



Endbericht

Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2022 bis 2026

im Auftrag der

50Hertz Transmission GmbH
Amprion GmbH
TenneT TSO GmbH
TransnetBW GmbH

Köln, 07. Oktober 2021

Impressum:

r2b energy consulting GmbH

Zollstockgürtel 61

50969 Köln

Tel.: +49 (0)221 - 78 95 98 60

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung	5
2	Methodische Vorgehensweise.....	12
2.1	Definition der Szenarien.....	13
2.2	Ermittlung der installierten Leistung	14
2.3	Ermittlung der Stromerzeugung und der vergüteten Strommengen	17
2.4	Vermarktungsoptionen und Vergütungszahlungen	19
3	Mittelfristprognosen für EEG-geförderte Anlagen.....	29
3.1	Wasserkraft	29
3.1.1	Analyse der bisherigen Entwicklung.....	29
3.1.2	Leistungsentwicklung 2021 bis 2026.....	29
3.1.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung.....	31
3.1.4	Marktwertfaktoren.....	33
3.1.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2026.....	33
3.1.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2026	34
3.2	Deponiegas.....	37
3.2.1	Analyse der bisherigen Entwicklung.....	37
3.2.2	Leistungsentwicklung 2021 bis 2026.....	37
3.2.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung.....	39
3.2.4	Marktwertfaktoren.....	41
3.2.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2026.....	41
3.2.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2026	42
3.3	Klärgas	44
3.3.1	Analyse der bisherigen Entwicklung.....	44
3.3.2	Leistungsentwicklung 2021 bis 2026.....	45

3.3.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung.....	46
3.3.4	Marktwertfaktoren.....	48
3.3.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2026.....	48
3.3.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2026	49
3.4	Grubengas	52
3.4.1	Analyse der bisherigen Entwicklung.....	52
3.4.2	Leistungsentwicklung 2021 bis 2026.....	52
3.4.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung.....	54
3.4.4	Marktwertfaktoren.....	55
3.4.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2026.....	55
3.4.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2026	56
3.5	Biomasse	58
3.5.1	Analyse der bisherigen Entwicklung.....	58
3.5.2	Leistungsentwicklung 2021 bis 2026.....	59
3.5.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung.....	62
3.5.4	Marktwertfaktoren.....	64
3.5.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2026.....	64
3.5.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2026	65
3.6	Geothermie	68
3.6.1	Analyse der bisherigen Entwicklung.....	68
3.6.2	Leistungsentwicklung 2021 bis 2026.....	68
3.6.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung.....	70
3.6.4	Marktwertfaktoren.....	71
3.6.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2026.....	71

3.6.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2026	72
3.7	Windenergie an Land.....	75
3.7.1	Analyse der bisherigen Entwicklung.....	75
3.7.2	Leistungsentwicklung 2021 bis 2026.....	76
3.7.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung.....	81
3.7.4	Marktwertfaktoren.....	83
3.7.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2026.....	85
3.7.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2026	87
3.8	Windenergie auf See.....	89
3.8.1	Analyse der bisherigen Entwicklung.....	89
3.8.2	Leistungsentwicklung 2021 bis 2026.....	90
3.8.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung.....	91
3.8.4	Marktwertfaktoren.....	93
3.8.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2026.....	95
3.8.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2026	96
3.9	Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen.....	98
3.9.1	Analyse der bisherigen Entwicklung.....	98
3.9.2	Leistungsentwicklung 2021 bis 2026.....	99
3.9.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung.....	102
3.9.4	Marktwertfaktoren.....	106
3.9.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2026.....	106
3.9.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2026	107
3.10	Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	109
3.10.1	Analyse der bisherigen Entwicklung.....	109
3.10.2	Leistungsentwicklung 2021 bis 2026.....	110

3.10.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung.....	113
3.10.4 Marktwertfaktoren.....	115
3.10.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2026.....	117
3.10.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2026	118
4 Abkürzungsverzeichnis	120
5 Abbildungsverzeichnis.....	122
6 Tabellenverzeichnis.....	124
7 Literaturverzeichnis	129
Anhang A: Monatsscharfe Darstellung der Ergebnisse der Deutschlandprognose im Trendszenario für das Jahr 2022.....	135
Anhang B: Entwicklung der Stromerzeugung je Energieträger nach Veräußerungsformen..	150
Anhang C: Entwicklung der Auszahlungen je Energieträger nach Veräußerungsformen	160

1 Zusammenfassung

Nach § 6 der Erneuerbaren-Energien-Verordnung (EEV) i. V. m. § 60 Abs. 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)¹ sind die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verpflichtet, bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres eine Vorausschau über die Entwicklung des Ausbaus der erneuerbaren Energien für die folgenden fünf Kalenderjahre zu erstellen und zu veröffentlichen. Die Prognose wird genutzt, um die Höhe der EEG-Förderkosten für das Folgejahr zu ermitteln und war in den vergangenen Jahren damit wichtige Grundlage zur Bestimmung der Höhe der resultierenden EEG-Umlage. Die Bundesregierung hat jedoch im Juni 2020 im Zuge des Konjunkturpakets zur Bewältigung der Folgen der Corona-Pandemie eine Deckelung der EEG-Umlage auf 6,5 €-Ct/kWh für das Jahr 2021 und 6,0 €-Ct/kWh für das Jahr 2022 beschlossen.² EEG-Förderkosten, die in diesen beiden Jahren möglicherweise nicht durch die so gedeckelte EEG-Umlage gedeckt werden können, werden über einen Bundeszuschuss finanziert. Daher dienen die Ergebnisse der diesjährigen EEG-Vorausschau möglicherweise auch zur Prognose der Höhe dieses Zuschusses. Des Weiteren bietet die Vorausschau einen Ausblick auf die Entwicklung der EEG-Förderkosten bis zum Jahr 2026.

Die Bestimmung der EEG-Förderkosten und der EEG-Umlage erfordert einerseits Prognosen über die Entwicklung der EEG-Vergütungszahlungen sowie andererseits über die Entwicklung der EEG-umlagepflichtigen Letztverbrauchskomponenten. Vor diesem Hintergrund war das Ziel unseres Gutachtens eine Abschätzung der Entwicklung der installierten Leistung, der Stromerzeugung sowie schließlich der gesamten Vergütungszahlungen an EEG-geförderte Anlagen (Los 1). Neben einer Betrachtung für das Jahr 2022 wurde auch eine Abschätzung der mittelfristigen Entwicklung dieser Größen für die Jahre 2023 bis 2026 vorgenommen. Neben einem mittleren Szenario, welches einen wahrscheinlichen Entwicklungspfad für die Jahre 2022 bis 2026 abbildet, soll auch eine Bandbreite (unteres und oberes

¹ Präzisierungen erfolgen unter anderem in der Erneuerbar-Energien-Verordnung (EEV), der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung (EEAV), dem Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG), sowie der Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung (GEEV).

² Vgl. Bundesregierung (2020).

Szenario) möglicher Entwicklungen abgeschätzt werden. Der vorliegende Endbericht fasst die Ergebnisse des Gutachtens zusammen.

