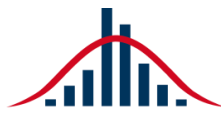


Energy Brainpool



Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz

MONITORING DER DIREKTVERMARKTUNG: QUARTALSBERICHT (03/2023)

Freiburg / Berlin, Mai 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 Q1 2023.....	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.....	5
2. Monitoring der Vermarktungsanteile außerhalb der EEG-Förderung.....	7
2.1 Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung.....	7
2.2 Entwicklungen auf dem Markt für Herkunftsnachweise.....	10
2.3 Entwicklungen auf dem PPA-Markt.....	17
3. Monitoring wirtschaftlicher Kennzahlen der Direktvermarktung.....	22
3.1 Kennzahlen zum Marktprämienmodell.....	22
3.2 Kennzahlen zur sonstigen Direktvermarktung und PPA.....	25
3.3 Negative Preise.....	30
Quellenverzeichnis.....	38

Ansprechpartner Kapitel 1 bis 2.2:

David Ritter, Öko-Institut

Ansprechpartner Kapitel 2.3 bis 3.3:

Michael Claußner, Energy Brainpool

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Monatliche Entwicklung der vermarkteten Leistung im Marktprämienmodell [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]	3
Abbildung 2: Kapazitäten in der Ausfallvergütung [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]	5
Abbildung 3: Registrierte Anlagen im Regionalnachweisregister des Umweltbundesamtes mit Stichtag 31.12.2022 [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2023)].....	6
Abbildung 4: Installierte Leistung der registrierten Anlagen im Regionalnachweisregister des Umweltbundesamtes mit Stichtag 31.12.2022 [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2023)]	7
Abbildung 5: Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]	8
Abbildung 6: Leistung der Anlagen, die im ersten Quartal des Jahres 2023 neu in die sonstige Direktvermarktung kamen, differenziert nach der vorherigen Vermarktungsform [Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de und MaStR]	9
Abbildung 7: Im ersten Quartal des Jahres 2023 in die sonstige Direktvermarktung gewechselte Anlagen, differenziert nach ausgeförderten und nicht-ausgeförderten Anlagen [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de].....	10
Abbildung 8: Ausstellung von Herkunftsnachweisen im deutschen HKNR von 2013 bis Januar 2023 nach Energieträger, bezogen auf das Ausstellungsdatum [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2014-2020) und AIB (2023)].....	11
Abbildung 9: Anzahl der registrierten Anlagen im Herkunftsnachweisregister des Umweltbundesamtes zum Stand 31.03.2023 [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2023)]	12
Abbildung 10: Leistung der im Herkunftsnachweisregister des Umweltbundesamtes registrierten Anlagen zum Stichtag 31.01.2023 [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2023)].....	13
Abbildung 11: Anlagen mit einem Inbetriebnahmedatum vor dem 1. Januar 2004, welche im ersten Quartal 2023 neu im HKNR registriert wurden und potenziell dem Segment der Post- EEG-Anlagen zugeordnet werden können [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2023)]; ² : Bei Wasserkraft gibt es eine Anlage mit Inbetriebnahme 1986. Den größeren Anteil stellen alte Anlagen mit Inbetriebnahme vor 1966 dar. ³ : Mischfeuerungsanlagen werden nicht berücksichtigt, wenn keine EEG-Förderberechtigung besteht.	14

Abbildung 12: Installierte Leistung der Anlagen mit einem Inbetriebnahmedatum vor dem 1. Januar 2004, welche im ersten Quartal 2023 neu im HKNR registriert wurden und potenziell dem Segment der Post-EEG-Anlagen zugeordnet werden können [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2023)]. ²: Bei Wasserkraft gibt es eine Anlage mit Inbetriebnahme 1986. Den größeren Anteil stellen alte Anlagen mit Inbetriebnahme vor 1966 dar. ³: Mischfeuerungsanlagen werden nicht berücksichtigt, wenn keine EEG-Förderberechtigung besteht.15

Abbildung 13: Entwertung von Herkunftsnachweisen im deutschen Herkunftsnachweisregister von 2013 bis Januar 2023 nach Energieträger, bezogen auf das Datum der HKN-Entwertung im Register [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2014-2020) und AIB (2023)].....16

Abbildung 14: HKN-Input (Import / ausgestellt) und HKN-Output (Export / entwertet / verfallen) im deutschen Herkunftsnachweisregister von 2013 bis Januar 2023, bezogen auf das Datum der Transaktion im Register [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2014-2020) und AIB (2023)]17

Abbildung 15: Öffentlich erwähnte PPAs in Deutschland, mit Vertragsabschluss von 2019 bis 2023 bzw. ab 2016 kumuliert [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: 31.03.2023]19

Abbildung 16: Öffentlich erwähnte PPA-Abschlüsse in Europa in MW kontrahierter Leistung [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: 31.03.2023].....20

Abbildung 17: Monatliche Marktwerte vs. Basepreise [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot und netztransparenz.de].....22

Abbildung 18: Preisspreads der Day-Ahead-Auktion [Quelle: Energy Brainpool nach EPEX Spot]24

Abbildung 19: 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]25

Abbildung 20: 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]27

Abbildung 21: Price-Forward-Curve für Wind auf See und EEG-Gebotshöchstwert, die blaue Fläche gibt die erwartbare Streuung mittlerer Winderlöse aufgrund von Wetter-, Nachfrage- und kurzfristigen Commodity-Preisschwankungen wieder [Quelle: Energy Brainpool]	28
Abbildung 22: Base-Parity-Ratio je Technologie [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot- und Einspeiseprofilen gemäß Übertragungsnetzbetreiber]	29
Abbildung 23: Monatsdurchschnitt und Anzahl negativer Preise gruppiert nach Höhe; bezogen auf DA-Preise der EPEX Spot [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	32
Abbildung 24: Negative Strompreise gruppiert nach Tageszeit [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]	33
Abbildung 25: Exemplarische Skizze der Gebotskurven in einer Handelsstunde der Day-Ahead-Auktion an der EPEX Spot.....	34
Abbildung 26: Durchschnitt des Angebotsüberhangs / der fehlenden Nachfrage pro Monat im Jahr 2022 und 2023 [eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	35
Abbildung 27: 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].....	36

MARKTTRENDS DER DIREKTVERMARKTUNG IN Q1 2023

Während die Direktvermarktung erneuerbarer Energien (EE) zum Ende des Jahres 2022 besonders stark von hohen und volatilen Strompreisen sowie Verunsicherung am Markt geprägt war, so hat sich die Marktsituation im ersten Quartal 2023 zumindest etwas beruhigt. Nichtsdestotrotz setzten sich die meisten Markttrends des Vorjahres aufgrund des weiterhin hohen Marktpreisniveaus fort. Hierzu zählt der verstärkte (vorübergehende) Wechsel von EE-Anlagen in Vermarktungsoptionen, die ohne staatliche Absicherung auskommen. Wie bereits in den Vorjahresquartalen war ein signifikanter Anteil dieser Wechsel auf ausgeförderte Anlagen zurückzuführen, die das Marktprämienmodell zum Förderende verlassen. Den leistungsbezogen Großteil der Wechsel stellten jedoch erstmals EEG-Bestandsanlagen dar, die aus Gründen der Erläsoptimierung in die sonstige Direktvermarktung wechselten (vgl. Kapitel 2.1). Inbetriebnahmen PPA-finanzierter Neuanlagen spielten in Q1 2023 demgegenüber keine große Rolle.

Die zum Jahresende zwischenzeitlich entstandene politische Unsicherheit über die weitere energiepolitische Entwicklung in Deutschland und Europa dürfte in Q1 2023 ebenfalls abgenommen haben. Einerseits wurde die öffentliche Konsultationsphase der EU-Kommission für Anpassungen des Strommarktdesigns mit einem konkreten Reformvorschlag im März 2023 abgeschlossen. Andererseits wurde in Deutschland bereits zum Jahresende 2022 das Strompreisbremsengesetz beschlossen. Die deutliche Zunahme der durchschnittlichen PPA-Laufzeiten bei im ersten Quartal 2023 neu abgeschlossenen Verträgen sind ein Hinweis darauf, dass diese politischen Entwicklungen die Zurückhaltung einiger Marktakteure beim Abschluss langfristiger PPA-Verträge ein Stück weit aufgelöst haben dürften (vgl. Kapitel 2.2).

Neben der seit Beginn der Energiepreiskrise im Herbst 2021 fortschreitenden EE-Marktintegration setzten sich auch die restlichen damit verbundenen Markttrends in Q1 2023 weiter fort. Dies umfasst die auf ein niedriges Niveau gesunkene Anzahl negativer Preise sowie den Trend angepasster EE-Vermarktungsstrategien, die sich auf die Gebotsstruktur bei negativen Preisen auswirken (vgl. Kapitel 3.3).

Darüber hinaus zeigt Tabelle 1: Das Marktprämienmodell bleibt mit knapp 83 GW das bei weitem vorherrschende Vermarktungsmodell (vgl. Kapitel 1.1), obwohl die Leistung gegenüber 2022 insbesondere wegen vieler Wechsel in die sonstige Direktvermarktung leicht abnahm (vgl. Kapitel 2.1). Entsprechend stark stieg die in der sonstigen DV vermarktete Leistung an, die sich

gegenüber Q1 2022 auf knapp 17 GW fast verdoppelt hat. Die Leistung der Anlagen, die Ausfallvergütung in Anspruch genommen haben, ist gegenüber dem Vorjahreswert ebenfalls deutlich angestiegen. Im Verhältnis zu den anderen Vermarktungsformen spielt die Ausfallvergütung allerdings immer noch eine sehr untergeordnete Rolle (vgl. Kapitel 1.2).

Tabelle 1: Vermarktete Leistung in Marktprämienmodell, sonstiger DV und Ausfallvergütung in den Jahren 2021 bis 2023, jeweils zum Ende des ersten Quartals [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]¹

Angaben in MW	Q1 2021	Q1 2022	Q1 2023
Marktprämienmodell	81.918	83.274	82.770
Sonstige Direktvermarktung	3.024	9.882	16.757
Ausfallvergütung	261	248	534

Auch bei der Entwicklung der wirtschaftlichen DV-Kennzahlen gibt es in Q1 2023 Veränderungen (vgl. Tabelle 2). Während die Anzahl negativer Strompreise auf einem ähnlichen Niveau zu den Vorquartalen verweilt, so nahmen vor allem die EE-Marktwerte im Vergleich zum Jahresbeginn 2022 deutlich ab. Dies steht in starkem Zusammenhang mit der weniger angespannten Lage auf den Commodity-Märkten und dem dadurch gesunkenen Strompreisniveau. Die relative Profitwertigkeit (Base-Parity-Ratio)² der EE-Technologien liegt demgegenüber in etwa auf dem Niveau der Vorjahre (vgl. Kapitel 3.2). Im Technologievergleich ergab sich hier ein für Winterquartale typisches Muster mit niedriger BPR für Wind an Land und hoher BPR für Solarstrom.

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

	Q1 2021	Q1 2022	Q1 2023
Anzahl der Stunden mit negativen Preisen	36	14	22
Solar: Ø Marktwert³ in EUR/MWh [Ø BPR in %]	44 [89%]	181 [99%]	105 [90%]
Wind an Land: Ø Marktwert in EUR/MWh [Ø BPR in %]	41 [84%]	131 [72%]	92 [79%]
Wind auf See: Ø Marktwert in EUR/MWh [Ø BPR in %]	45 [91%]	145 [79%]	98 [85%]

¹ Wir haben die Auswertungssystematik überarbeitet, sodass auch rückwirkend Änderungen auftreten können. So liegt nun zum Beispiel die Leistung für das Q1 2022 beim Marktprämienmodell um 3% und bei der sonstigen DV um 6% höher.

² 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.

³ Mengengewichteter, durchschnittlicher Marktwert

1. MONITORING DER VERMARKTUNGSANTEILE INNERHALB DER EEG-FÖRDERUNG

1.1 ENTWICKLUNG DER VERMARKTETEN LEISTUNG IM MARKTPRÄMIENMODELLE

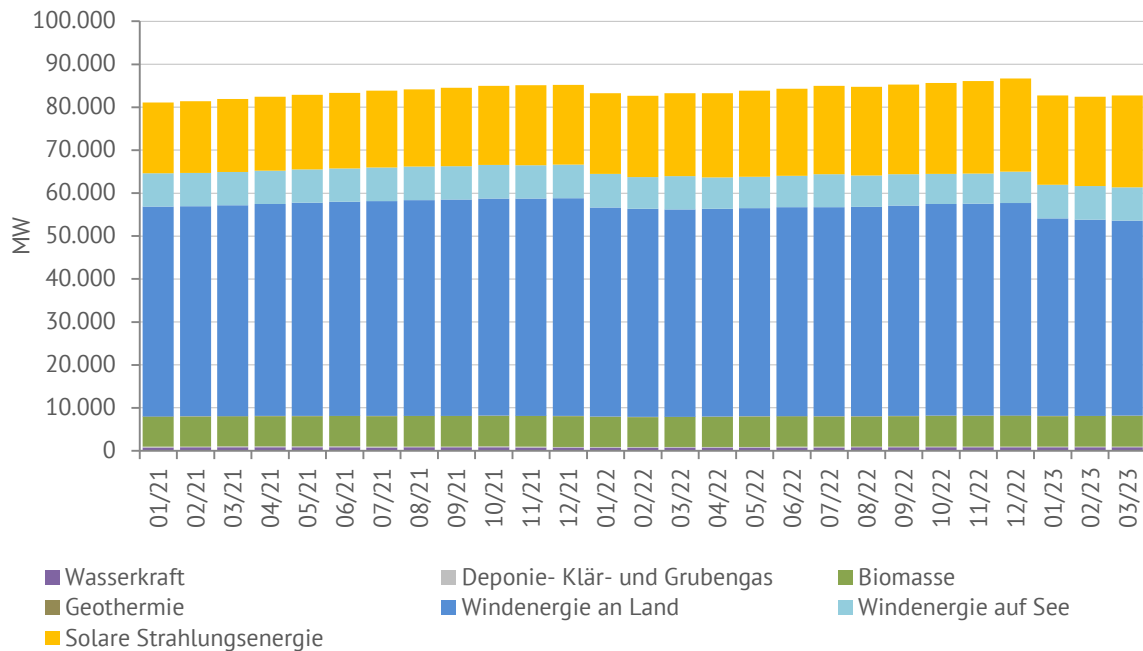


Abbildung 1: Monatliche Entwicklung der vermarkteten Leistung im Marktprämienmodell [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

Zum Beginn des Jahres 2023 ging die Leistung im Marktprämiensegment, wie in den beiden vergangenen Jahren, deutlich zurück. Mit ca. 4,0 GW fiel dieser Rückgang in 2023 etwas größer aus als in den vergangenen Jahren. Größtenteils ist dieser Effekt auf den Wechsel von ausgeführten Anlagen in die sonstige Direktvermarktung zurückzuführen (siehe Abschnitt 2.1). Von den aus dem Marktprämiensegment ausscheidenden Leistungen entfielen ca. 3 GW auf Windenergie an Land und ca. 1 GW auf Solare Strahlungsenergie. Im Verlauf des ersten Quartals stagnierten die Leistungen im Marktprämiensegment. Im weiteren Jahresverlauf ist, wie in den vergangenen Jahren, von einem graduellen Anstieg der Leistungen auszugehen.

