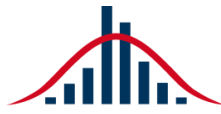


Energy Brainpool



Öko-Institut e.V.
Institut für angewandte Ökologie
Institute for Applied Ecology

Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz

MONITORING DER DIREKTVERMARKTUNG: JAHRESBERICHT 2022 & AUSBLICK 2023

Freiburg / Berlin, März 2023

D. Ritter, D. Seebach, M. Haller (Öko-Institut)
J. Bogner, M. Claußner, F. Huneke (Energy Brainpool)

INHALTSVERZEICHNIS

Inhaltsverzeichnis.....	I
Abbildungsverzeichnis.....	I
Markttrends der Direktvermarktung in 2022.....	1
1. Monitoring der Vermarktungsanteile innerhalb der EEG-Förderung.....	3
1.1 Entwicklung der vermarkteten Leistung im Marktprämienmodell.....	3
1.2 Ausfallvergütung.....	4
1.3 Regionalnachweise.....	6
2. Monitoring der Vermarktungsanteile außerhalb der EEG-Förderung.....	9
2.1 Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung.....	9
2.2 Entwicklungen auf dem Markt für Herkunftsnachweise.....	12
2.3 Entwicklungen auf dem PPA-Markt.....	19
3. Monitoring wirtschaftlicher Kennzahlen der Direktvermarktung.....	26
3.1 Kennzahlen zum Marktprämienmodell.....	26
3.2 Kennzahlen zur sonstigen Direktvermarktung und PPA.....	29
3.3 Kosten der Kurzfristvermarktung.....	35
3.4 Negative Preise.....	41
4. Ausblick: Trends der Direktvermarktung im Jahr 2023.....	50
4.1 Leistungsentwicklung in der Direktvermarktung.....	50
4.2 PPA-Markt 2023.....	52
Quellenverzeichnis.....	56

Ansprechpartner Kapitel 1 bis 2.2 und 4.1:

David Ritter, Öko-Institut

Ansprechpartner Kapitel 2.3 bis 3.4 und 4.2:

Michael Claußner, Energy Brainpool

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Monatliche Entwicklung der vermarkteten Leistung im Marktprämienmodell [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]	3
Abbildung 2: Jährliche Entwicklung der vermarkteten Leistung im Marktprämienmodell seit 2012 [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]	4
Abbildung 3: Kapazitäten in der Ausfallvergütung [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]	5
Abbildung 4: Durchschnittliche Dauer der Inanspruchnahme von Ausfallvergütung in Monaten von 2018 bis 2022 für die vier in 2022 relevanten Energieträger [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]	6
Abbildung 5: Registrierte Anlagen im Regionalnachweisregister des Umweltbundesamtes mit Stichtag 31.12.2022 [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2023)]	7
Abbildung 6: Installierte Leistung der registrierten Anlagen im Regionalnachweisregister des Umweltbundesamtes mit Stichtag 31.12.2022 [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2023)]	8
Abbildung 7: Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]	9
Abbildung 8: Leistung der Anlagen, die in den Quartalen des Jahres 2022 jeweils neu in die sonstige Direktvermarktung kamen [Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de und MaStR]	11
Abbildung 9: In den Quartalen des Jahres 2022 in die sonstige Direktvermarktung gewechselte Anlagen, differenziert nach ausgeförderten und nicht-ausgeförderten Anlagen [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]	12
Abbildung 10: Ausstellung von Herkunftsnachweisen im deutschen HKNR von 2013 bis 2022 nach Energieträger, bezogen auf das Ausstellungsdatum [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2014-2020) und AIB (2023)]	13
Abbildung 11: Anzahl der registrierten Anlagen im Herkunftsnachweisregister des Umweltbundesamtes zum Stand 31.12.2022 [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2023)]	14
Abbildung 12: Leistung der im Herkunftsnachweisregister des Umweltbundesamtes registrierten Anlagen zum Stichtag 31.12.2022 [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2023)]	15

Abbildung 13: Anlagen mit einem Inbetriebnahmedatum vor dem 1. Januar 2003, welche im Jahr 2022 neu im HKNR registriert wurden und potenziell dem Segment der Post-EEG-Anlagen zugeordnet werden können [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2023)]	16
Abbildung 14: Installierte Leistung der Anlagen mit einem Inbetriebnahmedatum vor dem 1. Januar 2003, welche im Jahr 2022 neu im HKNR registriert wurden und potenziell dem Segment der Post-EEG-Anlagen zugeordnet werden können [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2023)]	16
Abbildung 15: Entwertung von Herkunftsnachweisen im deutschen Herkunftsnachweisregister von 2013 bis 2022 nach Energieträger, bezogen auf das Datum der HKN-Entwertung im Register [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2014-2020) und AIB (2023)]	18
Abbildung 16: HKN-Input (Import / ausgestellt) und HKN-Output (Export / entwertet / verfallen) im deutschen Herkunftsnachweisregister von 2013 bis 2022, bezogen auf das Datum der Transaktion im Register [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2014-2020) und AIB (2023)]	19
Abbildung 17: Öffentlich erwähnte PPAs in Deutschland, mit Vertragsabschluss von 2019 bis 2022 bzw. ab 2016 kumuliert [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: 31.12.2022]	23
Abbildung 18: Öffentlich erwähnte PPA-Abschlüsse in Europa in MW kontrahierter Leistung [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: 31.12.2022].....	24
Abbildung 19: Monatliche Marktwerte vs. Basepreis [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot und netztransparenz.de].....	26
Abbildung 20: Preisspreads der Day-Ahead-Auktion [Quelle: Energy Brainpool nach EPEX Spot]	28
Abbildung 21: Solar-Price-Forward-Curve und EEG-Gebotshöchstwert für Freiflächenanlagen, die blaue Fläche gibt die erwartbare Streuung mittlerer Solarerlöse aufgrund von Wetter-, Nachfrage- und kurzfristigen Commodity-Preisschwankungen wieder [Quelle: Energy Brainpool]	29
Abbildung 22: Price-Forward-Curve für Wind an Land und EEG-Gebotshöchstwert, die blaue Fläche gibt die erwartbare Streuung mittlerer Winderlöse aufgrund von Wetter-, Nachfrage- und kurzfristigen Commodity-Preisschwankungen wieder [Quelle: Energy Brainpool]	30

Abbildung 23: Price-Forward-Curve für Wind an Land und EEG-Gebotshöchstwert, die blaue Fläche gibt die erwartbare Streuung mittlerer Winderlöse aufgrund von Wetter-, Nachfrage- und kurzfristigen Commodity-Preisschwankungen wieder [Quelle: Energy Brainpool]	31
Abbildung 24: Base-Parity-Ratio je Technologie [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot- und Einspeiseprofilen gemäß Übertragungsnetzbetreiber]	33
Abbildung 25: Entwicklung der monatlich durchschnittlichen Preise für HKN [Quelle: Energy Brainpool nach Green Power Hub].....	34
Abbildung 26: Prinzipbild der Berechnungsweise der landesweiten, durchschnittlichen Kurzfristvermarktungskosten für eine Viertelstunde in den vier Schritten A, B, C und D	37
Abbildung 27: Alle Technologien im Vergleich, Jahreswerte für 2021 und 2022 [Quelle: Energy Brainpool auf Basis EPEX Spot und ENTSO-E].....	38
Abbildung 28: Kurzfristvermarktungskosten Solar, Quartalswerte 2021 und 2022 [Quelle: Energy Brainpool auf Basis EPEX Spot und ENTSO-E].....	39
Abbildung 29: Kurzfristvermarktungskosten Wind auf See, Quartalswerte 2021 und 2022 [Quelle: Energy Brainpool auf Basis EPEX Spot und ENTSO-E]	40
Abbildung 30: Kurzfristvermarktungskosten Wind an Land, Quartalswerte 2021 und 2022 [Quelle: Energy Brainpool auf Basis EPEX Spot und ENTSO-E]	41
Abbildung 31: Monatsdurchschnitt und Anzahl negativer Preise gruppiert nach Höhe; bezogen auf DA-Preise der EPEX Spot [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	44
Abbildung 32: Negative Strompreise gruppiert nach Tageszeit [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]	45
Abbildung 33: Exemplarische Skizze der Gebotskurven in einer Handelsstunde der Day-Ahead-Auktion an der EPEX Spot.....	46
Abbildung 34: Durchschnitt des Angebotsüberhangs / der fehlenden Nachfrage pro Monat im Jahr 2021 und 2022 [eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	47
Abbildung 35: 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].....	48
Abbildung 36: Entwicklung der vermarkteten Leistung in der Direktvermarktung bis Januar 2023 [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de].....	51

Abbildung 37: Im Januar 2023 in die sonstige Direktvermarktung gewechselte Anlagen, differenziert nach ausgeführten Anlagen (linke Seite) und Vermarktungsform im Vormonat [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]	52
Abbildung 38: Solar-Preis-Forward-Curve und EEG-Gebotshöchstwert für Freiflächenanlagen, die blaue Fläche gibt die erwartbare Streuung mittlerer Solarerlöse aufgrund von Wetter-, Nachfrage- und kurzfristigen Commodity-Preisschwankungen wieder [Quelle: Energy Brainpool auf Basis eigener Modellierung und EEX/EPEX]	53

MARKTTRENDS DER DIREKTVERMARKTUNG IN 2022

Das Jahr 2022 stand ganz im Zeichen historisch hoher und volatiler Börsenstrompreise und Marktwerte erneuerbarer Energien (EE). Ursächlich hierfür waren die energiekrisebedingten Verwerfungen an den Commodity-Märkten einerseits, sowie ein verknapptes europäisches Stromangebot aufgrund von Dürre und Ausfällen französischer Kernkraftwerke andererseits. Diese Marktpreissituation erwies sich einerseits als starker Treiber der EE-Marktintegration. Andererseits bewirkte die Energiekrise in Europa die Ausarbeitung zahlreicher politischer Vorschläge zur Begrenzung des Energiekostenanstiegs für Verbraucher, die von einfachen Übergewinnsteuern bis hin zu umfangreichen Anpassungen des Strommarktdesigns reichten, und die in Deutschland letztlich im Strompreisbremsengesetz mündeten. Die deshalb zwischenzeitlich entstandene politische Unsicherheit löste bei einigen Marktakteuren Zurückhaltung besonders beim Abschluss langfristiger PPA-Verträge aus und dürfte die insgesamt gestiegene Dynamik bei der EE-Marktintegration ein Stück weit verlangsamt haben.

Im Großen und Ganzen setzten sich die seit Beginn der Energiepreiskrise im Herbst 2021 entstandenen Trends jedoch weiter fort. Hierzu zählen neben einer steigenden Kapazitätsentwicklung in der förderfreien, sonstigen Direktvermarktung (DV) auch die sinkende Anzahl negativer Preise sowie angepasste EE-Vermarktungsstrategien, die sich auf die Gebotsstruktur bei negativen Preisen auswirken (vgl. Kapitel 3.4). Während der Anstieg der Leistung in der sonstigen DV zum Jahreswechsel vorrangig auf ausgeförderte Anlagen zurückzuführen war, die das Marktprämienmodell zum Förderende verlassen, wechselten in den darauf folgenden Monaten des Jahres 2022 vor allem EEG-Bestandsanlagen aus Gründen der Erlösoptimierung in die sonstige DV (vgl. Kapitel 2.1). Angesichts mehrerer bereits publizierter PPA-Abschlüsse von Bestandsanlagen ist von einer weiter anhaltenden Wechseldynamik auch in 2023 auszugehen, wenngleich sich die Überschusserlösabschöpfung im ersten Halbjahr 2023 hierauf vorübergehend dämpfend auswirken könnte (vgl. Kapitel 2.2 und 4.2). PPA-finanzierte Neuanlagen spielten in 2022 ebenfalls eine Rolle, wenngleich in geringerem Umfang. Anstelle der Finanzierung förderfreier EE-Neuanlagen über langfristige PPA mit Laufzeiten von rund 10 Jahren verstärkte sich in 2022 der Trend, Preisabsicherungen aus Terminmarktgeschäften oder kurzfristigen PPA (für 1 bis 3 Jahre) zu kombinieren mit Zuschlägen in EEG-Ausschreibungen (für die „hinteren“ Jahre 4 bis 20; vgl. Kapitel 3.2 und 4.2).

Tabelle 1 zeigt: Das Marktprämienmodell bleibt mit knapp 84 GW das vorherrschende Vermarktungsmodell (vgl. Kapitel 1.1), wenngleich die Leistung in 2022 insbesondere wegen vieler Wechsel in die sonstige DV abnahm (vgl. Kapitel 2.1). Entsprechend stark stieg die in der sonstigen DV vermarktete Leistung an. Die Leistung der Anlagen, die Ausfallvergütung in Anspruch genommen haben, lag mit 243 MW in etwa auf dem Niveau des Vorjahres.

Tabelle 1: Vermarktete Leistung in Marktprämienmodell, sonstiger DV und Ausfallvergütung in den Jahren 2020 bis 2022 (Betrachtung zum Jahresende) [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

Angaben in MW	2020	2021	2022
Marktprämienmodell	81.709	85.162	83.711
Sonstige Direktvermarktung	596	5.634	11.843
Ausfallvergütung	165	220	243

Einen sehr deutlichen Wandel gab es auch bei der Entwicklung der wirtschaftlichen DV-Kennzahlen (vgl. Tabelle 2). So sank die Anzahl negativer Strompreise von 298 in 2020 auf 70 in 2022. Haupttreiber hierfür dürften ein verändertes Gebotsverhalten von EE-Direktvermarktern sowie der fortschreitende Braunkohle- und Kernkraftausstieg sein (vgl. Kapitel 3.4). Die EE-Marktwerte stiegen demgegenüber auf bisher unerreichte Höhen. Besonders gilt dies wegen hoher Strompreise im Sommer 2022 für Solar, während die Marktwerte für Wind in absoluter Höhe zwar mit dem Strompreisniveau stiegen, die relative Profitwertigkeit (Base-Parity-Ratio)¹ aber abnahm (vgl. Kapitel 3.2). Damit erzielte Solarstrom in 2022 die im Jahresmittel höchste Marktwertigkeit der drei betrachteten EE-Erzeugungstechnologien. Dies war letztmalig 2018 der Fall.

Tabelle 2: Übersicht der wichtigsten Marktdaten in der Direktvermarktung 2020 bis 2022 [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de und EPEX Spot]

	2020	2021	2022
Anzahl der Stunden mit negativen Preisen	298	139	70
Solar: Ø Marktwert ² in EUR/MWh [Ø BPR ¹ in %]	25 [86%]	76 [79%]	223 [95%]
Wind an Land: Ø Marktwert in EUR/MWh [Ø BPR in %]	24 [82%]	79 [82%]	163 [69%]
Wind auf See: Ø Marktwert in EUR/MWh [Ø BPR in %]	27 [91%]	90 [94%]	183 [78%]

¹ Die Base-Parity-Ratio (BPR) in % drückt aus, wieviel eine wetterabhängige Stromlieferung aus förderfreien Wind- oder Solaranlagen im Vergleich zu einer konstanten Grundlastlieferung (Baseload) am Marktwert ist. Hieraus lassen sich mitunter Aussagen über die Marktwertkannibalisierung ableiten.

² Mengengewichteter, durchschnittlicher Marktwert

1. MONITORING DER VERMARKTUNGSANTEILE INNERHALB DER EEG-FÖRDERUNG

1.1 ENTWICKLUNG DER VERMARKTETEN LEISTUNG IM MARKTPRÄMIENMODELLE

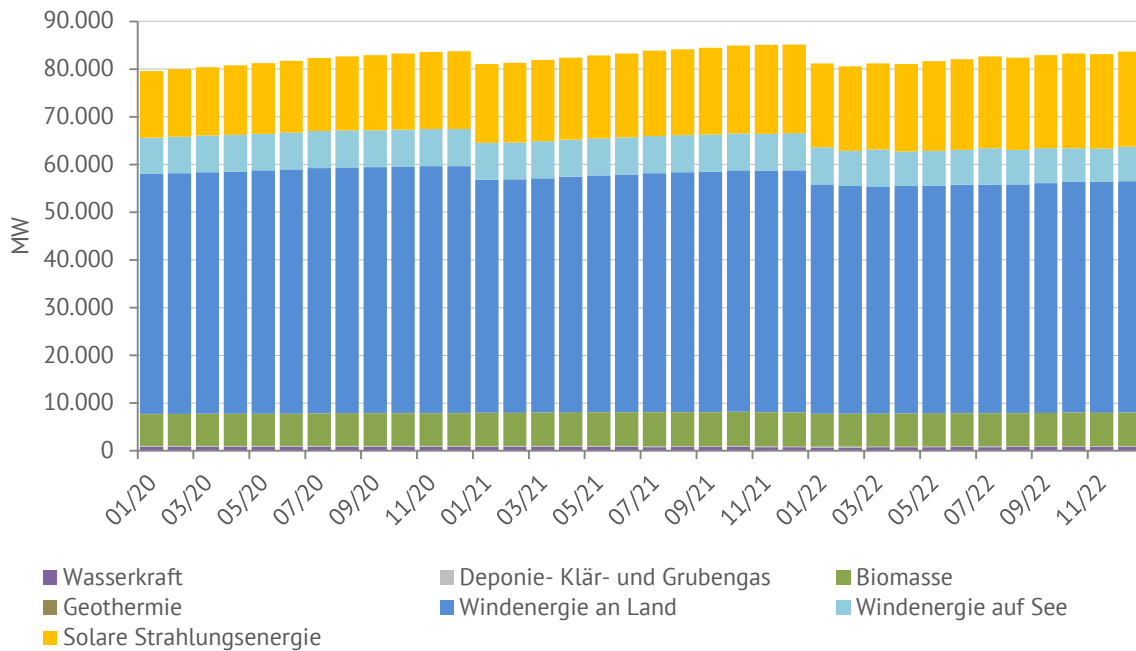


Abbildung 1: Monatliche Entwicklung der vermarkteten Leistung im Marktprämienmodell [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

Die Entwicklung der im Marktprämienmodell vermarkteten Leistung im Jahr 2022 zeigt einen ähnlichen Verlauf wie bereits im Vorjahr. Nach einem Netto-Rückgang von ca. 3,9 GW zum Jahreswechsel 2021/ 2022, stieg die Leistung im weiteren Jahresverlauf wieder geringfügig an (siehe Abbildung 1). Jedoch lag die zum Jahresende vermarktete Leistung, wie in Abbildung 2 zu sehen ist, mit ca. ca. 83,7 GW erstmalig leicht unterhalb des Vorjahreswerts von 85,2 GW und in etwa auf dem Niveau von Ende 2020. Während die Kapazitäten von Solarenergie ihren Anstieg der letzten Jahre auch im Jahr 2022 mit einer Netto-Zunahme von ca. 1,3 GW fort setzten, sank die Leistung von Windenergie an Land um ca. 2,3 GW und von Windenergie auf See um ca. 0,5 GW. Insgesamt reduzierte sich die Leistung gegenüber dem Vorjahreswert um ca. 1,5 GW. Wie in Kapitel 2.1 dargestellt gingen diese Anlagen überwiegend in die sonstige Direktvermarktung, wobei die Wechsel zu Beginn des Jahres insbesondere von ausgeförderten EEG-Anlagen verursacht wurden.

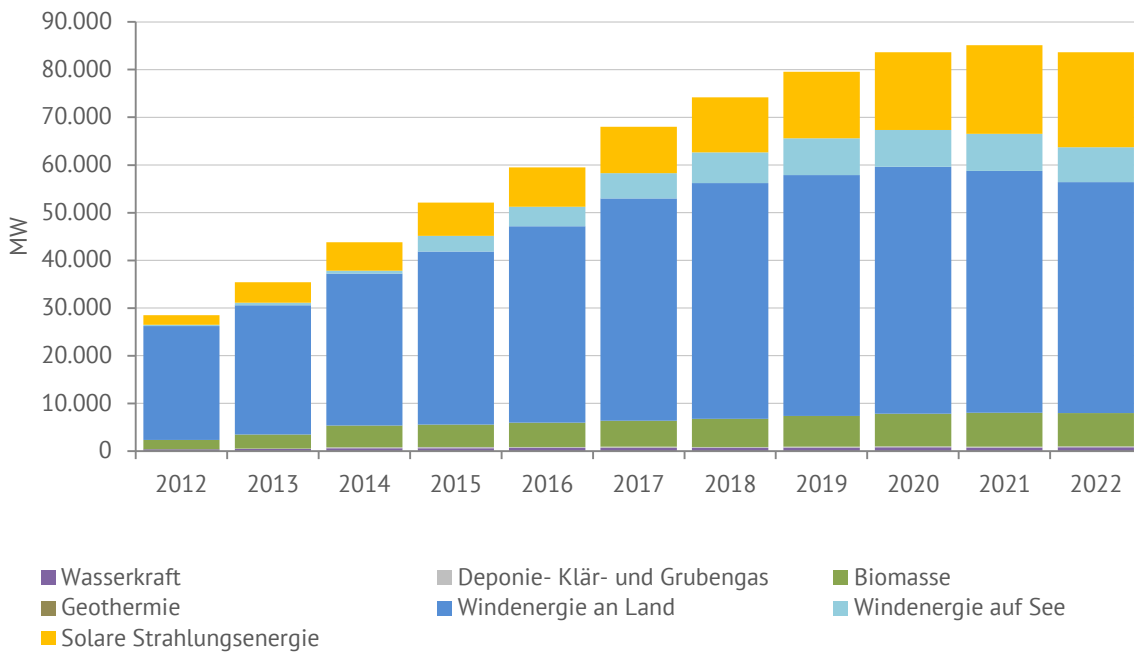


Abbildung 2: Jährliche Entwicklung der vermarkteten Leistung im Marktprämienmodell seit 2012 [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

1.2 AUSFALLVERGÜTUNG

Das Ausmaß der Inanspruchnahme der Ausfallvergütung ist seit der Schaffung dieser Vergütungsform im Jahr 2015 nahezu kontinuierlich angestiegen, liegt jedoch im Vergleich zur insgesamt vermarkteten EE-Leistung weiterhin auf einem sehr niedrigen Niveau. Zum Ende des Jahres 2022 betrug die installierte Leistung von Anlagen, welche die Ausfallvergütung in Anspruch nahmen 242 MW, was ca. 0,2% der gesamten EE-Leistung entspricht. Wie in Abbildung 3 zu sehen, weisen die Leistungen in der Ausfallvergütung deutliche Schwankungen auf. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Ausfallvergütung nur als vorübergehende Absicherung genutzt werden darf, wenn zum Beispiel zum Einspeisestart noch kein Direktvermarkter gefunden wurde. Für das Jahr 2022 sind die unterjährigen Schwankungen wesentlich geringer. Inwiefern dies nur ein vorübergehender Effekt ist oder ob sich dies im nächsten Jahr fortsetzt, muss weiter beobachtet werden. Der Jahresendwert für 2022 lag mit 242 MW in etwa auf dem gleichen Niveau wie zum Vorjahr (220 MW). Der weitaus größte Anteil der Erzeugungskapazität in der Ausfallvergütung

entfällt weiterhin mit 68% zum Quartalsende auf Solarenergie-Anlagen, gefolgt von Windenergieanlagen an Land mit 28%. Die restlichen ca. 4% entfallen auf die Energieträger Deponie-, Klär- und Grubengase sowie Biomasse. Von 631 Anlagen, die Ende 2022 in der Ausfallvergütung waren entfallen 593 und damit 94% auf solare Strahlungsenergie.

