (420 MW).

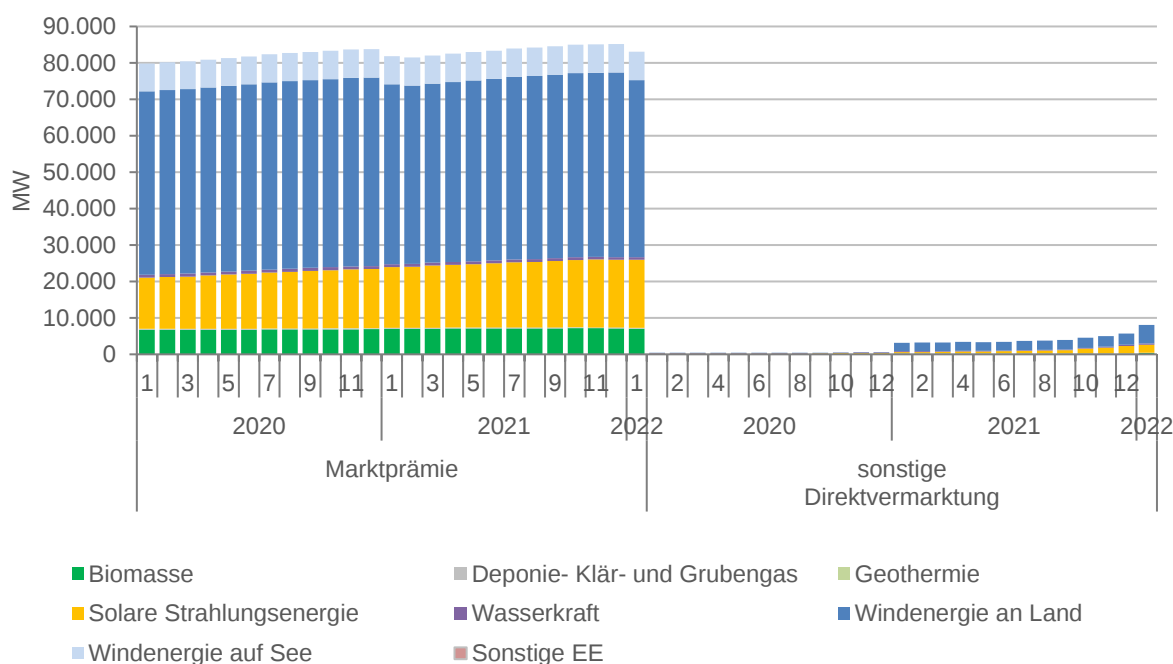


Abbildung 26: Entwicklung der vermarkteten Leistung in der Direktvermarktung bis Januar 2022 [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

In Abbildung 27 werden die im Januar 2022 in die sonstige Direktvermarktung gewechselten Anlagen weiter nach ihrer Veräußerungsform im Vormonat bzw. ihrem Förderanspruch (ausgefördert oder nicht) differenziert. Auf der linken Seite der Abbildung ist zu sehen, dass der überwiegende Teil der Wechsel durch ausgeförderte Anlagen verursacht wird, die zum 31. Dezember 2021 das EEG-Förderende erreichten (ca. 1,9 GW). Windenergie an Land macht hierbei den größten Anteil aus (knapp 1,8 GW), die Biomasse und die Solarenergie stellen hier nur sehr kleine Anteile. Auf der rechten Seite der Abbildung ist außerdem zu erkennen, dass die Mehrheit

der gewechselten Anlagen zuvor im Marktprämienmodell registriert war. Neuanlagen wurden in der sonstigen Direktvermarktung im Januar 2022 nicht gemeldet, während rund 600 MW installierter Leistung an EEG-Bestandsanlagen (trotz Förderanspruchs) in die sonstige Direktvermarktung wechselten. Dies stellt einen neuen, monatlichen Höchstwert dar und betrifft vor allem Solar- und Windanlagen an Land. Im Dezember 2021 lag dieser Wert noch bei rund 100 MW, im Oktober 2021 wurde hier das bisherige Maximum mit rund 230 MW gewechselten Anlagen erreicht.