Als Grundlage unserer Prognose haben wir – neben den jeweils gültigen Regelungen früherer EEG-Versionen für Bestandsanlagen – insbesondere die Vorgaben und Anreize des zu Beginn des laufenden Jahres in Kraft getretenen EEG 2021 inkl. der am 24.06.2021 vom Bundestag beschlossenen Novelle („EEG-Frühjahrsnovelle“) und damit einhergehender Anpassungen weiterer Gesetze und Verordnungen berücksichtigt.³ Insbesondere sind hier die gesetzlich festgelegten Ausschreibungsmengen und weiteren Ausschreibungsregeln für die wichtigsten erneuerbaren Energieträger Windenergie an Land, Photovoltaik und Biomasse relevant sowie die erstmals im laufenden Kalenderjahr anzuwendenden Regelungen für Altanlagen, deren 20-jährige EEG-Förderdauer am 31.12.2020 ausgelaufen ist. Neben den relevanten gesetzlichen Regelungen wurden auch die aktuellen Entwicklungen am Strommarkt, insb. Strompreise und Marktwertfaktoren der erneuerbaren Energien (EE), als Grundlage der Prognose berücksichtigt.

Im Ergebnis resultiert vor allem für **Photovoltaikanlagen** ein vergleichsweise starker Nettozubau von ca. 6 bis 8 GW pro Jahr (Summe PV-Freifläche und PV-Aufdach), der sich durch die für die nächsten Jahre geplanten hohen Ausschreibungsmengen inkl. der im Jahr 2022 geplanten Sonderausschreibungen und einen allgemein positiven Trend bei der Inbetriebnahme neuer PV-Anlagen aufgrund wieder gestiegener Wirtschaftlichkeit begründet. Zusätzlich berücksichtigen wir bei der Prognose auch PV-Freiflächenanlagen, die außerhalb der EEG-Förderkulisse zugebaut und über langfristige Stromlieferverträge (Power-Purchase-Agreements, PPA) mit privaten Abnehmern finanziert werden.

Für **Windenergie an Land** resultiert in den Jahren 2022 bis 2025 ein jährlicher Nettozubau zwischen 1,3 und 1,8 GW. Insgesamt steigt die installierte Leistung der Windenergieanlagen an Land im Zeitraum von Ende 2020 (54,3 GW) bis Ende 2026 (60,2 GW) um insg. knapp 6 GW. Im Jahr 2026 ist dann ein Nettorückbau um ca. 1,7 GW von 61,9 GW (Ende 2025) auf 60,2 GW (Ende 2026) zu erkennen, der aus der dann angenommenen Stilllegung der ersten Anlagenkohorte resultiert, die

³ Vgl. Deutscher Bundestag (2021).

Ende 2020 aus der EEG-Förderung gefallen ist (vgl. auch weitere Erläuterungen in Kapitel 3.7).

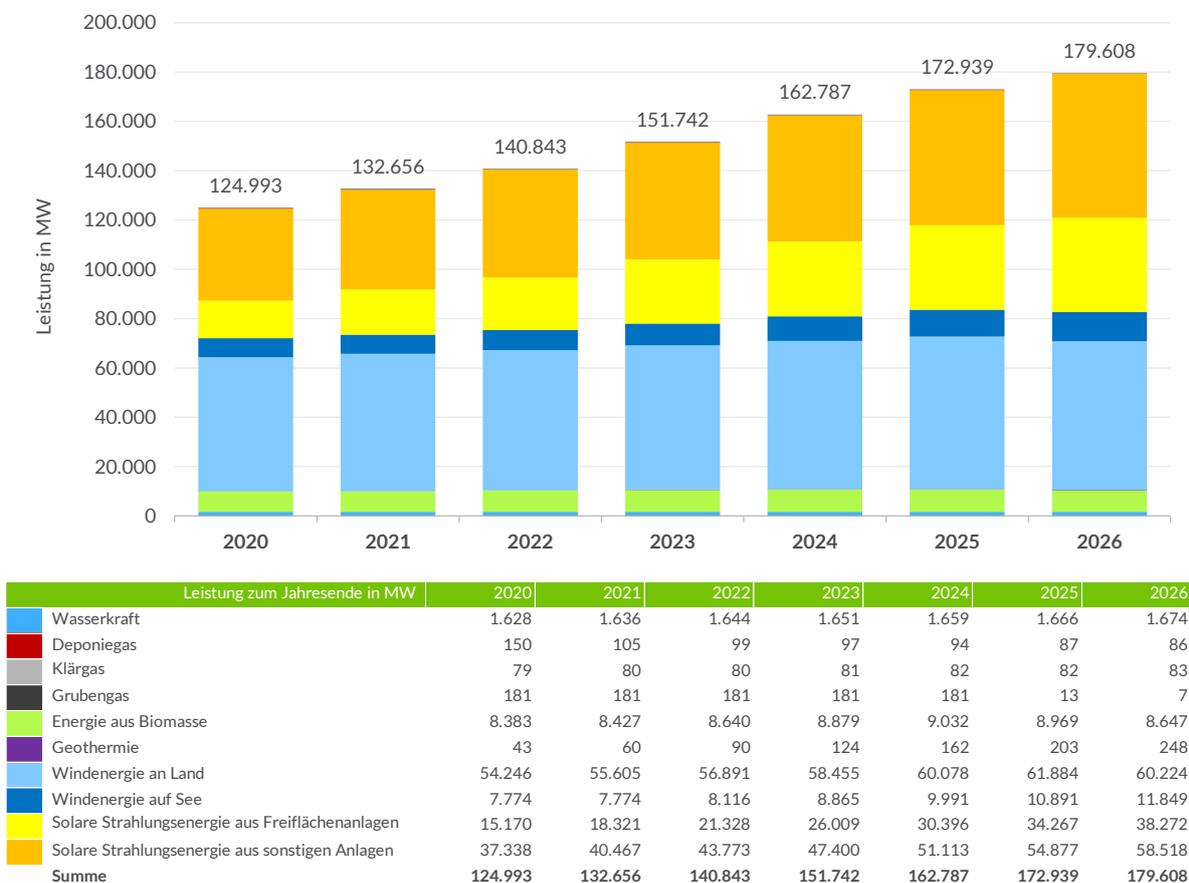
Die installierte Leistung der **Biomasseanlagen** steigt im Prognosezeitraum von 8,4 GW Ende 2020 zunächst auf knapp über 9 GW Ende des Jahres 2024 an. Gründe für diesen anhaltenden Leistungszuwachs sind zum einen die Aufhebung des Förderdeckels zur Leistungsüberbauung von Biomasseanlagen zum Zwecke ihrer Flexibilisierung im EEG 2021. Zum anderen werden durch die Einführung der Ausschreibung für hochflexible Biomethananlagen ab 2022 jährlich bundesweit 150 MW Leistung zugebaut. Trotz Rückbaueffekten nach Ende der EEG-Förderung bzw. wegen Unwirtschaftlichkeit oder aufgrund technischen Defekts ergibt sich in Summe zunächst ein Nettozubau. Ab dem Jahr 2025 überwiegt dann der Rückbau von Altanlagen.

Hinsichtlich der Leistungsentwicklung der **Windenergie auf See** gibt es in den nächsten Jahren keine großen Veränderungen gegenüber früheren Prognosen: Der erwartete Zubau folgt auch in der vorliegenden Prognose den Ausschreibungsergebnissen der Jahre 2017 und 2018. Ab dem Jahr 2026 werden dann zusätzlich die im laufenden Kalenderjahr ausgeschriebenen Leistungen zugebaut.

Auch bei den weiteren EEG-geförderten Energieträgern **Wasserkraft, Deponie-, Klär- und Grubengas sowie Geothermie** sind in der vorliegenden Prognose keine signifikanten Veränderungen gegenüber den Erwartungen in vergangenen Jahren zu verzeichnen. Allerdings werden aufgrund der im EEG 2021 verankerten Anschlussförderung für Grubengasanlagen die betreffenden Anlagen in der vorliegenden Prognose annahmegemäß erst Ende 2024 stillgelegt.