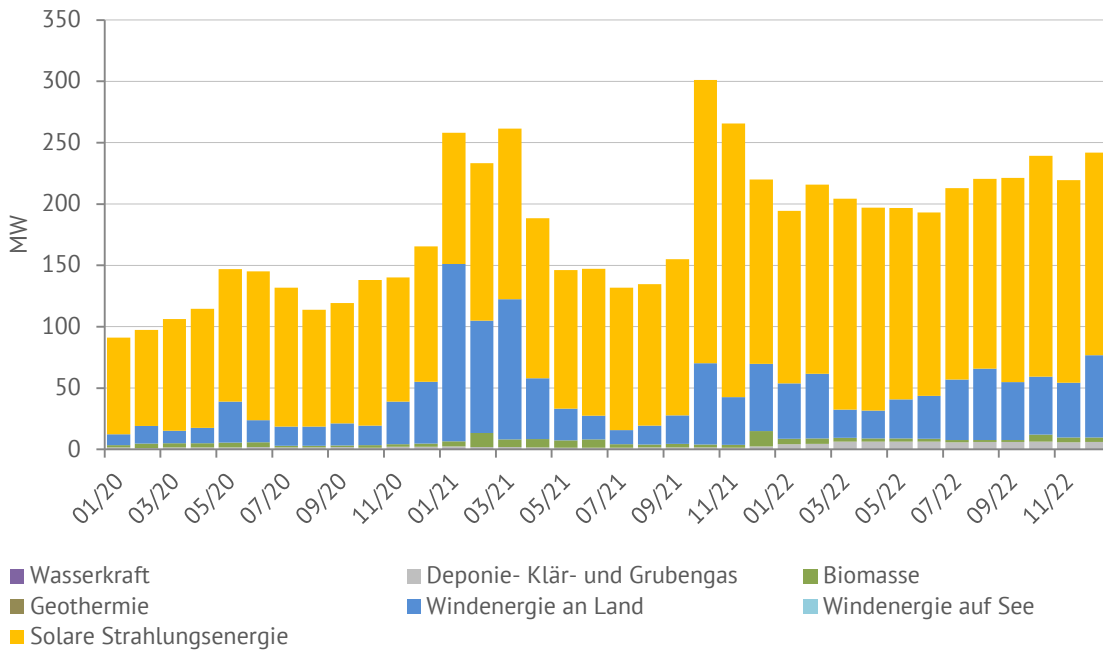


Abbildung 3: Kapazitäten in der Ausfallvergütung [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

In Abbildung 4 ist die durchschnittliche Dauer der Inanspruchnahme der Ausfallvergütung seit 2018 für die vier in 2022 relevanten Energieträger dargestellt. Während Windenergie an Land Anlagen in diesem Zeitraum relativ konstant bei einer Zeitspanne von ca. 3 Monaten lagen, stieg die mittlere Inanspruchnahme von Solarenergie im Verlauf an und liegt nun knapp unterhalb der maximalen Vergütungsdauer von sechs Monaten. Die Biomasse-Anlagen zeigen einen ähnlichen Verlauf, wenn auch leicht fallend in den letzten zwei Jahren. Anlagen aus dem Bereich Deponie-, Klär- und Grubengase liegen selbst im Durchschnitt oberhalb der Sechsmontatsgrenze und fallen somit zeitweise aus der Vergütung. Jedoch nahmen in diesem Zeitraum nur durchschnittlich 8 Anlagen die Ausfallvergütung in Anspruch.

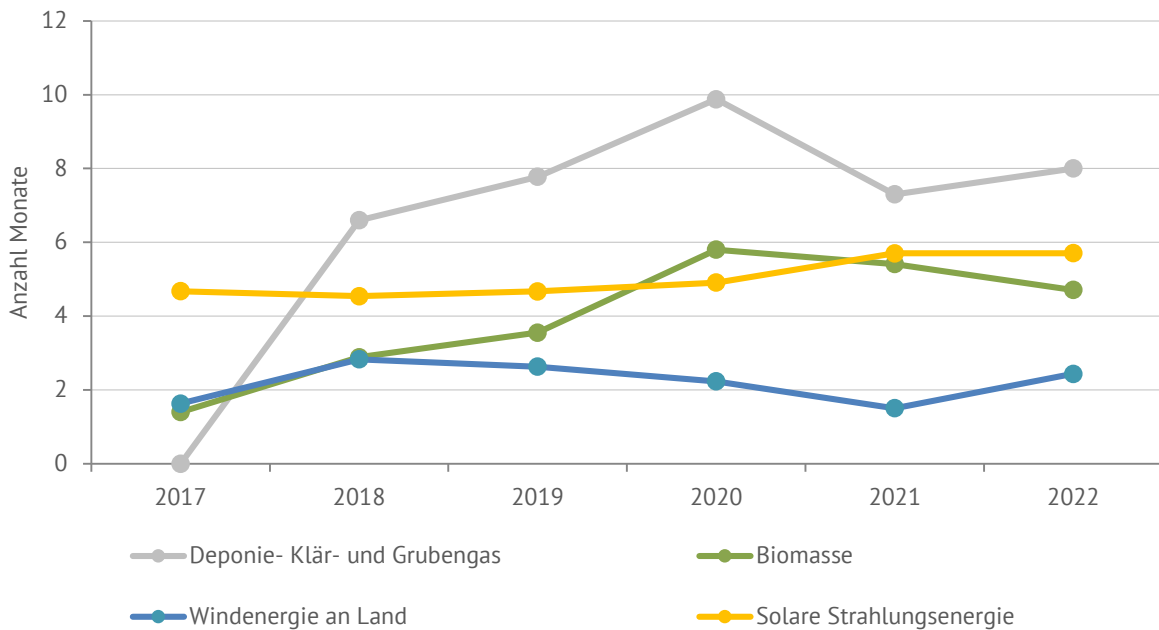


Abbildung 4: Durchschnittliche Dauer der Inanspruchnahme von Ausfallvergütung in Monaten von 2018 bis 2022 für die vier in 2022 relevanten Energieträger [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

1.3 REGIONALNACHWEISE

Seit Anfang des Jahres 2019 ist es in Deutschland möglich, geförderten EE-Strom über sogenannte Regionalnachweise zu vermarkten. Diese werden vom Umweltbundesamt (UBA) ausgestellt und im Regionalnachweisregister (RNR) hinterlegt. Anlagenbetreiber können produzierte EEG-Strommengen zertifizieren lassen und sie so als Regionalstrom vermarkten. Jedoch muss für diese Mengen eine Reduktion der EEG-Förderung um 0,1 Cent pro kWh in Kauf genommen werden. Für Verbraucher besteht durch dieses System die Möglichkeit, sich für Stromlieferungen aus Anlagen in einem 50 km-Umkreis zu entscheiden. Die Regionalnachweise können allerdings nur für die detaillierte Spezifizierung der Strommengen genutzt werden, welche im Rahmen der gesetzlichen Stromkennzeichnung als EEG-Strom den jeweiligen Verbrauchern zugewiesen werden. Der Anteil der Stromlieferungen an Endkunden, welcher über den gesetzlich festgelegten EEG-Anteil hinausgeht, kann ausschließlich durch die Nutzung von Herkunftsnachweisen als erneuerbar ausgewiesen werden.

Bis Ende 2022 wurden insgesamt 597 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 1.667 MW im RNR beim Umweltbundesamt registriert, für deren EEG-geförderte Stromerzeugung auf Antrag des Anlagenbetreibers Regionalnachweise ausgestellt werden können. Mit Blick auf die Anzahl der Anlagen umfasst vor allem PV-Anlagen, aber auch Onshore-Windkraft und Biogas-Anlagen umfassen einen großen Anteil. Im Vergleich hierzu sind nur wenige Anlagen zur Stromerzeugung aus weiteren Erneuerbare-Energie-Quellen registriert. Mit Blick auf die installierte Kapazität ist Windkraft die dominierende Technologie, gefolgt von Photovoltaik und Biomasse (siehe Abbildung 5 und Abbildung 6, basierend auf Daten des Umweltbundesamtes (UBA 2023)).

Im Vergleich zu einer früheren Auswertung zum Februar 2021 wird deutlich, dass das Segment der Regionalnachweise zwar tendenziell wächst, aber insgesamt nach wie vor eine sehr geringe Rolle spielt. Zum damaligen Zeitpunkt waren insgesamt 356 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 1.057 MW im RNR beim Umweltbundesamt registriert (UBA 2021).

Es ist zu beachten, dass diese Auswertung nur die im RNR registrierten Anlagen darstellt. Zur tatsächlichen Ausstellung und Nutzung von Regionalnachweisen im Jahr 2022 lagen zur Erstellung dieses Berichts keine Daten vor.

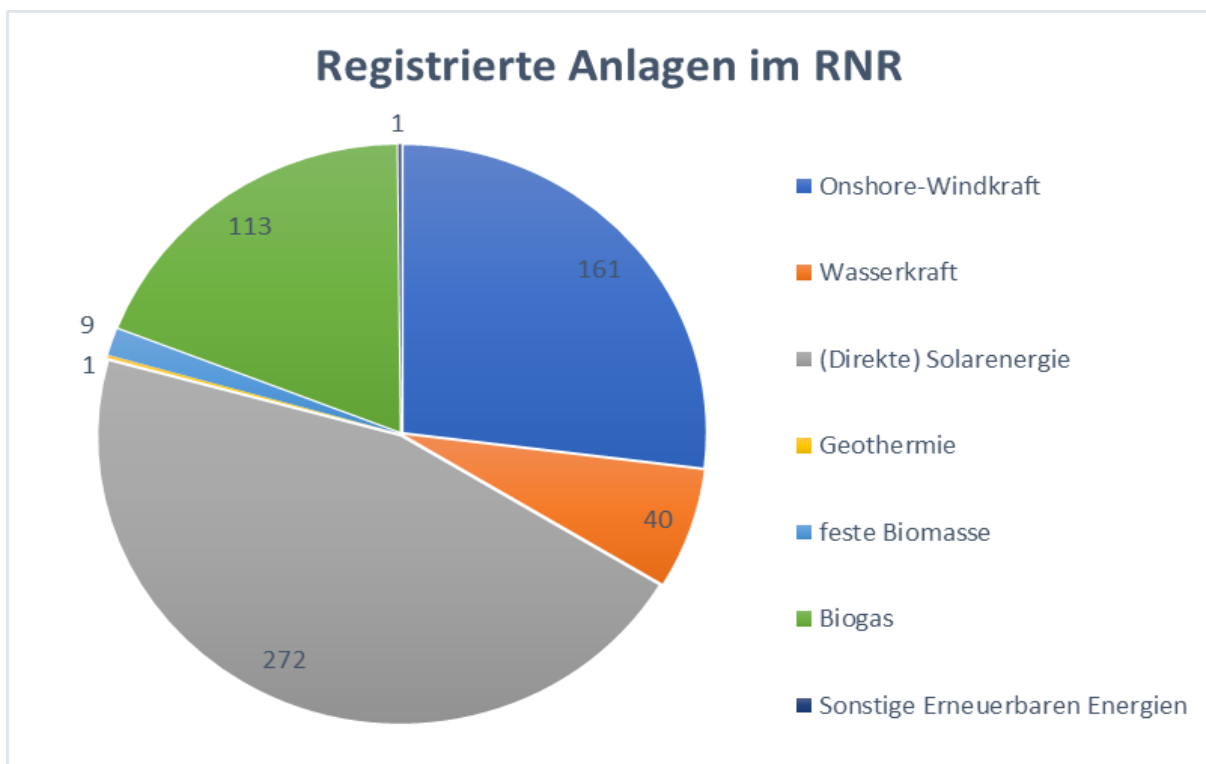


Abbildung 5: Registrierte Anlagen im Regionalnachweisregister des Umweltbundesamtes mit Stichtag 31.12.2022 [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2023)]

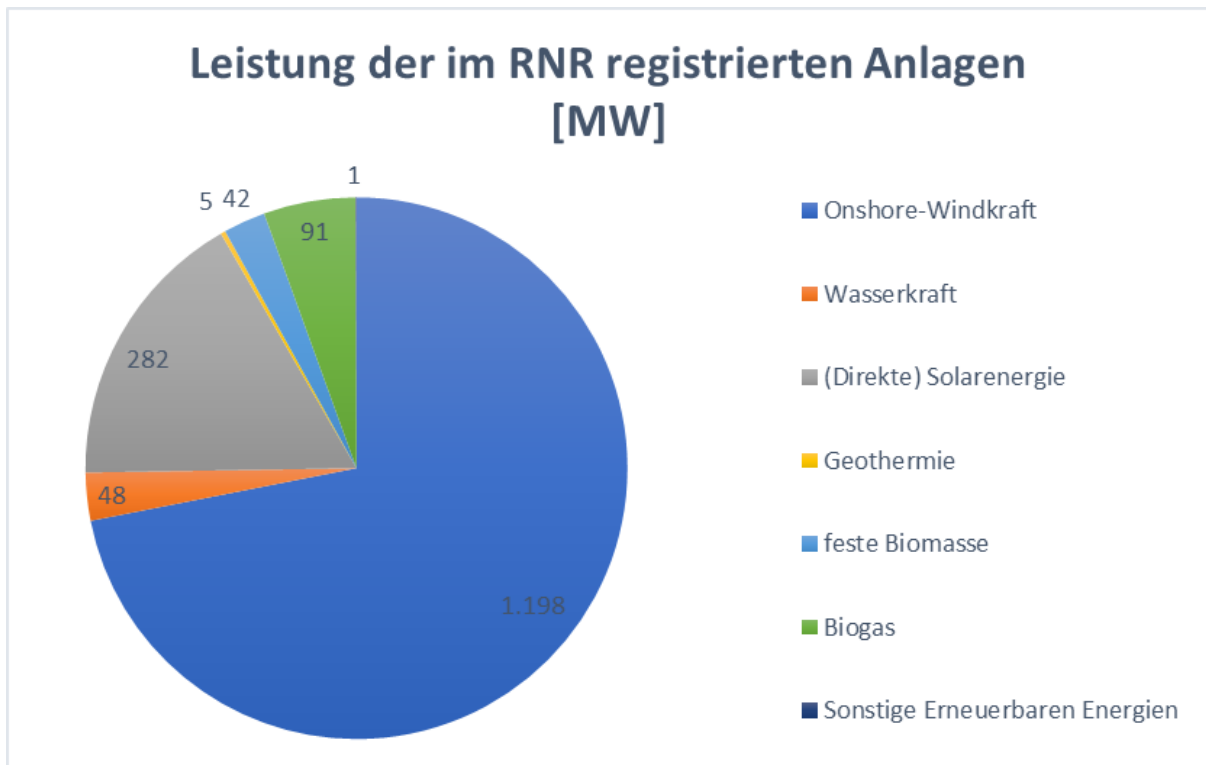


Abbildung 6: Installierte Leistung der registrierten Anlagen im Regionalnachweisregister des Umweltbundesamtes mit Stichtag 31.12.2022 [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2023)]

2. MONITORING DER VERMARKTUNGSANTEILE AUßERHALB DER EEG-FÖRDERUNG

2.1 ENTWICKLUNG DER VERMARKTETEN LEISTUNG IN DER SONSTIGEN DIREKTVERMARKTUNG

Werden Anlagen über die sonstige Direktvermarktung vermarktet, erhalten sie keine EEG-Förderung. Gegenüber dem Marktprämienmodell ergeben sich für Anlagenbetreiber jedoch andere Vorteile, die diese Vermarktungsoption insbesondere bei hohen Börsen-Strompreisen interessant machen. So gilt zum Beispiel das Doppelvermarktungsverbot nicht, das für EEG-geförderten Strom eine Vermarktung als „Ökostrom“ untersagt. Dadurch können zusätzliche Erlöse durch den Verkauf von Herkunftsnachweisen (siehe Kapitel 2.2) generiert werden.

Abbildung 7 zeigt die im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung monatlich vermarktete Leistung nach Energieträgern differenziert für die Jahre 2020 bis 2022. In dieser Betrachtung sticht zunächst der Anstieg zum Jahreswechsel 2020/ 2021 von ca. 0,6 GW auf ca. 2,8 GW heraus. Dieser ist überwiegend auf das Ausscheiden von (primär Windenergie an Land-) Anlagen aus dem EEG-Förderzeitraum zurück zu führen. Ab dem vierten Quartal 2021 bewirken die stark angestiegenen Börsenstrompreise einen weiteren Anstieg der Leistung, insbesondere bei Solar.

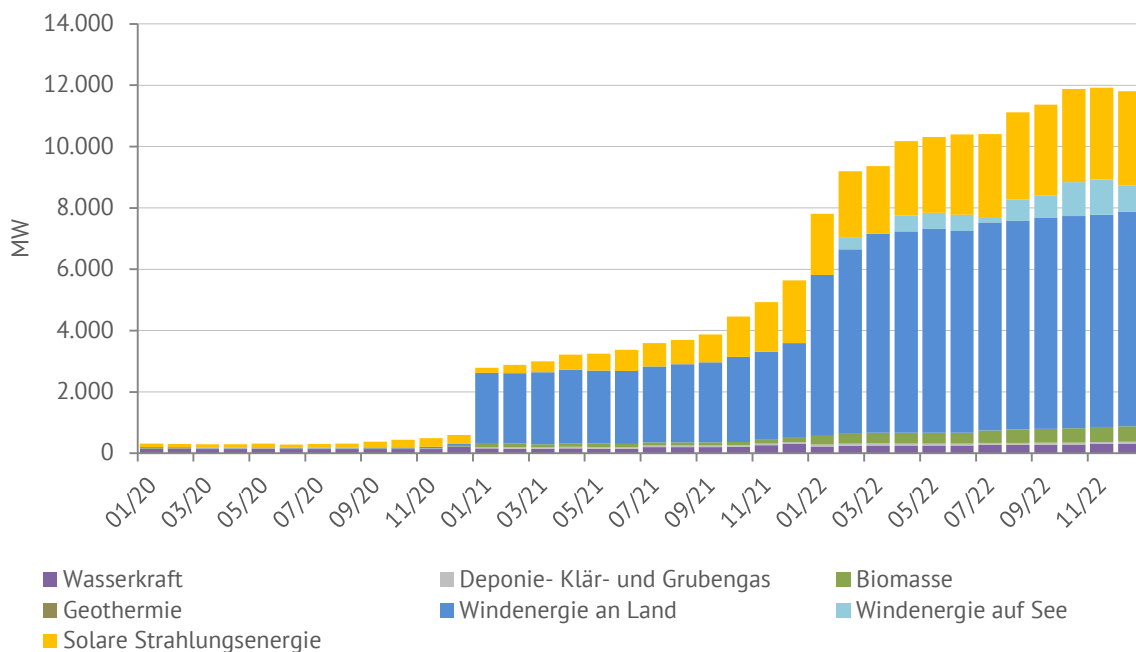


Abbildung 7: Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

Auch für das Jahr 2022 zeigen sich wieder diese zwei Effekte: zum Jahreswechsel 2021/ 2022 ergab sich ein Leistungssprung, um etwa 2,5 GW, der erneut maßgeblich durch den Wechsel von ausgeförderten Windenergie an Land-Anlagen in die sonstige Direktvermarktung zu erklären ist (siehe Nachfolgende Detailbetrachtung). Der weitere Anstieg im Jahresverlauf resultiert hauptsächlich durch eine von hohen Strompreisen getriebene Zunahme von Solar- und Windenergieanlagen an Land, zu jeweils ungefähr 1 GW. Damit steigerte sich die Leistung in der sonstigen Direktvermarktung im Jahresverlauf um ca. 2,3 GW bzw. 36% und verdoppelte sich fast gegenüber Ende 2021 (Steigerung um 90%). Windenergie auf See Anlagen waren im Jahr 2022 erstmalig in der sonstigen Direktvermarktung. Während in der ersten Jahreshälfte noch deutliche Fluktuationen zu sehen sind - zum März und zum Juli ist jeweils ein Netto-Rückgang von ca. 80 Anlagen zu beobachten - zeigte sich ab der zweiten Jahreshälfte ein ansteigender Trend.

In Abbildung 8 ist die Leistung der Anlagen dargestellt, die in den Quartalen des Jahres 2022 neu in die sonstige Direktvermarktung gewechselt sind, differenziert nach den Vergütungsformen im Vormonat; bzw. als Neu bezeichnet, wenn die Anlage neu installiert wurde. Wie bereits in Abbildung 7 sticht der Anfang des Jahres heraus und hier die Wechsel von Anlagen (insbesondere von Wind an Land), die vorher in der Marktprämie waren. Die Wechsel in die sonstige Direktvermarktung fällt in den anderen drei Quartalen wesentlich geringer aus. Auch hier bilden die Anlagen, die vorher in der Marktprämie waren den größten Anteil. Im dritten und im vierten Quartal liegt das Neuanlagen-Segment an er zweiten Stelle dieser Auswertung.

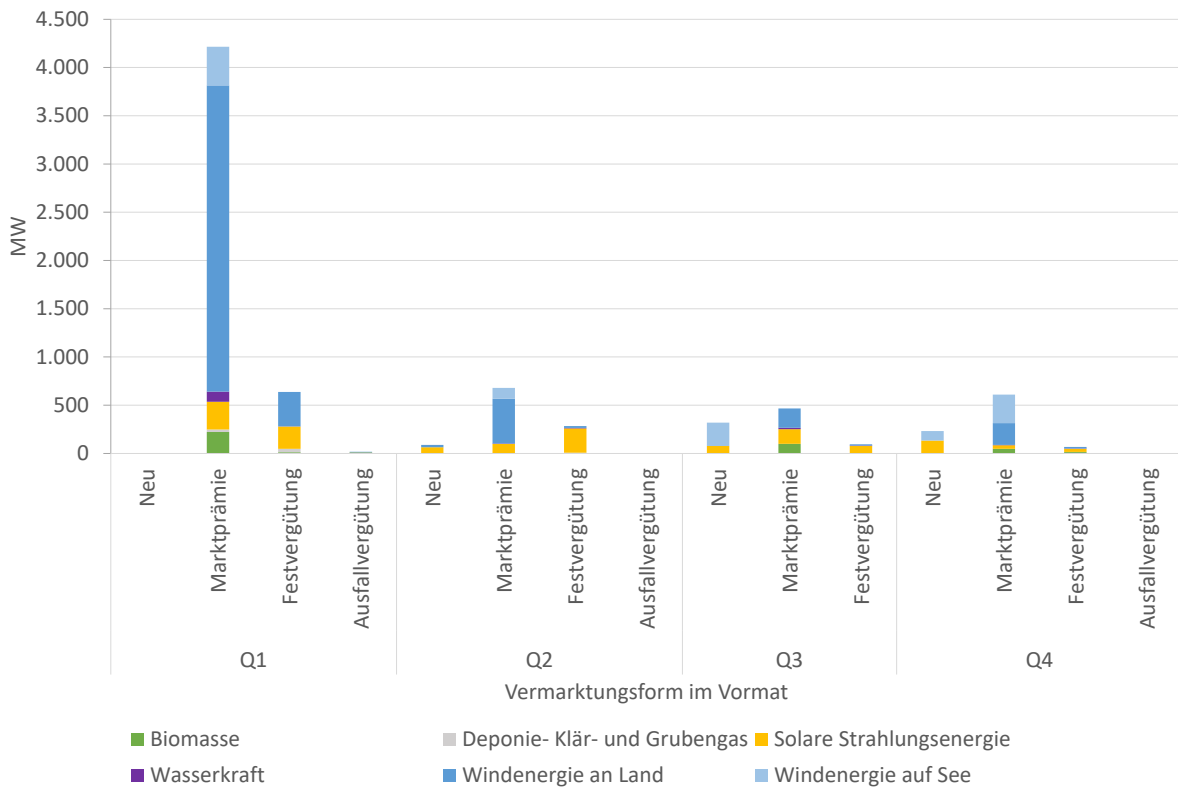


Abbildung 8: Leistung der Anlagen, die in den Quartalen des Jahres 2022 jeweils neu in die sonstige Direktvermarktung kamen [Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de und MaStR]

In Abbildung 9 ist dargestellt, ob es sich bei den gewechselten Anlagen um ausgeförderte Anlagen handelt, die bereits 20 Jahre im EEG gefördert wurden, oder um Anlagen, die weiterhin EEG-Vergütungsanspruch hätten bzw. sich außerhalb des EEG-Vergütungsrahmen laufen. Während die (wesentlich höhere) Wechselquote im ersten Quartal noch überwiegend auf ausgeförderte Anlagen zurückzuführen war, dominierte in den nachfolgenden Quartalen das Segment der nicht-ausgeförderte Anlagen deutlich. Wie in Abbildung 8 zu sehen, sind dies größtenteils Anlagen, die aus dem Marktprämienmodell in die sonstige Direktvermarktung gewechselt haben. Diese Wechsel dürften hauptsächlich aus Erläsoptimierungen der Anlagen-Betreiber resultieren. Liegt der anzulegende Wert der Bestandsanlage vorhersehbar unter dem erwarteten Vermarktungserlös am Spotmarkt oder einem terminmarktbasieren Fixpreisangebot des jeweiligen Direktvermarkters, so wird ein (vorübergehender) Wechsel in die sonstige Direktvermarktung, durch die dann zusätzlich mögliche Vermarktung von Herkunftsnachweisen, wirtschaftlich attraktiver.