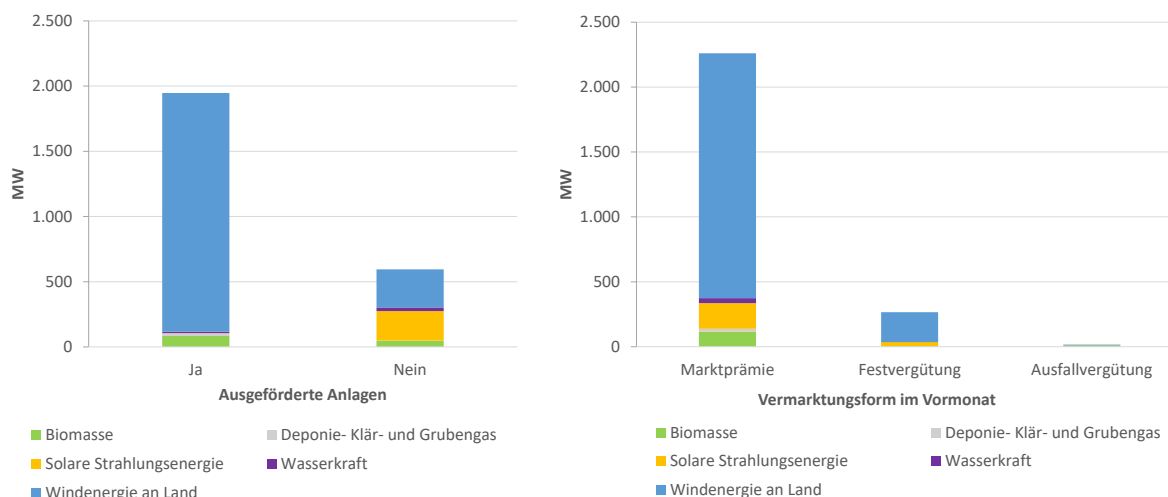


Abbildung 27: Im Januar 2022 in die sonstige Direktvermarktung gewechselte Anlagen, differenziert nach ausgeführten Anlagen (linke Seite) und Vermarktungsform im Vormonat [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

Tabelle 4 zeigt zudem die zu erwartende, technologiespezifische Leistungsentwicklung ausgeführter Anlagen bis 2025. Für 2022 ist dabei insbesondere mit rund 2,4 GW ausgeführten Windenergieanlagen an Land zu rechnen, wovon bisher knapp 1,9 GW in der sonstigen Direktvermarktung gemeldet sind. Dabei ist lediglich von rund 200 MW öffentlich bekannt, dass sie einen PPA-Vertrag abgeschlossen haben. Für den Großteil der im Januar 2022 in die sonstige Direktvermarktung gewechselten Windenergieanlagen an Land (1,7 GW ausgeführte bzw. 0,3 GW Bestandsanlagen) bleibt jedoch unklar, inwiefern sich die Verträge der Betreiber durch Preis- und Mengenregelungen, die Länge der Lieferverpflichtung und/oder eine eingeschränkte Kündbarkeit von den bisherigen Direktvermarktungsverträgen im Marktprämienmodell abheben. Von diesen Anlagen wechselten zum Januar 2022 83 MW in die sonstige Direktvermarktung.

Tabelle 4: Ausgeförderte EE-Leistung von 2021 bis 2025 in GW [Quelle: eigene Darstellung nach MaStR]

|                                 | 2021       | 2022       | 2023       | 2024       | 2025       | SUMME       |
|---------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|-------------|
| <b>Biomasse</b>                 | 0,4        | 0,2        | 0,2        | 0,2        | 0,6        | 1,5         |
| <b>Windenergie an Land</b>      | 3,7        | 2,4        | 2,9        | 2,6        | 2,0        | 13,5        |
| <b>Windenergie auf See</b>      | 0,0        | 0,0        | 0,0        | 0,0        | 0,0        | 0,0         |
| <b>Solare Strahlungsenergie</b> | 0,1        | 0,1        | 0,1        | 0,1        | 0,7        | 1,1         |
| <b>Wasser und sonstige EE</b>   | 0,1        | 0,0        | 0,0        | 0,1        | 0,1        | 0,3         |
| <b>gesamt</b>                   | <b>4,2</b> | <b>2,7</b> | <b>3,2</b> | <b>3,0</b> | <b>3,3</b> | <b>16,5</b> |