1.2 AUSFALLVERGÜTUNG

Das Ausmaß der Inanspruchnahme der Ausfallvergütung ist seit der Schaffung dieser Vergütungsform im Jahr 2015 nahezu kontinuierlich angestiegen. Dieser Trend setzt sich auch im ersten Quartal 2023 fort (siehe Abbildung 2). Im Vergleich zur insgesamt vermarkteten EE-Leistung liegt diese jedoch weiterhin auf einem sehr niedrigen Niveau. Zum Ende des ersten Quartals im Jahr 2023 betrug die installierte Leistung von Anlagen, welche die Ausfallvergütung in Anspruch nahmen, 534 MW, was ca. 0,4 % der gesamten EE-Leistung entspricht. Dabei entfällt weiterhin der allergrößte Leistungsanteil auf Solarenergie und Windenergie an Land.

Zum Jahreswechsel 2022 / 2023 ist ein deutlicher Anstieg bei den Leistungswerten zu erkennen. Grundsätzlich weist die Inanspruchnahme der Ausfallvergütung im Zeitverlauf deutliche Schwankungen auf. Dies hat zwei Gründe: Zum einen darf die Ausfallvergütung nur als vorübergehende Absicherung genutzt werden, wenn zum Beispiel zum Einspeisestart noch kein Direktvermarkter gefunden wurde. Zum anderen kann wegen der geringen Anzahl der Anlagen, die Ausfallvergütung in Anspruch nehmen, bereits das Verhalten weniger großer Anlagen zu Sprüngen in der Statistik führen. Dies ist besonders bei der Windenergie an Land der Fall. Bei einer detaillierteren Betrachtung fällt auf, dass vor allem in den ersten Jahren nach der Inbetriebnahme Ausfallvergütung in Anspruch genommen wird. Dies weist darauf hin, dass die Ausfallvergütung vor allem zur Überbrückung von Startschwierigkeiten zu Beginn der Förderung genutzt wird.

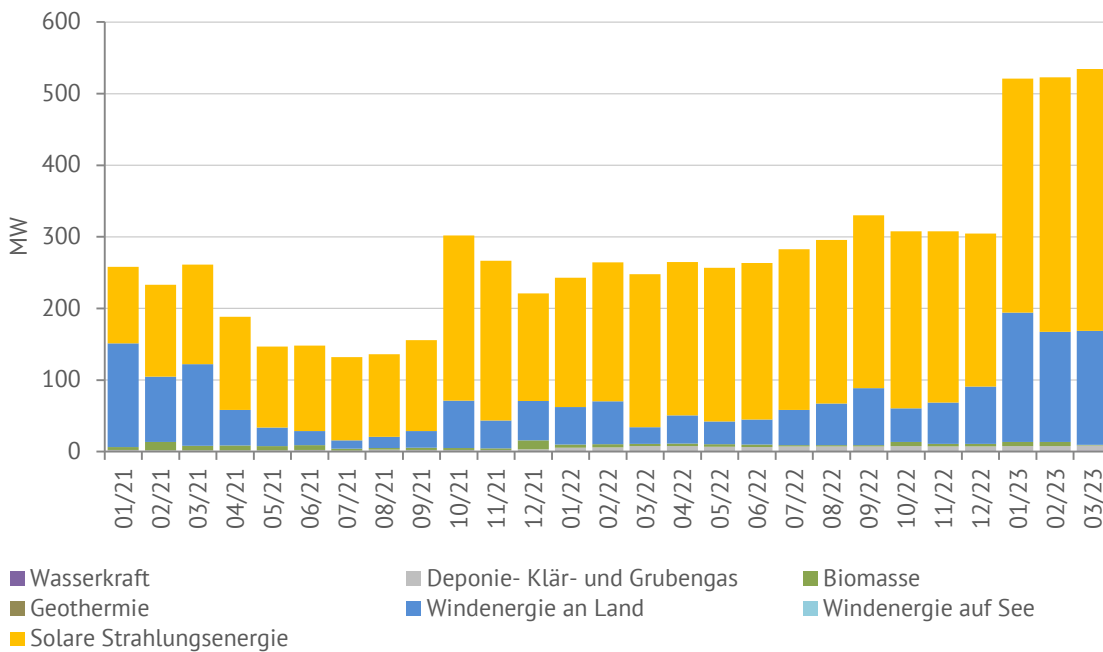


Abbildung 2: Kapazitäten in der Ausfallvergütung [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

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 März 2023 wurden insgesamt 607 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 1.675 MW im RNR beim Umweltbundesamt registriert, für deren EEG-geförderte Stromerzeugung auf Antrag des Anlagenbetreibers Regionalnachweise ausgestellt werden können. Dies entspricht einer Neuregistrierung im ersten Quartal 2023 von netto 10 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 8 MW.

Mit Blick auf die Anzahl der Anlagen umfassen die im RNR registrierten Anlagen 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 3 und Abbildung 4, basierend auf Daten des Umweltbundesamtes (UBA 2023)).

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.

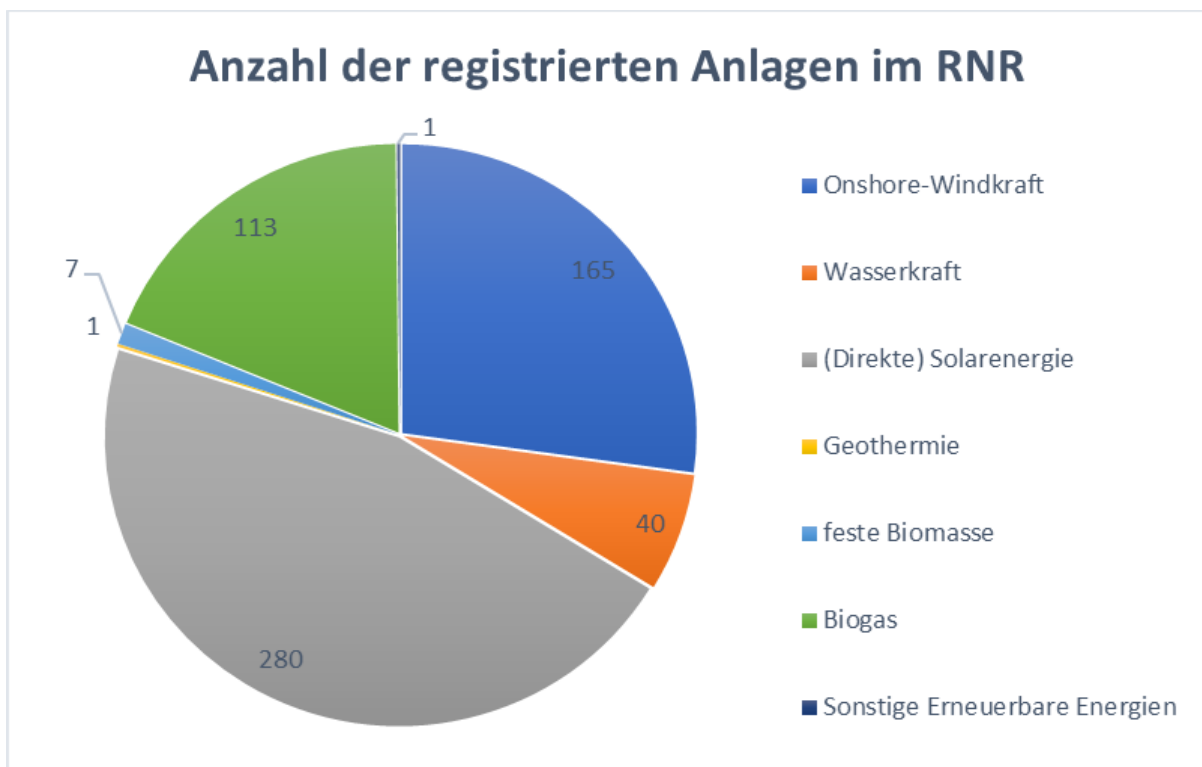


Abbildung 3: Registrierte Anlagen im Regionalnachweisregister des Umweltbundesamtes mit Stichtag 31.12.2022 [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2023)]

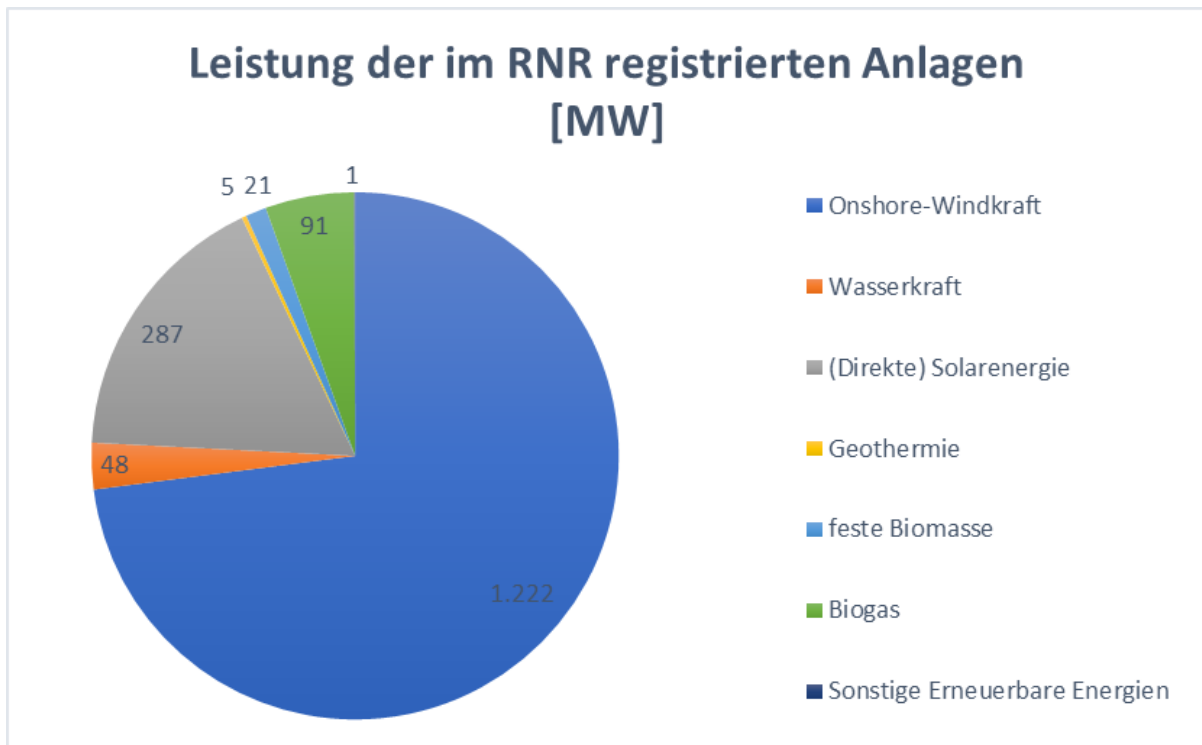


Abbildung 4: Installierte Leistung der registrierten Anlagen im Regionalnachweisregister des Umweltbundesamtes mit Stichtag 31.12.2022 [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2023)]

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 generiert werden.

Abbildung 5 zeigt die im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung monatlich vermarktete Leistung nach Energieträgern differenziert für die Jahre 2021 bis (März) 2023. Die sprunghaften Anstiege zum Jahreswechsel sind überwiegend auf das Ausscheiden von (primär Windenergie an

Land-) Anlagen aus dem EEG-Förderzeitraum zurückzuführen, welche in der sonstigen Direktvermarktung eine Anschlussfinanzierung finden konnten (siehe nachfolgende Detailbetrachtung). Der Anstieg zum Jahreswechsel 2022 / 2023 fällt mit ca. 3 GW noch einmal etwas größer aus als in den Jahren zuvor. Der graduelle Zuwachs der Solarenergie in der sonstigen Direktvermarktung, der bedingt durch die hohen Börsenstrompreise seit dem letzten Quartal 2021 zu beobachten war, hat sich im ersten Quartal 2023 nicht fortgesetzt. Die Leistung von Windenergie auf See Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung ist im ersten Quartal 2023 ebenfalls leicht zurückgegangen. Es bleibt abzuwarten, ob sich diese Entwicklung verstetigt.

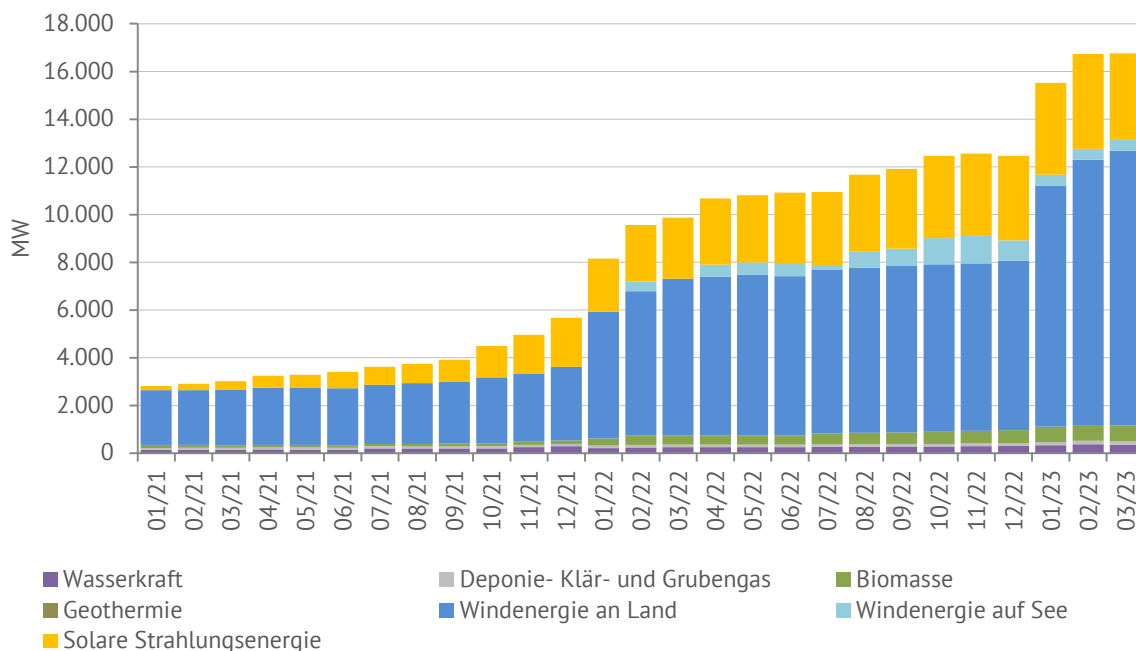


Abbildung 5: Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

In Abbildung 6 ist die Leistung der Anlagen dargestellt, die in den drei Monaten des ersten Quartals 2023 neu in die sonstige Direktvermarktung gewechselt sind, differenziert nach den Vergütungsformen im Vormonat. Nahezu alle Anlagen (ca. 5,3 GW) haben vor dem Wechsel in die sonstige Direktvermarktung Marktprämie in Anspruch genommen. Nur ein sehr geringer Anteil (ca. 0,1 %) entfällt auf Anlagen, die im Vormonat in der Ausfallvergütung waren. Ebenfalls zu bemerken ist, dass keine der Anlagen, die im ersten Quartal 2023 neu in Betrieb genommen wurden, in der sonstigen Direktvermarktung gestartet ist.