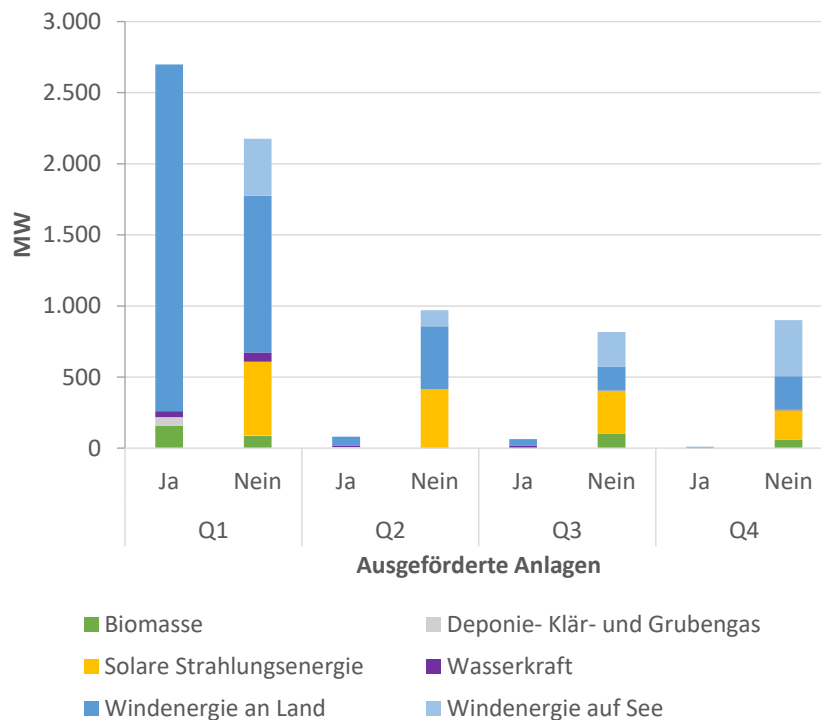


Abbildung 9: In den Quartalen des Jahres 2022 in die sonstige Direktvermarktung gewechselte Anlagen, differenziert nach ausgeförderten und nicht-ausgeförderten Anlagen [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

2.2 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.

In den vergangenen Jahren betraf die Ausstellung deutscher EE-HKN somit vor allem die Stromerzeugung alter, nicht EEG-geförderter Wasserkraftwerke und Biomasseanlagen.³ Im Jahr 2022 zeigt sich allerdings anhand der Daten der Association of Issuing Bodies (AIB) und des UBA ein deutlich verändertes Bild bei der Ausstellung nationaler HKN (siehe Abbildung 10, basierend auf UBA (2023) und AIB (2023)). Zum einen wurden aufgrund des trockenen Sommers mit einem Rückgang von ca. 13.000 GWh im Vorjahr auf ca. 10.500 GWh im Jahr 2022 wesentlich weniger

³ 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 10).

HKN für Wasserkraft ausgestellt, zum anderen vervielfachte sich die Ausstellung für Windkraft und PV, und nahm auch bei der Biomasse deutlich zu. So werden zunehmend durch das Auslaufen der EEG-Vergütung für vor allem Windenergie-Altanlagen und für erste förderfrei gebaute PV-Parks HKN ausgestellt. Aufgrund der stark gestiegenen Strompreise im Lauf des Jahres 2022 war es außerdem für die Betreiber vieler Wind- und Solaranlagen attraktiv, für eine Erlösoptimierung in die sonstige Direktvermarktung zu wechseln, und hierfür auch HKN für diese Erzeugung ausstellen zu lassen. 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 über gut 47 GWh im Jahr 2020 und ca. 417 GWh im Jahr 2021 auf über 2.500 GWh im Jahr 2022 (AIB 2023). Die Ausstellung von HKN für Windkraft vervielfachte sich von Stromvolumina zwischen 14 GWh und 26 GWh in den Jahren 2017-2020 auf 1.290 GWh im Jahr 2021 und auf über 7.700 GWh im Jahr 2022. Dies bedeutet sowohl für PV als auch für Windkraft eine Versechsfachung der Ausstellungsmengen (AIB 2023). Mit einer Gesamtmenge von ca. 24.860 GWh an ausgestellten HKN im Jahr 2022 wurden insgesamt 36% mehr HKN ausgestellt als im gleichen Vorjahreszeitraum (AIB 2023).

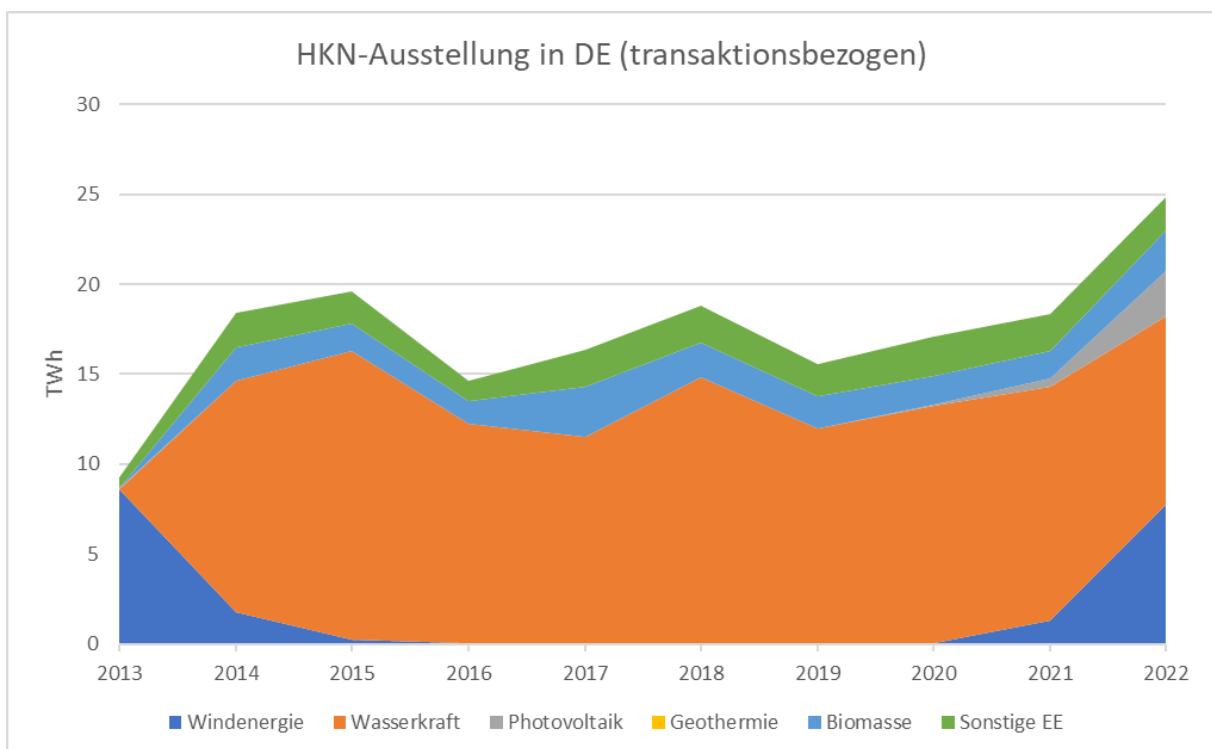


Abbildung 10: Ausstellung von Herkunftsnachweisen im deutschen HKNR von 2013 bis 2022 nach Energieträger, bezogen auf das Ausstellungsdatum [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2014-2020) und AIB (2023)]

Mit Ende des Jahres 2022 waren 3.698 Anlagen mit einer Gesamtleistung von knapp 29 GW im Herkunftsnachweisregister des UBA registriert (siehe Abbildung 11 und Abbildung 12, basierend auf (UBA 2023)). Der große Anteil der „Sonstigen Erneuerbaren Energien“ bei der registrierten Leistung erklärt sich nach Angaben des Umweltbundesamtes durch den hohen Anteil an Müllverbrennungsanlagen, Kohle-Kraftwerken mit Klärschlamm-Verbrennung sowie Ersatzbrennstoffanlagen in diesem Segment (UBA 2023a).

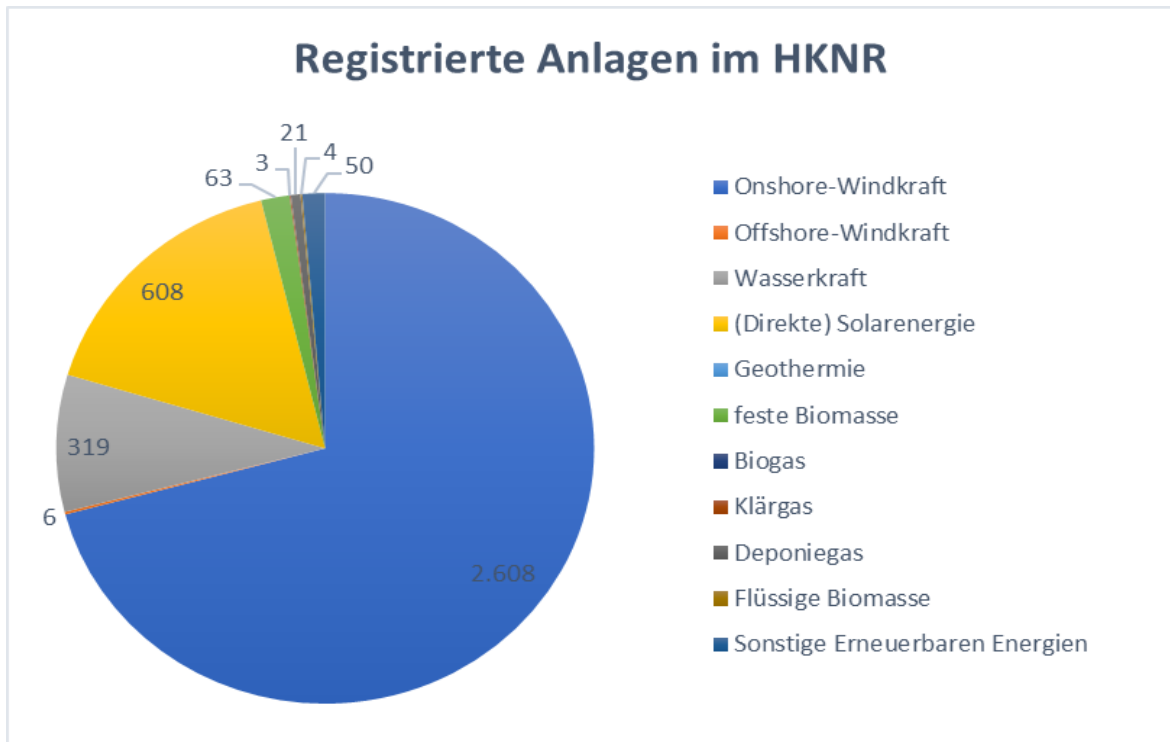


Abbildung 11: Anzahl der registrierten Anlagen im Herkunftsnachweisregister des Umweltbundesamtes zum Stand 31.12.2022 [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2023)]

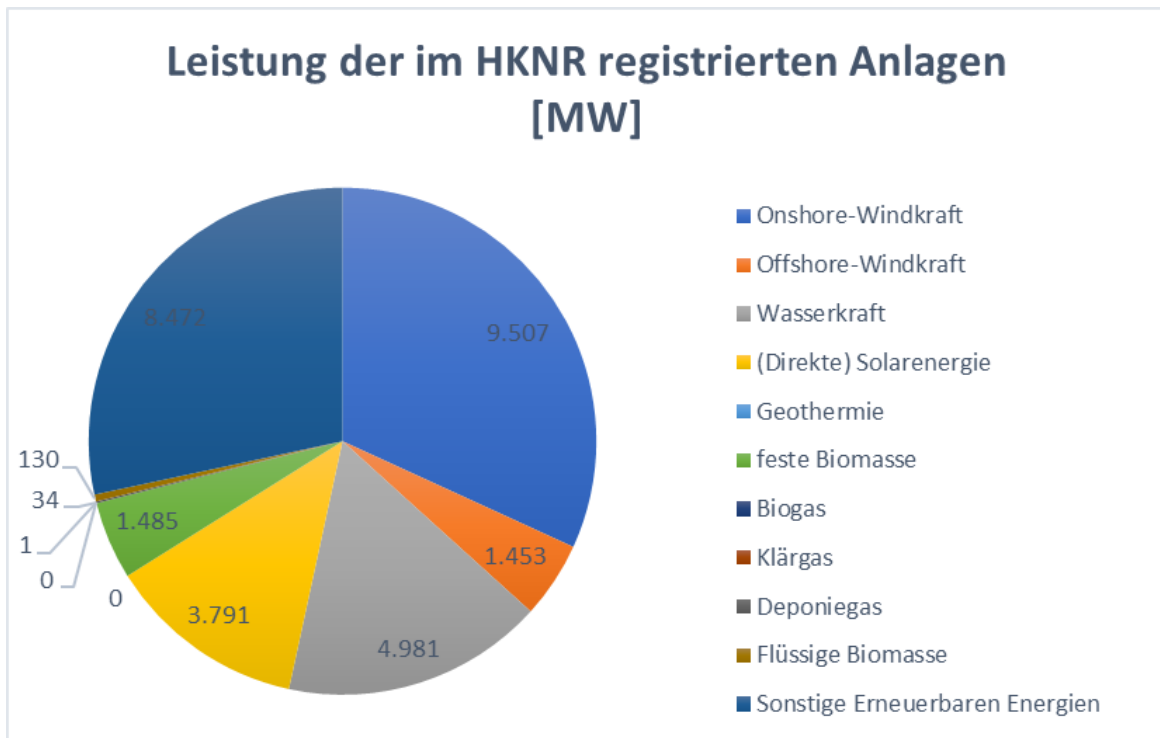


Abbildung 12: Leistung der im Herkunftsnachweisregister des Umweltbundesamtes registrierten Anlagen zum Stichtag 31.12.2022 [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2023)]

Eine Analyse basierend auf Daten des Herkunftsnachweisregisters am UBA zeigt auf, welche im Jahr 2022 neu registrierten Anlagen hiervon potenziell dem Segment der Post-EEG-Anlagen zugeordnet werden können (siehe Abbildung 13). Die Daten umfassen Anlagen mit einem Inbetriebnahmedatum vor dem 1. Januar 2003, welche im Jahr 2022 registriert wurden. Dominierend hierbei sind Windkraft-Anlagen. Bei den Wasserkraftanlagen weist das UBA darauf hin, dass es sich bei einem größeren Anteil dieser Anlagen um Altanlagen mit einem IBN vor 1966 handelt. Somit wird der Anteil der Wasserkraft an Post-EEG-Anlagen in dieser Darstellung sicher überschätzt.

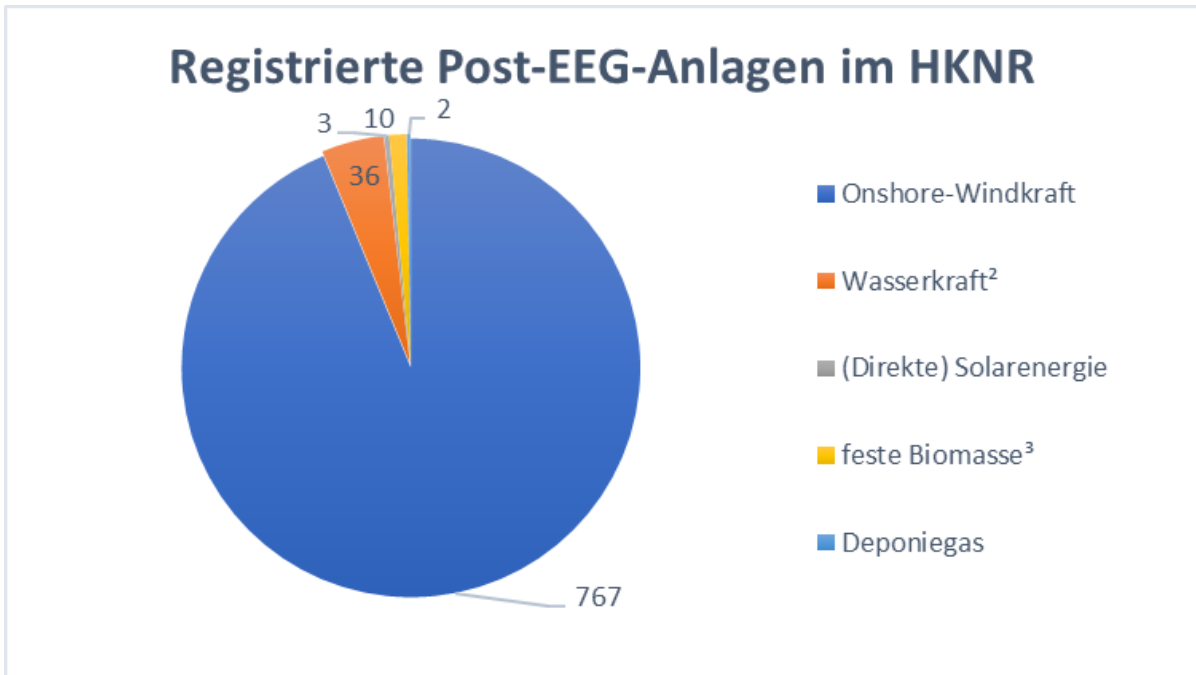


Abbildung 13: Anlagen mit einem Inbetriebnahmedatum vor dem 1. Januar 2003, welche im Jahr 2022 neu im HKNR registriert wurden und potenziell dem Segment der Post-EEG-Anlagen zugeordnet werden können [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2023)]

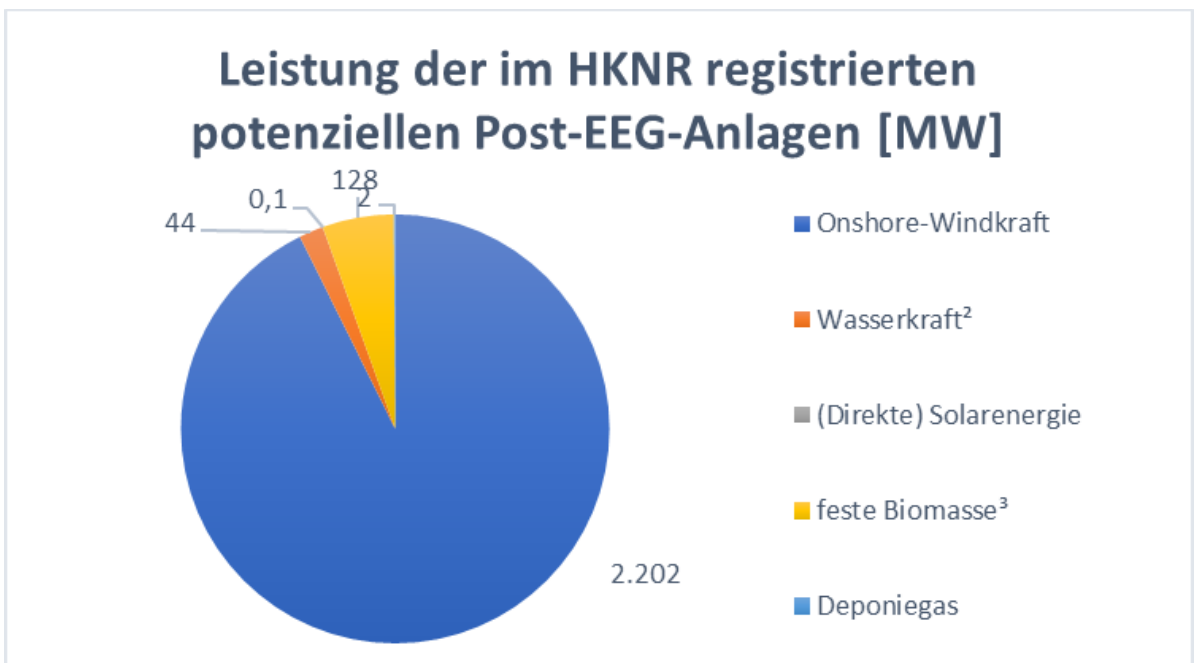


Abbildung 14: Installierte Leistung der Anlagen mit einem Inbetriebnahmedatum vor dem 1. Januar 2003, welche im Jahr 2022 neu im HKNR registriert wurden und potenziell dem Segment der Post-EEG-Anlagen zugeordnet werden können [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2023)].

Die deutsche HKN-Nutzung bzw. -Entwertung ist nach wie vor noch stark dominiert von der Wasserkraft, wie aus Abbildung ersichtlich ist. Dies umfasst maßgeblich aus dem europäischen Ausland importierte HKNs, die beispielsweise von norwegischen Wasserkraftwerken generiert wurden (siehe Abbildung Abbildung). Der leicht positive Trend in der Nutzung von HKNs aus den vergangenen Jahren verstärkte sich deutlich im Jahr 2022. In diesem Jahr wurden mit gut 142 TWh 19% mehr HKN entwertet als im Vorjahr. Auch wenn es bezogen auf die Gesamtmenge nur einen kleineren Anteil ausmacht, sind hier vor allem die Anstiege bei PV-HKN (um 393% auf ca. 4.220 GWh), aber auch bei Windkraft-HKN (um 60% auf ca. 4.460 GWh) sowie bei Biomasse-HKN (um 66% auf ca. 1.985 GWh) deutlich.

Ein Grund für Unterschiede im Vergleich zu den Erzeugungsdaten für Strom aus Erneuerbaren in Deutschland im Jahr 2022 liegt im Zeitverzug zwischen der Erzeugung des Stroms und der erst später folgenden „Transaktionen“ (Ausstellung, Transfer und Entwertung). In der Abbildung wird also dargestellt, wann ein HKN entwertet wurde (Transaktionsdatum z.B. im Mai 2022), und nicht, wann die durch den HKN dokumentierte Stromerzeugung stattgefunden hat (Produktionsdatum z.B. im November 2021).⁴ Ein weiterer Grund liegt im Import- und Export von HKN. Die verfügbaren und hier dargestellten Statistiken zu Entwertungen differenzieren nicht zwischen nationalen und importierten HKN-Mengen (während es durchaus sein kann, dass HKN aus bestimmten Technologien aus deutscher Erzeugung exportiert und in ausländischen Registern entwertet werden.

⁴ Die vollständigen „produktionsbezogenen“ Daten liegen erst nach dem Ende der Lebensdauer der betreffenden HKN vor, also nicht vor Ende des Folgejahres.

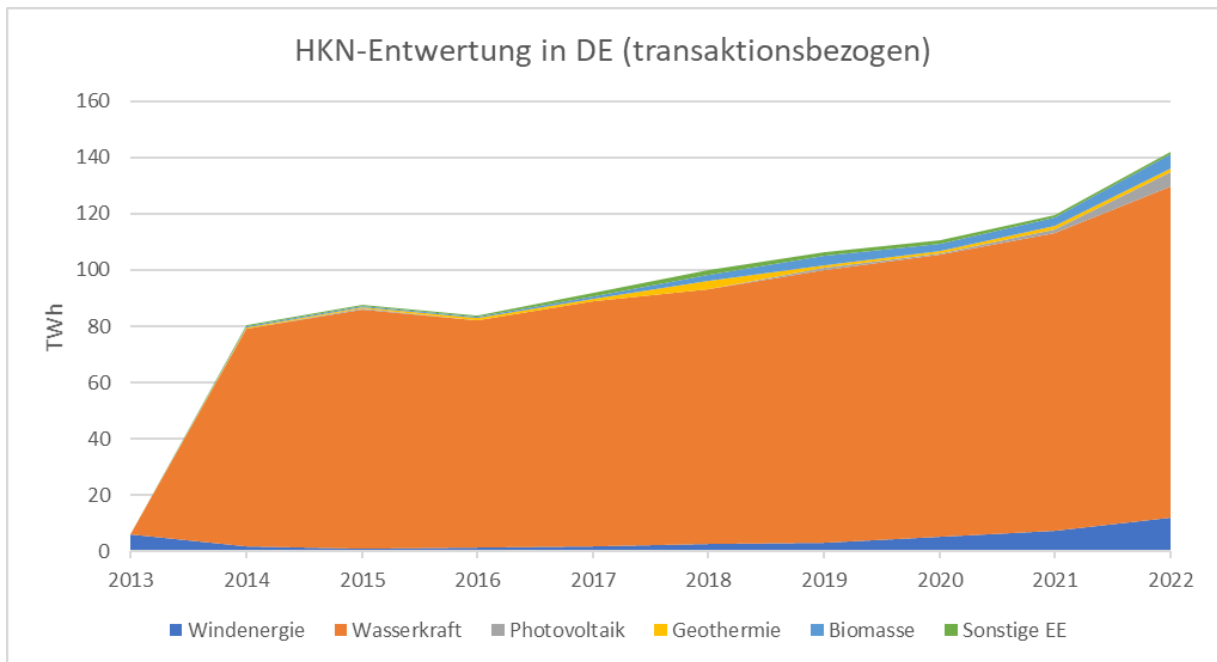


Abbildung 15: Entwertung von Herkunftsnachweisen im deutschen Herkunftsnachweisregister von 2013 bis 2022 nach Energieträger, bezogen auf das Datum der HKN-Entwertung im Register [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2014-2020) und AIB (2023)]

Abbildung 16 fasst die in den Bestand des deutschen Herkunftsnachweisregisters ein- und ausgehenden Ströme an HKNs zusammen: So stieg die Zahl der nach Deutschland importierten HKNs seit 2013 kontinuierlich auf fast 161 TWh im Jahr 2022 an. Demgegenüber bewegte sich die Zahl der deutschen Ausstellungen in den Jahren bis 2021 beständig auf einem konstanten Niveau zwischen 15 und 20 TWh, und hat im Jahr 2022 erstmalig einen deutlichen Anstieg auf knapp 25 TWh verzeichnet. Insgesamt wird aber die zunehmende Ökostromnachfrage vor allem über ein Mehr an Importen gedeckt wurde (Netto-Import 2022 ca. 139 TWh, im Vergleich zu 116 TWh im Jahr 2021 und gut 98 TWh im Jahr 2020). Die Menge an HKNs, welche aufgrund der abgelaufenen Lebensdauer im Herkunftsnachweisregister „verfallen“, ist nach wie vor insgesamt von geringer Relevanz. Im erfassten Betrachtungszeitraum 2022 umfasste dies eine Menge von knapp 2,4 TWh.