Nachfolgende Abbildung 1-1 stellt die Entwicklung der installierten Leistung der einzelnen Energieträger für den Prognosezeitraum und das Trendszenario nochmals zusammenfassend dar. Demnach steigt die installierte Leistung der EEG-Technologien von rund 125 GW im Jahr 2020 auf knapp 180 GW im Jahr 2026 an.

ABBILDUNG 1-1: LEISTUNGSENTWICKLUNG DER EEG-ENERGIETRÄGER BIS 2026 IM TRENDSZENARIO



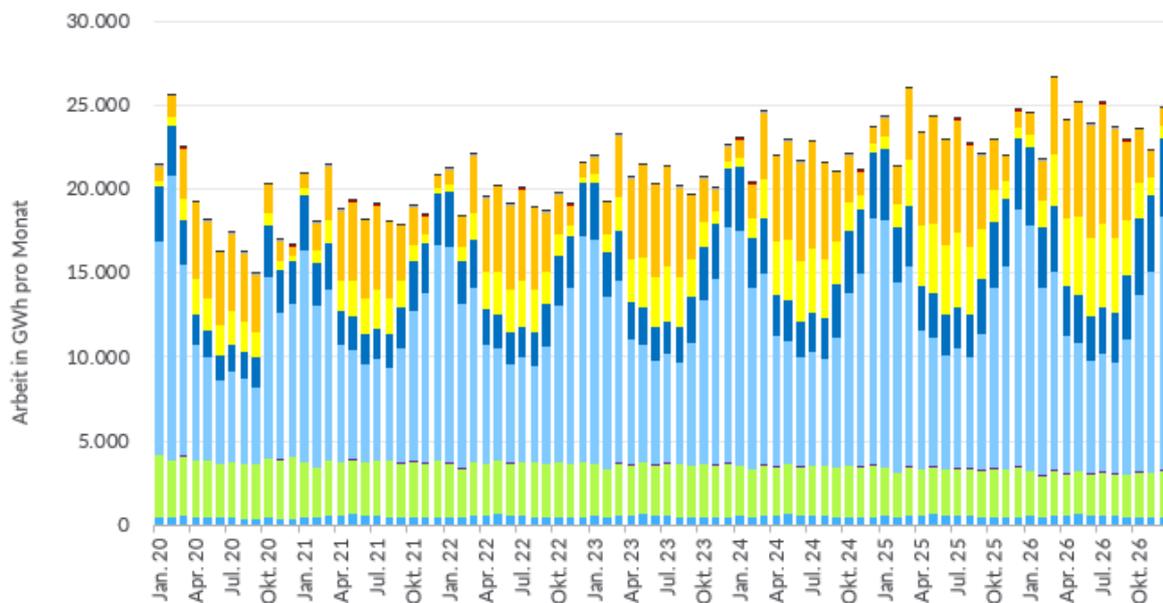
Quelle: Eigene Berechnungen.

In Abbildung 1-2 ist die sich auf Basis der installierten Leistung ergebende Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung (Grafik) sowie der Jahreserzeugung (Tabelle) für den Prognosezeitraum und das Trendszenario dargestellt.

Bei Betrachtung der Jahresarbeit zeigt sich, dass Windenergie an Land über den gesamten Betrachtungszeitraum erzeugungsstärkster erneuerbarer Energieträger bleibt. Allerdings sinkt der Erzeugungsanteil von Windenergie an Land an der EEG-Gesamterzeugung trotz weiter steigender Vollbenutzungsstunden (Vbh) für diese Technologie von rund 45 % in 2020 auf 41 % in 2026. Im gleichen Zeitraum steigt der Anteil der Stromerzeugung der Photovoltaik von 22 % auf 30 %. Außerdem fällt auf, dass die Stromerzeugung aus Bioenergieanlagen entsprechend der Prognose kontinuierlich sinken wird. Dies begründet sich neben einer perspektivischen Reduktion der installierten Leistung aber vor allem durch eine sinkende Auslastung dieser Anlagen, um einen flexibleren Einsatz gewährleisten zu können.

Die dargestellten monatlichen Erzeugungsmengen basieren für den Zeitraum bis Juni 2021 auf historischen Werten und ab Juli 2021 auf prognostizierten Werten. Auch hier zeigt sich der vergleichsweise starke Anstieg der Photovoltaik-Stromerzeugung insbesondere in den Sommermonaten.

ABBILDUNG 1-2: ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG AUS EEG-ENERGIETRÄGERN BIS 2026 IM TRENDSZENARIO



Jahresarbeit in GWh/a		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Wasserkraft		5.167	6.140	6.174	6.207	6.240	6.272	6.305
Energie aus Biomasse		40.999	38.749	37.810	36.841	35.578	33.520	30.611
Geothermie		197	243	348	493	652	831	1.027
Windenergie an Land		102.729	102.136	104.915	109.487	114.696	120.342	119.110
Windenergie auf See		26.903	29.645	30.205	32.321	36.244	39.354	43.804
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen		14.913	16.227	19.526	23.279	27.669	31.655	35.468
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen		33.948	35.950	38.712	41.729	44.937	48.172	51.393
Deponiegas		252	213	198	188	178	165	158
Klär gas		364	428	433	436	439	442	445
Grubengas		793	785	777	769	762	53	30
Summe		226.265	230.516	239.098	251.749	267.393	280.806	288.350

Quelle: Eigene Berechnungen.

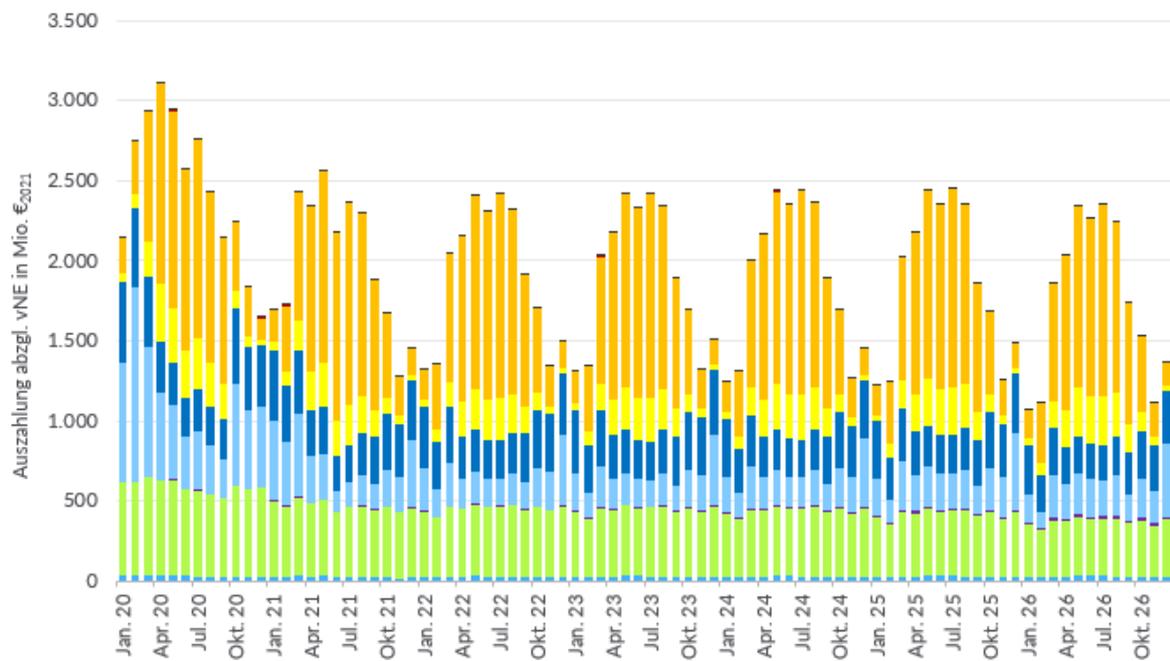
Abbildung 1-3 stellt den Verlauf der gesamten Vergütungszahlungen abzgl. vermiedener Netzentgelte (vNE) an die Anlagenbetreiber für das Trendszenario dar. Nach wie vor werden die Vergütungszahlungen für EE-Anlagen maßgeblich durch die Photovoltaik bestimmt. Im Jahr 2020 lag der Anteil dieses Energieträgers an den gesamten Vergütungszahlungen noch bei 39 %. Diese weisen aufgrund des typischen Jahresverlaufs der Stromeinspeisung aus PV-Anlagen mit hoher Stromerzeugung in den Sommer- und niedriger Erzeugung in den Wintermonaten einen

markanten jahreszeitlichen Verlauf auf, was sich auch auf den Jahresverlauf der Gesamtauszahlungen überträgt.