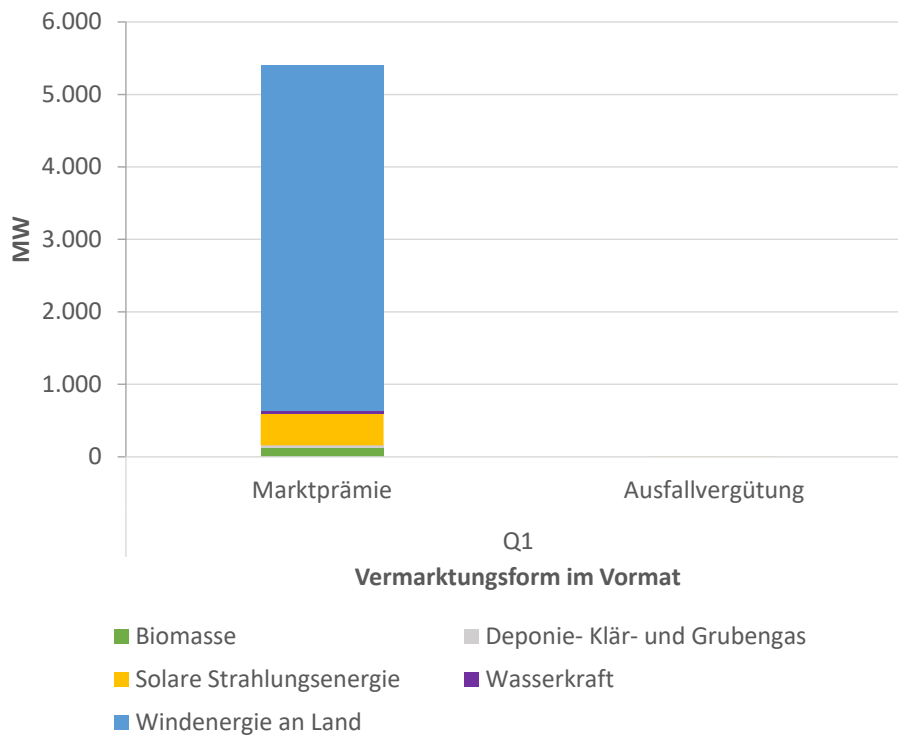


Abbildung 6: Leistung der Anlagen, die im ersten Quartal des Jahres 2023 neu in die sonstige Direktvermarktung kamen, differenziert nach der vorherigen Vermarktungsform [Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de und MaStR]

In Abbildung 7 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. außerhalb des EEG-Vergütungsrahmen laufen. Zu erkennen ist, dass knapp die Hälfte des Leistungszuwachses in der sonstigen Direktvermarktung auf ausgeförderte Anlagen entfällt. Die andere Hälfte des Leistungszuwachses entfällt auf Anlagen, die vor Ende der Förderperiode aus der Marktprämie in die sonstige Direktvermarktung gewechselt sind. 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, auch durch die dann zusätzlich mögliche Vermarktung von Herkunftsnachweisen, wirtschaftlich attraktiver.

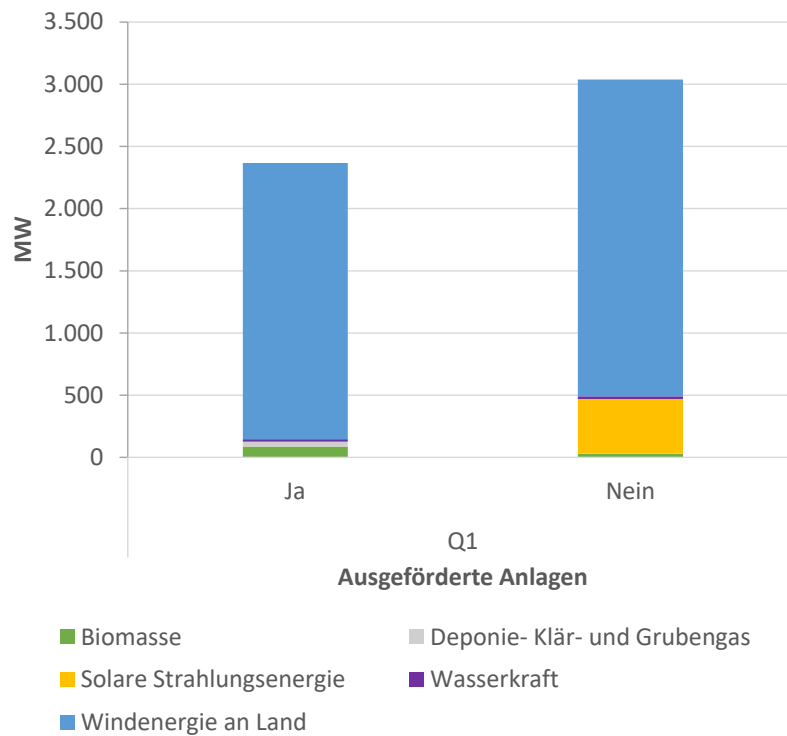


Abbildung 7: Im ersten Quartal des Jahres 2023 in die sonstige Direktvermarktung gewechselte Anlagen, differenziert nach ausgeförderten und nicht-angeförderten Anlagen [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

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.⁴ 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 8, basierend auf UBA (2023) und AIB (2023), sowie Öko-Institut & Energy Brainpool (2023)). Für das erste Quartal

⁴ 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 8).

des Jahres 2023 lagen zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts leider nur statistische Daten der AIB zu HKN-Transaktionen bis Januar 2023 vor. Somit sind die in diesem Quartalsbericht erfassten Daten nur begrenzt aussagefähig über die aktuellen Trends im Vergleich zu den üblicherweise längeren Berichtszeiträumen. Gemäß der Daten von AIB (2023) wurden im Januar 2023 in Deutschland HKN für ca. 319 GWh PV-Strom ausgestellt. Die Ausstellung von HKN für Windkraft umfasste in diesem Zeitraum ein Stromvolumen von ca. 1,6 TWh, was über der vierfachen Ausstellungsmenge im Januar 2022 und ca. 21% der Ausstellung für Windkraft im ganzen Jahr 2022 beträgt, und somit einen weiteren Aufwärtstrend andeutet. Für Wasserkraft wurden im Januar 2023 HKN für eine Erzeugungsmenge in Höhe von ca. 1,86 TWh ausgestellt. Mit einer Gesamtmenge von ca. 4,6 TWh an ausgestellten HKN im Januar 2023 wurden insgesamt 132% mehr HKN ausgestellt als im gleichen Vorjahreszeitraum (AIB 2023).

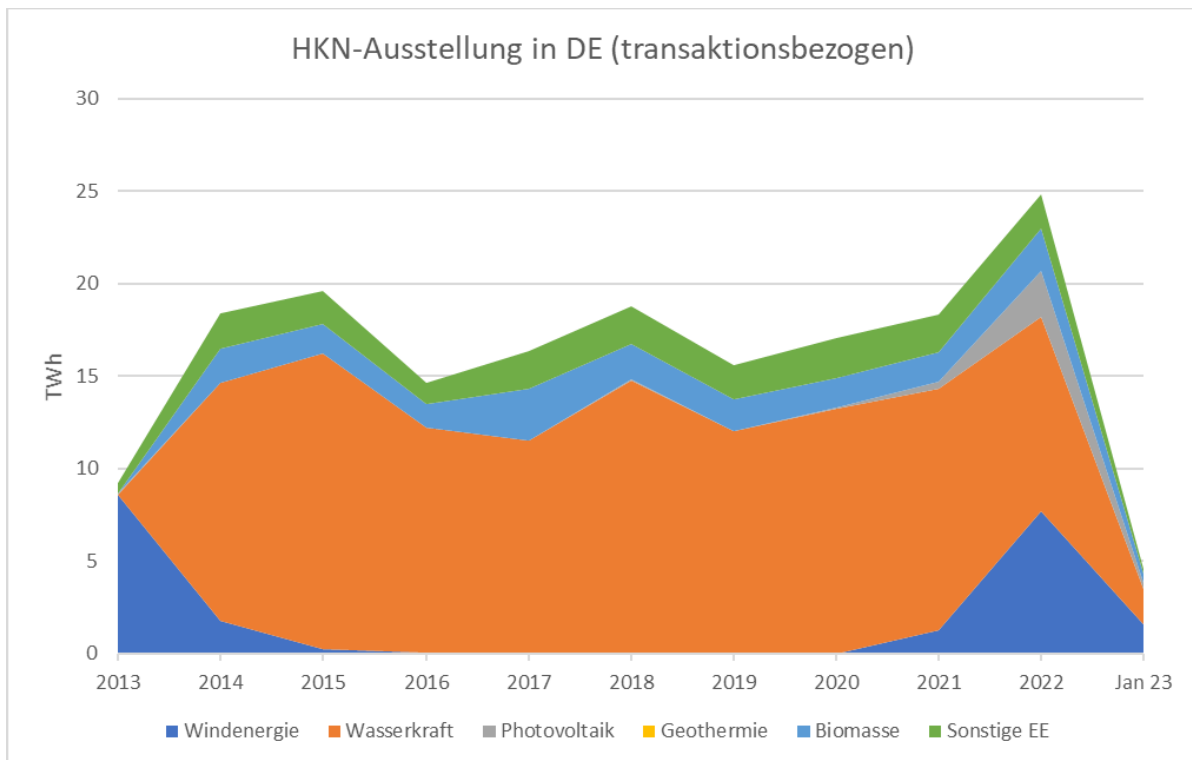


Abbildung 8: Ausstellung von Herkunftsnachweisen im deutschen HKNR von 2013 bis Januar 2023 nach Energieträger, bezogen auf das Ausstellungsdatum [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2014-2020) und AIB (2023)]

Mit Stichtag zum 31. März 2023 waren 4766 Anlagen mit einer Gesamtleistung von knapp 35 GW im Herkunftsnachweisregister des UBA registriert (siehe Abbildung 9 und Abbildung 10, basierend auf (UBA 2023)).⁵ Das bedeutet im Vergleich zum Jahresende 2022 einen deutlichen Anstieg (3.698 Anlagen mit einer Gesamtleistung von knapp 29 GW).

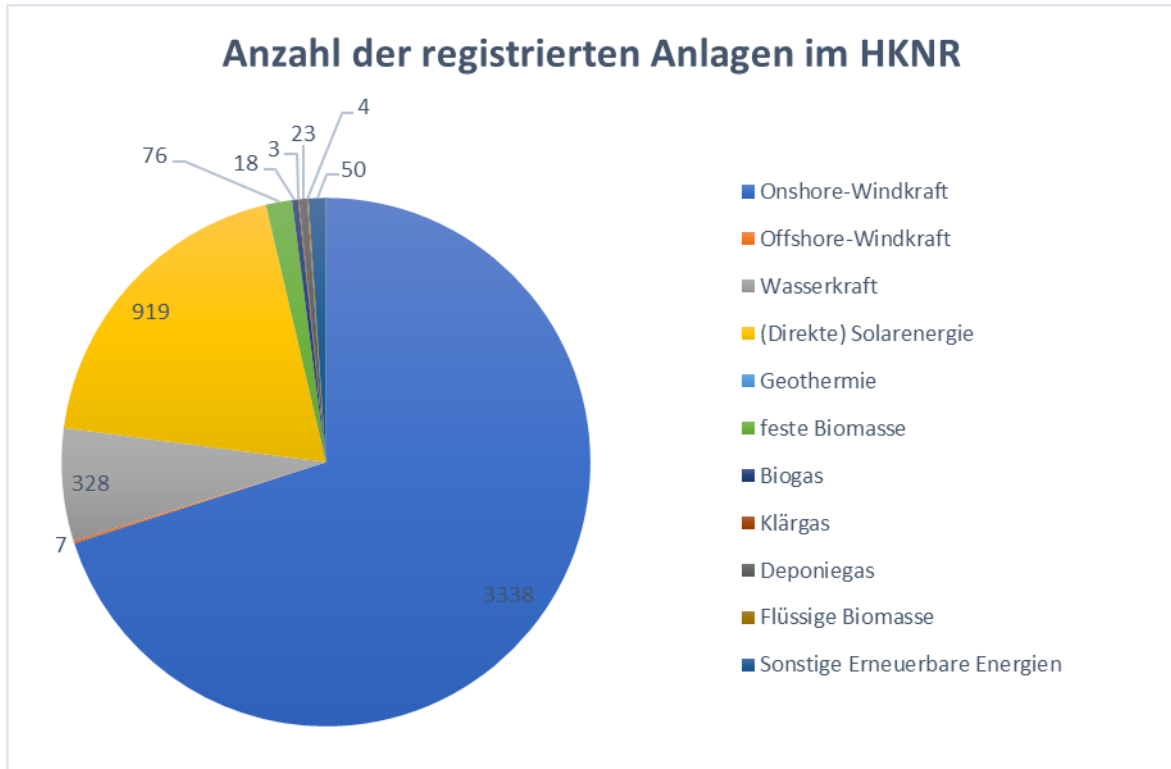


Abbildung 9: Anzahl der registrierten Anlagen im Herkunftsnachweisregister des Umweltbundesamtes zum Stand 31.03.2023 [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2023)]

⁵ 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).