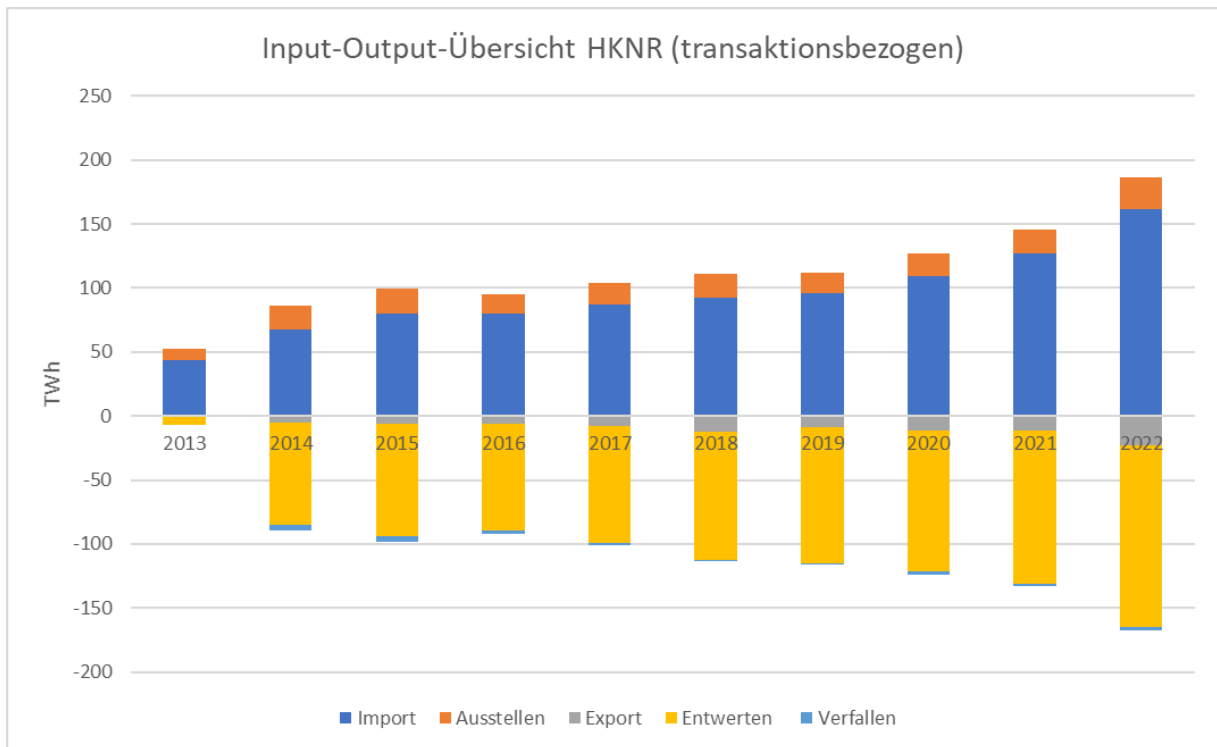


Abbildung 16: HKN-Input (Import / ausgestellt) und HKN-Output (Export / entwertet / verfallen) im deutschen Herkunftsnachweisregister von 2013 bis 2022, bezogen auf das Datum der Transaktion im Register [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2014-2020) und AIB (2023)]

2.3 ENTWICKLUNGEN AUF DEM PPA-MARKT

EE-Anlagenbetreiber unterschiedlicher Vermarktungsmodelle können ihren Strom unter anderem auch über langfristige Stromlieferverträge (im Folgenden Power Purchase Agreements „PPA“) vermarkten. Bei einer Zuordnung der Anlage zur sonstigen Direktvermarktung, erhalten sie dabei keine EEG-Förderung zusätzlich zu den Erlösen aus den PPA-Abschlüssen und können so die Grünstromeigenschaft der Anlage über Herkunftsnachweise (siehe Kapitel 2.2) vermarkten. Grundsätzlich hatte das hohe Marktpreisniveau und die hohe Preisvolatilität seit Beginn der Energiepreiskrise im Herbst 2021 auch Auswirkungen auf den PPA-Markt in 2022. Diese Auswirkungen sind nachfolgend beschrieben.

PPA-Laufzeiten und Abnehmerstruktur in Deutschland

Da die Preiserwartung am Terminmarkt seit Krisenbeginn für Stromlieferungen in der nahen Zukunft stets deutlich höher war als in weiter in der Zukunft liegenden Jahren, galt in 2022 die

Faustregel: Je kürzer die PPA-Laufzeit, desto höher der PPA-Preis. Hierdurch stieg die Bereitschaft von Anlagenbetreibern, kürzere PPA-Laufzeiten abzuschließen. Im Bereich der Bestandsanlagen nahm Energy Brainpool Laufzeiten von wenigen Monaten (sogenannte Marktwertfixierungsverträge) bis hin zu 5 Jahren wahr. Doch auch Neuanlagen haben vermehrt kürzere Laufzeiten als die vor der Energiepreiskrise typischen 10 Jahre abgeschlossen.⁵ Die erhöhte Bereitschaft der Anlagenbetreiber zum Abschluss kurzfristigerer PPAs stimmte grundsätzlich mit der krisenbedingt verstärkten Präferenz im Energiehandel überein, PPAs mit langen Laufzeiten nur ungern abzuschließen. Schließlich ist die handelsseitige Absicherung von langfristigen Preisrisiken über Hedging-Geschäfte am Terminmarkt seit Krisenbeginn aufgrund gestiegener Marktpreis-, Liquiditäts- und Kreditrisiken deutlich riskanter geworden. Das bedeutet, dass Energiehändler insgesamt weniger Strom aus PPAs in ihre Portfolien integrieren konnten, ohne umfangreiche Risiken einzugehen. Besonders gilt dies für Abschlüsse mit den für Neuanlagen weiterhin oftmals üblichen Laufzeiten von rund 10 Jahren, die über den liquide handelbaren Terminmarkthorizont hinausgehen (rund 3 Jahre). Die vorliegenden Daten veröffentlichter PPAs bestätigen dies. So sank die durchschnittliche Laufzeit der erfassten „Utility-PPA“, also PPA mit Energiehändlern oder -versorgern als Abnehmer, in 2022 auf 2 Jahre. In 2020 betrug dieser Schnitt noch 10, in 2021 immerhin 7 Jahre. Da jedoch insbesondere Direktvermarktungsverträge mit terminmarktbasierter Marktwertfixierung i.d.R. nicht publiziert werden, sind diese im hier betrachteten Datensatz nicht enthalten. Es ist aber davon auszugehen, dass die Laufzeiten dieser Verträge auf ähnlichem oder niedrigeren Niveau liegen.

Demgegenüber wurden nahezu alle öffentlich bekannten, langfristigen PPA-Abschlüsse in 2022 im Rahmen von Corporate PPAs verzeichnet. Die Laufzeiten variierten hier von 1 bis 15 Jahren, im Mittel lagen die Abschlüsse bei 7 Jahren. Die längeren Laufzeiten im Vergleich zu „Utility PPAs“ sind einerseits darauf zurückzuführen, dass Industriekunden PPA-Strom zur Deckung ihres eigenen zukünftigen Stromverbrauchs beschaffen, und deshalb nicht in Erwartung eines späteren Weiterverkaufs langfristige Preisrisiken am Terminmarkt absichern müssen. Auf diese Weise wirken sich Langfrist-PPAs mit Durchschnittspreis über die Laufzeit derzeit wie ein Kredit auf die Liquidität von Corporates aus: Die gegenwärtigen Strombezugskosten fallen durch ein PPA, dafür liegt der PPA-Preis in der Regel über der langfristigen Preiserwartung. Andererseits dürfte

⁵ Nach Marktwahrnehmung Energy Brainpools dürfte eine Fremdkapitalfinanzierung für projektfinanzierte EE-Großanlagen auf Basis eines PPAs von fünf oder weniger Jahren i.d.R. in Kombination mit einem Zuschlag in einer EEG-Ausschreibung umgesetzt worden sein.

auch ein gestiegenes Interesse an langfristiger Absicherung nicht nur von Strompreisen, sondern vor allem auch von hochwertigen Herkunftsnachweisen (HKN) aus neueren EE-Anlagen eine wichtige Rolle gespielt haben.⁶ Für Anlagenbetreiber ist es zunächst von geringer Bedeutung, ob der Strom an industrielle Stromverbraucher, klassische Energieversorgungsunternehmen oder über einen speziellen Direktvermarktungsvertrag mit einer Marktwertfixierung am Terminmarkt realisiert wird. Die Transaktionskosten der Vertragsanbahnung und -verhandlung sind bei der letzten Variante häufig niedriger, die Ausfallrisiken können je nach Branche bei der ersten Variante niedriger sein.

PPA-Strukturen in Deutschland

Da PPA bilaterale Verträge sind, liegen keine öffentlich verfügbaren Daten zu PPA-Strukturen vor. Projekte und Gespräche von Energy Brainpools mit Marktteilnehmern lassen eine qualitative, nicht repräsentative Abschätzung zu: Bei der PPA-Vermarktung von Anlagenbetreibern zu Energieversorgern oder Industriekunden dominierten wie in den Vorjahren vor allem Fixpreis Pay-as-Produced-Verträge. Aufgrund der erhöhten Preisrisiken seit Krisenbeginn ist das Risiko für Anlagenbetreiber gestiegen, mithilfe eines Dienstleisters strukturiertere Produkte wie Pay-as-Forecasted- oder Baseload-PPAs anzubieten. Hinsichtlich der PPAs zwischen Energiehändlern oder zwischen Energiehändlern und Industriekunden beobachtet Energy Brainpool im Markt weiterhin eine große Vielfalt an PPA-Strukturen. Die Debatte zur und Umsetzung der Überschusserlösabschöpfung sowie der europäische Vorstoß zum Strommarktdesign führte 2022 in der zweiten Jahreshälfte zu einer spürbaren Verunsicherung bezüglich langfristigen Stromlieferverträgen. Vereinzelt nahm Energy Brainpool wahr, dass PPA-Angebote zumindest zeitweise zurückgezogen wurden. Aufgrund der mangelhaften öffentlichen Datenlage lassen sich derzeit keine belastbaren Aussagen zum Einfluss der energiepolitischen Maßnahmen und Ankündigungen auf die Liquidität des PPA-Marktes treffen.

⁶ Viele Unternehmen nehmen steigende Qualitätsansprüche an die Grünstrombeschaffung vonseiten ihrer Stakeholder oder von Nachhaltigkeitsratingagenturen wahr. Zunehmend wird dabei die Erfüllung zusätzlicher Kriterien gefordert, wie bspw. die Standortnähe oder das Anlagenalter der Erzeugungsanlagen, von denen die für den Stromverbrauch entwerteten HKN stammen.

Kontrahierte Leistung in Deutschland

Abbildung 17 stellt die kumulierte kontrahierte Leistung der in der Fachpresse publizierten PPA-Abschlüsse der einzelnen Jahre 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 auf⁷. Wo bekannt, werden in den vorliegenden Daten mehrerer 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 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.

Eine einheitliche Definition von PPAs in der Fachpresse hat sich zudem bisher nicht etabliert. 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. Vereinzelt berichteten Marktakteure in 2022 auch über Angebote über mehrere Jahre, was sich gut mit einer Preissteigerung der langfristigen Terminhandelskontrakte erklären lässt. Diese Verträge haben also sehr ähnliche Eigenschaften und Vertragsgegenstände wie ein PPA, werden aber in der Regel als Direktvermarktungsvertrag eingeordnet (trotz der teilweise stattfindenden Übertragung von Herkunftsnachweisen). Im hier diskutierten Datensatz sind keine solcher Verträge enthalten.

An dieser Stelle sei angemerkt, dass die in Abbildung 17 dargestellte Entwicklung der Abschlusszahlen in Deutschland in 2022 grundsätzlich nur bedingt mit den Zahlen der Vorjahre verglichen werden kann, insbesondere aufgrund der vermuteten Untererfassung nicht medial diskutierter, kleinerer Wind-an-Land-PPA-Abschlüsse.

⁷ 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.

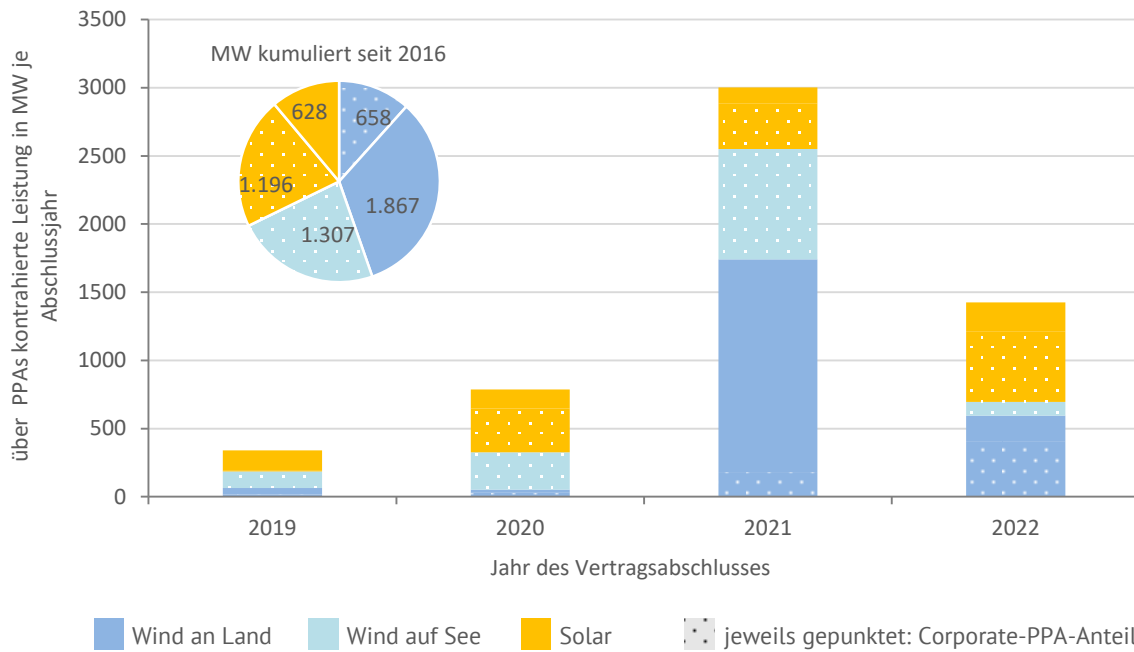


Abbildung 17: Öffentlich erwähnte PPAs in Deutschland, mit Vertragsabschluss von 2019 bis 2022 bzw. ab 2016 kumuliert [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: 31.12.2022]

Mit Blick auf die Zahlen in 2022 ist jedoch zu erkennen, dass der Großteil der publizierten PPAs a) mit Blick auf die kontrahierte Erzeugungstechnologie auf Solaranlagen und b) mit Blick auf die PPA-Abnehmer auf Industriekunden zurückzuführen ist.

Unter den publizierten, hier dargestellten PPA fielen dabei erstmalig über 50% der kontrahierten Leistung auf Bestandsanlagen mit Förderanspruch, die hierfür in 2023 voraussichtlich aus dem Marktprämienmodell wechseln.

Insgesamt speisten Solaranlagen mit einer Leistung von rund 1,4 GW im Laufe des Jahres 2022 als Anlagen der sonstigen Direktvermarktung (DV) ins Netz ein (vgl. Kapitel 2.1). Hiervon ist lediglich von 0,8 GW öffentlich bekannt, dass ein PPA abgeschlossen wurde.⁸

Der hohe Anteil der Corporate PPAs ergibt sich aus den oben bereits diskutierten Umständen, dass in 2022 vorrangig Abschlüsse längerfristiger Corporate PPAs in der Presse veröffentlicht wurden, wohingegen kaum Daten zu kurzfristigeren Vermarktungsverträgen zwischen Direktvermarktern und Anlagen der sonstigen DV vorliegen. Aufgrund der unvollständigen Datenlage stellt sich jedoch die Frage, inwiefern sich die Energiepreiskrise auf die Entwicklung von PPA-

⁸ Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass nicht alle Solaranlagen, die in die sonstige DV wechselten, ein in der Fachpresse publiziertes PPA abgeschlossen haben.

Abschlüssen ausgewirkt hat. Um ein breiteres Bild davon zu erhalten, wird dies nachfolgend am Beispiel der Abschlusszahlen in ganz Europa diskutiert.

Kontrahierte Leistung in Europa

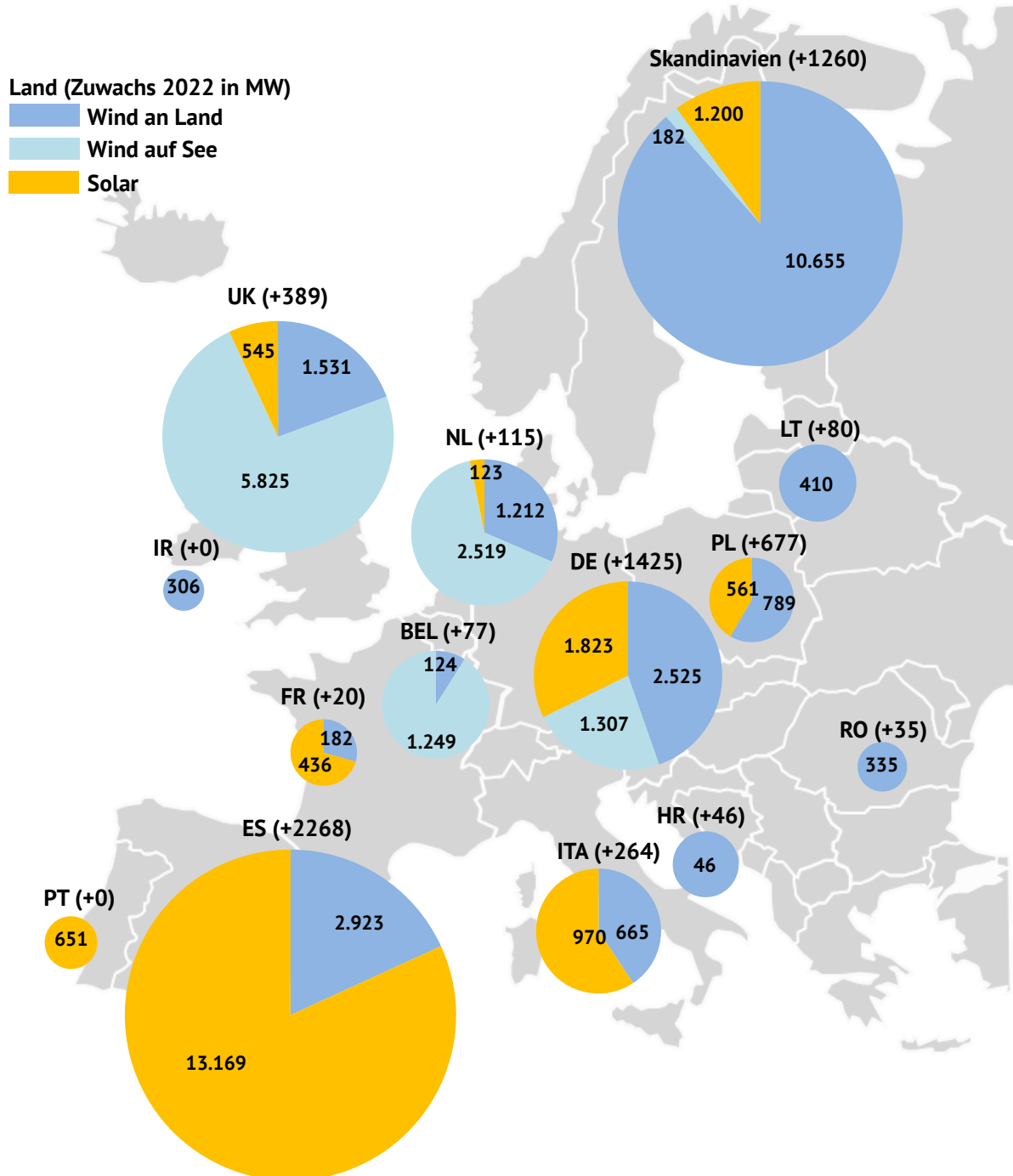


Abbildung 18: Öffentlich erwähnte PPA-Abschlüsse in Europa in MW kontrahierter Leistung [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: 31.12.2022]

In der obigen Abbildung wird die über PPAs kontrahierte Leistung in den einzelnen europäischen Ländern nach den verschiedenen Technologien dargestellt und der diesbezügliche Zuwachs im letzten Jahr ausgewiesen.⁹ Deutschland liegt hier mit einer insgesamt kontrahierten Leistung von über 5,6 GW weiterhin im oberen europäischen Mittelfeld. Mit Blick auf den Zuwachs an kontrahierter Leistung lag Deutschland in 2022 wie bereits im Vorjahr europaweit auf Platz 2 hinter Spanien.

Insgesamt deuten die dargestellten Ergebnisse der Fachpresserecherche darauf hin, dass in Europa in 2022 rund 6,6 GW an Wind- und Solarkraftwerksleistung über PPAs kontrahiert wurden. Im Vorjahr 2021 lag dieser Wert noch bei 13,9 GW. Trotz der seit dem 2. Halbjahr 2021 hohen Terminmarktpreise deutet sich demnach ein Einbruch zumindest der öffentlich publizierten PPA-Abschlüsse in Europa an.

Denkbare Gründe hierfür sind einerseits Verzögerungen bei der Inbetriebnahme durch Lieferkettenprobleme oder Genehmigungsstaus, andererseits eine abwartende Haltung vieler Marktakteure aufgrund der allgemeinen Verunsicherung am Energiemarkt im Zuge des Ukraine-Kriegs. Wie oben bereits beschrieben, dürften zudem die gestiegenen Risiken im Energiehandel einen liquideren Handel mit PPAs erschwert haben. Der mit der Marktintegration erneuerbarer Energien verbundene Transfer langfristiger Preisrisiken von einem staatlichen Fördersystem hin zu Marktakteuren scheint im aktuellen, verunsicherten Marktumfeld trotz der hohen Wirtschaftlichkeit vieler Anlagen somit nicht reibungslos stattfinden zu können.

Insgesamt sollte die hier dargestellte Entwicklung öffentlich publizierter PPA-Abschlüsse jedoch vorsichtig interpretiert und um weitere Indikatoren ergänzt werden, um Aussagen über den aktuellen Stand zur Marktintegration erneuerbarer Energien abzuleiten.

⁹ Auch die Zahlen zu Europa 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.