In der Darstellung der EEG-Auszahlungen fallen zudem die im Vergleich zum Prognosezeitraum sehr hohen Auszahlungsbeträge des Jahres 2020 auf, die sich aufgrund der am Strommarkt deutlich spürbaren Auswirkungen der Corona-Krise bzw. der zur Pandemiebekämpfung ergriffenen Maßnahmen der Kontaktbeschränkungen realisiert haben (insb. niedrige Strompreise aufgrund einer deutlich reduzierten Stromnachfrage und niedrigen Brennstoff- und CO₂-Preisen in den Lockdown-Monaten). Diese Effekte wurden bis zum Beginn des Jahres 2021 bereits weitgehend überwunden.

Mit Blick auf die zukünftigen EEG-Auszahlungen wirken unterschiedliche Effekte: Vor allem die an den Terminmärkten zu beobachtenden steigenden Strompreise und EE-Marktwerte wirken senkend auf die Förderzahlungen. Ebenso fallen seit Ende 2020 die ersten EEG-Anlagenkohorten nach Ende ihres zwanzigjährigen Förderzeitraums aus den EEG-Zahlungen heraus. Zum anderen werden weiterhin viele Neuanlagen in die Förderung aufgenommen, jedoch in der Regel mit deutlich niedrigeren Fördersätzen im Vergleich zu Bestandsanlagen. In Summe resultiert ab 2022 ein EEG-Gesamtauszahlungsbetrag in Höhe von ca. 23 Mrd. €₂₀₂₁ jährlich mit leicht sinkender Tendenz.

ABBILDUNG 1-3: AUSZAHLUNGEN AN BETREIBER VON EEG-ANLAGEN BIS 2026 IM TRENDSZENARIO



Auszahlungen an Betreiber in Mio. €2021/a	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Wasserkraft	359	292	288	300	311	317	319
Energie aus Biomasse	6.701	5.319	5.127	5.048	4.962	4.686	4.132
Geothermie	41	44	64	93	124	159	193
Windenergie an Land	6.671	3.500	2.729	2.608	2.677	2.997	2.779
Windenergie auf See	4.246	3.814	3.691	3.784	3.531	3.565	3.145
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	2.388	1.896	1.860	1.930	2.009	2.067	2.086
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	9.060	8.957	8.981	8.976	8.955	8.710	8.332
Deponiegas	13	3	2	2	1	1	0
Klärgas	3	2	2	2	2	2	2
Grubengas	30	7	6	8	8	1	0
Summe	29.511	23.834	22.750	22.751	22.581	22.504	20.989

Quelle: Eigene Berechnungen.

2 Methodische Vorgehensweise

In diesem Kapitel wird die im Rahmen der Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken angewendete grundsätzliche Vorgehensweise zur Bestimmung der installierten Leistung, der Stromerzeugung, der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen sowie der resultierenden Vergütungszahlungen erläutert. Dabei wird in diesem Kapitel die für alle Technologien gleichermaßen angewendete Methodik beschrieben. Erläuterungen der spezifischen methodischen Herangehensweise für einzelne Technologien erfolgen in Kapitel 3.

Abbildung 2-1 stellt die grundsätzliche Methodik im Rahmen der Prognose dar. Die Berechnungen bzgl. der Entwicklungen der einzelnen EE-Technologien basieren auf einer Vielzahl an Daten, die im Rahmen der Prognose erhoben und ausgewertet wurden. Auf Basis dieser Daten wurde zunächst für jede Technologie eine Prognose der installierten Leistung unter Berücksichtigung der Bestandsanlagen, des Zubaus und der Stilllegungen vorgenommen. Ab dem Jahr 2021 erhalten zunehmend Anlagen aufgrund des Auslaufens ihrer zwanzigjährigen EEG-Förderung keine weiteren Vergütungen mehr. Hierzu wurden im Rahmen der Prognose Abschätzungen getroffen, inwiefern diese Anlagen unmittelbar nach Förderende stillgelegt oder noch für einen bestimmten Zeitraum weiterbetrieben werden. Hierbei wurden insbesondere auch die entsprechenden neuen Regelungen des EEG 2021 berücksichtigt.

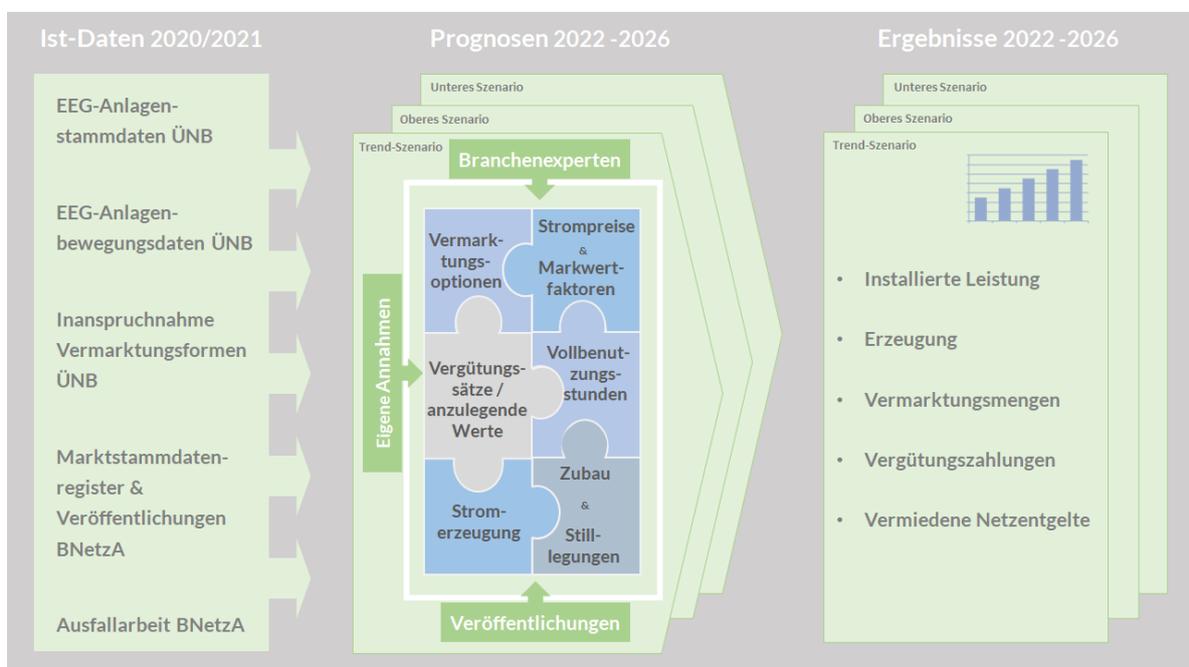
Darauf aufbauend wurden in einem nächsten Schritt die Erzeugungsmengen der jeweiligen Technologien sowohl für die bestehenden Anlagen als auch für neu zugebaute Anlagen ermittelt. Dabei wurden zusätzlich Prognosen zur Entwicklung des Eigenverbrauchs sowie zur Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen erstellt.