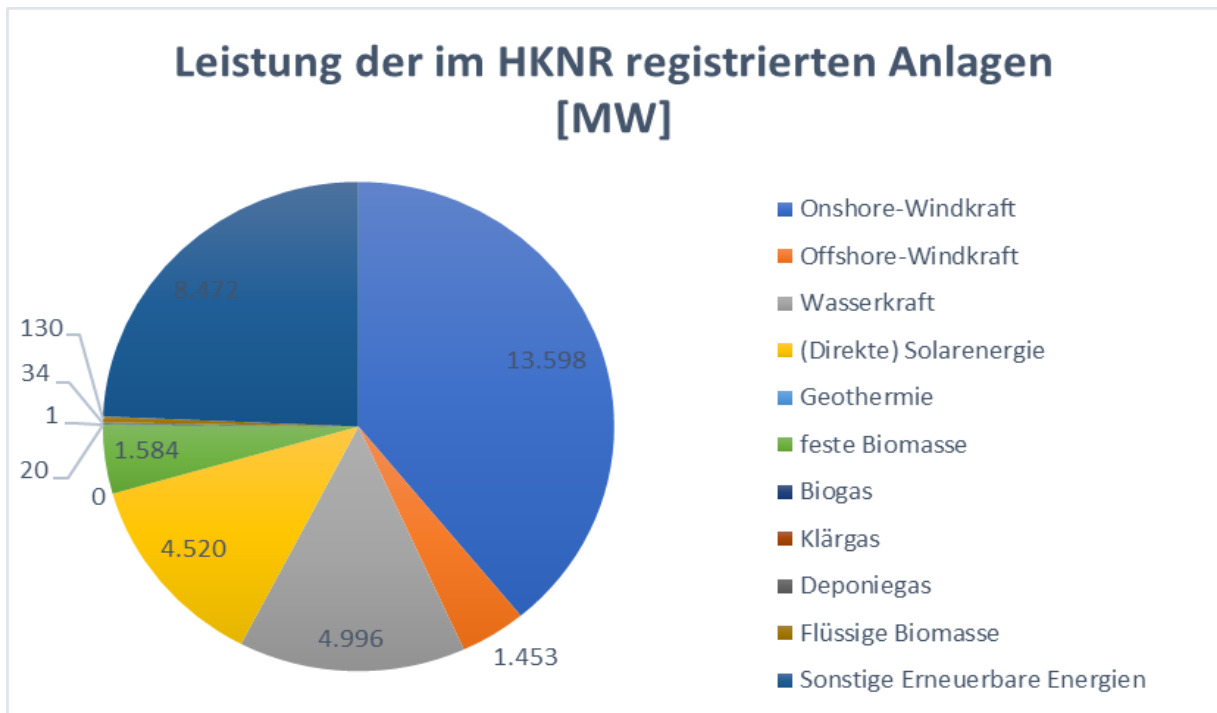


Abbildung 10: Leistung der im Herkunftsnachweisregister des Umweltbundesamtes registrierten Anlagen zum Stichtag 31.01.2023 [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2023)]

Eine Analyse basierend auf Daten des Herkunftsnachweisregisters am UBA zeigt auf, welche im ersten Quartal 2023 neu registrierten Anlagen potenziell dem Segment der Post-EEG-Anlagen zugeordnet werden können (siehe Abbildung 11 und Abbildung 12). Die Daten umfassen Anlagen mit einem Inbetriebnahmedatum vor dem 1. Januar 2004, welche im Zeitraum Januar bis März 2023 neu registriert wurden. Im Vergleich zu den analogen Daten aus dem Vorjahr (Gesamtjahresbetrachtung, siehe Öko-Institut und Energy Brainpool (2023)) zeigt sich, dass die Anzahl der Neuregistrierungen am Jahresbeginn schon ca. zwei Drittel der Gesamtanzahl aus dem Vorjahr umfasst (2022: 818; Q1 2023: 507). Die betreffende installierte Leistung beträgt hierbei schon 88% (2022: 2.377 MW; Q1 2023: 2.099 MW). Diese Daten liefern mit Blick auf den tatsächlichen Bezug zu Post-EEG-Anlagen als auch aufgrund von Stichtageffekten bei der Registrierung nur einen groben Anhaltspunkt. Dennoch lässt sich aus diesen Zahlen der zunehmende Wechsel von ausgeförderten Anlagen in die ungeförderte Direktvermarktung als Folgevermarktung erkennen.

Wie schon im Vorjahr sind hierbei sowohl hinsichtlich der Anzahl als auch der installierten Leistung Windkraftanlagen dominierend.

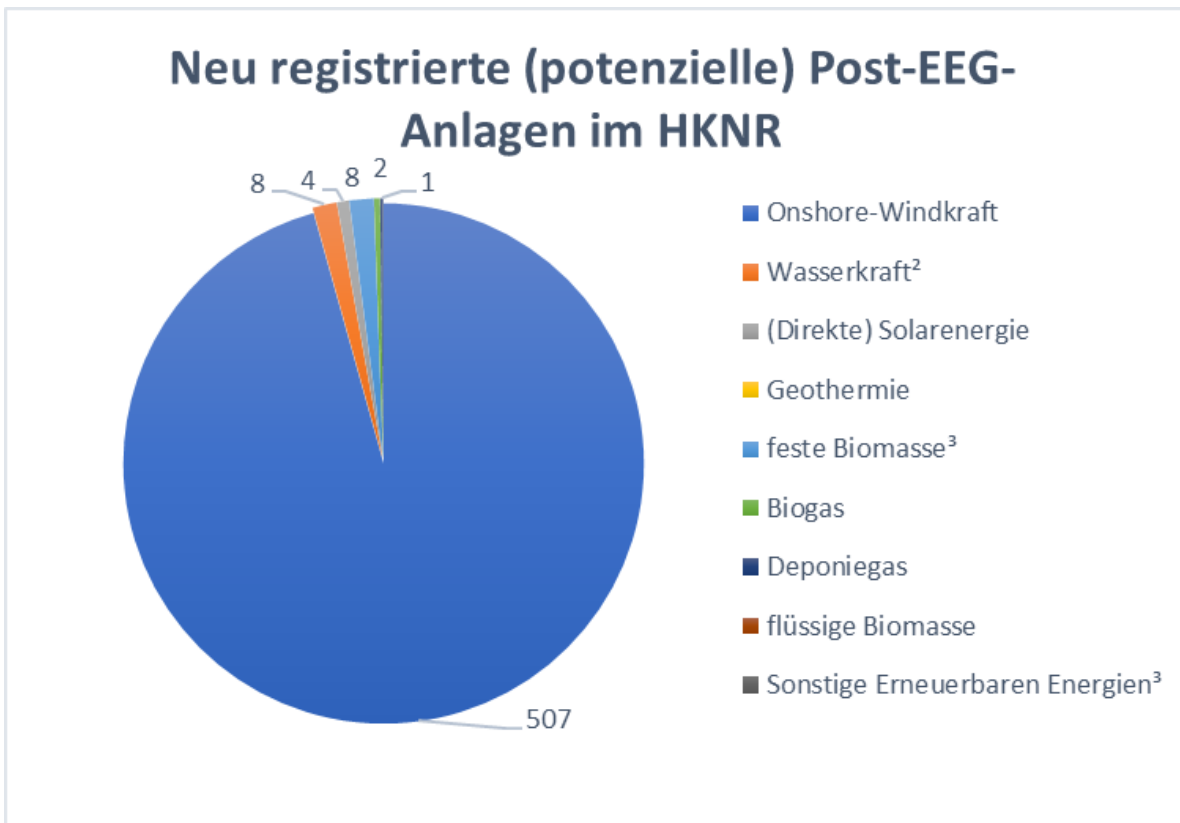


Abbildung 11: Anlagen mit einem Inbetriebnahmedatum vor dem 1. Januar 2004, welche im ersten Quartal 2023 neu im HKNR registriert wurden und potenziell dem Segment der Post-EEG-Anlagen zugeordnet werden können [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2023)];

²: Bei Wasserkraft gibt es eine Anlage mit Inbetriebnahme 1986. Den größeren Anteil stellen alte Anlagen mit Inbetriebnahme vor 1966 dar.

³: Mischfeuerungsanlagen werden nicht berücksichtigt, wenn keine EEG-Förderberechtigung besteht.

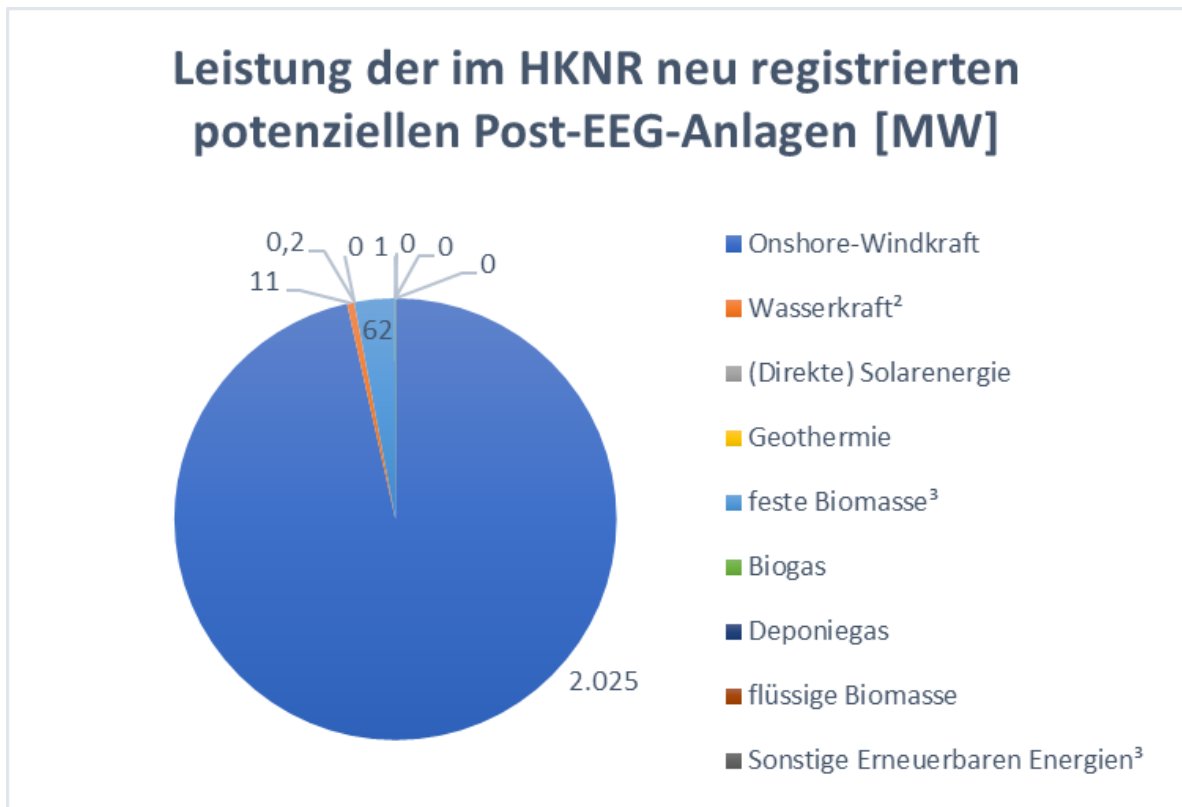


Abbildung 12: Installierte Leistung der Anlagen mit einem Inbetriebnahmedatum vor dem 1. Januar 2004, welche im ersten Quartal 2023 neu im HKNR registriert wurden und potenziell dem Segment der Post-EEG-Anlagen zugeordnet werden können [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2023)].

²: Bei Wasserkraft gibt es eine Anlage mit Inbetriebnahme 1986. Den größeren Anteil stellen alte Anlagen mit Inbetriebnahme vor 1966 dar.

³: Mischfeuerungsanlagen werden nicht berücksichtigt, wenn keine EEG-Förderberechtigung besteht.

Die deutsche HKN-Nutzung bzw. -Entwertung ist nach wie vor noch stark dominiert von der Wasserkraft, wie aus Abbildung 13 ersichtlich ist. Dies umfasst maßgeblich aus dem europäischen Ausland importierte HKNs, die beispielsweise von norwegischen Wasserkraftwerken generiert wurden (siehe Abbildung 14). Aus den Daten für Januar 2023 lässt sich kein klarer Trend im Vergleich zu den vorherigen Perioden ableiten. In diesem Monat wurden mit gut 17,3 TWh ca. zwei Millionen weniger HKN entwertet als im entsprechenden Vorjahreszeitraum (19,3 TWh). Ein Grund für Unterschiede im Vergleich zu den Erzeugungsdaten für Strom aus Erneuerbaren in Deutschland im jeweiligen Berichtszeitraum 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 Januar 2023), und nicht, wann die durch den HKN dokumentierte Stromerzeugung stattgefunden hat (Produktionsdatum z.B. im November 2022).⁶ 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.

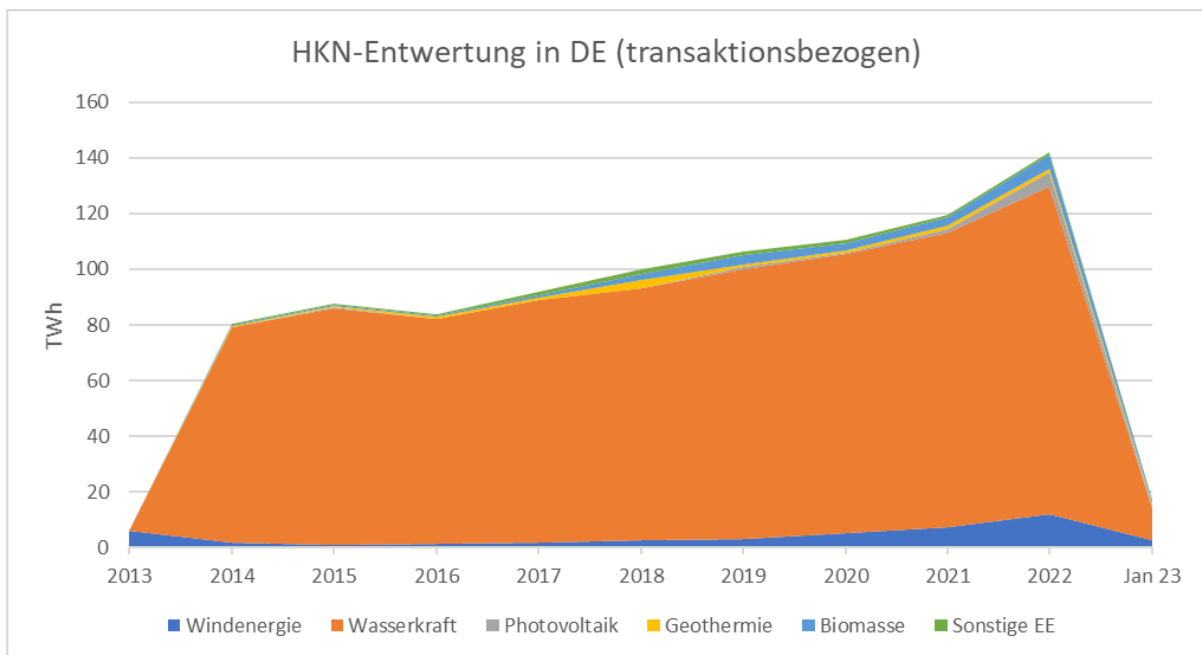


Abbildung 13: Entwertung von Herkunftsnachweisen im deutschen Herkunftsnachweisregister von 2013 bis Januar 2023 nach Energieträger, bezogen auf das Datum der HKN-Entwertung im Register [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2014-2020) und AIB (2023)]

Abbildung 14 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. Der Wert für Januar 2023 liegt mit 43,26 TWh leicht über dem Wert des entsprechenden Vorjahreszeitraums (Januar 2022: 40,06 TWh). Der für das Vorjahr schon festgestellte deutliche Anstieg der HKN-Ausstellung im deutschen Register scheint sich fortzusetzen. Im Januar 2023 wurden insgesamt HKN für 4,6 TWh ausgestellt, im Vergleich zu 1,98 TWh im Januar 2022.