3. MONITORING WIRTSCHAFTLICHER KENNZAHLEN DER DIREKTVERMARKTUNG

3.1 KENNZAHLEN ZUM MARKTPRÄMIENMODELL

Monatsmarktwerte

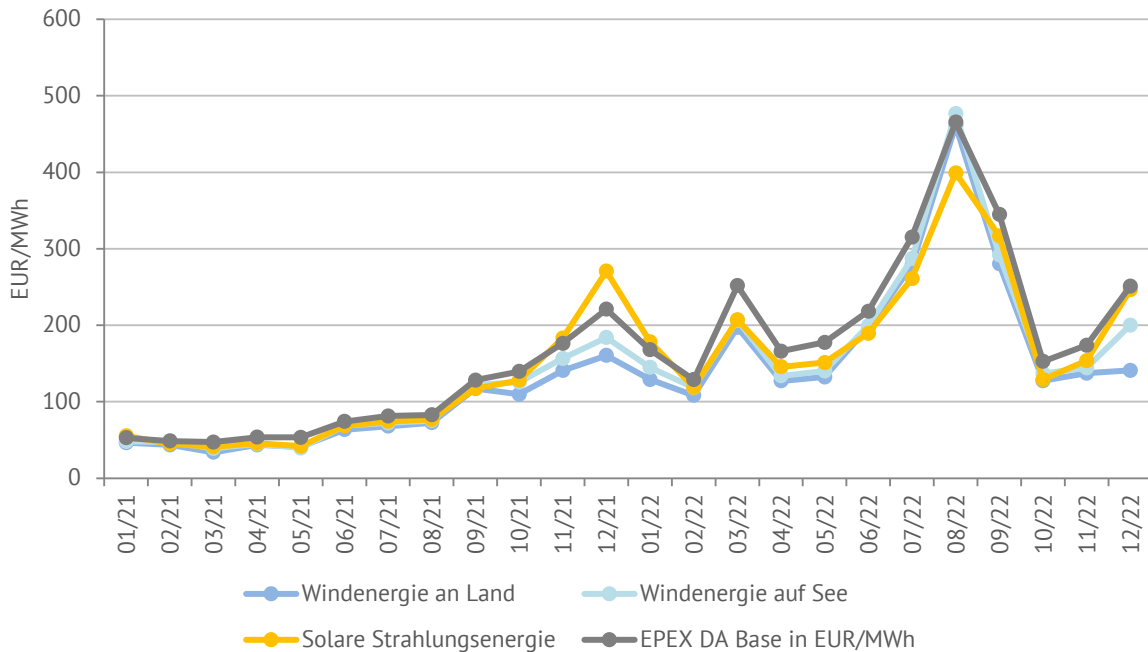


Abbildung 19: Monatliche Marktwerte vs. Basepreis [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot und netztransparenz.de]

Abbildung 19 zeigt die Entwicklung der Monatsmarktwerte für Solar- und Windenergieanlagen im Vergleich zum Basepreis.¹⁰ Seit dem Beginn der Energiepreiskrise Mitte 2021 stiegen die Marktwerte zusammen mit dem Basepreisniveau deutlich an, so dass diese im Mittel in den ersten drei Quartalen in 2022 jeweils den dreifachen Wert des Vorjahresquartals erreicht haben. In preislicher Sicht war der August 2022 dabei der absolute Höhepunkt der Krise. Die Marktwerte in Q4 2022 lagen wiederum auf dem gleichen Niveau wie Q4 2021. Insgesamt ist 2022 energiepreiskrisenbedingt damit ein absolutes Rekordjahr bezüglich der erreichten Marktwertniveaus. So verdoppelten sich die Jahresmarktwerte in 2022 vs. 2021 für die Windenergie und verdreifachten sich für Solar. Solaranlagen profitierten hier aufgrund ihres saisonalen Einspeiseschwerpunkts im Sommer besonders von der Hochzeit der Energiepreiskrise in den Sommermonaten

¹⁰ Der Unterschied zwischen Marktwerten und Basepreis ergibt sich aus den Marktwertfaktoren, welche die technologiespezifische Profilwertigkeit berücksichtigen.

2022. Auf Monatsbasis zeigt der Technologievergleich das übliche Muster der letzten Jahre. So lagen die Marktwerte für Wind auch in 2022 in den meisten Monaten unterhalb des Marktwerts Solar. Lediglich in den sonnigen Monaten Juni bis August ließ der Merit-Order-Effekt der Solarstromspeisung den Marktwert Solar unter die Marktwerte für Wind sinken.

2022 war zudem ein Rekordjahr hinsichtlich der Volatilität der Marktwerte von Monat zu Monat. Die höchsten monatlichen Marktwertveränderungen wurden im Wechsel von Juli auf August (+190 EUR/MWh oder +66 % für Wind auf See) und von September auf Oktober (-188 EUR/MWh oder -59 % für Solar) verzeichnet.

Hauptgrund für das hohe Preisniveau und die hohe Preisvolatilität war die sehr angespannte Lage auf den Commodity-Märkten, die sich mit dem Ausbruch des Kriegs in der Ukraine und den beschlossenen Sanktionen der EU und der Bundesregierung noch einmal erheblich verschärft hat. Die gestiegenen Kosten der Brennstoffbeschaffung erhöhten die Grenzkosten der Stromproduktion fossiler Kraftwerke. Diese wirken sich in all jenen Stunden auf den Strompreis am Day-Ahead-Markt aus, in denen fossile Kraftwerke trotz ihrer hohen Kosten zur Bedarfsdeckung eingesetzt werden und den Preis am Markt setzen. Da die Gaspreise in Q4 aufgrund der milden Witterung, der hohen Gasspeicherfüllstände und der signifikanten Gaseinsparungen im Industrie- und Haushaltssektor hin wieder stark sanken, sind auch die Strompreise in diesem Zeitraum wieder stark gesunken. Ein weiterer strompreissenkender Treiber dürften die im Rahmen des Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes (§50a EnWG) zeitlich befristet an den Markt zurückgekehrten Kohlekraftwerke mit einer Leistung von rund 7 GW gewesen sein. Der Großteil dieser Kraftwerke ist dabei Ende Oktober bzw. Anfang November zurückgekehrt (BNetzA, 2023).

Preis-Spreads am Day-Ahead-Markt

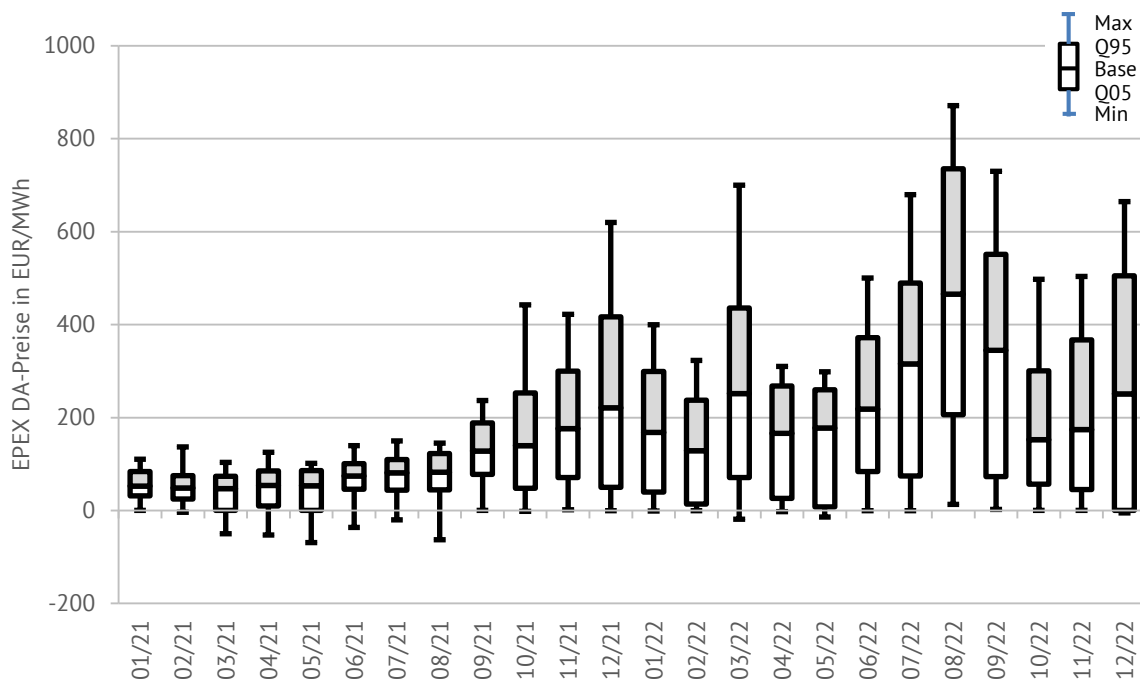


Abbildung 20: Preisspreads der Day-Ahead-Auktion [Quelle: Energy Brainpool nach EPEX Spot]

Abbildung 20 macht deutlich: Auch hinsichtlich der Volatilität der stündlichen Day-Ahead-Preise war 2022 ein Rekordjahr. Dargestellt sind die Preisspreads der Day-Ahead-Auktion in der Form von Boxplots, die den Basepreis, Preisminima und -maxima sowie das 5-Prozent- und 95-Prozent-Quantil zeigen. Im Vergleich zum Vorjahr haben sich die Spreads im Jahresschnitt mehr als verdoppelt. Bereinigt man die Auswertung um Extremwerte und zieht die Differenz des 5-Prozent- und 95-Prozent-Quantils heran, ergibt sich sogar fast eine Verdreifung. Auch hier war der August aufgrund besonders hoher Preisspitzen (bis zu 871 EUR/MWh) klarer Rekordmonat. Analog zum hohen Marktpreisniveau ist auch die erhöhte Volatilität zum Großteil auf das hohe Commodity-Preisniveau zurückzuführen. Wie beschrieben wiesen Stunden, in denen Steinkohle- oder Gaskraftwerke zur Lastdeckung benötigt werden, in 2022 besonders hohe Strompreise auf. Dies führte zu historisch hohen Preisspitzen besonders in Knappheitssituationen. In Stunden, in denen der Strombedarf jedoch durch nicht-fossile, günstiger produzierende Kraftwerke gedeckt werden kann, orientiert sich der Preis an den kurzfristigen Grenzkosten dieser günstigeren Kraftwerke. Der Preisunterschied zwischen Stunden mit und ohne fossile Lastdeckung hat mit dem starken Anstieg der fossilen Brennstoffpreise jedoch derart zugenommen und die Steigung der Merit-Order-Kurve erhöht, dass Marktpreise in 2022 sensibler als bisher auf Angebots- und Nachfrageschwankungen reagierten.

Für den Durchschnittspreis eines Monats spielt die wetterbedingte Einspeisung der fluktuierenden erneuerbaren Energien nun eine noch stärkere Rolle, da sie einer der Hauptdeterminanten dafür ist, in vielen Stunden des Monats fossile Kraftwerke preissetzend sind.

3.2 KENNZAHLEN ZUR SONSTIGEN DIREKTVERMARKTUNG UND PPA

Price-Forward-Curves für Strom aus erneuerbaren Energien („EE-PFC“)

Eine Price-Forward-Curve bewertet den Wert zukünftiger Stromlieferungen auf Basis aktueller Handelsdaten am Terminmarkt. Bezogen auf erneuerbare Energien stellt eine Price-Forward-Curve die nach aktueller Markteinschätzung zu erwartenden Erlöse für den Stromverkauf von solar- oder windgetriebenen Erzeugungsprofilen dar. Die Werte sind u. a. vom Wetter und der Entwicklung des Anlagenparks abhängig, welche in diesem Fall quartalsweise über eine fundamentale Szenarioanalyse berücksichtigt werden. Die tagesaktuelle Erfassung der Strommarktentwicklung erfolgt über EEX-Abrechnungspreise für Monats-, Quartals- und Jahresfutures als Eingangsgröße für die Berechnung. Die Price-Forward-Curve ist eine wichtige Berechnungsgrundlage für die PPA-Preise und ein interessanter Vergleichswert für die Höhe der EEG-Förderung und der EEG-Gebotshöchstwerte.

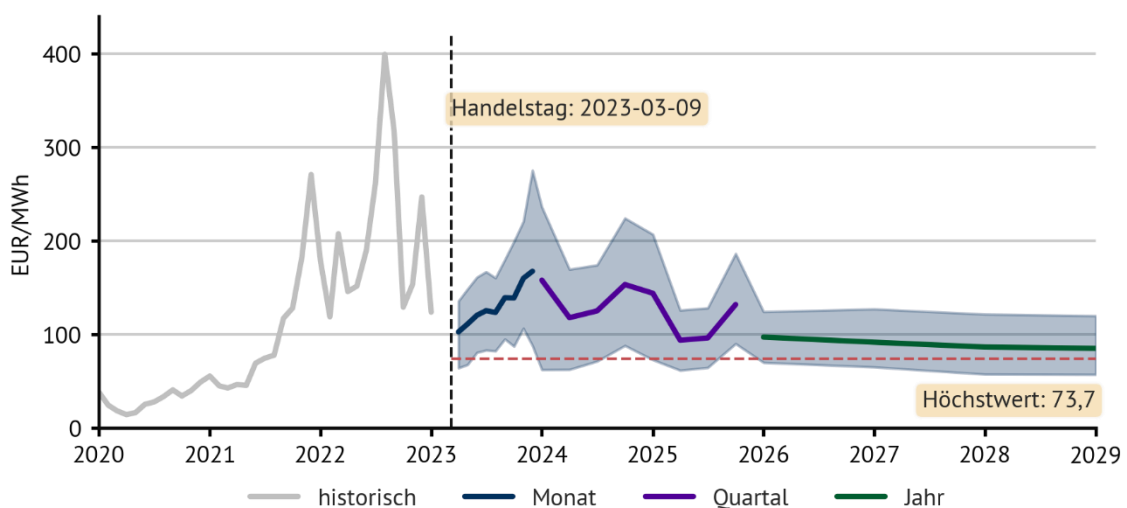


Abbildung 21: Solar-Price-Forward-Curve und EEG-Gebotshöchstwert für Freiflächenanlagen, die blaue Fläche gibt die erwartbare Streuung mittlerer Solarerlöse aufgrund von Wetter-, Nachfrage- und kurzfristigen Commodity-Preisschwankungen wieder [Quelle: Energy Brainpool]

Die Forward-Curve der Solarpreise zeigt ein deutliches saisonales Profil, wobei die Übergangs- und Wintermonate mit vergleichsweise geringer Stromproduktion besonders wertvoll sind. Am 9. März liegt der erwartete Erlös für den Monat April bei 98 EUR/MWh, die erwartete Schwankungsbreite aufgrund von Wetter-, Nachfrage- oder kurzfristigen Commodity-Preisschwankungen liegt zwischen 61 und 129 EUR/MWh. Diese Werte steigen bis zum Winter an, für den Dezember liegt der mittlere Erwartungswert bei 162 EUR/MWh, der erwartete Extremwert bei 276 EUR/MWh. Danach sinken die Marktwerte unter anderem aufgrund des zunehmenden Zubaus von Solaranlagen, ab 2026 liegt der mittlere erwartete Erlös unter 100 EUR/MWh. Die Schwankungsbreite der Quartals- und Jahreswerte ist daher geringer als die der Monatswerte, da sich bestimmte Zufallsereignisse über ein Quartal bzw. Jahr ausgleichen. Tatsächlich wird die eigentliche Streuung der Erlöse im Laufe der Dekade größer, da sich die Erlösbandbreite der Jahreswerte ab 2026 trichterförmig öffnet. Mit anderen Worten: Die Erlöse werden wetterabhängiger. Nach der derzeit vorherrschenden Markteinschätzung am Terminmarkt liegen die erwarteten Erlöse bis 2029 über dem Höchstgebot für Freiflächenanlagen von 73,7 EUR/MWh. Eine Direktvermarktung mit Marktwertfixierung am Terminmarkt ist derzeit für Neuanlagen grundsätzlich eine interessante Möglichkeit, um Erlöse oberhalb der anzulegenden Werte langfristig abzusichern.

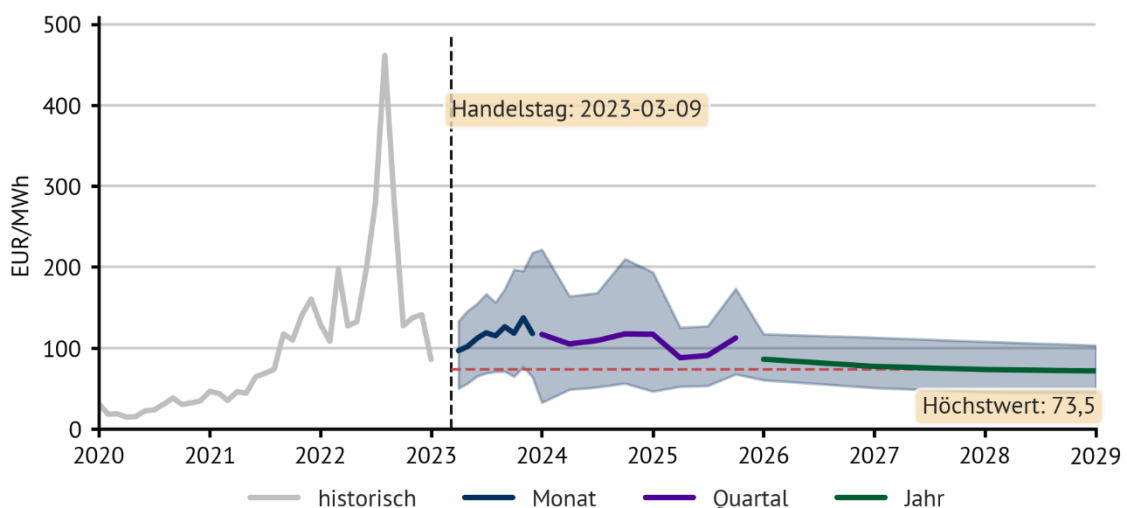


Abbildung 22: Price-Forward-Curve für Wind an Land und EEG-Gebotshöchstwert, die blaue Fläche gibt die erwartbare Streuung mittlerer Winderlöse aufgrund von Wetter-, Nachfrage- und kurzfristigen Commodity-Preisschwankungen wieder [Quelle: Energy Brainpool]

Für Windenergieanlagen an Land zeigt sich ein ähnliches Bild, allerdings ist ihre Price-Forward-Curve konstant niedriger und die Saisonalität weniger ausgeprägt als für Solaranlagen. Dabei ist zu beachten, dass die Windstromproduktion insbesondere über Monate und Quartale hinweg stärker schwankt als die Solarstromproduktion. Das ist relevant, weil der absolute Erlös in EUR auch mit der wetterabhängigen Produktionsmenge schwankt, nicht nur mit dem relativen Erlös in EUR/MWh. Im Jahr 2027 sinkt der erwartete Erlös für Windenergieanlagen auf das Niveau des Höchstwertes der EEG-Ausschreibung von 73,5 EUR/MWh. Für den kommenden Winter werden noch deutlich höhere Erlöse erwartet, im Dezember schwanken die erwarteten Erlöse zwischen 62 und 215 EUR/MWh, im Mittel werden derzeit 114 EUR/MWh erwartet.

Die Forward-Preiskurve für Windenergie auf See ist einerseits höher als für Anlagen an Land, andererseits um 4 bis 10 % niedriger als für Photovoltaik. Die Schwankungsbreite weist ein saisonales Profil auf, im Winter sind insbesondere witterungsbedingt höhere Preiseffekte zu erwarten als im Sommer, dies gilt insbesondere für Preisspitzen, die in windschwachen und kalten Monaten auftreten. Der Höchstwert des EEG von 64 EUR/MWh spielte in den zurückliegenden Ausschreibungen kaum eine Rolle, da die Zuschläge bei oder nahe 0 EUR/MWh erteilt wurden. Aber auch bei einem Zuschlag zum Höchstwert von 64 EUR/MWh wäre eine PPA-basierte Vermarktung des Stroms zumindest für diese Dekade eine relevante Möglichkeit zur Erlösabsicherung gewesen.

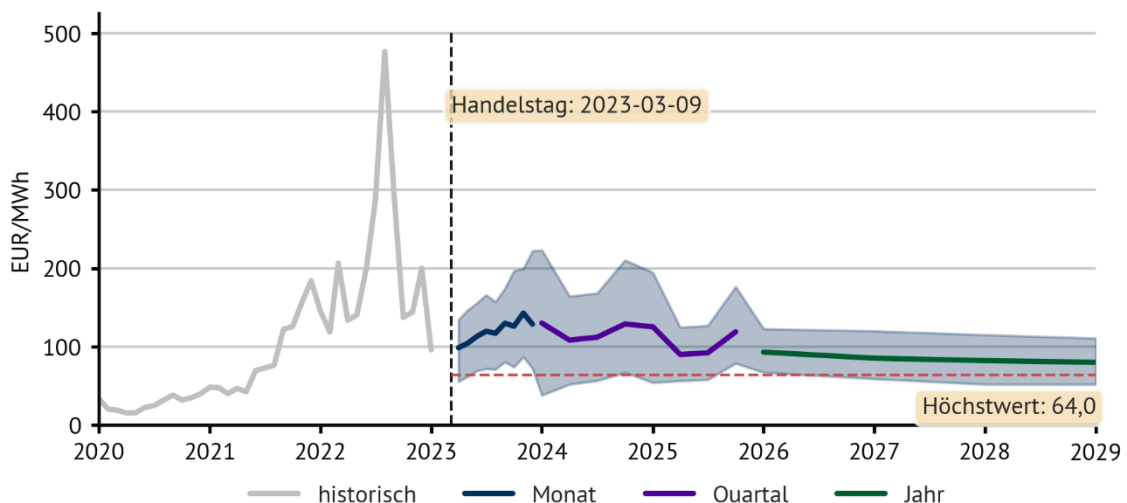


Abbildung 23: Price-Forward-Curve für Wind an Land und EEG-Gebotshöchstwert, die blaue Fläche gibt die erwartbare Streuung mittlerer Winderlöse aufgrund von Wetter-, Nachfrage- und kurzfristigen Commodity-Preisschwankungen wieder [Quelle: Energy Brainpool]

Historische Base-Parity-Ratio (Profilwertigkeit)

Um vom Basepreis auf die technologiespezifische Marktwertigkeit förderfreien EE-Stroms zu schließen, wird dieser mit einem Faktor, der sogenannten Base-Parity-Ratio¹¹, 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 3.1), bezieht die Base-Parity-Ratio zusätzlich zum Einspeiseprofil einen Abschlag für die Nicht-Vermarktung in Stunden negativer Preise mit ein.¹²

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 neben dem Marktpreisniveau und dem Einspeiseprofil¹³ 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.

¹¹ In älteren Monitoringberichten der zurückliegenden Jahre 2019-2022 wurde dieser Begriff noch ins Deutsche übersetzt („Grundlastparität“). Beide Begriffe sind gleichbedeutend.

¹² In Zeiträumen ohne negative Preise sind die beiden Faktoren identisch.

¹³ 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.

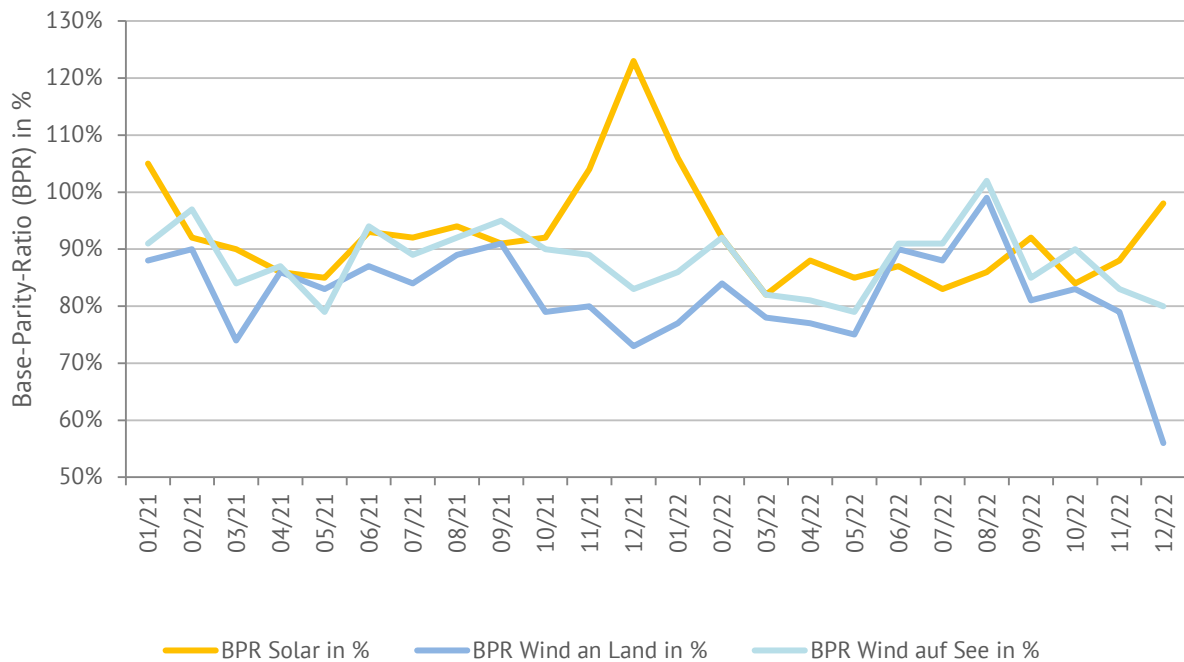


Abbildung 24: Base-Parity-Ratio je Technologie [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot- und Einspeiseprofilen gemäß Übertragungsnetzbetreiber]

Wie schon beim Technologievergleich der Marktwerte liegt Wind auch in Abbildung 24 meist unterhalb von Solar, mit Ausnahme der solarintensiven Sommermonate. Die relative Wertigkeit von förderfreiem Solarstrom zeigte also 2022 wieder das typische saisonale Muster.¹⁴ Auffällig ist der besonders niedrige Wert für Wind an Land im Dezember 2022. Auf der einen Seite traf eine Windfront auf eine feiertagsbedingt sehr niedrige Nachfrage zum Jahresende und sorgte so für sehr niedrige Strompreise, inklusive 30 negativer Preise, die sich aufgrund der hohen Mengenteile entsprechend reduzierend auf den Marktwert Wind an Land auswirkten. Auf der anderen Seite sorgte eine kalte Dunkelflaute in den Wochen vor Weihnachten für ein besonders hohes Preisniveau zu Zeiten, zu denen kaum Windstrom eingespeist wurde. Der Quotient aus technologiespezifischer Marktwertigkeit und Basepreis ergibt eine mit 56% besonders niedrige BPR für die förderfreie Windenergie an Land.