Zur Ermittlung der Zahlungen, die von den Netzbetreibern an die Anlagenbetreiber für die eingespeisten Strommengen zu zahlen sind, wurden in einem nächsten Schritt zunächst die Strompreise sowie die Marktwertfaktoren bestimmt. Zu deren Ermittlung wurden die im Rahmen des parallellaufenden Gutachtens des IE Leipzig „Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Abgabe von Strommengen an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2022 bis 2026“ prognostizierten

Stromabsätze unterstellt. Unter Berücksichtigung der Strompreise und Marktwertfaktoren sowie unter Beachtung der anzulegenden Werte bzw. fester Vergütungssätze für bestehende und neue Anlagen wurden anschließend die Vergütungszahlungen prognostiziert. Von den Gesamtauszahlungen wurden die an dargebotsunabhängig einspeisende Bestandsanlagen zu zahlenden vNE in Abzug gebracht.

Eine detaillierte Beschreibung der grundsätzlichen Herangehensweise erfolgt in den folgenden Abschnitten.

ABBILDUNG 2-1: VORGEHENSWEISE BEI DER ERSTELLUNG DER MITTELFRISTPROGNOSE



Quelle: Eigene Darstellung.

2.1 Definition der Szenarien

Um die bestehende Unsicherheit bzgl. der weiteren Entwicklung der EE und der damit verbundenen Zahlungsbeträge abzubilden, wurden im Rahmen der Prognose folgende drei Szenarien unterschieden:

- **Unteres Szenario:** In diesem Szenario werden ein minimaler Nettozubau (Zubau abzgl. Stilllegungen) sowie ein Anlagen-Ausnutzungsgrad am unteren Ende der wahrscheinlichen Bandbreite unterstellt.

- **Trendszenario:** In diesem Szenario werden ein Nettozubau mit der höchsten erwarteten Eintrittswahrscheinlichkeit sowie ein Ausnutzungsgrad im Mittel der vergangenen Jahre unterstellt.
- **Oberes Szenario:** In diesem Szenario werden ein maximaler Nettozubau sowie ein Ausnutzungsgrad am oberen Ende der wahrscheinlichen Bandbreite unterstellt.

Die Bandbreite des Nettozubaus ergibt sich zum einen auf Basis der derzeit bestehenden Unsicherheiten bzgl. des weiteren Zubaus der einzelnen Energieträger. Zum anderen werden im Rahmen der Prognose auch die Stilllegungen in den unterschiedlichen Szenarien variiert. Die Variation der Ausnutzungsgrade der einzelnen Technologien ergibt sich bei Windenergie, Photovoltaik und Wasserkraft aufgrund ihrer starken Wetterabhängigkeit. Auch bei den sonstigen Energieträgern konnten in den vergangenen Jahren unterschiedliche Ausnutzungsgrade beobachtet werden, die ebenfalls berücksichtigt werden.

2.2 Ermittlung der installierten Leistung

Ermittlung des Bestands

Die Basis unserer Prognose zur Entwicklung der installierten Leistung bildet unsere Auswertung der von den ÜNB bereitgestellten Anlagenstammdaten⁴ des EEG-Anlagenbestands zum 31.12.2020. Dazu wurden zunächst eine aufwändige Validierung und eine Korrektur der individuellen Anlagendaten durchgeführt. Zusätzlich zu diesen Anlagendaten wurden die von der Bundesnetzagentur (BNetzA) im Marktstammdatenregister⁵ (MaStR) sowie die veröffentlichten EEG-Zubauwerte⁶ bis einschließlich 30.06.2021 berücksichtigt, um den bereits erfolgten Zubau des ersten Halbjahres 2021 korrekt zu abbilden.

Prognose des Zubaus

Im nächsten Schritt wurde für jeden betrachteten Energieträger eine Zubauprognose für das zweite Halbjahr 2021 und die Folgejahre bis einschließlich 2026

⁴ ÜNB (2021c).

⁵ BNetzA (2021b).

⁶ BNetzA (2021f).

erstellt. Für die Energieträger Windenergie an Land, Windenergie auf See, Photovoltaik und Biomasse, bei denen ein signifikanter Teil des Zubaus über die gesetzlich festgelegten Ausschreibungsmengen gesteuert wird, wurden zunächst die Ergebnisse vergangener Ausschreibungsrunden analysiert und bereits bezuschlagte, jedoch mit Stand 01.07.2021 noch nicht in Betrieb genommene Anlagen, berücksichtigt. Der mittelfristig erwartete Zubau innerhalb der Ausschreibungen folgt anschließend den gesetzlich vorgegebenen Rahmenbedingungen zu geplanten Ausschreibungsmengen inkl. Sonderausschreibungen sowie Überlegungen zur Wirtschaftlichkeit neuer Anlagen vor dem Hintergrund aktueller Marktentwicklungen und der gesetzlich vorgegebenen Höchstgebote in den jeweiligen Ausschreibungen. Dabei wurden zentrale Annahmen wie z. B. zur erwarteten Gebotsmenge bzw. Bezuschlagungsquote, zu der Realisierungsquote und der Realisierungsdauer auf Basis einer systematischen Auswertung vergangener Ausschreibungsergebnisse und Erkenntnissen aus Expertenbefragungen gesetzt. Zur Abbildung der drei Szenarien wurden in diesem Bereich die unterstellten Bezuschlagungs- und Realisierungsquoten variiert. Neben den technologiespezifischen Ausschreibungen werden zusätzlich die im Prognosezeitraum geplanten Innovationsausschreibungen berücksichtigt. Keine Berücksichtigung fanden im Gegensatz dazu grenzüberschreitende Ausschreibungen nach § 5 EEG 2021, da uns hierzu keine weiteren Planungen bekannt sind.

Zusätzlich wurde auch der Zubau von EEG-geförderten Anlagen außerhalb von Ausschreibungen berücksichtigt. Dieser umfasst Photovoltaikanlagen bis 750 kW, Biomasseanlagen bis 150 kW sowie den Zubau bei den Energieträgern Wasserkraft, Klärgas und Geothermie. In diesem Bereich stützen wir unsere Zubauprognose auf eine Auswertung der historischen Entwicklung des Zubaus der entsprechenden Energieträger und berücksichtigen zusätzlich Veränderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen (insb. Vergütungssätze) und Einschätzungen von Branchenexperten zur Bewertung aktueller Trendentwicklungen. Auch der in den vergangenen Jahren zunehmend zu beobachtende Zubau von neuen Photovoltaikanlagen außerhalb der EEG-Förderkulisse, der vollständig über langfristige Stromlieferverträge mit privaten Abnehmern finanziert wird (PPAs), wurde in der Prognose abgebildet.

Prognose von Stilllegungen und Wechsel zwischen den Vermarktungsformen am Ende des EEG-Förderzeitraums

Nach zwanzig Jahren ist zum 31.12.2020 der Anspruch auf Förderzahlungen für die ersten EEG-Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01.01.2001 ausgelaufen. Für diese Anlagen sowie die weiteren, bis zum Ende des Prognosezeitraums jährlich aus der Förderung fallenden Anlagenkohorten haben wir zunächst auf Basis einer Auswertung der Entwicklung der sonstigen Direktvermarktung im ersten Halbjahr 2021 sowie Einschätzungen von Branchenexperten und weiteren Auswertungen je Energieträger abgeschätzt, welcher Teil dieser Altanlagen auch ohne EEG-Förderung weiterbetrieben wird.