⁶ Die vollständigen „produktionsbezogenen“ Daten liegen erst nach dem Ende der Lebensdauer der betreffenden HKN vor, also nicht vor Ende des Folgejahres.

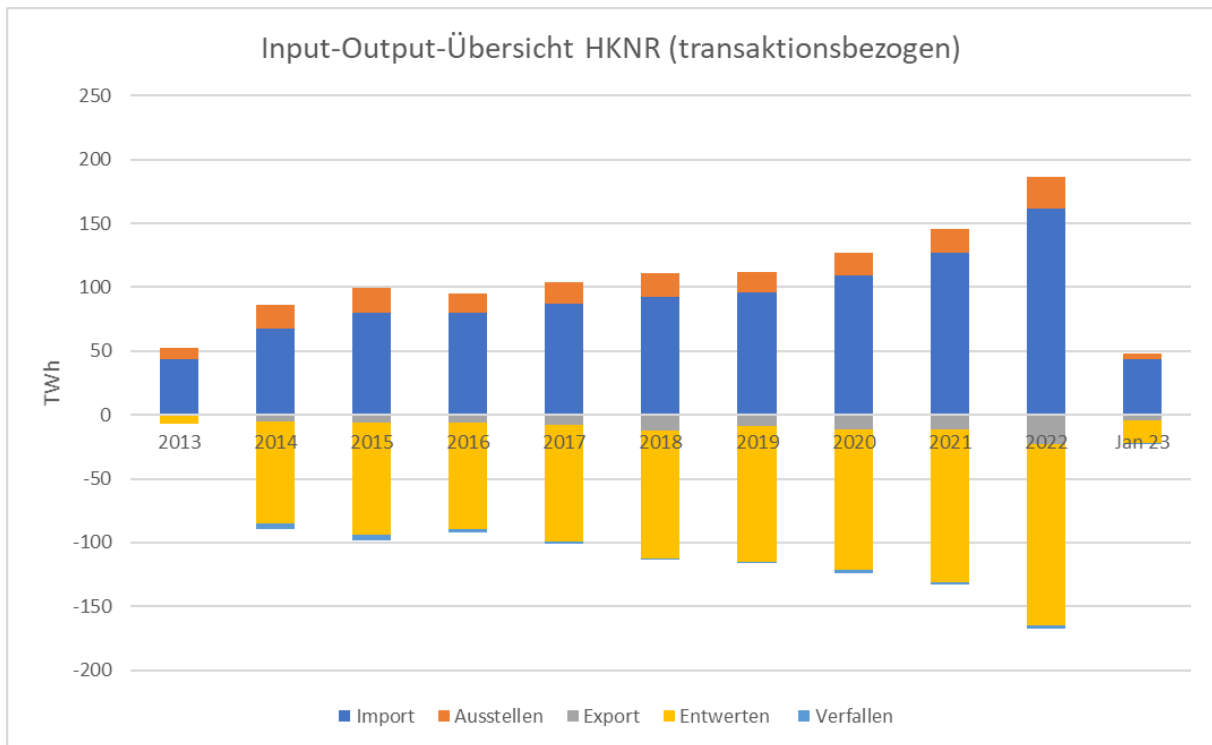


Abbildung 14: HKN-Input (Import / ausgestellt) und HKN-Output (Export / entwertet / verfallen) im deutschen Herkunftsnachweisregister von 2013 bis Januar 2023, bezogen auf das Datum der Transaktion im Register [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2014-2020) und AIB (2023)]

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 vermarkten. PPAs können hinsichtlich ihrer Abnehmer nach „Utility-PPA“ (Energiehändler) und „Corporate-PPA“ (Industrieunternehmen) unterschieden werden.

PPA-Laufzeiten und Abnehmerstruktur in Deutschland

Wie im vorangegangenen Jahresbericht 2022 beschrieben, war die Zeit der Energiekrise mitunter aufgrund der hohen Marktpreisvolatilität von kürzeren PPA-Laufzeiten von im Durchschnitt sechs Jahren geprägt. Entgegen dieses Trends zeigt sich bereits im ersten Quartal 2023 eine verdoppelte durchschnittliche Laufzeit von zwölf Jahren. Dabei traten im Vergleich zum Vorjahr

wieder vermehrt langfristige „Utility-PPA“ auf. Die drei erfassten "Utility-PPA" haben eine durchschnittliche Laufzeit von 10 Jahren, während die 20 erfassten "Corporate-PPA" eine durchschnittliche Laufzeit von mehr als 13 Jahren aufweisen. Denkbare Gründe für den Anstieg der Laufzeiten sind die Beruhigung des Terminmarktes und geringere Marktpreisvolatilität einerseits, und die reduzierte politische Unsicherheit hinsichtlich der langfristigen Strommarktentwicklung in der EU andererseits.

Kontrahierte Leistung in Deutschland

Abbildung 15 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 Zeiträumen und Anlagen und nach dem „Zwischenhändler“-Prinzip treten vereinzelt auf⁸. 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-Neuanlagenbau 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.

⁸ 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.

An dieser Stelle sei angemerkt, dass die in Abbildung 15 dargestellte Entwicklung der Abschlusszahlen in Deutschland in 2022 und 2023 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.

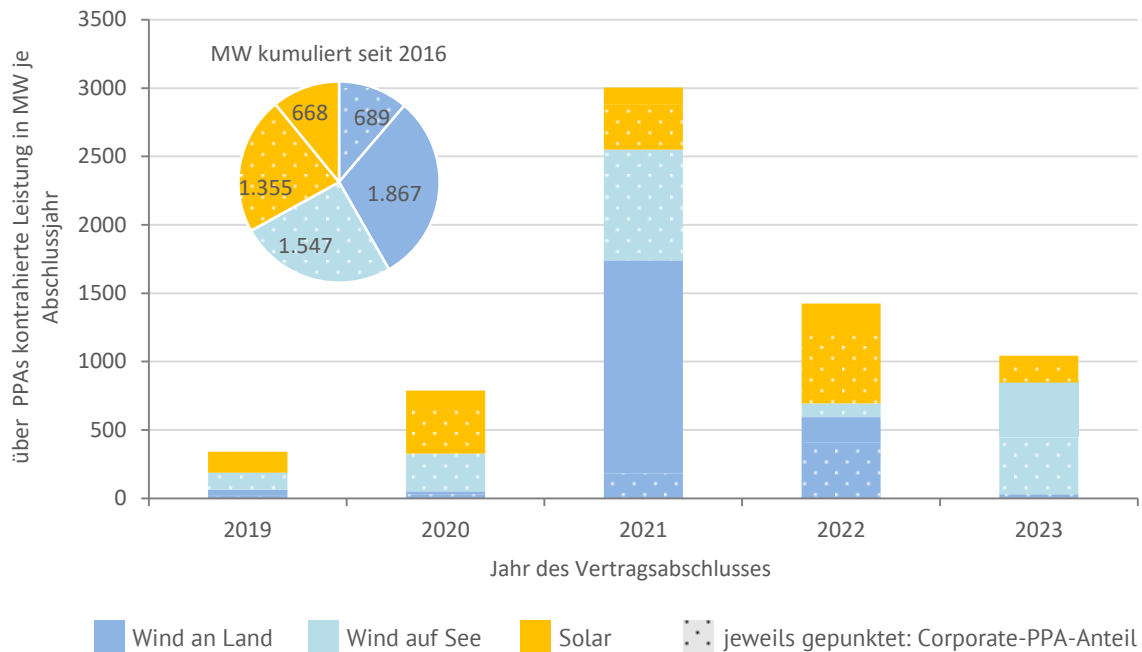


Abbildung 15: Öffentlich erwähnte PPAs in Deutschland, mit Vertragsabschluss von 2019 bis 2023 bzw. ab 2016 kumuliert [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: 31.03.2023]

Es ist ersichtlich, dass die meisten veröffentlichten PPAs im Jahr 2023 auf Offshore-Windenergieanlagen und auf Industriekunden als Abnehmer zurückgehen.

Kontrahierte Leistung in Europa

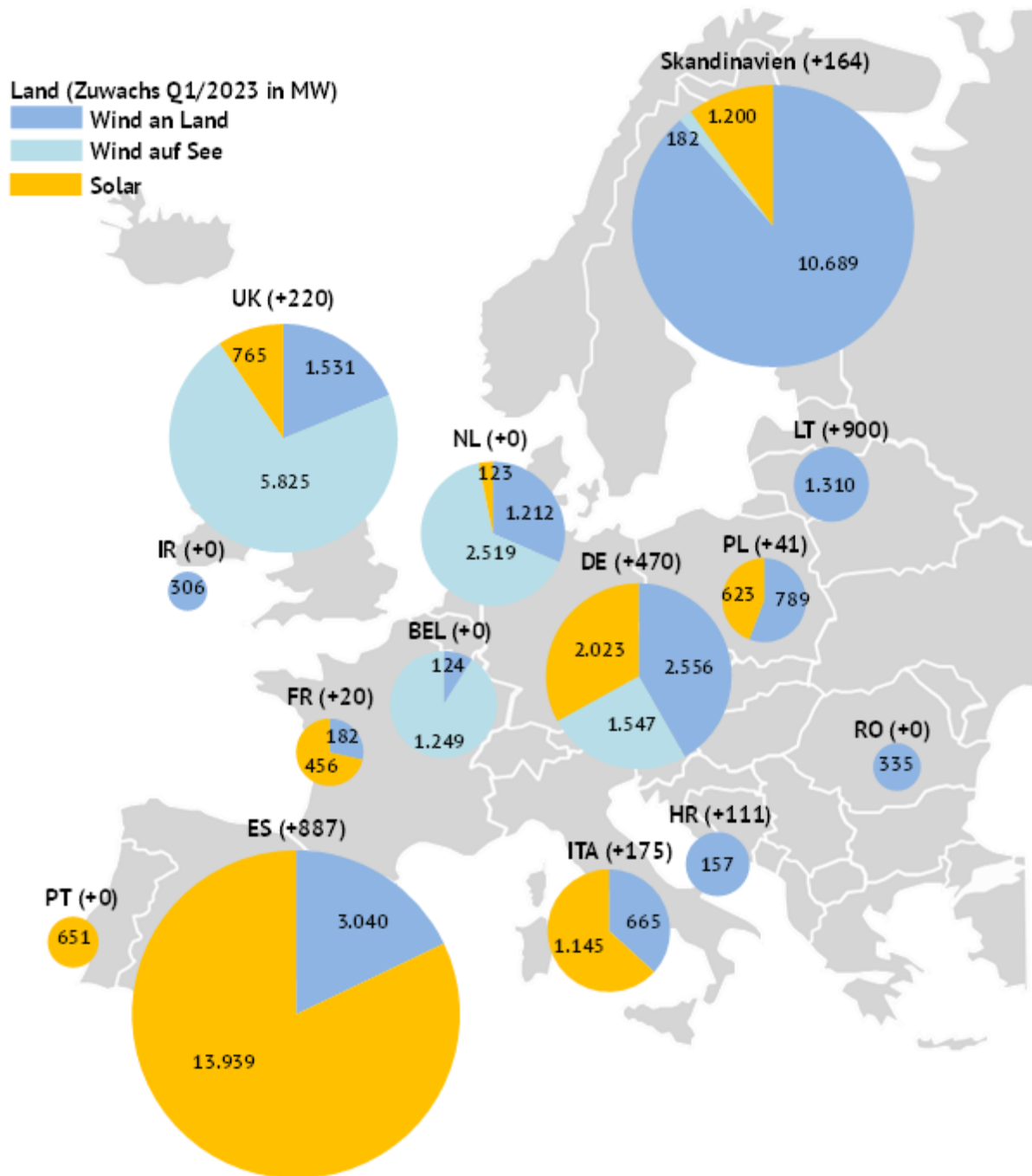


Abbildung 16: Öffentlich erwähnte PPA-Abschlüsse in Europa in MW kontrahierter Leistung [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: 31.03.2023]

Abbildung 16 zeigt den Zuwachs der über PPAs kontrahierten Leistung in den verschiedenen europäischen Ländern nach Technologie. Deutschland belegt hierbei mit einer insgesamt kontrahierten Leistung von über 6,1 GW weiterhin einen Platz im oberen Mittelfeld. Mit Blick auf

den Zuwachs an kontrahierter Leistung im ersten Quartal 2023 liegt Deutschland europaweit auf Platz 3, hinter Spanien und Litauen.

Die Ergebnisse der Fachpresserecherche deuten darauf hin, dass im ersten Quartal 2023 in Europa insgesamt 2,9 GW an Wind- und Solarkraftwerksleistung über PPAs kontrahiert wurden, im letzten Quartal 2022 waren es 0,9 GW. Dies könnte auf eine Erholung des PPA-Markts im Vergleich zum Jahr 2022, mit insgesamt 6,6 GW kontrahierter Leistung, hinweisen.

Jedoch sollte die hier dargestellte Entwicklung vorsichtig interpretiert und um weitere Indikatoren ergänzt werden, um ein umfassenderes Bild zur Marktintegration erneuerbarer Energien abzuleiten.