¹⁴ Die Wertigkeit von Solarstrom ist in den Wintermonaten typischerweise hoch. Zum einen ist der Merit-Order-Effekt aufgrund der geringeren Sonneneinstrahlung weniger stark ausgeprägt, zum anderen profitiert der Tageslastgang der Solarenergie von der zu diesen Zeitpunkten erhöhten Heizstromnachfrage, welche sich preiserhöhend auswirkt.

Preise für Herkunftsnachweise

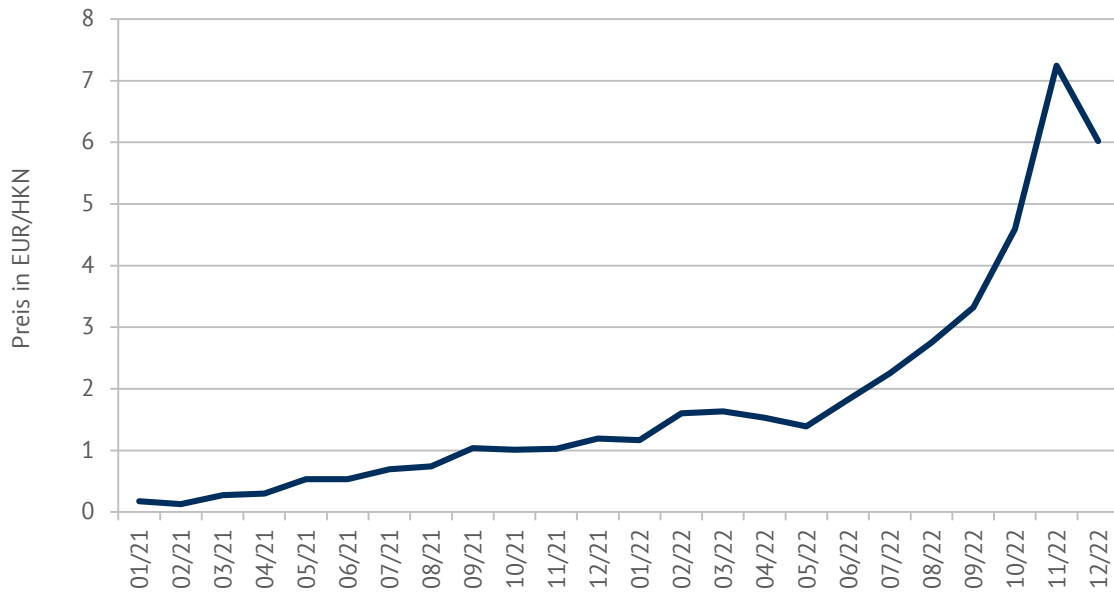


Abbildung 25: Entwicklung der monatlich durchschnittlichen Preise für HKN [Quelle: Energy Brainpool nach Green Power Hub]

In Abbildung 25 wird die Preisentwicklung für HKN der letzten zwei Jahre auf Basis von monatlichen Durchschnittspreisen aller Handelsgeschäfte der HKN-Plattform „Green Power Hub“ dargestellt. An dieser Stelle sei erwähnt, dass der Handel mit HKN auch in 2022 weiterhin vorrangig bilateral bzw. über zahlreiche Plattformen für bilateralen Over-the-Counter(OTC)-Handel stattfindet. Insofern wird Handelsliquidität bisher kaum an wenigen zentralen Handelsplätzen gebündelt. Eine hohe Liquidität an einem Handelsplatz ist jedoch die Voraussetzung, um robuste Preisindizes aus dort getätigten Handelsgeschäften ableiten zu können.¹⁵ Die dargestellten Preise beziehen sich deshalb beispielhaft auf gehandelte Preise einer dieser OTC-Plattformen. Preise auf anderen Plattformen können hiervon leicht abweichen. Da HKN-Händler jedoch theoretisch die Möglichkeit zum Arbitragehandel zwischen verschiedenen HKN-Plattformen haben, ist davon auszugehen, dass diese Preise dennoch einen ausreichenden Überblick über aktuelle Markttrends geben.

Seit März 2021 ist der Trend demnach steigend. Deutlich verstärkt hat sich dieser Trend von Juni bis November 2022. So führte die anhaltende Dürre in Europa zu einer deutlicheren

¹⁵ Da die EPEX Spot in 2022 erste vereinzelte Auktionen für Herkunftsnachweise startete, ist die weitere Marktentwicklung diesbezüglich abzuwarten.

geringeren Wasserkraftproduktion sowie niedrigen Speicherfüllständen der Speicherwasserkraftwerke. Da HKN aus Wasserkraft Europa ebenso wie in Deutschland weiterhin den Großteil des HKN-Marktes bestimmen, führte dies zu einer starken Angebotsverknappung für HKN und zu entsprechend hohen Preisen. Gleichzeitig stieg auch die Nachfrage wie bereits in den Vorjahren stark an (vgl. Kapitel 2.2). Im Sommer führte diese Entwicklung zu historischen Rekordwerten von im Monatsdurchschnitt mehr als 7 EUR/HKN. Im Vergleich hierzu lag das Preisniveau zu Beginn 2021 sowie in den Jahren zuvor zumeist deutlich unter 1 EUR/MWh.

3.3 KOSTEN DER KURZFRISTVERMARKTUNG

Für die Direktvermarktung erneuerbarer Energien spielt die Güte der Einspeiseprognose eine große Rolle. Aus der Abweichung der Einspeiseprognose entsteht ein kurzfristiger Ausgleichsbedarf an den Strommärkten, dieser führt zu Kosten, im Weiteren „Kurzfristvermarktungskosten“ genannt.

Ziel dieses Berichtes ist, diese Kosten im Sinne eines übergreifenden Ansatzes technologisch scharf messbar zu machen¹⁶. Die Bewertung der Kosten und Erlöse der Vermarktung erfolgt anhand vier wesentlicher Schritte A bis D (vgl. Abbildung 26).

A: Bei der Direktvermarktung von erneuerbaren Energien muss jeder Direktvermarkter die Strommenge prognostizieren, die von ihm am Folgetag ins Netz eingespeist wird. Diese Prognose ist systemisch notwendig, damit Netzbetreiber sie bei der Netzplanung berücksichtigen können und die Netzsicherheit fortlaufend gewährleisten können. Als Referenzwert dienen hier Stundenmittelwerte der Vortagesprognose und die Planmenge wird in der Day-Ahead-Auktion um 12 Uhr am Vortag der Lieferung bewertet. In der Abbildung ergibt sich bei einem Preis von 120 EUR/MWh und einer Vortagesprognose von 55 GW für eine Viertelstunde ein Erlös von 1,65 Millionen EUR ($55 \text{ GW} * \frac{1}{4} \text{ h} * 120 \text{ EUR/MWh}$). Der Day-Ahead-Preis ist gleichzeitig die zentrale Bewertungsgröße in der Vielzahl der Vermarktungsverträge.

¹⁶ Häufig kommt es zur Verwechslung zwischen Kurzfristkosten der Direktvermarktung und Direktvermarktungspreisen oder Dienstleistungsentgelten. Über Dienstleistungsentgelte tarifieren Direktvermarktungsunternehmen anlagenspezifisch alle Kosten und den Plangewinn, die ihnen bei der Vermarktung einer bestimmten Anlage entstehen, diese Komponente steht auch immer in Wechselwirkung mit dem gewählten Vertragspreis für die Strommengen.

B: Für die Übertragungsnetzbetreiber und das Bilanzkreissystem ist die viertelstündliche Vortagesprognose entscheidend. Gerade in Rampenstunden ergibt sich eine erhebliche Differenz zur stündlichen Vortagesprognose. Diese Differenz wird zunächst an der vortägigen Intraday-Auktion bewertet. Die Prognose hat sich zwischenzeitlich nicht notgedrungen verändert, es erfolgt nur eine Bewertung anhand viertelstündlicher Daten, aber auch das führt dazu, dass sich die Vermarktungserlöse sich ändern. Ein plastisches Beispiel: Bei Sonnenaufgang ist die Viertelstundeprognose für Solaranlagen jedes Direktvermarkters der ersten Viertelstunde einer Stunde kleiner als die Stundenprognose. In der Konsequenz kaufen in dieser Viertelstunde viele Direktvermarkter Strom am Intraday-Markt weil die Preisstruktur durch eine steile Lastrampe geprägt und höher als der Stundenpreis ist. In der Abbildung haben die Windenergieanlagen in dieser Viertelstunde 4 GW mehr prognostiziert als im Stundendurchschnitt – abfallende Winderzeugung zu Sonnenaufgang. Das führt zu Zusatz Erlösen in dieser Viertelstunde in Höhe von 125 Tsd. EUR ($4 \text{ GW} * \frac{1}{4} \text{ h} * 125 \text{ EUR/MWh}$).

C: Am Tag der Lieferung werden untertägige Prognosen über die Erzeugungsmengen erstellt. Am Intraday-Markt kann über den kontinuierlichen Handel ständig, in der Regel ab drei Stunden vor der Lieferung, die veränderte Erzeugungsprognose ausgeglichen werden. Das bedeutet konkret, dass bei einer verringerten Prognose am Markt zurückgekauft werden muss oder bei einer erhöhten Prognose zusätzlich verkauft werden kann. Ohne diesen Ausgleich müssten die Übertragungsnetzbetreiber das Netz mit teurer Regelenergie ausgleichen und die Kosten dafür über die Ausgleichsenergie den Direktvermarktern in Rechnung stellen.

D: Zum Zeitpunkt der Lieferung wird konkret gemessen, wie hoch die Erzeugungsleistung tatsächlich war. Dieser Messwert weicht regelmäßig von den bereits durch den Handel am Intraday-Markt korrigierten Prognosen ab. Die fehlende oder zusätzliche Menge wird über Ausgleichsenergie zum Ausgleichsenergiepreis (AEP) bezogen, der in Abhängigkeit der Systembilanz mal negativ und mal positiv ist, in diesem Beispiel 420 EUR/MWh. Der Prognosefehler beträgt - 4 GW, es entstehen damit Kosten von 420 Tsd. EUR.

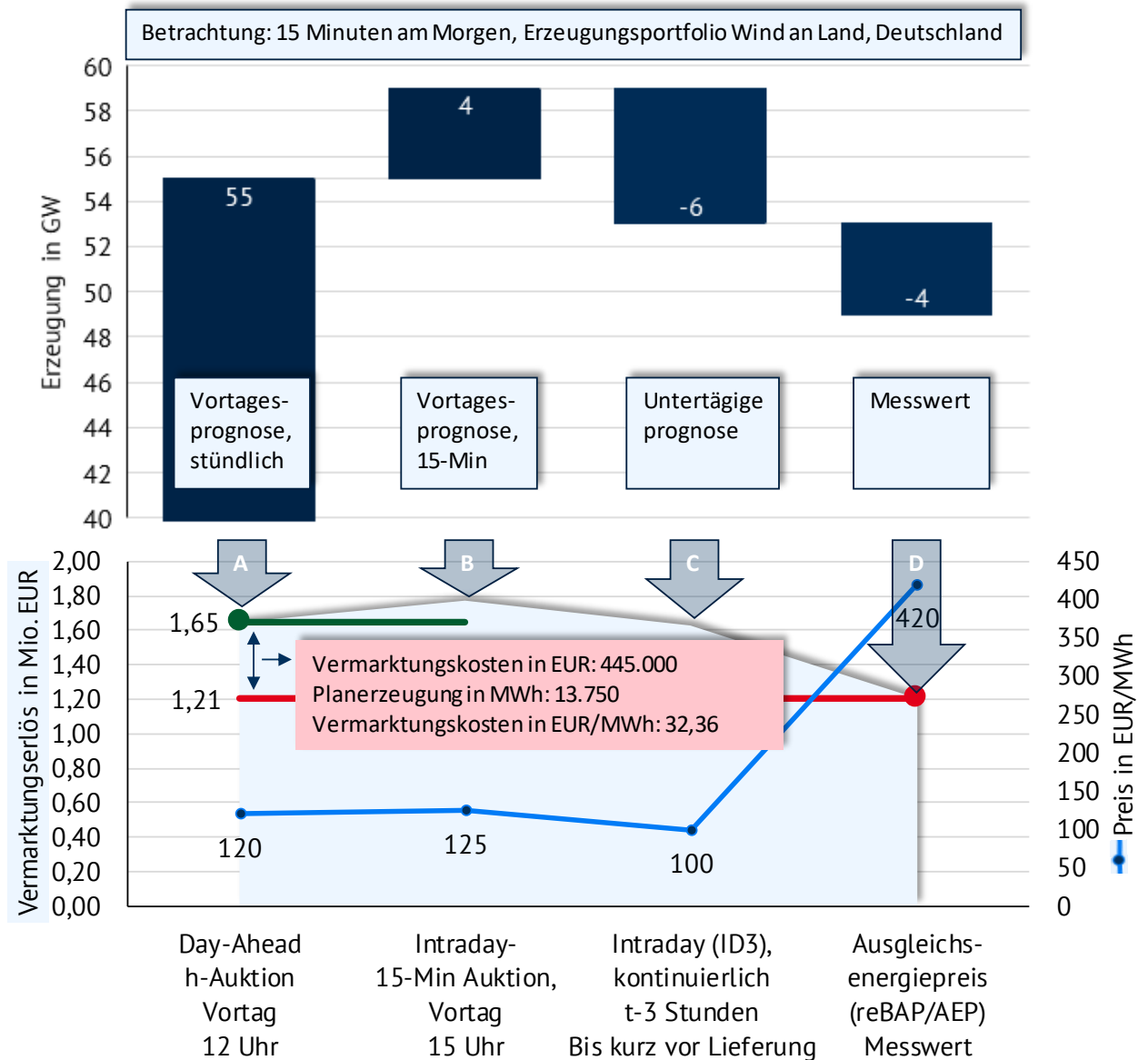


Abbildung 26: Prinzipbild der Berechnungsweise der landesweiten, durchschnittlichen Kurzfristvermarktungskosten für eine Viertelstunde in den vier Schritten A, B, C und D

Im vorliegenden Beispiel verringerte sich die Viertelstundenprognose, im Vergleich zur stündlichen Prognose vom Vortag, um 6 GW und die Kosten für das nachbeschaffen der Strommengen beliefen sich auf 150 Tsd. EUR. Der tatsächliche Vermarktungserlös ergibt sich als erwarteter Planerlös vom Vortag A abzüglich der Kosten bzw. zzgl. der Erlöse in den drei nachfolgenden Schritten B bis D. Im Beispiel summieren sie sich auf 445 Tsd. EUR auf, das sind Kosten von 32,36 EUR je geplanter MWh.

Für die Direktvermarktung der Technologien Solar, Wind an Land und Wind auf See wurden die Kurzfristvermarktungskosten auf Basis von Jahres- und Quartalswerten für die Jahre 2021 und 2022 berechnet und die Ergebnisse in diesem Bericht dargestellt. Der Day-Ahead-, Intraday- und

der Ausgleichsenergiepreis sowie die Mengen aus den Auktionen wurden dazu von der EPEX Spot herangezogen. Die Prognosen über die Erzeugungsmengen wurden von ENTSO-E entnommen.

Im Vergleich der Jahreswerte für die verschiedenen Technologien lässt sich gut erkennen, dass die Vermarktungskosten für Solarenergie deutlich höher liegt als für Windenergie. Die jährlichen durchschnittlichen Kurzfristvermarktungskosten für Solar liegen dabei für die Jahre 2021 und 2022 um 3 €/MWh und 8 €/MWh, für Wind an Land um 1 €/MWh und 3 €/MWh und für Wind auf See um 1,5 €/MWh und 0,5 €/MWh. Diese hohe Differenz zwischen den Technologien lässt sich insbesondere darauf zurückführen, dass es zu einer erheblichen Differenz zwischen der stündlichen und der viertelstündlichen Vortagesprognose in den Rampenstunden für Solar kommt und die Direktvermarkter zu einem höheren Stundenpreis Strom nachkaufen müssen. Bei der Direktvermarktung für Windenergie fällt dieses nicht so stark an. Zudem nehmen, für alle drei Technologien, die Kosten für die Beschaffung der Ausgleichsenergie einen großen Teil an den gesamten Kurzfristvermarktungskosten ein. Dieses liegt daran, dass die tatsächliche Erzeugungsleistung regelmäßig von den bereits durch den Handel am Intraday-Markt korrigierten Prognosen abweicht.

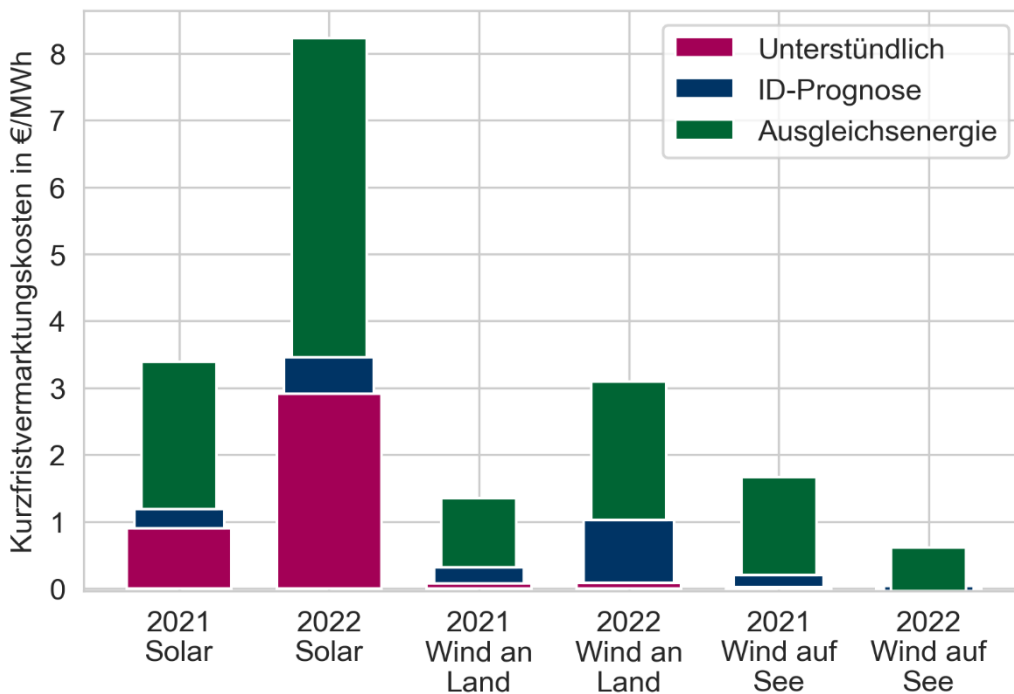


Abbildung 27: Alle Technologien im Vergleich, Jahreswerte für 2021 und 2022 [Quelle: Energy Brainpool auf Basis EPEX Spot und ENTSO-E]

Die gesamten Kurzfristvermarktungskosten der Direktvermarkter für Solarenergie weisen für den berechneten Zeitraum einen stetigen Anstieg dieser Kosten auf. Besonders drastisch war der Anstieg zwischen dem dritten und vierten Quartal im Jahr 2021. Im vierten Quartal im Jahr 2022 wurden hohe Kosten insbesondere durch die Ausgleichsenergiebeschaffung verursacht. Auch bei der Quartalsbewertung für Solarenergie wird ersichtlich, dass für die Direktvermarkter insbesondere Kosten für die Beschaffung der Ausgleichsenergie einen großen Teil an den gesamten Kurzfristvermarktungskosten spielt. Die Kurzfristvermarktungskosten schwanken dabei in dem Untersuchungszeitraum zwischen um 3 €/MWh im ersten Quartal 2022 und bis zu etwa 17 €/MWh im vierten Quartal 2022.

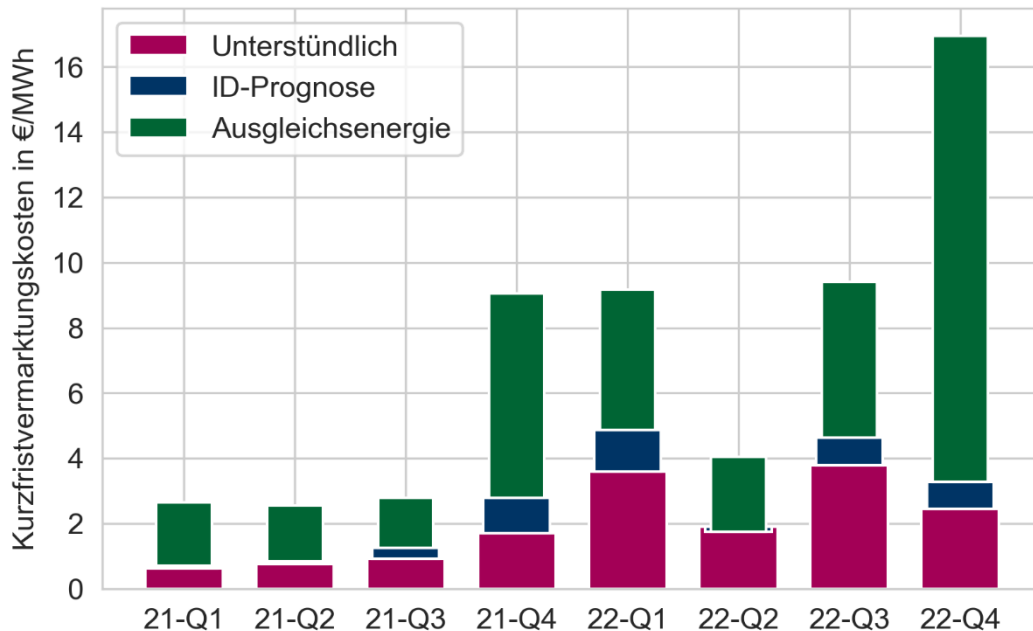


Abbildung 28: Kurzfristvermarktungskosten Solar, Quartalswerte 2021 und 2022 [Quelle: Energy Brainpool auf Basis EPEX Spot und ENTSO-E]

Die gesamten Kurzfristvermarktungskosten der Direktvermarkter für Wind auf See weisen im Gegensatz zu Solar und Wind auf See geringere Kurzfristvermarktungskosten auf. Sie schwanken zwischen -2 €/MWh im vierten Quartal 2022 und 5 €/MWh im dritten Quartal 2022. Die negativen Kurzfristvermarktungskosten sind Erlöse, die Direktvermarkter durch den Handel generieren konnten. Aufgrund von Stunden in denen in einen Bilanzkreis zu viel Strom erzeugt wurde, zusammen mit dem Fakt, dass für Wind auf See in diesen Stunden ein Prognosedefizit vorherrschte, konnten die Direktvermarkter Erlöse generieren. Bei der Direktvermarktung von Wind

auf See scheinen die Vorhersagen der Strommengen einen anderen Prognosetrend zu folgen als für Solarenergie und Wind auf Land. Die Kurzfristvermarktungskosten der Direktvermarkter für Wind auf See sind dabei primär durch Kosten für den Ausgleich am Intraday-Markt und durch die Beschaffung der Ausgleichsenergie geprägt.