Auch über 2022 hinaus wird die Windenergie an Land weiterhin den Hauptanteil der ausgeförderten Anlagenleistung ausmachen, bis zum Jahr 2025 mit insgesamt rund 13,5 GW. Nach den Erfahrungen des letzten Jahres bzw. zu Beginn dieses Jahres ist davon auszugehen, dass ein Großteil der Anlagen zur Finanzierung ihres Weiterbetriebs in die sonstige Direktvermarktung wechseln werden. Entsprechend dürfte diese Vermarktungsform weiter an Relevanz gewinnen. Neben diesen ausgeförderten Anlagen dürften in den nächsten Jahren auch Bestands- und Neuanlagen weiterhin relevant für die sonstige Direktvermarktung bleiben. Ob EEG-Bestandsanlagen das Marktprämienmodell dabei nicht nur zwischenzeitlich, sondern mithilfe einer PPA-Absicherung auch für mehrere Jahre verlassen, hängt mitunter maßgeblich von der weiteren Strompreisentwicklung an den Terminmärkten ab. Wie in Kapitel 2.2 beschrieben, macht die Leistung solcher Anlagen bisher knapp 2 Prozent aller Solar-PPAs (unter 20 MW) bzw. rund 28 Prozent aller Offshore-Wind-PPAs (rund 340 MW) aus. Grünstrom-PPA-Abschlüsse bestehender Onshore-Windanlagen mit EEG-Förderanspruch sind bisher noch nicht öffentlich bekannt. Das Potenzial für weitere Wechsel ist also keineswegs erschöpft. Im Bereich der Neuanlagen ist davon auszugehen, dass weitere PPA in 2022 vorrangig mit Solar- und Offshore-Windanlagen geschlossen werden. Gemäß den PPA-Veröffentlichungen in der Fachpresse ist zu erwarten, dass im Laufe des Jahres 2022 mindestens 340 MW neue, förderfreie Solaranlagen ans Netz gehen (vgl. Abbildung 28). Demgegenüber beginnt der Lieferzeitraum aller in Deutschland bisher abgeschlossenen Offshore-PPAs frühestens in 2024.

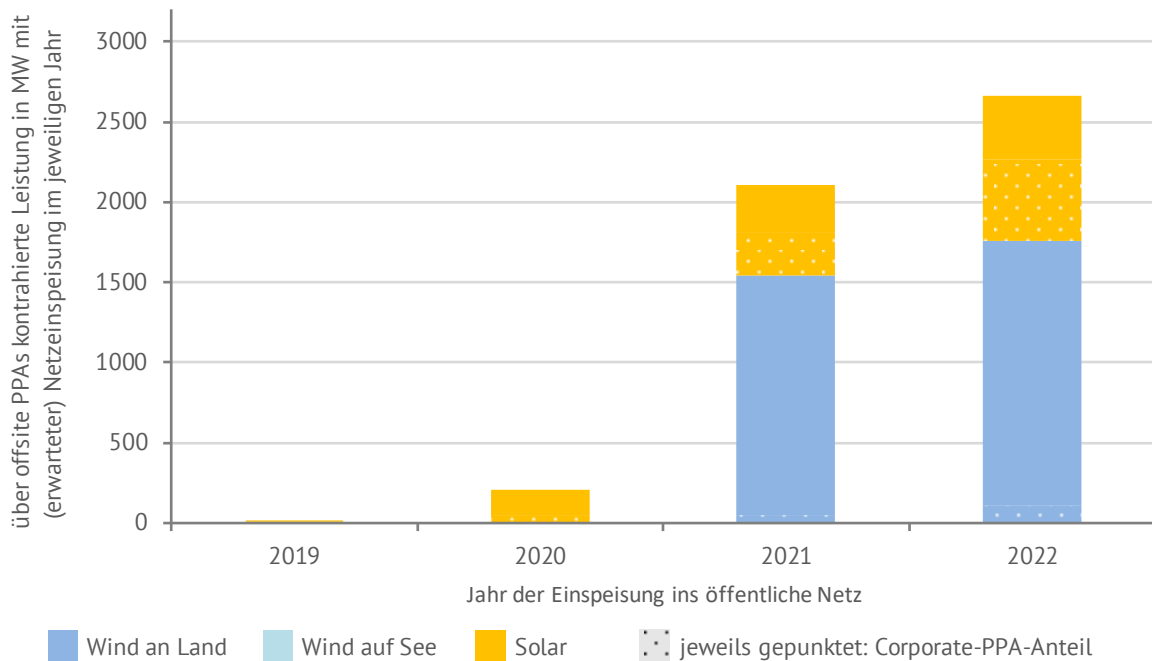


Abbildung 28: Über off-site PPAs kontrahierte Leistung der Anlagen, die gemäß Veröffentlichungen in der Fachpresse im Verlauf des jeweiligen Jahres „am Netz“ sind bzw. sein werden und damit der sonstigen Direktvermarktung zuzuordnen sind [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: 31.12.2021]