3. MONITORING WIRTSCHAFTLICHER KENNZAHLEN DER DIREKTVERMARKTUNG

3.1 KENNZAHLEN ZUM MARKTPRÄMIENMODELL

Monatsmarktwerte

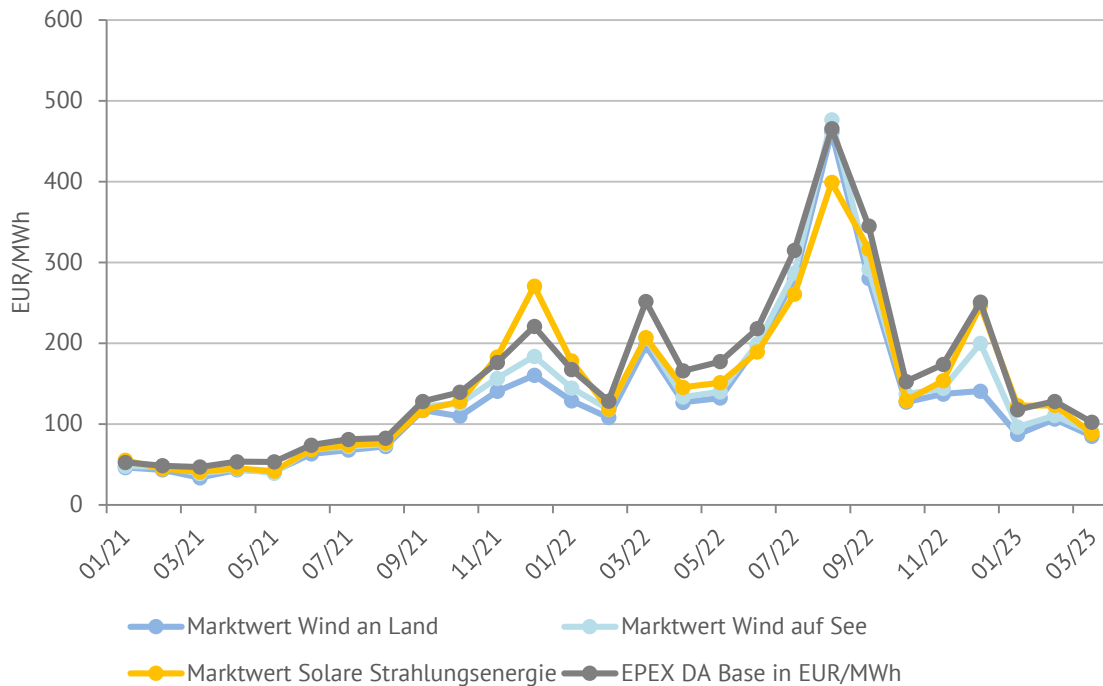


Abbildung 17: Monatliche Marktwerte vs. Basepreise [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot und netztransparenz.de]

Abbildung 17 zeigt die Entwicklung der Monatsmarktwerte für Solar- und Windenergieanlagen im Vergleich zum Basepreis.¹⁰ Seit dem Ausbruch der Energiepreiskrise Mitte 2021 sind die Marktwerte sowie das Basepreinsniveau erheblich angestiegen, was dazu geführt hat, dass sie im Durchschnitt im ersten Quartal von 2022 den dreifachen Wert des entsprechenden Vorjahresquartals erreicht haben. Im ersten Quartal 2023 sind die Marktwerte sowie das Basepreinsniveau im Durchschnitt im Vergleich zum Vorjahresniveau wieder gefallen. Vor allem im März dieses Jahres sind die Werte im Vergleich zum März in 2022 weitaus geringer. Dies ist zurückzuführen auf den Beginn des Angriffskriegs von Russland auf die Ukraine. Auf Monatsbasis zeigt der Technologievergleich das übliche Muster der letzten Jahre. So lagen die Marktwerte für Wind

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

auch im ersten Quartal 2023 in den meisten Monaten unterhalb des Marktwerts Solar. Zudem lag der Marktwert für Solar im Januar 2023 über den Basepreisen, was zurückzuführen ist auf eine geringe Kannibalisierung der Solaranlagen in den Wintermonaten. Die extrem hohen Einspeisewerte für Wind haben im ersten Quartal ähnlich wie im Vorjahresquartal zu geringen Marktwerten für die Technologien geführt. Die Volatilität der Marktwerte im ersten Quartal 2023 nimmt ab im Vergleich zur starken Volatilität im letzten Jahr. Jedoch sind die *Marktwertveränderungen* vom Dezember 2022 zum Januar 2023 noch ziemlich stark ausgefallen mit -38 % für Solar, -52 % für Wind auf See und -50 % für Wind an Land.

Die Monatsmarktwerte Solar lagen im Januar und Februar bei 123 EUR/MWh und im März bei 89 EUR/MWh. Mit Blick auf die im Rahmen der Überschusserlösabschöpfung gemäß Strompreisminderungsengesetz festgelegten Referenzkosten als Erlösobergrenzen dürften diese Marktwerte allesamt hoch genug gewesen sein, um einen Teil der Erlöse einiger Solaranlagen des Marktprämienmodells abzuschöpfen. Die Referenzkostenberechnung für geförderte Anlagen basiert auf dem anlagenspezifischen, anzulegenden Wert sowie Sicherheitsaufschlägen von 30 EUR/MWh und 6% des Monatsmarktwerts, betragen jedoch minimal 80 EUR/MWh. Die durchschnittlich in den Ausschreibungen der letzten Jahre bezuschlagten anzulegenden Werte für Solar liegen in etwa zwischen 40 und 60 EUR/MWh, sodass hier oberhalb von Erlösobergrenzen zwischen 80 und rund 100 EUR/MWh abgeschöpft werden dürfte.

Bei der Windenergie an Land lagen die Monatsmarktwerte zwischen 85 und 106 EUR/MWh. Aufgrund des Referenzertragsmodells ist die Spannweite der anlagenspezifischen, anzulegenden Werte hier jedoch deutlich breiter, sodass hier voraussichtlich ein geringerer Anteil der direktvermarkteten Anlagen abgeschöpft wird als bei der Solarenergie. Insbesondere Windenergie an Land mit hoher Standortgüte von 100% oder mehr dürften jedoch hinsichtlich ihrer Erlösobergrenze im Bereich der Solarenergie (80 bis 100 EUR/MWh) oder etwas darüber liegen. Bei Wind auf See greift eine Mindesterlosobergrenze von 100 EUR/MWh, weswegen eine Abschöpfung im ersten Quartal 2023 lediglich im Februar infrage käme (Marktwert 111 EUR/MWh). Im Januar und März lagen die Marktwerte bei 97 bzw. 90 EUR/MWh.

Preis-Spreads am Day-Ahead-Markt

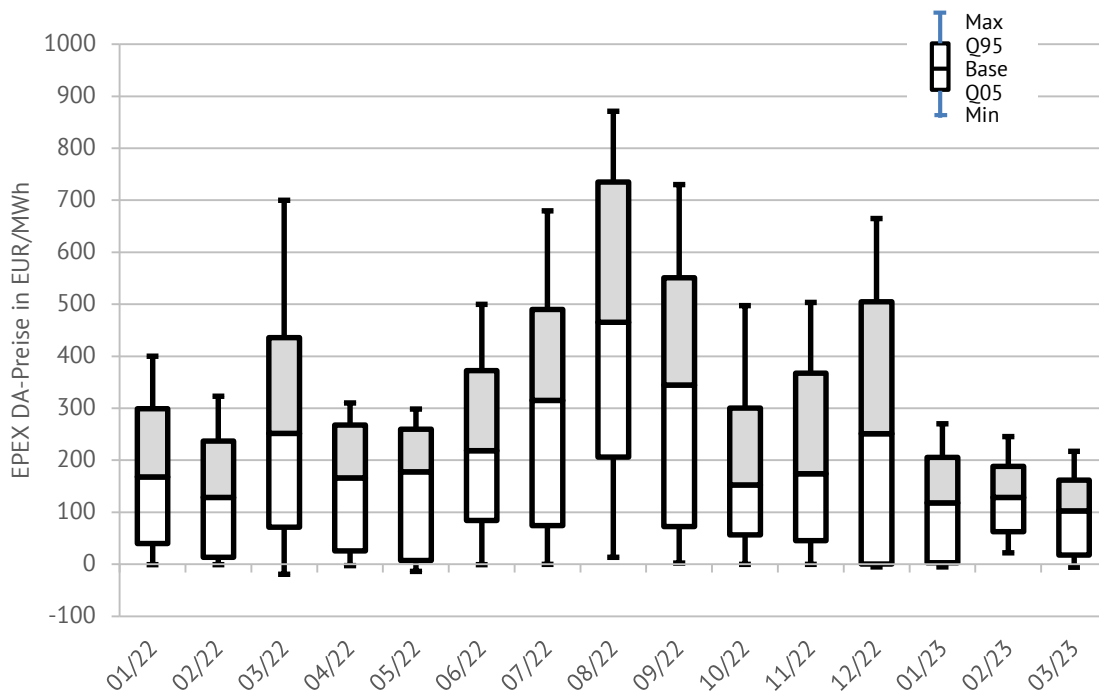


Abbildung 18: Preisspreads der Day-Ahead-Auktion [Quelle: Energy Brainpool nach EPEX Spot]

Abbildung 18 zeigt die Preisspreads der Day-Ahead-Auktion in Form von Boxplots, welche die Basepreise, Preisminima und -maxima sowie das 5-Prozent- und 95-Prozent-Quantil darstellen. Im Vergleich zum Vorjahresquartal haben sich die Spreads im Durchschnitt fast halbiert. Es wird auch deutlich, dass im Dezember des vergangenen Jahres sehr hohe Preisschwankungen auftraten, die mehr als das Dreifache im Vergleich zum Durchschnitt des ersten Quartals 2023 ausmachten.

Wie beim rückläufigen Marktpreisniveau ist auch die verringerte Volatilität größtenteils auf das niedrige Commodity-Preisniveau zurückzuführen. Zudem spielt die wetterbedingte Einspeisung der fluktuierenden erneuerbaren Energien eine wichtige Rolle, da sie einer der Hauptfaktoren dafür ist, dass fossile Kraftwerke in vielen Stunden des Monats 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.

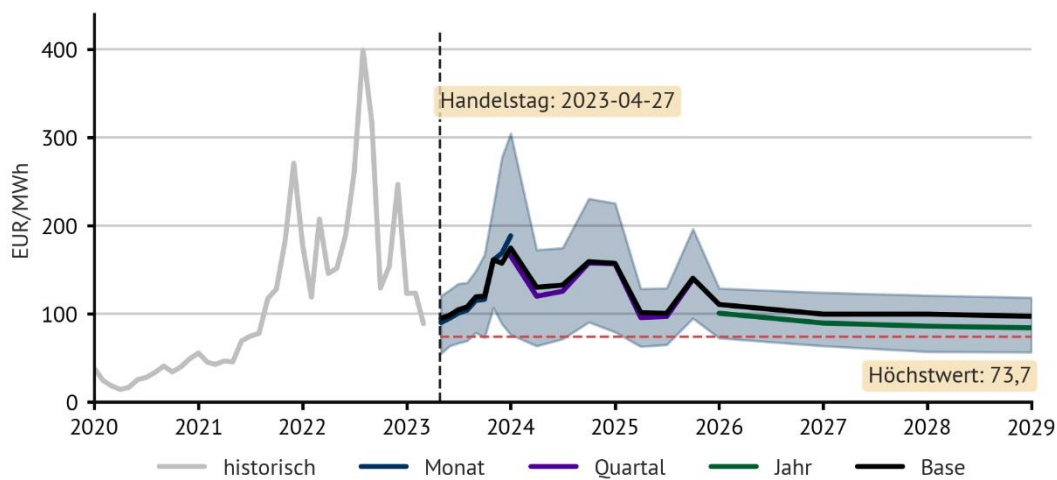


Abbildung 19: Solar-Price-Forward-Curve und EEG-Gebotshöchstwert für Freiflächenanlagen, die blaue Fläche gibt die erwartbare Streuung mittlerer Solarerlöse aufgrund von Wetter-, Nachfrage- und kurzfristigen Commodity-Preisschwankungen wieder [Quelle: Energy Brainpool]

Die Forward-Curve der Solarpreise in Abbildung 19 zeigt ein deutliches saisonales Profil, wobei die Übergangs- und Wintermonate mit vergleichsweise geringer Stromproduktion besonders wertvoll sind. Am 27. April liegt der erwartete Erlös für den Monat Mai bei 90 EUR/MWh, die erwartete Schwankungsbreite aufgrund von Wetter-, Nachfrage- oder kurzfristigen Commodity-Preisschwankungen liegt zwischen 55 und 120 EUR/MWh. Diese Werte steigen bis zum Winter

an, für den Januar 2024 liegt der mittlere Erwartungswert bei 188 EUR/MWh, der erwartete Extremwert bei 304 EUR/MWh. Im Hinblick auf die Überschusserlösabschöpfung für Anlagen der sonstigen DV ist eine pauschale Aussage zwar nicht möglich, da das Strompreisbremsengesetz hier nach verschiedenen Anlagentypen weiter unterscheidet. Vergleicht man jedoch die Spannweite der EE-PFC für die Monate Mai und Juni mit den anzusetzenden Erlösobergrenzen, so dürfte das Thema in diesen beiden Monaten für viele Produzenten förderfreien Solarstroms relevant bleiben.¹⁵

Aufgrund des zunehmenden Zubaus von Solaranlagen sinken die Marktwerte und ab 2026 wird der mittlere erwartete Erlös unter 100 EUR/MWh liegen. Die Schwankungsbreite der Quartals- und Jahreswerte ist daher geringer als die der Monatswerte, da bestimmte Zufallsereignisse sich 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. Das bedeutet, dass die Erlöse wetterabhängiger werden.

Gemäß des aktuellen Preisniveaus 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 damit für Neuanlagen derzeit grundsätzlich eine interessante Möglichkeit, um Erlöse langfristig oberhalb der anzulegenden Werte abzusichern.

¹⁵ Für Anlagen, die aus dem Marktprämienmodell gewechselt sind, gilt die gleiche Bewertungsgrundlage wie im Marktprämienmodell (anzulegender Wert plus Sicherheitszuschlag). Für weitere Anlagen aus der sonstigen Direktvermarktung, für die kein anzulegender Wert bestimmbar ist, gilt als Bewertungsgrundlage 100 EUR/MWh plus Sicherheitszuschlag.