Weiterbetriebene Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 kW haben dabei nach § 19 Abs. 1 Nr. 2 in Verbindung mit § 21 Abs. 1 Nr. 3 lit. b und § 23b Abs. 1 EEG 2021 weiterhin einen Anspruch auf Zahlung einer festen Einspeisevergütung in Höhe des Jahresmarktwerts abzüglich einer gesetzlich vorgesehenen Vermarktungspauschale. Solche Anlagen werden im vorliegenden Gutachten als „ausgeförderte Anlagen“ bilanziert. Weiterbetriebene Anlagen mit einer installierten Leistung von über 100 kW haben nach Förderende in der Regel keinen solchen Anspruch mehr. Diese Anlagen werden ggf. im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung weiterbetrieben und im vorliegenden Gutachten als solche ausgewiesen. Eine Ausnahme bilden hierbei Windenergieanlagen an Land mit einer installierten Leistung über 100 kW, die im Jahr 2021 ebenfalls einen Anspruch auf Zahlung einer festen Einspeisevergütung nach § 19 Abs. 1 Nr. 2 in Verbindung mit § 21 Abs. 1 Nr. 3 lit. a und § 23b Abs. 2 EEG 2021 haben und deswegen im vorliegenden Gutachten im Jahr 2021 ebenfalls bei den ausgeförderten Anlagen bilanziert werden.

Neben einem (energieträgerspezifischen) Anteil an Anlagen, die per Annahme nach dem Ende ihrer EEG-Förderung nicht weiterbetrieben, sondern stillgelegt werden, berücksichtigen wir auch den vorzeitigen Rückbau von Anlagen aufgrund von technischem Defekt vor Auslaufen der EEG-Förderdauer. Die entsprechenden Annahmen setzen wir auf Basis einer Auswertung des vorzeitigen Rückbaus von Anlagen in den vergangenen Jahren.

Im Rahmen des Gutachtens berücksichtigen wir zudem die in der EEG-Frühjahrsnovelle beschlossenen Anschlussförderungen für Grubengas und Biomasse (Güllekleinanlagen).

2.3 Ermittlung der Stromerzeugung und der vergüteten Strommengen

Für die Ermittlung der Stromerzeugung aus EEG-geförderten Anlagen wurde zwischen dargebotsabhängigen und -unabhängigen Energieträgern unterschieden:

Bei den dargebotsabhängigen Energieträgern Photovoltaik, Windenergie an Land und Windenergie auf See wurden Vbh aus umfangreichen eigenen Analysen historischer, hochauflösender Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) abgeleitet: Für jede Region und jeden Energieträger wurden jeweils stündliche Werte für das Primärenergiedargebot hinterlegt. Bspw. sind bei den Analysen für Windenergie an Land stündliche und regional unterschiedliche Windgeschwindigkeiten in die Berechnungen eingeflossen. Diese stündlichen Ganglinien wurden mittels geeigneter Umrechnungsmethoden für unterschiedliche EE-Erzeugungstechnologien in eine elektrische Stromerzeugung umgerechnet und als spezifische Erzeugung je installierte Leistung (MWh/MW) weiterverwendet.

Um die vorhandenen Unsicherheiten beim Primärenergiedargebot in der Prognose abzubilden, wurden zur Berechnung der Stromerzeugung in den drei Szenarien drei unterschiedliche synthetische Wetterjahre gebildet. Konkret wurde für jeden Einzelmonat die Verteilung der historisch beobachteten durchschnittlichen Vbh für Deutschland in den Jahren 2007 bis 2019 ausgewertet und für das mittlere Szenario jeweils derjenige Wettermonat ausgewählt, dessen Vbh dem Mittel der Verteilung am nächsten kommen. Für das obere (untere) Szenario wurden entsprechend jeweils Wettermonate ausgewählt, die im Vergleich überdurchschnittliche (unterdurchschnittliche) Vbh aufwiesen. Anschließend wurden auf Basis der energieträgerspezifisch ausgewählten Monate und der zuvor ermittelten regionalisierten Entwicklung der installierten Leistung die jeweiligen monatlichen Stromerzeugungsmengen in den drei Szenarien berechnet.

Da die beiden Randszenarien sowohl einen geringen Zubau als auch eine geringe Auslastung bzw. sowohl einen hohen Zubau als auch eine hohe Auslastung unterstellen, kann insgesamt eine entsprechende Bandbreite hinsichtlich der

Entwicklung der EEG-Erzeugung und damit auch der EEG-Förderzahlungen abgebildet werden.

Zur Abschätzung der Vbh der dargebotsunabhängigen Energieträger DKG-Gase, Geothermie und Biomasse wurden zunächst die von den ÜNB zur Verfügung gestellten EEG-Bewegungsdaten aus dem Jahr 2020 je Regelzone und Vermarktungsform analysiert und als Basis für die weiteren Analysen genutzt.⁷ Zur Plausibilisierung der Ergebnisse dieser Auswertung und Variation der unterstellten Vbh zwischen den Szenarien wurde zum einen die in den vergangenen Jahren beobachteten Bandbreiten der Vbh je Energieträger gem. Statistik ausgewertet⁸ und zum anderen auf Brancheneinschätzungen zurückgegriffen. Zusätzlich wurden energieträgerspezifische Effekte wie bspw. der sinkende Trend der Vbh von Biomasseanlagen aufgrund weiter zunehmender Flexibilisierung sowie Ausgasungseffekte bei Deponie- und Grubengasanlagen berücksichtigt. Die monatliche Stromerzeugung dieser dargebotsunabhängigen Energieträger kann als konstant angesehen werden und variiert insbesondere mit der Anzahl der Tage eines Monats. Dieser Kalendereffekt wurde in der Berechnung der monatlichen Stromerzeugung entsprechend berücksichtigt.

Ein grundsätzlich analoges Vorgehen wurde auch für die Stromerzeugung aus EEG-geförderten Wasserkraftwerken gewählt. Da deren monatliche Stromerzeugung jedoch über das Jahr mit den jeweiligen Abflussmengen variiert, wurde die monatliche Stromerzeugung aus Wasserkraft auf Basis des in den zehn vergangenen Jahren beobachteten durchschnittlichen Monatsprofils gemäß Statistik berechnet (vgl. auch Kapitel 3.1.3).

Die so errechneten monatlichen Stromerzeugungsmengen je Energieträger können abweichend von der Veräußerungsform, der eine bestimmte produzierende Anlage zugeordnet ist, vom Anlagenbetreiber auch selbstverbraucht (gem. §§ 61 bis 61j EEG 2021) oder aufgrund von Netzengpässen abgeregelt (gem.

⁷ Vgl. ÜNB (2021b).

⁸ Vgl. AGEE-Stat (2021).