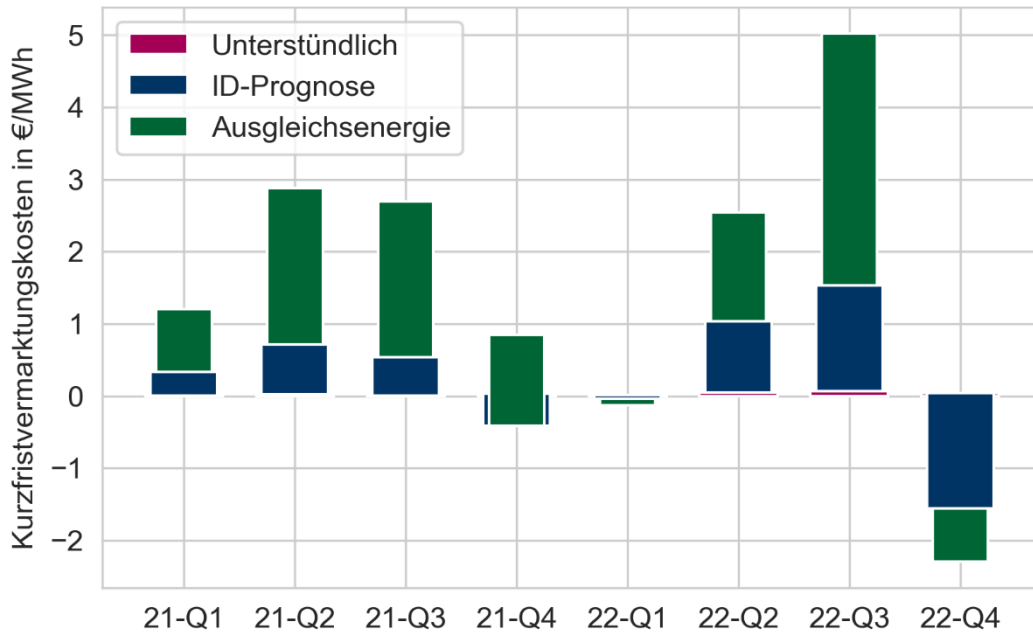


Abbildung 29: Kurzfristvermarktungskosten Wind auf See, Quartalswerte 2021 und 2022 [Quelle: Energy Brainpool auf Basis EPEX Spot und ENTSO-E]

Die gesamten Kurzfristvermarktungskosten der Direktvermarkter für Wind an Land schwanken zwischen um die 1 €/MWh und etwas über 7 €/MWh im dritten Quartal im Jahr 2022. Aufwollend ist, dass insbesondere in den letzten beiden Quartalen des Jahres 2022 die Kurzfristvermarktungskosten stark angestiegen sind im Vergleich zu den Vorperioden. Die hohen Kosten im dritten Quartal sind dabei primär durch Kosten durch die Beschaffung der Ausgleichsenergie geprägt. Wie auch bei Wind auf See setzen sich die Kurzfristvermarktungskosten der Direktvermarkter wesentlich durch Kosten für den Ausgleich am Intraday-Markt als auch durch die Beschaffung der Ausgleichsenergie zusammen.

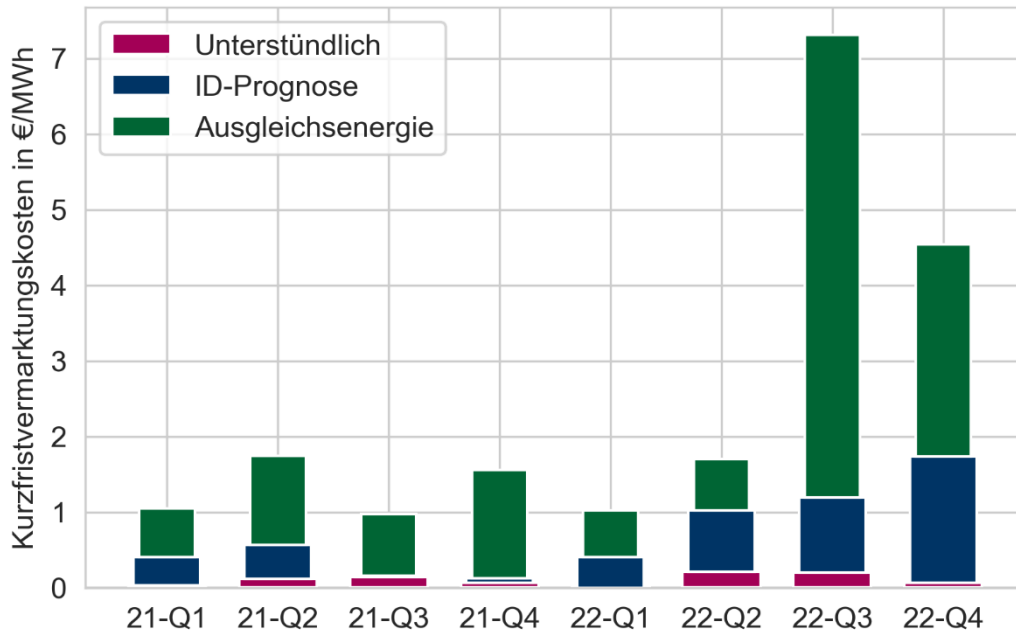


Abbildung 30: Kurzfristvermarktungskosten Wind an Land, Quartalswerte 2021 und 2022 [Quelle: Energy Brainpool auf Basis EPEX Spot und ENTSO-E]

3.4 NEGATIVE PREISE

Das Wichtigste im Vergleich der Vorjahre

Tabelle 3: Zusammenfassung wichtiger Kennzahlen zu negativen Preisen in den Jahren 2020-2022 [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

	2020	2021	2022
Stunden mit negativen Preisen	298	139	70
davon 4H § 51 EEG 2021 [Anteil in Prozent]	245 [82%]	117 [84%]	59 [84%]
davon 6H § 51 EEG 2017 [Anteil in Prozent]	192 [64%]	80 [58%]	43 [61%]
Ø der negativen Preise in EUR/MWh	-15,51	-16,36	-2,13
Ø Angebotsüberhang in MW	1.762	1.629	2.927
Stunden mit Preisen von 0 bis 10 EUR/MWh	548	144	129

Obenstehende Tabelle zeigt unter anderem die Häufigkeit der Stunden mit negativen Preisen sowie Preisen unter 10 EUR/MWh sowie von mindestens 4 oder 6 Stunden negativer Preise am Stück („4H-Regel“ bzw. „6H-Regel“ nach § 51 EEG 2021 bzw. 2017) für 2020 bis 2022. Die Anzahl negativer Preise ist in 2022 deutlich zurückgegangen und lag mit 70 Stunden auf dem niedrigsten Wert seit 2014 (64 Stunden). Der Anteil derjenigen negative Preise, die zugleich in ein 4h- und/oder 6H-Zeitfenster fielen, lag demgegenüber in 2022 mit 84 bzw. 61 Prozent auf dem Niveau der Vorjahre. Auch die Anzahl von Stunden mit Preisen von 0 bis 10 EUR/MWh ist etwas zurückgegangen, blieb aber insgesamt eher auf dem Niveau von 2021.

Daraus ergibt sich bisher für 2022 insgesamt ein Trend der sinkenden Anzahl negativer Strompreise. Ein wichtiger Treiber hierfür dürfte der fortlaufende Kernkraft- und Braunkohleausstieg gewesen sein. Trotz der energiekrisenbedingten Rückkehr von fünf Braunkohlekraftwerksblöcken mit 1,8 GW installierter Leistung im Rahmen des Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes (§50a EnWG) in Q4 2022 haben bereits zum Jahresende 2021 über 5 GW an Kern- und Braunkohlekraftwerken den Strommarkt endgültig verlassen.¹⁷ Viele dieser Kraftwerke weisen einen inflexiblen Mindesterzeugungssockel auf. In diesen Fällen muss ein Teil der Kraftwerkskapazität technisch bedingt auch dann angeboten werden, wenn die Stromnachfrage bereits größtenteils oder vollständig durch erneuerbare Energien gedeckt werden kann. Dies erhöht die Häufigkeit des Auftretens von Angebotsüberhängen und negativen Strompreisen am Markt. Das Ausscheiden dieser Kraftwerkskapazitäten wirkt sich deshalb reduzierend auf die Anzahl von Stunden mit negativen Preisen aus. Zwar wurden im Rahmen des Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes auch rund 5 GW an Steinkohle- und Mineralölkraftwerken zurück in den Markt geholt, jedoch dürften diese Anlagen deutlich geringere oder keine Kapazitätsanteile inflexibler Mindesterzeugung aufweisen.

Neben der Häufigkeit des Auftretens negativer Preise zeigt allerdings auch zwei Kennzahlen, mithilfe derer Aussagen darüber getroffen werden können, „wie negativ“ die Preise in diesen Zeiträumen waren: Hierzu eignen sich der Durchschnitt der über die Quartale hinweg aufgetretenen negativen Preise sowie der durchschnittliche Angebotsüberhang in diesen Stunden in MW. Die durchschnittliche Höhe von -2,13 EUR/MWh hat dabei im Vergleich der Vorjahre in 2022 stark abgenommen, wohingegen der durchschnittliche Angebotsüberhang mit 2.927 MW

¹⁷ Die Kernkraftwerke Brokdorf, Grohnde und Gundremmingen C mit 4,2 GW installierter Leistung sowie mehrere Braunkohleblöcke mit rund 1 GW.

sehr deutlich über den Werten der Vorjahre liegt. Im Schnitt war also bei sehr niedrigem Preisniveau deutlich mehr zusätzliche Nachfrageleistung nötig, um negative Preise am Day-Ahead-Markt der EPEX Spot zu vermeiden. Das deutet darauf hin, dass mehr Leistung im Bereich betragsmäßig niedriger negativer Preise am Markt angeboten wird und sich die Stufen der negativen Merit-Order breiter geworden sind. Dies könnte mit einer im Zuge des hohen Strompreisniveaus veränderten Vermarktungsstrategie von Direktvermarktern zusammenhängen. Da sich die Marktprämie derzeit für einen wachsenden Teil der Anlagen aufgrund hoher Monatsmarktwerte auf null reduziert, verschwindet für die Betreiber der Anreiz, Strom zu stark negativen Preisen anzubieten. Bei Marktwerten unterhalb des anzulegenden Werts bestand hingegen der Anreiz, Strom solange auch zu negativen Preisen zu verkaufen, bis der Preis betragsmäßig noch unterhalb der Marktprämie liegt. Wird der Strom nicht mehr oder nur noch geringfügig zu negativen Preisen vermarktet, verschiebt sich ein Teil des Angebots in der negativen Merit-Order-Kurve aus dem Bereich der anzulegenden Werte auf oder um 0 EUR/MWh. Die Wechselwirkung aus Höhe der gleitenden Marktprämie und Höhe der negativen Gebote durch Direktvermarkter kann auch für die Entwicklung neuer EE-Fördermodelle wie Contracts-for-Difference ein interessanter Nebeneffekt für verschiedene Ausprägungen eines reformierten Förderdesigns sein.

Anzahl und Höhe negativer Preise

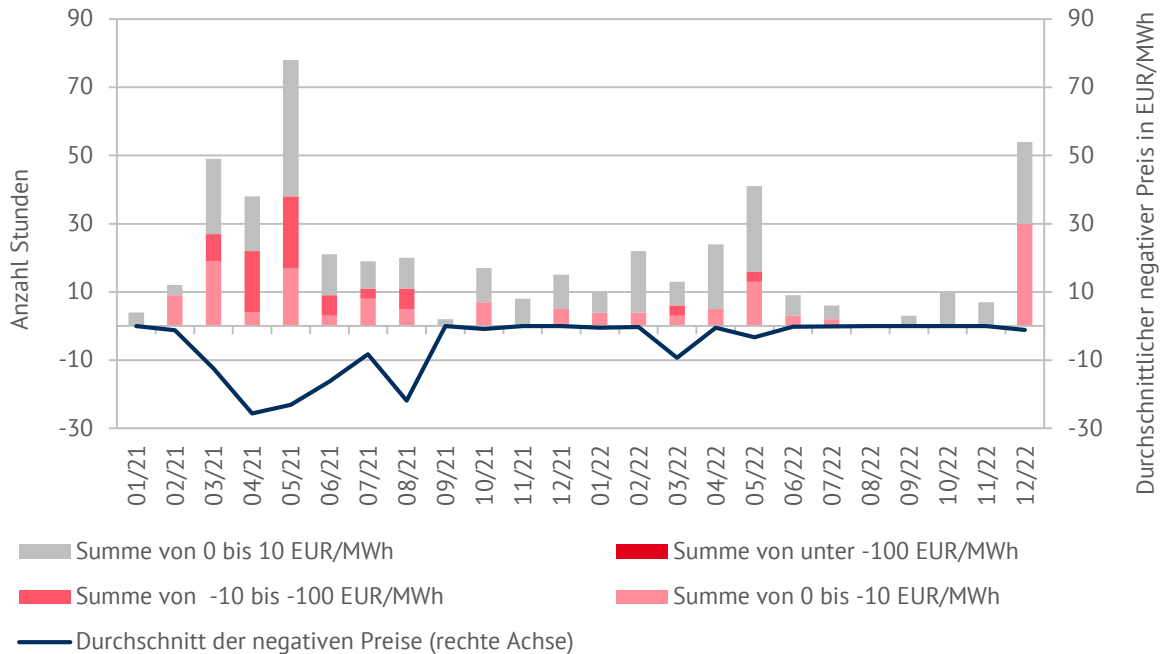


Abbildung 31: Monatsdurchschnitt und Anzahl negativer Preise gruppiert nach Höhe; bezogen auf DA-Preise der EPEX Spot [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Abbildung 31 vergleicht die Monate der Jahre 2022 und 2021 miteinander und zeigt: Die durchschnittliche Höhe der negativen Preise ist in 2022 über alle Monate hinweg stark zurückgegangen. Wenn es zu Stunden mit negativen Preisen kam, lagen diese mit Ausnahme von sechs Stunden im März und Mai (bis zu -19 EUR/MWh) stets oberhalb von -10 EUR/MWh. Demgegenüber sank die Anzahl von Stunden mit negativen Preisen zwar auf Jahressicht, allerdings gab es bedingt durch Wetter- und Kalendereffekte unter den Monaten einzelne Ausreißer. Hier ist vor allem der Dezember 2022 zu nennen, dessen 30 negative Preise allesamt von einer Windfront an den Feiertagen zum Jahresende hin verursacht wurden. Auch im Mai trafen hohe EE-Erzeugung und sonn- und feiertagsbedingt niedrige Stromnachfrage vermehrt aufeinander und führten zu einer Häufung von Preisen von unter 10 EUR/MWh.

Negative Preise nach Tageszeiten

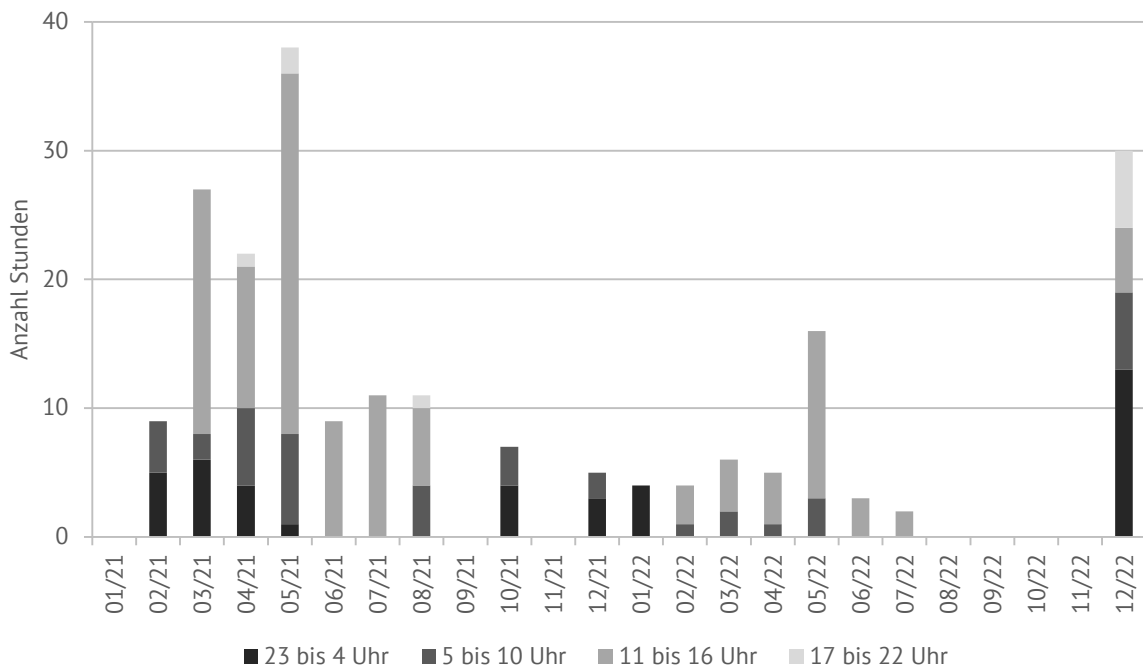


Abbildung 32: Negative Strompreise gruppiert nach Tageszeit [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Abbildung 32 zeigt, zu welcher Tageszeit die negativen Strompreise in den letzten 24 Monaten auftraten. Demnach traten diese vor allem in den Wintermonaten häufiger nachts und in den frühen Morgenstunden auf. Im Frühling und in den Sommermonaten ist der Anteil der negativen Strompreise aufgrund der PV-Einspeisung in den Mittagsstunden höher. Seit 2021 hat sich die Verteilung der negativen Preise über die Tageszeiten im Großen und Ganzen nicht verändert.

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 33 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 33: 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. In Stunden mit negativen Preisen ist dieser Indikator positiv und umgekehrt.

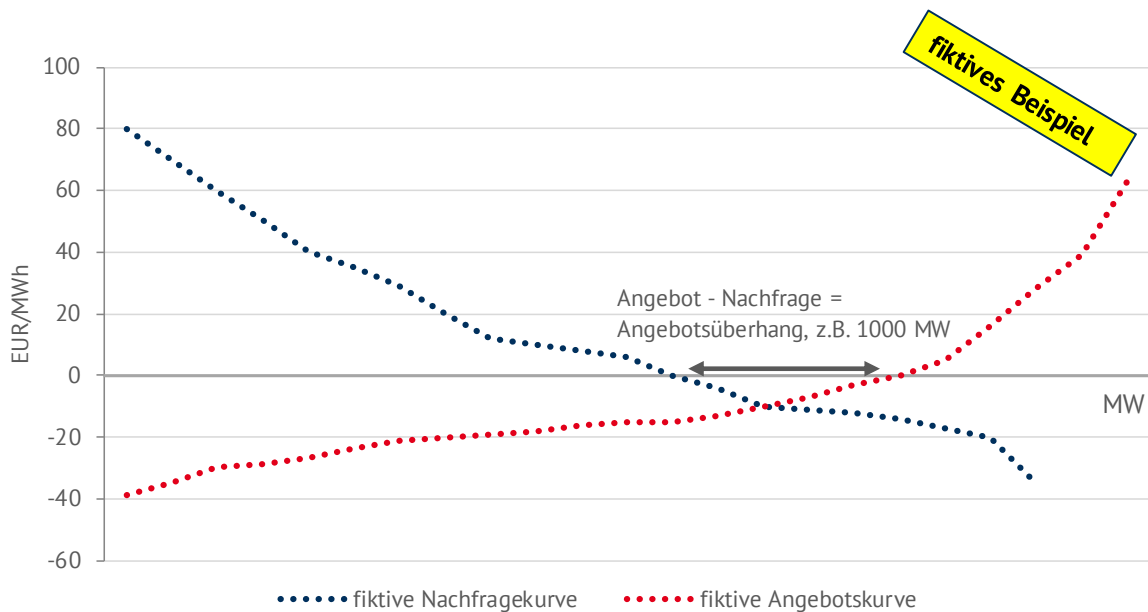


Abbildung 33: Exemplarische Skizze der Gebotskurven in einer Handelsstunde der Day-Ahead-Auktion an der EPEX Spot

Abbildung 34 vergleicht die durchschnittlichen Angebotsüberhänge je Monat der Jahre 2021 und 2022 mit dem jeweiligen Jahresdurchschnitt. Der Vergleich zeigt: Im Schnitt wären die negativen Preise in 2022 mit einer höheren flexiblen Nachfrage von knapp 3 GW zu vermeiden gewesen (2021: 1.629 MW). Im März 2022 kam es zu besonders hohen durchschnittlichen Angebotsüberhängen. In diesem Monat lag der Durchschnittswert bei 5.880 MW, der höchste Wert seit Juni 2019. Insgesamt lagen die Angebotsüberhänge besonders in den Monaten Februar bis Juni sowie Dezember oberhalb des Vorjahresdurchschnitts, sodass sich im Jahresmittel ein deutlicher Anstieg beobachten lässt. Angesichts der betragsmäßig sehr niedrigen negativen Preise in 2022 deutet dies darauf hin, dass an der EPEX Spot vermehrt Gebote knapp unter 0 EUR/MWh abgegeben wurden.

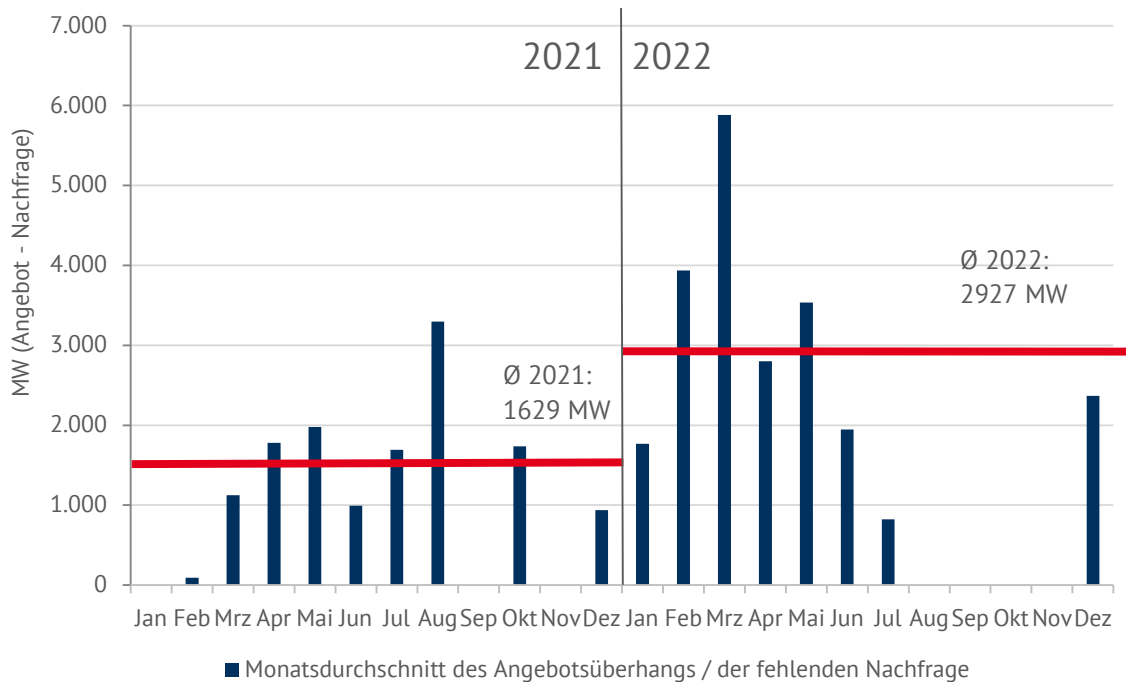


Abbildung 34: Durchschnitt des Angebotsüberhangs / der fehlenden Nachfrage pro Monat im Jahr 2021 und 2022 [eigene Darstellung nach EPEX Spot]

§51 EEG

Nach der „6H-Regel“ des § 51 EEG 2017 reduziert sich die Förderung für EEG-Anlagen mit Inbetriebnahme (IBN) ab 2017 und Ausschreibungszuschlag vor 2021 für diejenigen Perioden auf null, in denen mindestens sechs Stunden mit negativen Preisen am Stück auftreten.

§ 51 EEG 2021 („4H-Regel“) sieht vor, dass sich die Förderung für EEG-Anlagen mit IBN vor 2024, 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.

Nach § 51 EEG 2023 wird der Mechanismus bis 2027 stufenweise auf eine Stunde („1H-Regel“) reduziert: Für Anlagen mit IBN ab 2024 sollen es drei, bei IBN in 2026 zwei aufeinanderfolgende und bei IBN ab 2027 bereits eine Stunde sein. Bereits heute ist die Anzahl aller Stunden mit negativen Preisen für förderfrei vermarktete EE-Anlagen wirtschaftlich relevant, da in Vermarktungsverträgen dieser Anlagen i.d.R. eine Abregelung während negativer Preise vorgesehen ist.

Um eine Abschätzung der Auswirkungen der negativen Preise auf die Erlöse oben beschriebener Anlagenklassen zu geben, zeigt Abbildung 35 die Anzahl der Fälle der 6H- 4H- und 1H-Regel im Vergleich. So ist zu erkennen, dass die Anzahl an Fällen der 6H-, 4H- und der ab 2027 geltenden 1H-Regel in vielen Monaten auf ähnlichem Niveau lagen. Das bedeutet: Wenn negative Preise auftraten, dann häufig über mehrere Stunden. Die größten Unterschiede zwischen den drei Regeln traten in 2022 im Mai auf. Im Juni und Juli kam es wenige Male zu Einzelstunden mit negativen Preisen.