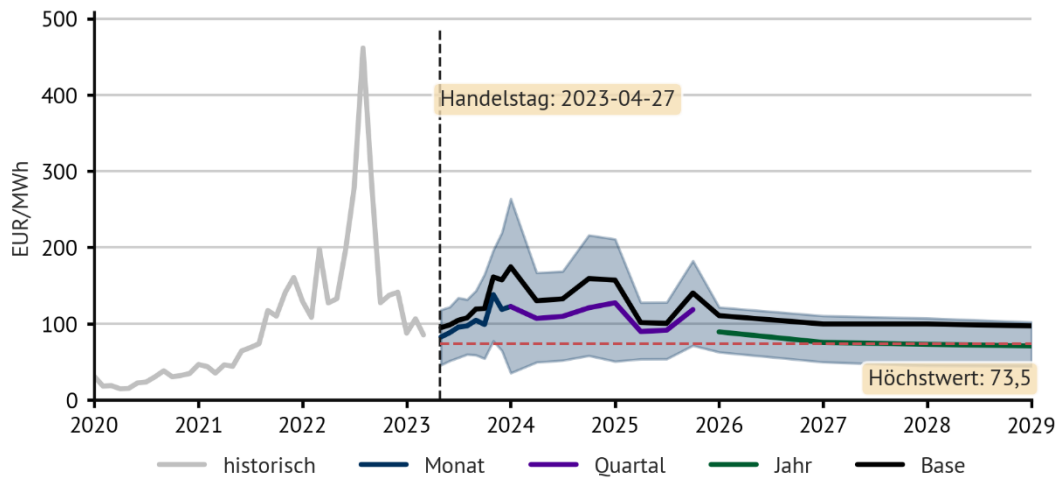


Abbildung 20: Price-Forward-Curve für Wind an Land und EEG-Gebotshöchstwert, die blaue Fläche gibt die erwartbare Streuung mittlerer Winderlöse aufgrund von Wetter-, Nachfrage- und kurzfristigen Commodity-Preisschwankungen wieder [Quelle: Energy Brainpool]

Für Windenergieanlagen an Land zeigt sich in Abbildung 20 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 Januar schwanken die erwarteten Erlöse zwischen 35 und 219 EUR/MWh, im Mittel werden derzeit 123 EUR/MWh erwartet. Mit Blick auf die Spannweite der EE-PFC für die Monate Mai und Juni dürfte der Abschöpfungsmechanismus in diesen Monaten auch für Windanlagenbetreiber der sonstigen DV relevant bleiben.

Die Forward-Preiskurve für Windenergie auf See in Abbildung 21 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.

Im Hinblick auf die Überschusserlösabschöpfung ist im Mai und Juni denkbar, dass auch Windanlagen auf See, die in der sonstigen DV vermarktet werden, abgeschöpft werden.

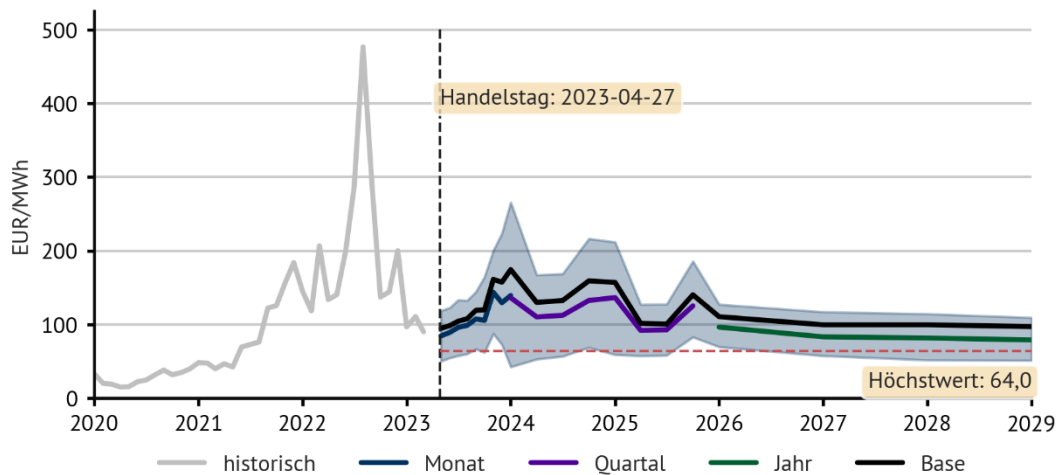


Abbildung 21: Price-Forward-Curve für Wind auf See und EEG-Gebotshöchstwert, die blaue Fläche gibt die erwartbare Streuung mittlerer Winderlöse aufgrund von Wetter-, Nachfrage- und kurzfristigen Commodity-Preisschwankungen wieder [Quelle: Energy Brainpool]

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-Ratio¹⁶, 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.¹⁷

¹⁶ In älteren Monitoringberichten der zurückliegenden Jahre 2019-2022 wurde dieser Begriff noch ins Deutsche übersetzt („Grundlastparität“). Beide Begriffe sind gleichbedeutend.

¹⁷ In Zeiträumen ohne negative Preise sind die beiden Faktoren identisch.

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 Einspeiseprofil¹⁸ 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.

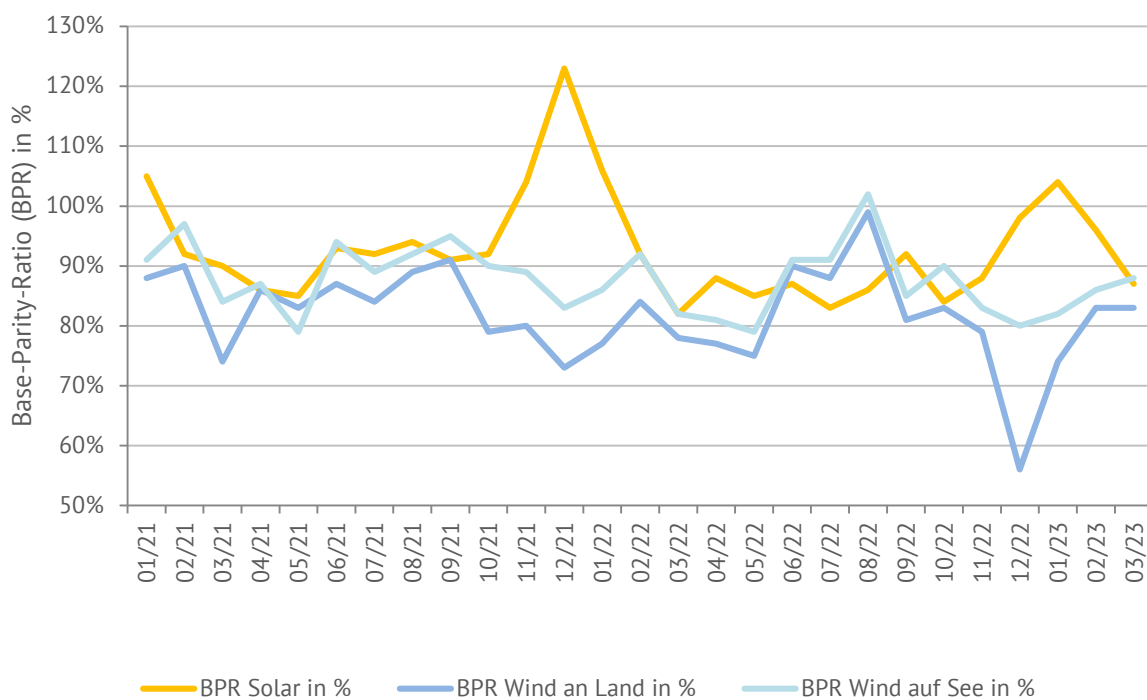


Abbildung 22: Base-Parity-Ratio je Technologie [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot- und Einspeiseprofilen gemäß Übertragungsnetzbetreiber]

Wie schon beim Technologievergleich der Marktwerte liegt Wind auch in Abbildung 22, mit Ausnahme der solarintensiven Sommermonate, unterhalb von Solar. Im ersten Quartal 2023 liegt insbesondere Wind an Land klar unter Solar. Im März 2023 ist die Marktwertigkeit förderfreien Windstroms auf See (88 %) höher als für förderfreien Solarstrom (87 %). Im ersten Quartal 2023 lag die relative Profilwertigkeit im Durchschnitt für Wind an Land bei 79 %, für Wind auf See bei

¹⁸ 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.

85 % und für Solar bei 90 %, d.h. insgesamt auf einem ähnlichen Niveau wie im Vorjahresquartal.

3.3 NEGATIVE PREISE

Das Wichtigste im Vergleich der Vorjahre

Tabelle 3: Zusammenfassung wichtiger Kennzahlen zu negativen Preisen in den Jahren 2021-2023

[Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

	Q1 2021	Q1 2022	Q1 2023
Stunden mit negativen Preisen	36	14	22
davon 4H § 51 EEG 2021 [Anteil in Prozent]	32 [89%]	14 [100%]	20 [91%]
davon 6H § 51 EEG 2017 [Anteil in Prozent]	17 [47%]	6 [43%]	20 [91%]
Ø der negativen Preise in EUR/MWh	-9,69	-4,20	-2,13
Ø Angebotsüberhang in MW	608	3.861	4.614
Stunden mit Preisen von 0 bis 10 EUR/MWh	29	31	79

Tabelle 3 zeigt unter anderem die Häufigkeit der Stunden mit negativen Preisen, 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 die ersten Quartale der Jahre 2021 bis 2023. Die Anzahl negativer Preise ist im ersten Quartal 2023 im Vergleich zum Vorjahresquartal gestiegen, aber lag mit 22 Stunden dennoch auf einem eher niedrigen Niveau. Der Anteil derjenigen negativen Preise, die in ein 4H-Zeitfenster fielen, lag im ersten Quartal 2023 mit 91 Prozent auf einem ähnlichen Niveau zu den Vorjahren. Bei den 6H-Zeitfenstern stieg der Anteil auf ebenfalls 91 Prozent. Dies hängt damit zusammen, dass sich fast alle der 22 negativen Preise im ersten Quartal auf wenige, über mehrere Stunden zusammenhängende Zeiträume erstreckten. Hingegen ist die Anzahl von Stunden mit Preisen von 0 bis 10 EUR/MWh mehr als doppelt so häufig aufgetreten, wie in den beiden Vorjahresquartalen.

Zusätzlich zur Häufigkeit des Auftretens negativer Preise sind in Tabelle 3 auch zwei Kennzahlen aufgeführt, die eine Aussage darüber erlauben, wie „negativ“ die Preise in diesen Zeiträu-

men waren: Der Durchschnitt der negativen Preise über die Quartale sowie der durchschnittliche Angebotsüberschuss in diesen Stunden in MW. Die durchschnittliche Höhe von -2,13 EUR/MWh ist im Vergleich zu den Vorjahren in Q1 2023 abermals gesunken, während der durchschnittliche Angebotsüberhang mit 4.614 MW abermals gestiegen ist. Im Durchschnitt war also deutlich mehr zusätzliche Nachfrageleistung notwendig, 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. Dieser Trend wurde bereits in vorherigen Berichten beschrieben und setzt sich in Q1/2023 weiter fort. Der Treiber hierfür dürfte weiterhin eine veränderte Vermarktungsstrategie von Direktvermarktern sein, die aufgrund hoher Strompreise ihre Strategie angepasst haben. Da die Marktprämie für viele Anlagen aufgrund hoher Monatsmarktwerte auf null reduziert wird, gibt es für Betreiber keinen Anreiz mehr, Strom zu sehr negativen Preisen anzubieten. Wenn der Marktwert unter dem anzulegenden Wert liegt, besteht jedoch immer noch ein Anreiz, Strom zu negativen Preisen zu verkaufen, solange der Preis unterhalb der Marktprämie liegt. Wenn der Strom nicht mehr zu negativen Preisen verkauft wird, verschiebt sich ein Teil des Angebots in der negativen Merit-Order-Kurve auf oder um 0 EUR/MWh. Die Wechselwirkung zwischen der gleitenden Marktprämie und den negativen Geboten von Direktvermarktern kann auch für die Entwicklung neuer EE-Fördermodelle wie Contracts-for-Difference von Interesse sein.

Anzahl und Höhe negativer Preise

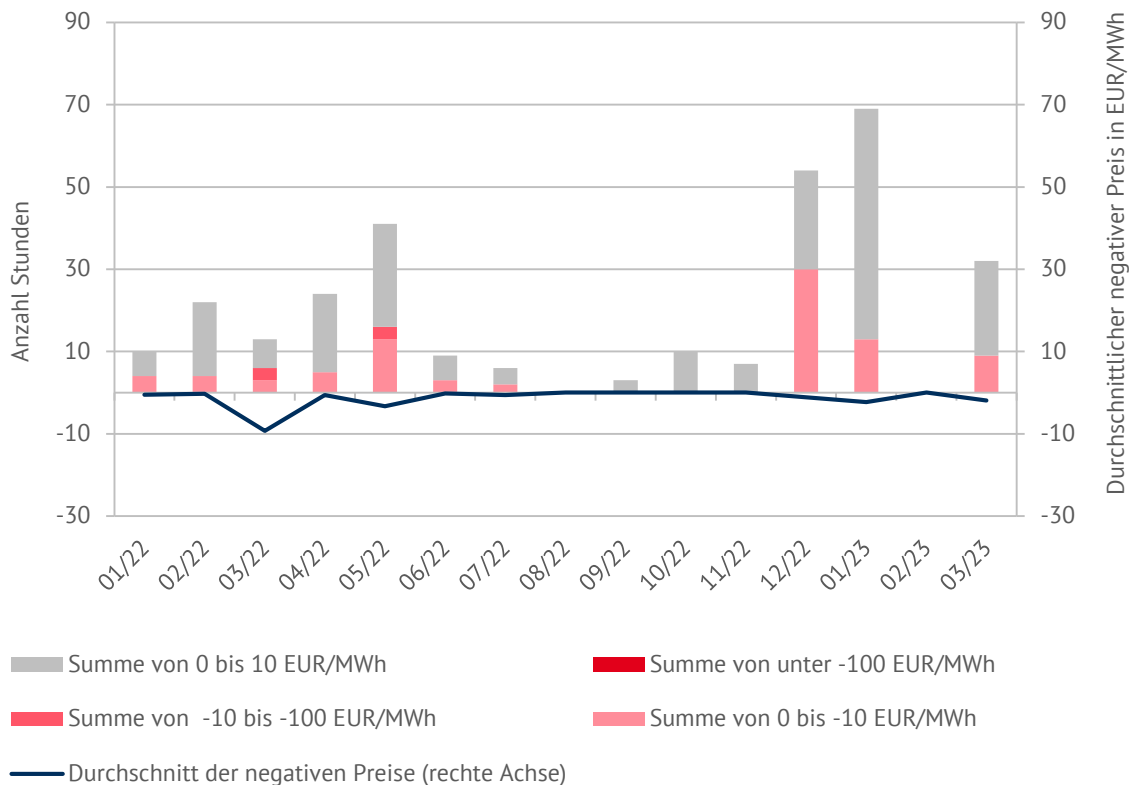


Abbildung 23: Monatsdurchschnitt und Anzahl negativer Preise gruppiert nach Höhe; bezogen auf DA-Preise der EPEX Spot [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Abbildung 23 vergleicht die Monate der Jahre 2022 und 2023 miteinander und zeigt: Die durchschnittliche Höhe der negativen Preise ist in 2023 auf einem ähnlichen Niveau wie im Jahr 2022.