§ 14 EEG 2021) werden.⁹ Sog. selbsterzeugte Letztverbrauchsmengen, d. h. eigenverbrauchte Mengen, bleiben in der Regel unvergütet und müssen von der ermittelten Gesamterzeugungsmenge in Abzug gebracht werden. Je Energieträger wurden daher entsprechende Eigenverbrauchsquoten auf Basis historischer Daten, Literaturlauswertungen sowie Experteneinschätzungen abgeschätzt und in der Prognose berücksichtigt. Eine Ausnahme bilden dabei teilweise Eigenverbrauchsmengen aus PV-Anlagen, die nach EEG vergütet und im Rahmen der Analyse für den Prognosezeitraum auf Basis der EEG-Abrechnungsdaten 2020 fortgeschrieben und bei den EEG-Auszahlungen berücksichtigt wurden (vgl. dazu Kapitel 3.9). Zusätzlich ist von den ermittelten erzeugten Gesamtstrommengen je Energieträger, neben den dargestellten Strommengen zur Eigenversorgung, insbesondere bei der Windenergie an Land und auf See sowie bei Photovoltaikanlagen die im Rahmen des Einspeisemanagements reduzierte Ausfallarbeit in Abzug zu bringen, um die zur Berechnung der EEG-Vergütungen relevanten Strommengen zu erhalten. Für die Prognose der förderfähigen Strommengen haben wir daher die historische Entwicklung der auf Einspeisemanagement zurückgehenden Ausfallarbeit dieser Energieträger auf Basis von öffentlich verfügbaren Daten der BNetzA ausgewertet¹⁰ und für den Prognosezeitraum fortgeschrieben. Dabei gehen wir nicht davon aus, dass sich durch die Umstellung von Einspeisemanagement auf Redispatch 2.0 ab Oktober 2021 relevante Veränderungen bei der erwarteten Ausfallarbeit von EEG-Anlagen ergeben werden.

2.4 Vermarktungsoptionen und Vergütungszahlungen

Vermarktungsoptionen

Die gegenwärtige Fassung des EEG 2021 gewährt Anlagenbetreibern nach § 21b die Nutzung einer der folgenden Veräußerungsformen:

- Marktprämie nach § 20 EEG;

⁹ Zusätzlich können Stromerzeugungsmengen auch in der Ausfallvergütung nach § 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2021 vergütet werden. Hierbei handelt es sich jedoch nicht um eine wirtschaftlich vorteilhafte Option für Anlagenbetreiber und daher nur um Ausnahmefälle. Es wurde daher keine eigene Prognose für diese Vermarktungsform erstellt.

¹⁰ Vgl. BNetzA (2021g).

- Einspeisevergütung nach § 21 Absatz 1 und 2 EEG (auch in der Form der Ausfallvergütung sowie für ausgeförderte Anlagen);
- Mieterstromzuschlag nach § 21 Absatz 3 EEG;
- sonstige Direktvermarktung nach § 21a EEG.

Von diesen Optionen stellt die Marktprämie bzw. geförderte Direktvermarktung nach § 20 EEG 2021 für Neuanlagen den Regelfall dar. Während in früheren Fassungen des EEG noch Wahlmöglichkeiten zwischen den Vermarktungsalternativen bestanden, gilt mittlerweile eine Verpflichtung zur geförderten Direktvermarktung für alle neu in Betrieb genommenen Anlagen > 100 kW. Neuanlagen ≤ 100 kW können nach wie vor eine feste Einspeisevergütung für ihren eingespeisten Strom beziehen.

Für die Prognose wurden auf Basis dieser gesetzlichen Bestimmungen alle zugebauten Anlagen > 100 kW der geförderten Direktvermarktung zugeordnet. Für Anlagen ≤ 100 kW wurde angenommen, dass diese nach wie vor die feste Einspeisevergütung wählen, da sich eine Direktvermarktung aus wirtschaftlichen Erwägungen in der Regel nicht lohnt. Darüber hinaus wurde kein systematischer Wechsel von Bestandsanlagen zwischen den Vermarktungsalternativen prognostiziert, da angenommen wird, dass sich die Marktteilnehmer seit Einführung der geförderten Direktvermarktung im Jahr 2012 überwiegend in der für sie attraktiven Vermarktungsalternative eingefunden haben.

Über die beschriebenen Vermarktungsalternativen der geförderten Direktvermarktung und festen Einspeisevergütung hinaus besteht für jeden Anlagenbetreiber die Möglichkeit, seinen Strom in der sonstigen Direktvermarktung zu veräußern. Bisher waren mit Ausnahme der Wasserkraft die in dieser Vermarktungsalternative gemeldeten Leistungen gering. Im Zuge des in der jüngeren Vergangenheit beobachteten Zubaus von PV-Anlagen außerhalb der EEG-Förderkulisse und des Auslaufens der EEG-Förderdauer für die ersten Anlagenkohorten gewinnt die sonstige Direktvermarktung in der vorliegenden Prognose jedoch an Bedeutung (vgl. Erläuterungen zur Prognose des Wechsels von Altanlagen nach Förderende in die sonstige Direktvermarktung in Kap. 2.2 sowie weitergehende energieträgerspezifische Erläuterungen in Kapitel 3).

Für die „Vergütung in Ausnahmefällen“ mit verminderten Vergütungszahlungen nach § 21 Absatz 1 Nr. 2 EEG wurde keine eigene Prognose erstellt, da es sich bei der Veräußerung von Strommengen in dieser Vermarktungsalternative um nicht prognostizierbare Einzelfälle mit vernachlässigbaren Auswirkungen auf die Gesamtauszahlungen handelt.

Neben den genannten Vermarktungsoptionen besteht zusätzlich die Möglichkeit der Inanspruchnahme eines Mieterstromzuschlags nach § 21 Abs. 3 EEG 2021. Hiernach haben die Betreiber von Mieterstromanlagen bis zu einer Gesamtleistung von 100 kW einen Anspruch auf Förderung des an Mieter im Haus gelieferten Stroms.

Mit der berechneten gesamten Stromerzeugungsmenge, einem angenommenen Eigenverbrauchsanteil und der Zuordnung zu einer Vermarktungsalternative wurde für jeden Energieträger und jede Vermarktungsalternative eine monatliche Einspeisemenge berechnet, aus der mit dem jeweils geltenden Vergütungssatz die Vergütungszahlungen an die Anlagenbetreiber folgen.

Durchschnittliche Vergütungssätze

Die Prognose der Vergütungen für Bestandsanlagen erfolgte auf Basis der bisherigen Vergütungszahlungen gem. der testierten EEG-Bewegungsdaten und der EEG-Jahresabrechnung 2020.¹¹ Für bestehende Windenergieanlagen an Land und auf See wurde zudem das Absinken der Vergütungszahlungen auf die Grundvergütung (Windenergie an Land) bzw. die verminderte Anfangsvergütung (Windenergie auf See) auf Basis einer anlagenscharfen Analyse berücksichtigt.

Die durchschnittlichen Vergütungssätze für Neuanlagen wurden auf Basis der geltenden EEG-Regelungen bestimmt:

- Für alle Anlagen wurden die im EEG 2021 festgelegten Degressionssätze der anzulegenden Werte bzw. Höchstgebotspreise berücksichtigt.
- Für neu zugebaute Photovoltaik-Anlagen, deren Vergütung im Rahmen des „atmenden Deckels“ gesetzlich bestimmt wird, wurde die Entwicklung des

¹¹ Vgl. ÜNB (2021b).

durchschnittlichen Vergütungssatzes für jedes Szenario, entsprechend dem im jeweiligen Szenario angenommenen Zubaupfad, ermittelt.

- Für Anlagen, deren anzulegender Wert in Ausschreibungen bestimmt wird, wurden Annahmen zur Entwicklung der Gebotspreise getroffen.

Um die durch Stilllegung bzw. Wechsel in die sonstige Direktvermarktung wegfallenden Vergütungszahlungen korrekt abzubilden, wurden die Vergütungszahlungen der Anlagen mit Inbetriebnahmejahr bis 2005 ausgewertet. Für die ausscheidenden Altanlagen wurden durchschnittliche Vergütungssätze berechnet, mit deren Hilfe die jeweils wegfallenden Vergütungszahlungen errechnet und in Abzug gebracht wurden.