## 4.2 HOHE STROMPREISE: WIRD 2022 DAS JAHR DER EE-MARKTINTEGRATION?

Wie in vorangegangenen Kapiteln bereits mehrfach beschrieben, haben die historisch hohen Strompreise seit August 2021 zunehmend dazu geführt, dass die monatlichen Referenzmarktwerte für Wind- und Solaranlagen über den anlagenspezifischen anzulegenden Werten liegen. Diese werden stets ex-post auf Basis der Spotpreise der EPEX Spot berechnet. Für Anlagenbetreiber und Direktvermarkter ist eine solche Spotpreisentwicklung im Vorhinein zwar nicht mit hundertprozentiger Sicherheit vorhersehbar. Dennoch geben die Preise der am Terminmarkt der EEX gehandelten Stromlieferungen für die nächsten Monate und Quartale eine Auskunft über die durchschnittliche Einschätzung der Stromhändler, wie die Spotpreise der Zukunft aussehen. Werden die dort gehandelten Basepreise mit einem technologiespezifischen Marktwertfaktor verrechnet (vgl. Kapitel 1.2), so lassen sich Aussagen über eine zukünftige Marktwertentwicklung ableiten.

Auf Basis solcher Überlegungen bieten sich EEG-Anlagenbetreibern in der Regel zwei Möglichkeiten: Eine Option besteht darin, sich das hohe Preisniveau über den Direktvermarkter am Terminmarkt abzusichern und auf dieser Basis eine Fixierung des Marktwerts zu vereinbaren. In diesem Fall handelt es sich um eine Abwandlung des ursprünglichen EEG-Direktvermarktungsvertrages, anstelle der Durchleitung des variablen Referenzmarktwerts wird für ausgewählte Monate, Quartale oder gar Jahre eine fixe Zahlung vereinbart. Das Resultat ist ein Direktvermarktungsvertrag mit Marktwertfixierung bzw. ein Graustrom-PPA innerhalb des EEG. Die Anlage verbleibt im EEG und der Betreiber partizipiert nicht an möglichen Zusatzerlösen, falls die Spotpreise im Liefermonat noch höher liegen als der im Vorhinein vereinbarte, terminmarktbasierte Fixpreis. Falls die Spotpreise im Liefermonat jedoch unter den anzulegenden Wert fallen, so besteht weiterhin Anspruch auf eine Marktprämienzahlung. Inwiefern der Erhalt dieser Zahlung in diesem Fall dem Anlagenbetreiber oder dem Direktvermarkter zusteht, ist gemäß den Marktbeobachtungen Energy Brainpools in den Verträgen zur Marktwertfixierung unterschiedlich geregelt.

Die zweite Option für Anlagenbetreiber besteht in einem Wechsel in die sonstige Direktvermarktung. Dieser kann sowohl für Einzelmonate erfolgen (vgl. §21b und c EEG 2021), als auch über längere Zeiträume. Hierdurch können zusätzlich Erlöse aus der Herkunftsnachweisvermarktung generiert werden, jedoch entfällt die Sicherheit des EEG-Marktprämienmodells im Falle sinkender Strompreise. Außerdem wird auch das Risiko der Nicht-Vermarktung während negativer Strompreise nicht mehr durch das EEG abgesichert. Genaugenommen entfällt für alle Anlagen mit einer Marktprämie von 0 EUR/MWh jegliche Motivation, am Spotmarkt zu negativen Preisen Strom anzubieten. Entsprechend dieser Risikoüberlegungen dürften sich Anlagenbetreiber nur dann zu diesem Schritt entscheiden, wenn der Monatsmarktwert den anzulegenden Wert mit großer Sicherheit nicht unterschreitet bzw. wenn sie ein attraktives Angebot zur Preisfixierung oberhalb des anzulegenden Werts des EEG erhalten haben.