Wenn es zu Stunden mit negativen Preisen kam, lagen diese stets oberhalb von -10 EUR/MWh. Die Anzahl von Stunden mit Preisen von 0 bis 10 EUR/MWh ist im Vergleich zum Vorjahresquartal deutlich angestiegen. Im Januar 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

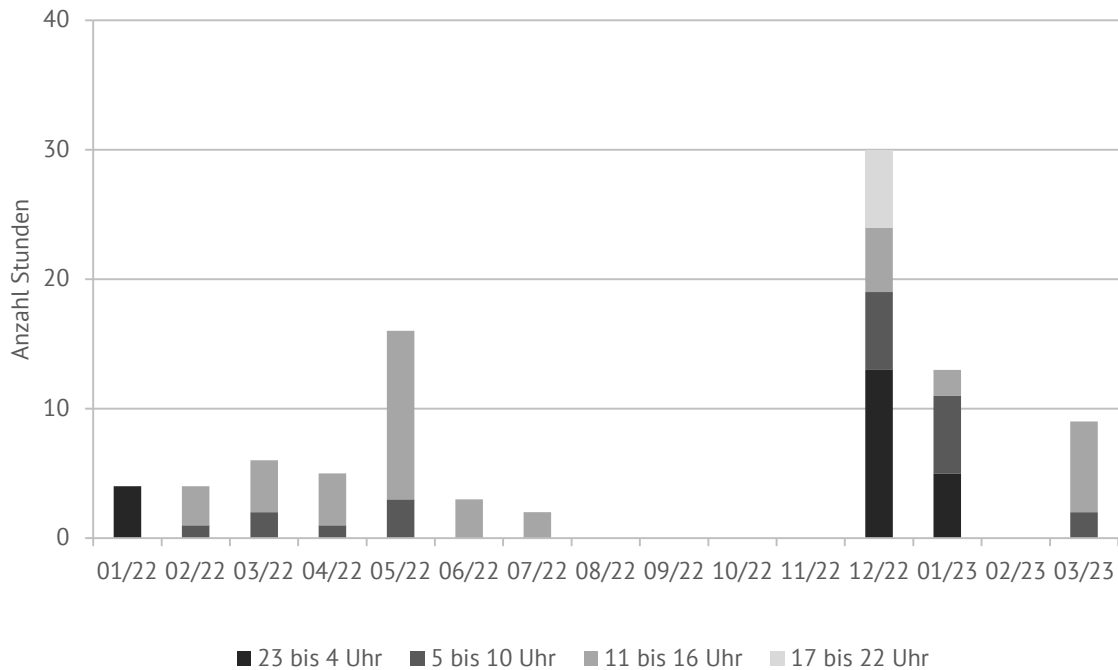


Abbildung 24: Negative Strompreise gruppiert nach Tageszeit [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Abbildung 24 zeigt, zu welcher Tageszeit die negativen Strompreise in den letzten 15 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. Im Vergleich zum Vorjahresquartal hat sich die Verteilung der negativen Preise über die Tageszeiten lediglich im Januar verändert. Im Januar 2023 traten negative Preise demzufolge nicht nur in den Nachtstunden, sondern auch in den frühen Morgen- sowie Mittagsstunden auf. Vor allem eine starke Windeinspeisung im Januar in den entsprechenden Stunden hat dazu geführt.

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 wer-

den 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, wengleich nur für den Anteil von Angebot und Nachfrage, der an der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot teilnimmt. Abbildung 25 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 25. 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.

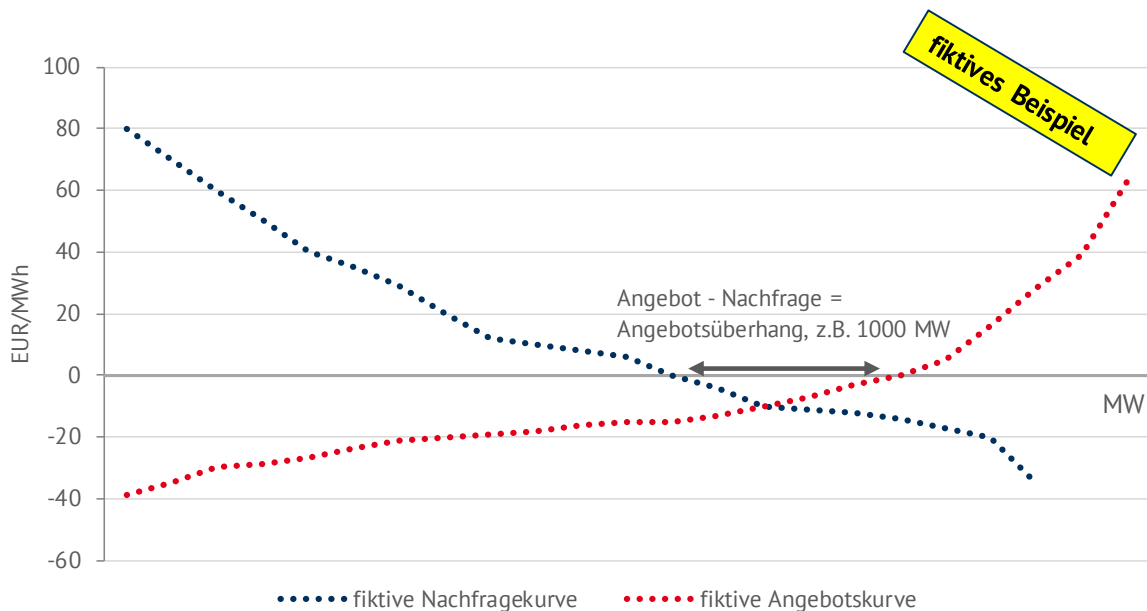


Abbildung 25: Exemplarische Skizze der Gebotskurven in einer Handelsstunde der Day-Ahead-Auktion an der EPEX Spot

Abbildung 26 vergleicht die durchschnittlichen Angebotsüberhänge je Monat der Jahre 2022 und 2023 mit dem jeweiligen Jahresdurchschnitt. Der Vergleich zeigt: Im Schnitt wären die negativen Preise in 2023 mit einer höheren flexiblen Nachfrage von rund 4,2 GW zu vermeiden gewesen (2022: 2,9 GW). Im Vorjahr kam es nur im März 2022 zu höheren durchschnittlichen Angebotsüberhängen als im Januar und März 2023. In diesem Monat lag der Durchschnittswert bei 5,9 GW.

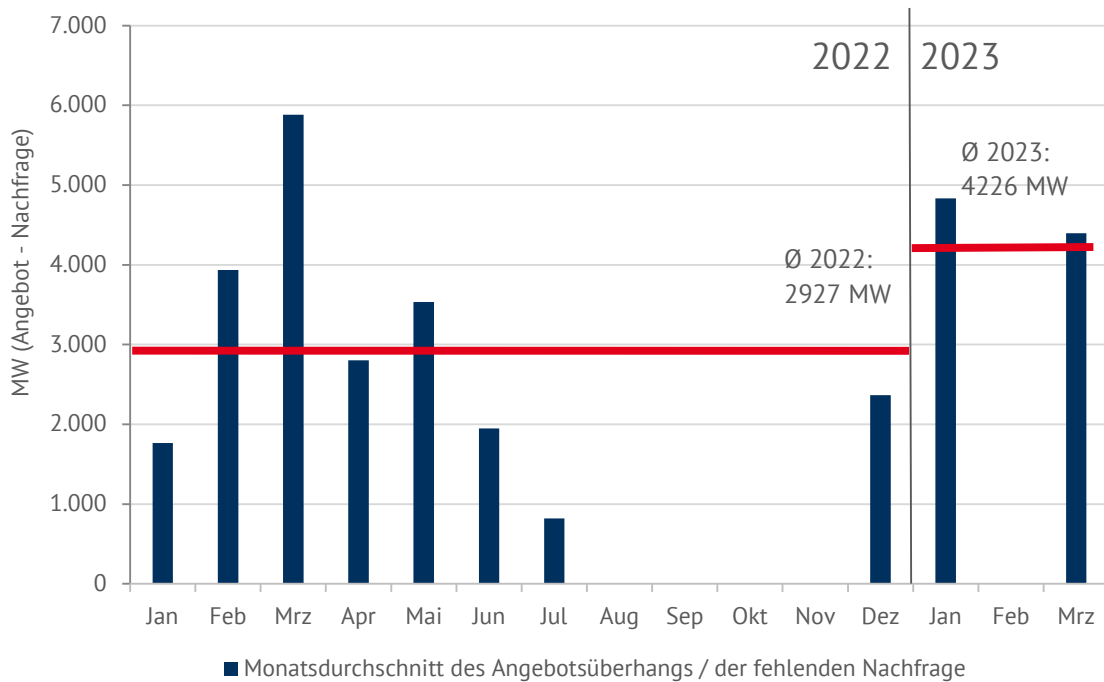


Abbildung 26: Durchschnitt des Angebotsüberhangs / der fehlenden Nachfrage pro Monat im Jahr 2022 und 2023 [eigene Darstellung nach EPEX Spot]

§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 27 die Anzahl der Fälle der 6H- 4H-Regel im Vergleich. So ist zu erkennen, dass die Anzahl an Fällen der 6H-, 4H-Regel in vielen Monaten auf ähnlichem Niveau lagen. Das bedeutet: Wenn negative Preise über vier Stunden auftraten, dann häufig auch über mindestens sechs Stunden. Im Vorjahresquartal traten im Januar und Februar jeweils nur Fälle der 4H-Regel auf, wohingegen im ersten Quartal 2023 die Dauer der negativen Stunden in jeweils die 6H-Regel gemündet sind.

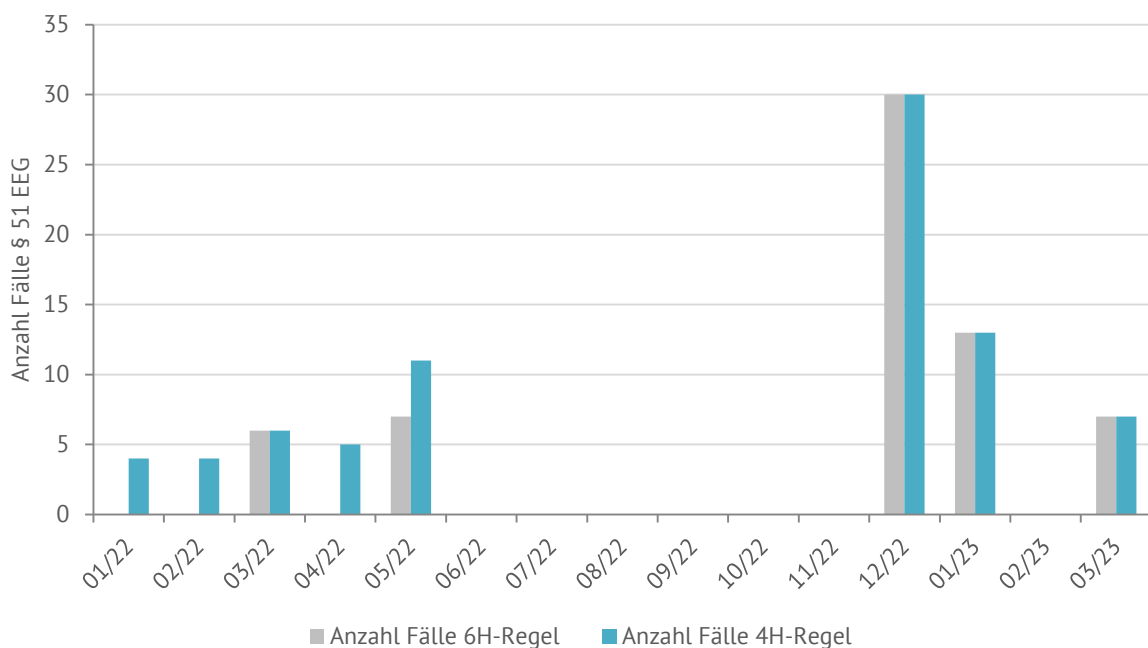


Abbildung 27: Häufigkeit der Stunden in Perioden von mindestens sechs (graue Balken) bzw. vier Stunden (türkisfarbene Balken) am Stück mit negativen Preisen [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Tabelle 4: Technologiespezifische Erzeugungsanteile in %, die in Zeiträume mit 6 oder 4 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	01/ 23	02/ 23	03/ 23
Solar	6H	0%	0%	3%	0%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	5%	4%	0%	3%
	4H	0%	3%	3%	2%	4%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	5%	4%	0%	3%
Wind an Land	6H	0%	0%	3%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	11%	3%	0%	2%
	4H	1%	1%	3%	2%	5%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	11%	3%	0%	2%
Wind auf See	6H	0%	0%	2%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	6%	2%	0%	2%
	4H	1%	1%	2%	1%	4%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	6%	2%	0%	2%

Tabelle 4 gibt zudem an, wie groß der Anteil der monatlichen Erzeugungsmengen der Solar- und Windenergie in diesen Zeiträumen war. Abgesehen vom Februar 2023, bei dem der Anteil der monatlichen Erzeugungsmengen über alle Technologien hinweg gleich 0 % war, wird deutlich, dass im ersten Quartal 2023 Solar am stärksten von negativen Preisen betroffen ist. Für die Wintermonate ist diese Entwicklung tendenziell eher ungewöhnlich. Eine mögliche Erklärung hierfür dürften hohe Einspeisemengen der Windenergie an Nachmittagen sein. Die stärkste Erlösreduktion durch negative Preise trat für Wind an Land mit 11 % im Dezember 2022 auf, als eine Windfront zum Jahresende auf feiertagsbedingt besonders niedrige Nachfrage traf.

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> [11.05.2023]

BNetzA (Bundesnetzagentur) (2023a): Marktstammdatenregister. [online] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Monitoringberichte/Marktstammdatenregister/MaStR_node.html [03.05.2023]

BNetzA (Bundesnetzagentur) (2023b): Marktstammdatenregister. [online] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/start.html [03.05.2023]

EEX (European Energy Exchange) (2023): Marktdaten, Futures. [online] <https://www.eex.com/de#/de> [03.05.2023]

EPEX-Spot (European Power Exchange) (2023): Day-Ahead Auktion, Marktdaten. [online] <http://www.epexspot.com/de/> [03.05.2023]

Öko-Institut & Energy Brainpool (2023): Monitoring der Direktvermarktung: Jahresbericht 2022 & Ausblick 2023 [online] <https://www.oeko.de/publikationen/p-details/monitoring-der-direktvermarktung-jahresbericht-2022-ausblick-2023> [11.05.2023]

Transparenzplattform der Übertragungsnetzbetreiber (2023): Informationen zur Direktvermarktung [online] <https://www.netztransparenz.de/EEG/Monatliche-Direktvermarktung> [03.05.2023]

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 08.05.2023 zum Stichtag 31.03.2023, persönliche Mitteilung des Umweltbundesamtes vom 08.05.2023

UBA (Umweltbundesamt) (2023a): persönliche Mitteilung des Umweltbundesamtes vom 11.05.2023

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

Mai 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.