Tabelle 4 gibt zudem an, wie groß der Anteil der monatlichen Erzeugungsmengen der Solar- und Windenergie in diesen Zeiträumen war. Es wird deutlich, dass Wind an Land wie bereits in den Vorjahren auch in 2022 am stärksten von negativen Preisen betroffen ist. Eine Ausnahme war der Februar 2022. Hier lagen die Erzeugungsanteile von Solar mit 3 % sowohl in der 4H- als auch in der 1H-Regel leicht darüber. Die stärkste Erlösreduktion durch negative Preise trat für Wind an Land mit 11 % im Dezember auf, als eine Windfront zum Jahresende auf feiertagsbedingt besonders niedrige Nachfrage traf.

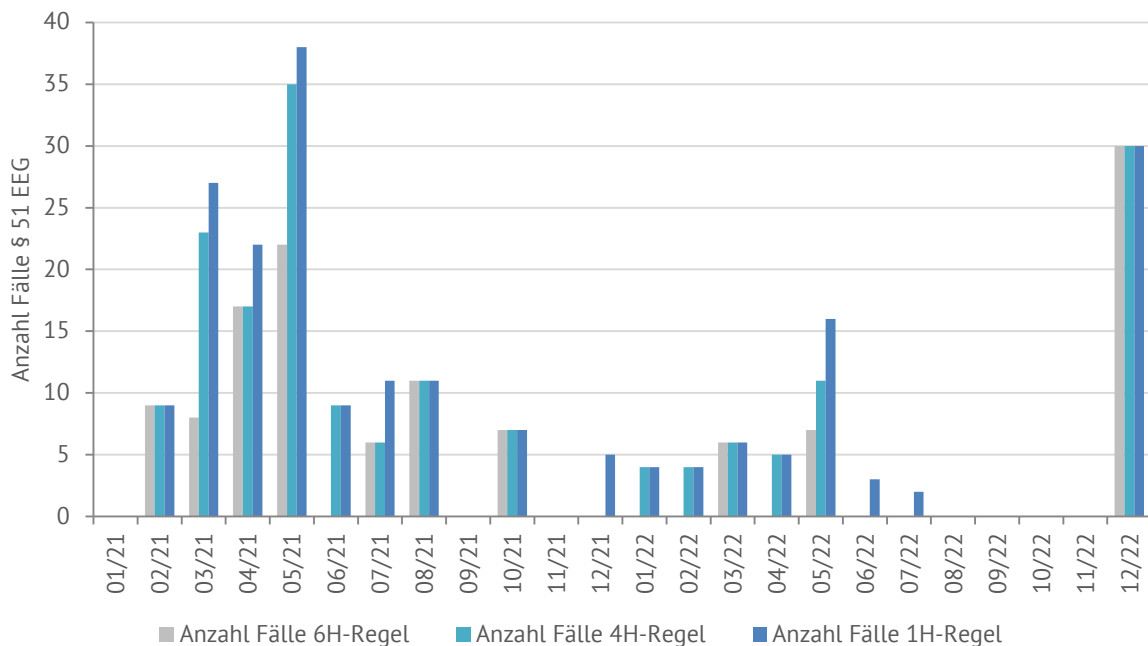


Abbildung 35: Häufigkeit der Stunden in Perioden von mindestens sechs (graue Balken) bzw. vier Stunden (türkisfarbene Balken) am Stück mit negativen Preisen [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Tabelle 4: Technologiespezifische Erzeugungsanteile in %, die in Zeiträume mit 6, 4 oder 1 aufeinanderfolgenden Stunden mit negativen Preisen fielen [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

		01/ 22	02/ 22	03/ 22	04/ 22	05/ 22	06/ 22	07/ 22	08/ 22	09/ 22	10/ 22	11/ 22	12/ 22
Solar	6H	0%	0%	3%	0%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	5%
	4H	0%	3%	3%	2%	4%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	5%
	1H	0%	3%	3%	2%	5%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	5%
Wind an Land	6H	0%	0%	3%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	11%
	4H	1%	1%	3%	2%	5%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	11%
	1H	1%	1%	3%	2%	7%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	11%
Wind auf See	6H	0%	0%	2%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	6%
	4H	1%	1%	2%	1%	4%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	6%
	1H	1%	1%	2%	1%	5%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	6%

4. AUSBLICK: TRENDS DER DIREKTVERMARKTUNG IM JAHR 2023

4.1 LEISTUNGSENTWICKLUNG IN DER DIREKTVERMARKTUNG

Erste Auswertungen zur Direktvermarktung für das Jahr 2023 lassen auch in diesem Jahr eine Fortsetzung der Entwicklungen der letzten zwei Jahre erwarten (siehe Abbildung 36). So fiel die Leistung in der Marktprämie zum Jahreswechsel wieder ab, um ca. 3,7 GW. Dies lag insbesondere an einem Netto-Rückgang der Wind an Land-Leistung von ca. 3,5 GW, sowie von 600 MW bei Solarenergie. Der Rückgang wurde durch einen Leistungsanstieg um 500 MW bei Wind auf See gedämpft.

Gleichzeitig weist die Leistung in der sonstigen Direktvermarktung zu diesem Zeitpunkt einen Netto-Anstieg um 2,9 GW auf. Der Anstieg resultiert zu ähnlichen Anteilen auf den Energieträgern Wind an Land (+ 3 GW), Solarenergie (+ 0,3 GW) und Wind auf See (- 0,4 GW). Hier lässt sich bereits ein Wechsel zwischen den Vermarktungsformen erahnen, was in den Beschreibungen zu Abbildung 37 weiter betrachtet wird.

Bei voraussichtlich weiterhin hohen Strommarktpreisen, die Marktwerte oberhalb der anzulegenden Werte ermöglichen, lassen auch für den weiteren Verlauf im Jahr 2023 eine hohe Attraktivität der sonstigen Direktvermarktung erwarten. Bei einem ähnlichen Leistungszuwachs wie in den letzten zwei Jahren, könnte die Leistung in der sonstigen Direktvermarktung auf ein Niveau leicht unterhalb von 20 GW ansteigen und etwa 25% der Leistung im Marktprämienmodell aufweisen. Die sonstige Direktvermarktung hat sich damit in den letzten drei Jahren als relevante Vermarktungsform etabliert, ausgehend von einer Leistung von ca. 600 MW zum Ende des Jahres 2020, bevor die ersten Anlagen aus der EEG-Förderung fielen und im weiteren Verlauf die Börsenstrompreise sehr stark anstiegen.

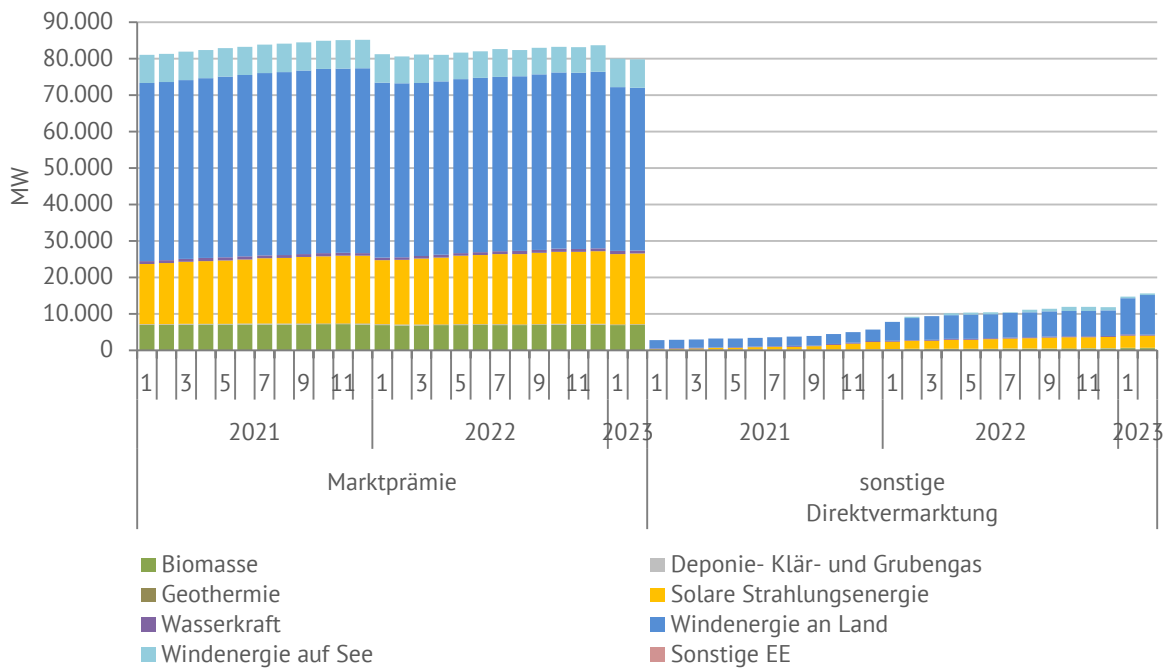


Abbildung 36: Entwicklung der vermarkteten Leistung in der Direktvermarktung bis Januar 2023 [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

In Abbildung 37 werden die im Januar 2023 in die sonstige Direktvermarktung gewechselten Anlagen nach ihrer Veräußerungsform im Vormonat bzw. ihrem Förderanspruch (ausgefördert oder nicht) weiter 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 2022 das EEG-Förderende erreichten (ca. 1,8 GW). Windenergie an Land macht hierbei mit Abstand den größten Anteil aus (1,7 GW), die restlichen Energieträger weisen nur geringfügige Anteile auf. Zusätzlich zu den Altanlagen wechselten in ungefähr gleichem Umfang (1,9 GW) EEG-Bestandsanlagen aus dem Marktprämienmodell in die sonstige Direktvermarktung. Dies stellt einen neuen, monatlichen Höchstwert dar und betrifft vor allem Solar- und Wind an Land-Anlagen. Das bisherige Maximum ergab sich mit 0,9 GW im Februar 2022. Auf der rechten Seite der Abbildung ist außerdem zu erkennen, dass fast alle der gewechselten Anlagen zuvor im Marktprämienmodell registriert waren, nur 0,1% der Anlagen waren vorher in der Festvergütung oder Ausfallvergütung. Neuanlagen wurden in der sonstigen Direktvermarktung im Januar 2023 nicht gemeldet.

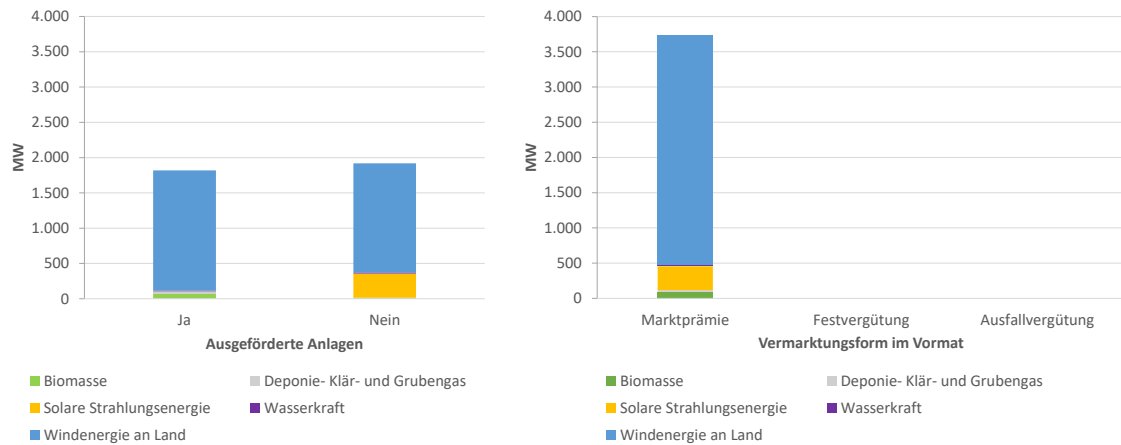


Abbildung 37: Im Januar 2023 in die sonstige Direktvermarktung gewechselte Anlagen, differenziert nach ausgeführten Anlagen (linke Seite) und Vermarktungsform im Vormonat [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

4.2 PPA-MARKT 2023

Wie in den Abbildungen zu EE-Price-Forward-Curves aus Kapitel 3.2 zu erkennen ist, dürften die von EE-Anlagen erzielbaren Markterlöse trotz wetter- und marktbedingter Unsicherheiten mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit in den nächsten Jahren oberhalb der derzeitigen Höchstpreise der EEG-Ausschreibungen liegen. Beispielhaft sei hier die Abbildung 38 der „PFC Solar“ nochmals aufgegriffen. Für Anlagenbetreiber dürften PPA damit auch in 2023 eine relevante Vermarktungsoption darstellen.¹⁹

¹⁹ An dieser Stelle sei einordnend zu erwähnen: Die in Abbildung dargestellte „Solar-PFC“ bezieht sich auf erwartbare Strommarkterlöse, aus der PPA-Preistrends für verschiedene Laufzeiten abgeleitet werden können. Sie selbst stellt jedoch keine PPA-Preiserwartung dar. Neben der Bewertung der Marktwertigkeit der Stromerzeugung sind zusätzlich noch Preisabschläge der Energiehändler für verschiedenste Handels- und Vermarktungsrisiken zu berücksichtigen, um auf realisierbare PPA-Preise schließen zu können.

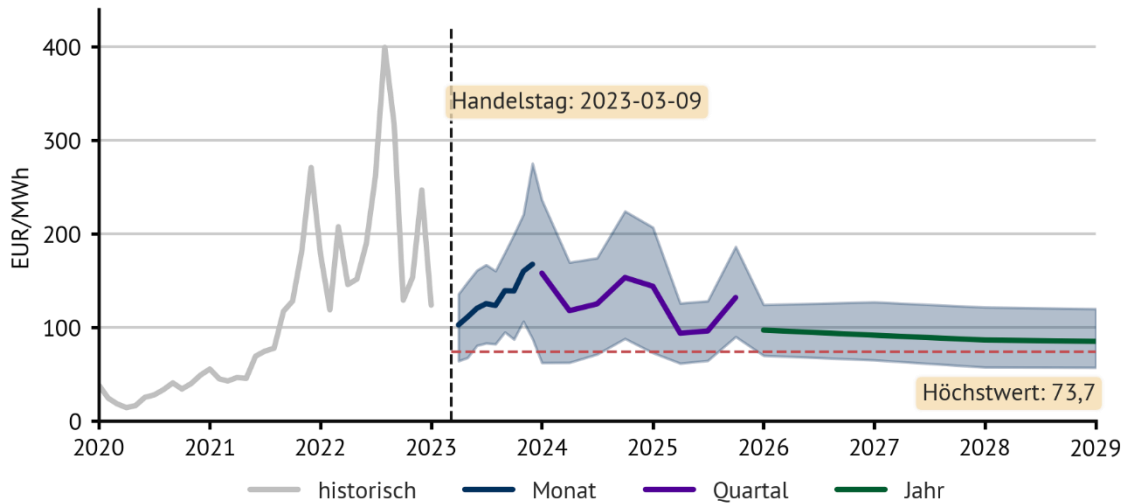


Abbildung 38: Solar-Preis-Forward-Curve und EEG-Gebotshöchstwert für Freiflächenanlagen, die blaue Fläche gibt die erwartbare Streuung mittlerer Solarerlöse aufgrund von Wetter-, Nachfrage- und kurzfristigen Commodity-Preisschwankungen wieder [Quelle: Energy Brainpool auf Basis eigener Modellierung und EEX/EPEX]

Nachfolgend wagen wir einen PPA-Marktausblick und unterscheiden nach

- a) längerfristigen PPA mit Laufzeiten von 4 Jahren oder mehr
- b) sowie kurz- und mittelfristige PPA von 3 Jahren oder weniger (innerhalb des liquide handelbaren Terminmarkthorizonts).

a) PPAs \geq 4 Jahre als Option zur langfristigen Erlösabsicherung

Zwar ergibt sich aus der Ausweitung der Gebotsgrenze in den EEG-Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen von 20 MWp auf 100 MWp sowie aus der angehobenen Ausschreibungsmenge eine reduzierte Notwendigkeit für große Solarparks, ein PPA zur Sicherung der Fremdkapitalfinanzierung abzuschließen. Angesichts der in Kapitel 3.2 dargestellten Erwartung der EE-Marktwertigkeit („EE-PFCs“) für die nächsten Jahre dürften längerfristige PPAs allerdings auch von Solar- und Windenergie-Neuanlagen mit EEG-Förderanspruch als zusätzliches Instrument der langfristigen Erlösabsicherung eingesetzt werden. So kann ein PPA-Abschluss zu einem Preis oberhalb des EEG-Zuschlagswertes dazu beitragen, die Fremdkapitalfinanzierungskonditionen zu verbessern.

Neben Neuanlagen dürften PPAs insbesondere auch für in den letzten Jahren errichtete EEG-Bestandsanlagen eine relevante Option bleiben. Da die anzulegenden Werte dieser Anlagen mit rund 35 bis 65 EUR/MWh teilweise deutlich unterhalb der diesjährigen Ausschreibungshöchstwerte liegen, trifft dies für diese Anlagen selbst bei einem sinkenden Marktpreisniveau noch länger zu. Über den Abschluss eines PPAs und einen Wechsel in die „sonstige Direktvermarktung“ haben diese Anlagen die Möglichkeit, sich über mehrere Jahre ein fixes Erlösniveau oberhalb ihres anzulegenden Werts abzusichern sowie zusätzliche Einnahmen aus der Vermarktung von Herkunftsnachweisen zu generieren. Wenngleich die Überschusserlösabschöpfung im Rahmen des Strompreisbremsengesetzes zwar eine vorübergehend einschränkende Wirkung auf die Abschlusszahlen solcher Bestandsanlagen-PPA haben könnte, so dürfte sich dieser Einfluss dennoch in Grenzen halten (vgl. Ausführungen hierzu in Punkt b)). Im Marktsegment Neuanlagen-PPA ergeben sich aufgrund der ermöglichten Anrechnung von PPA-Erlösen (gemäß §18 StPBG) grundsätzlich keine Einschränkungen. Die europäisch induzierte Debatte um Contracts-for-Difference als Finanzierungsmodell für erneuerbare Energien und ein Industriestrompreismodell führen zu einer tendenziell abwartenden Haltung, solange noch nicht klar ist, welche Akteure welche Vor- und Nachteile aus den sich ändernden Rahmenbedingungen erwarten können.

Während das Interesse an PPAs mit längerer Laufzeit auf Betreiberseite also weiterhin bestehen dürfte, ergibt sich auf Abnehmerseite seit Beginn der Energiepreiskrise ein heterogenes Bild. Denn während das Interesse an der Beschaffung von PPA-Lieferungen im handelbaren Terminmarktzeitraum (nächste 3 Jahre) sowohl von Energieversorgern als auch von industriellen Großverbrauchern auch während der Energiepreiskrise stetig zunahm, traf dies auf längerfristige PPA nur bedingt zu. Im Energiehandel ist die Bereitschaft zum Abschluss von Langfrist-PPAs gesunken, da die Prämien zur Langfristabsicherung am Terminmarkt mit der Preisvolatilität in die Höhe geschossen sind. Das im Markt zur Verfügung stehende Risikokapital kann in 2023 wieder ansteigen, wenn das Marktpreisniveau und die –volatilität weiter sinken. Damit kann der Appetit auf Langfrist-PPAs von 4 bis 10 Jahren wieder ansteigen, momentan fehlt das Risikokapital für einen liquiden PPA-Handel außerhalb der Absicherungsinteressen von Industriekunden. Bei diesen spielt sowohl die langfristige Absicherung von Strompreisen als auch von grünen Herkunftsnachweisen eine Rolle, um eigens gesetzte Nachhaltigkeitsziele zu erreichen.

b) PPAs und Marktwertfixierungsverträge ≤ 3 Jahre als Option zur kurz- und mittelfristigen Erlösoptimierung

Mit dem Beginn der Energiepreiskrise entstand im Bereich der EE-Bestandsanlagen ein neuer Trend, der im Rahmen dieser Berichtsserie bereits mehrmals beschrieben wurde. So haben Anlagenbetreiber und Direktvermarkter vermehrt kurzfristige Preisfixierungsverträge für wenige Liefermonate und - quartale oder einzelne Jahre abgeschlossen, um von Preissprüngen am Terminmarkt zu profitieren und Erlöse im Vorhinein absichern, ohne die Spotpreisentwicklung abwarten zu müssen.²⁰

Hier sind für 2023 für den Zeitraum der Überschusserlösabschöpfung (aktuell geplant bis Ende Juni 2023) vorübergehend Einschränkungen zu erwarten, teilweise zu beobachten. Denn für Liefermengen während des Abschöpfungszeitraums, für die ein fixer Preis in einem anlagenspezifischen Vermarktungsvertrag (PPA) vereinbart wurde, besteht das Risiko für Anlagenbetreiber, dass die auf Basis von Spotpreisen berechnete Abschöpfungssumme oberhalb der tatsächlichen PPA-Vermarktungserlöse liegt. Das führt zu der Erwartung, dass die Anzahl solcher Abschlüsse im ersten Halbjahr 2023 abnimmt. Da PPA-Liefermengen in Zeiträumen nach der Abschöpfung hiervon nach aktuellem Stand nicht betroffen sind, sind Abschlüsse für diese Zeiträume jedoch weiterhin möglich und mit steigendem Preisniveau auch zunehmend wahrscheinlicher.²¹

²⁰ Dabei wurden sowohl Marktwertfixierungsverträge („graue PPA“) mit EEG-geförderten Anlagen als auch „grüne PPA“ inklusive Herkunftsnachweislieferung mit EE-Anlagen abgeschlossen, die hierfür in die sonstige Direktvermarktung gewechselt sind. Aufgrund mangelnder Veröffentlichungen dieser Abschlüsse liegen kaum Daten zur Anzahl und Leistungsumfang dieser Abschlüsse vor (vgl. Kapitel 2.2).

²¹ Das bedeutet, dass auch Bestandsanlagen weiterhin längerfristige PPA als Mittel der Erlösabsicherung nutzen können, insbesondere unter Anwendung von gemischten Pricing-Ansätzen. Wird bspw. ein PPA von 01.05.2023 bis 31.04.2028 abgeschlossen, so könnte der Lieferzeitraum 01.05.-31.06.2023 spotindexiert bepreist, und spätere Lieferungen fix bepreist werden.

QUELLENVERZEICHNIS

AIB (Association of Issuing Bodies) (2023): AIB Monthly Statistics, zuletzt aktualisiert am 8. März 2023. [online] <https://www.aib-net.org/sites/default/files/assets/facts/market%20information/statistics/activity%20statistics/202301%20AIB%20Statistics%20new%20format%20v2.xlsx> [15.03.2023]

BNetzA (Bundesnetzagentur) (2023a): Marktstammdatenregister. [online] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Monitoringberichte/Marktstammdatenregister/MaStR_node.html [15.02.2023]

BNetzA (Bundesnetzagentur) (2023b): Marktstammdatenregister. [online] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/start.html [08.07.2022]

BNetzA (Bundesnetzagentur) (2023c): Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz. [online] <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/EKBG/artikel.html> [13.03.2023]

EEX (European Energy Exchange) (2023): Marktdaten, Futures. [online] <https://www.eex.com/de#/de> [06.03.2023]

EPEX-Spot (European Power Exchange) (2023): Day-Ahead Auktion, Marktdaten. [online] <http://www.epexspot.com/de/> [06.03.2023]

Transparenzplattform der Übertragungsnetzbetreiber (2023): Informationen zur Direktvermarktung [online] <https://www.netztransparenz.de/EEG/Monatliche-Direktvermarktung> [06.03.2023]

UBA (Umweltbundesamt) (2021): Datenauszug aus dem Regionalnachweisregister und dem Herkunftsnachweisregister, Stand 16. 02.2021, persönliche Mitteilung des Umweltbundesamtes vom 18.02.2021

UBA (Umweltbundesamt) (2023): Datenauszug aus dem Regionalnachweisregister und dem Herkunftsnachweisregister, Auswertung vom 09.03.2023 zum Stichtag 31.12.2022, persönliche Mitteilung des Umweltbundesamtes vom 16.03.2023

UBA (Umweltbundesamt) (2023a): persönliche Mitteilung des Umweltbundesamtes vom 17.03.2023

IMPRESSUM

Autoren:

Öko-Institut:

David Ritter

Dominik Seebach

Markus Haller

Energy Brainpool:

Fabian Huneke

Michael Claußner

Johannes Bogner

Herausgeber:

Energy Brainpool GmbH & Co. KG im Auftrag des BMWK

Brandenburgische Straße 86/87

10713 Berlin

www.energybrainpool.com

kontakt@energybrainpool.com mailto:

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

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

März 2023

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin und Öko-Institut, Freiburg

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.