Wie in Abbildung 9 (Kapitel 2.1) zu sehen, haben sich in 2021 rund 2,7 GW an Bestandsanlagen zu diesem Schritt entschlossen, darunter vorrangig Solaranlagen. Den Großteil dieser Solaranlagen stellen wiederum Anlagen mit Inbetriebnahme ab 2018, die aller Voraussicht nach an einer der Ausschreibungen seit 2016 teilgenommen haben. Die durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerte zwischen 2016 und 2020 lagen dabei stets zwischen 4,33 und 7,41 ct/kWh (Bundesnetzagentur, 2022b). Vereinzelt wechselten zudem ältere Solaranlagen mit Inbetriebnahme zwischen 2012 und 2017 in die sonstige Direktvermarktung. Gemäß den damaligen EEG-

Fördersätzen für Anlagen größer 100 kWp dürften die anzulegenden Werte dieser älteren Anlagen bei höchstens 18,5 ct/kWh liegen.

Wie an der in Abbildung 29 dargestellten, monatlichen Marktwertentwicklung in 2021 zu erkennen, dürfte der Vermarktungsformwechsel für Altanlagen vor allem im November und Dezember 2021 interessant geworden sein, während ein Wechsel für neuere Wind- und Solaranlagen mit Ausschreibungsbeteiligung seit 2016 spätestens ab September 2021 zur Option wurde. Hier gilt es zu beachten, dass die zum jeweiligen Zeitpunkt der Entscheidung vorherrschende Terminmarkteinschätzung über das zukünftige Spotpreisniveau im jeweiligen Liefermonat Grundlage für einen Wechsel gewesen sein wird. Die Preiseinschätzungen am Terminmarkt waren in diesem Zeitraum von besonders hoher Volatilität geprägt und wichen zwischenzeitlich sehr deutlich nach oben und unten von den tatsächlichen, durchschnittlichen Spotpreisen ab (dargestellt in Abbildung 29). Als Alternative zu einem Wechsel in die sonstige Direktvermarktung bot sich Anlagenbetreibern in diesen Zeiträumen gleichermaßen die oben beschriebene Option der Marktwertfixierung mit gleichzeitigem Verbleib im Marktprämienmodell, um an zwischenzeitlich hohen Terminmarktpreisen zu partizipieren.

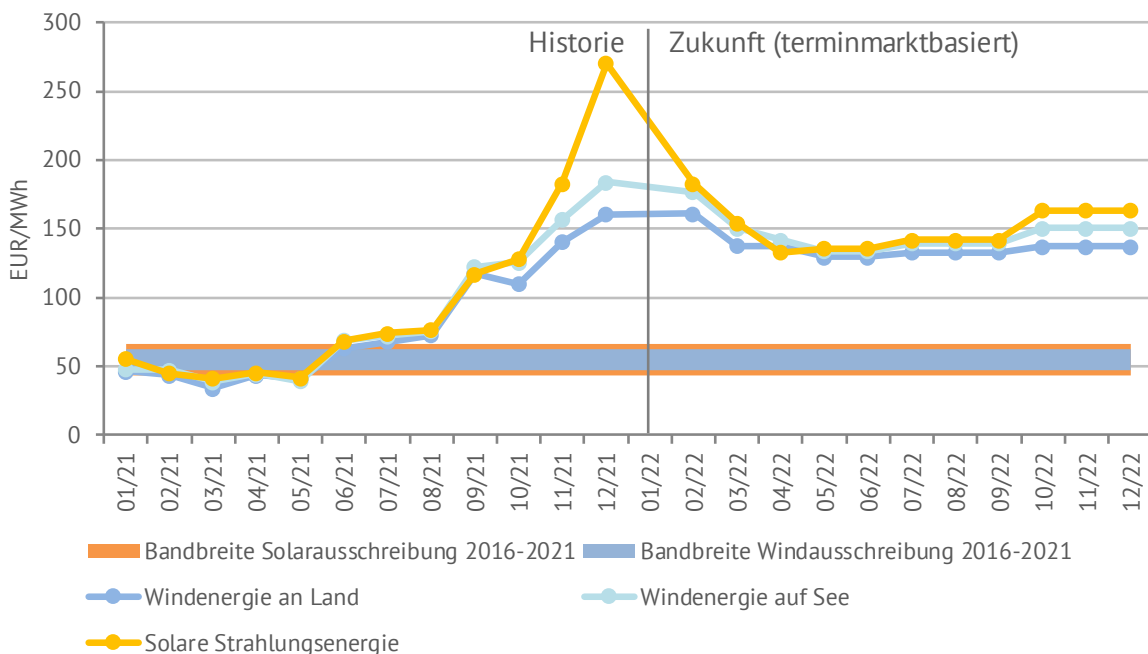


Abbildung 29: Bandbreite der Zuschlagswerte in den Ausschreibungen für Freiflächensolar- und Windenergieanlagen an Land von 2016 bis 2021 verglichen mit der EEG-Marktwertentwicklung historisch (Jan bis Dez 2021, berechnet auf Basis von Spotpreisen) und zukünftig (Jan bis Dez 2022, berechnet auf Basis der EEX-Settlementpreise vom 19.01.2022)

[Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot, EEX, Bundesnetzagentur und netztransparenz.de]

Neben der Darstellung der historischen Marktwertentwicklung beinhaltet Abbildung 29 zudem eine Vorausschau für die mögliche Entwicklung der Marktwerte in 2022. Diese wurde auf Basis der EEX-Terminmarktpreise<sup>9</sup> vom 19.01.2022 sowie mithilfe historischer Marktwertfaktoren erstellt. So wurden die monatspezifisch gemittelten Marktwertfaktoren der letzten 36 Monate für die Abschätzung zukünftiger Marktwertniveaus je Technologie vereinfacht fortgeschrieben.<sup>10</sup> Gemäß den vorherrschenden börslichen Abrechnungspreisen an den Terminmärkten ist ab Februar 2022 mit einer sinkenden Marktwertentwicklung zu rechnen, die sich im Laufe des Jahres dennoch auf hohem Niveau stabilisiert. Dieses Niveau liegt deutlich über den durchschnittlichen Zuschlagswerten der Ausschreibungen der Jahre 2016 bis 2021 für die Solar- und Windenergie an Land. Insofern ist zum Stichtag 19.01.2022 davon auszugehen<sup>11</sup>, dass die hier beschriebenen Optionen zur Erlösoptimierung mindestens für Wind- und Solaranlagen mit Inbetriebnahme ab 2018 auch in 2022 von hoher Relevanz bleiben.

---

<sup>9</sup> Dabei wurden die Monatsfuturepreise Baseload für die Monate Februar bis April benutzt. Für alle anderen Monate wurde der Abrechnungspreis des jeweiligen Quartalsfutures herangezogen.

<sup>10</sup> Aufgrund des fortschreitenden EE-Ausbaus ist aber mit zunehmenden Merit-Order-Effekten und daher mit einer Degression der Marktwertfaktoren zu rechnen.

<sup>11</sup> Es sei explizit darauf hingewiesen, dass die aktuell historisch hohe Marktpreisvolatilität am Terminmarkt eine regelmäßige Neubewertung erfordert.

## QUELLENVERZEICHNIS

---

**AIB (Association of Issuing Bodies) (2021):** AIB Activity Statistics, published 30 December 2021. [online] <https://www.aib-net.org/sites/default/files/assets/facts/market%20information/statistics/activity%20statistics/202111%20AIB%20Statistics%20new%20format%20v1.xlsx> [18.01.2022]

**BNetzA (Bundesnetzagentur) (2022a):** Marktstammdatenregister. [online] [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Monitoringberichte/Marktstammdatenregister/MaStR\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Monitoringberichte/Marktstammdatenregister/MaStR_node.html) [10.01.2022]

**BNetzA (Bundesnetzagentur) (2022b):** Marktstammdatenregister. [online] [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Ausschreibungen/start.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/start.html) [20.01.2022]

**EEX (European Energy Exchange) (2022):** Marktdaten, Futures. [online] <https://www.eex.com/de#/de> [20.01.2022]

**EPEX-Spot (European Power Exchange) (2022):** Day-Ahead Auktion, Marktdaten. [online] <http://www.epexspot.com/de/> [20.01.2022]

**Transparenzplattform der Übertragungsnetzbetreiber (2022):** Informationen zur Direktvermarktung [online] <https://www.netztransparenz.de/EEG/Monatliche-Direktvermarktung> [20.01.2022]

**UBA (Umweltbundesamt) (2014-2020):** Statistiken des deutschen Herkunftsnachweisregisters 2013-2019 [online] <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/herkunftsnachweisregister-hknr#herkunftsnachweise-und-register> [20.01.2022]

## IMPRESSUM

Autoren:

Energy Brainpool:

Fabian Huneke

Michael Claußner

Christoph Kellermann

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) mailto:

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

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

Januar 2022

© 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.