Die Vergütungszahlungen an Anlagenbetreiber in der festen Einspeisevergütung resultieren als Produkt eines jeweiligen durchschnittlichen Vergütungssatzes mit der eingespeisten und vergüteten monatlichen Strommenge. Im Fall der geförder-ten Direktvermarktung wird nur der über den Börsenwert hinausgehende Teil der Vergütung vom Anschlussnetzbetreiber an den Anlagenbetreiber gezahlt. Der am Markt erzielbare Erlös wird daher vom ermittelten Vergütungsanspruch abgezogen. Falls der Marktwert umgekehrt den anzulegenden Wert übersteigt, entfällt der Vergütungsanspruch des Anlagenbetreibers.

Strompreise und Marktwertfaktoren

Zur Ermittlung der Markterlöse und der resultierenden Marktprämienzahlungen von direktvermarkteten Anlagen wurde eine Prognose der zukünftigen stündlichen Strompreise sowie, daraus abgeleitet, der Marktwertfaktoren für die regenerativen Energieträger Windenergie an Land, Windenergie auf See und Photovoltaik mit Hilfe des europäischen Strommarktmodells von r2b vorgenommen.

Das fundamentale Strommarktmodell der r2b energy consulting GmbH bildet dabei die Wirkungsmechanismen innerhalb des europäischen Stromverbundes beim Ausgleich von Angebot und Nachfrage bei simultaner Betrachtung von Investitions- und Dispatchentscheidungen unter Berücksichtigung vielfacher Besonderheiten der Strommärkte detailliert ab. Im Modell werden einerseits die ökonomischen Wirkungsmechanismen eines Wettbewerbsmarktes abgebildet. Betreiber konventioneller Kraftwerke, stromgeführter KWK-Anlagen sowie von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken treffen ihre Entscheidungen in einem

Wettbewerbsmarkt mit dem Ziel der Erlösmaximierung.¹² Dies gilt sowohl für Investitions- als auch für Betriebsentscheidungen. Bei der Entwicklung der verfügbaren Leistung werden Investitionsentscheidungen, Entscheidungen zu vorzeitigen und vorübergehenden Stilllegungen, Wiederinbetriebnahmen, lebensverlängernde Maßnahmen (Repowering bzw. Retrofit) und Revisionszyklen abgebildet. Bei Einsatzentscheidungen werden unterschiedliche Vermarktungsmöglichkeiten – insbesondere die Vermarktung am ‚Energy-Only‘-Markt und an den Regelenergiemärkten – abgebildet.

Andererseits werden technische Restriktionen wie bspw. An- und Abfahrzeiten, Lastgradienten und technische Mindestlasten bei konventionellen Kraftwerken, und regulatorische Restriktionen wie Stilllegungen auf Basis des jeweiligen Rechtsrahmens (in unterschiedlichen Ländern)¹³ oder auch Restriktionen bezüglich Investitionen in bestimmte Technologien (in unterschiedlichen Ländern)¹⁴ abgebildet. Zusätzlich bildet das Modell auch Entscheidungen weiterer Marktakteure im Bereich der Flexibilitätsoptionen ab. So werden die Erschließung und Nutzung von Lastmanagementpotenzialen und von Netzersatzanlagen ebenso berücksichtigt wie Einsatzentscheidungen der Betreiber von EE-Anlagen in der Direktvermarktung.

Um eine adäquate Abbildung der Investitions- und Einsatzentscheidung am Großhandelsmarkt und den Regelenergiemärkten zu gewährleisten, erfolgt im Modell eine simultane Analyse für den Zeitraum 2021 bis 2026¹⁵, bei einer gleichzeitig stündlichen zeitlichen Auflösung. Darüber hinaus unterstellen wir einen Regelenergiemarkt in idealisierter Form.

¹² Im Rahmen der Modellierung wird einerseits – in der Grundversion – von perfekter Voraussicht und andererseits von vollkommenem Wettbewerb ausgegangen. Somit entspricht die Gewinnmaximierung der Marktakteure einer Minimierung der Systemkosten unter vorgegebenen Entwicklungen von ökonomischen, technischen und regulatorischen Rahmenannahmen (Inputparameter).

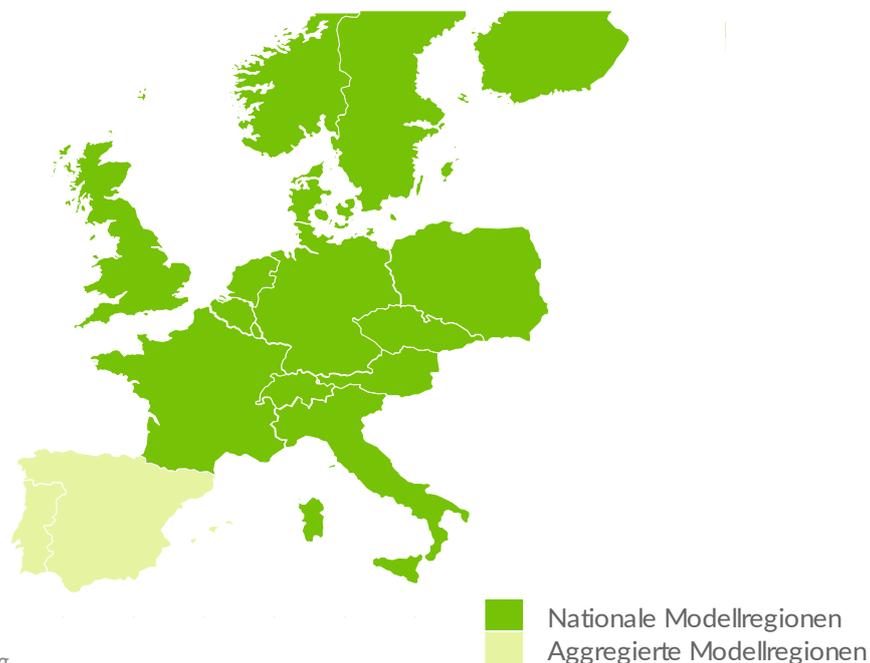
¹³ Hierzu zählen zum Beispiel Stilllegungspfade für Kernkraftwerke oder Kohlekraftwerke in Ländern mit entsprechenden Ausstiegsbeschlüssen.

¹⁴ Neben Investitionen in Kernkraftwerke (in bestimmten Ländern) betrifft dies zum Beispiel den Zubau von Kohlekraftwerken in den meisten abgebildeten Ländern.

¹⁵ Um auch Investitionsentscheidungen, die erst im Jahr 2026 getroffen werden, adäquat abbilden zu können, erfolgt die simultane Analyse sogar für den Zeitraum bis zum Jahr 2050. Auswertungen nehmen wir in diesem Projekt jedoch nur bis zum Jahr 2026 vor.

Um die Einbettung des deutschen Stromversorgungssystems in den europäischen Stromverbund adäquat abzubilden, analysieren wir Deutschland und die angrenzenden Nachbarländer sowie die skandinavischen Länder, Großbritannien, Italien und die iberische Halbinsel simultan. Im- und Exporte zu den weiteren angrenzenden Ländern werden in der Regel über aggregierte Im- und Exportfunktionen abgebildet. Die nachfolgende Abbildung gibt eine Übersicht über die bei der Analyse berücksichtigten Regionen des Modells.

ABBILDUNG 2-2: VERWENDETE MODELLREGIONEN IN DEN MARKTSIMULATIONEN



Quelle: Eigene Darstellung.

Neben den Unsicherheiten bei den Entwicklungen im Bereich des Leistungszu- oder -rückbaus wurden im Rahmen der Szenarioanalyse auch Unsicherheiten hinsichtlich der in einem Jahr realisierten Wetterbedingungen abgebildet. Diese haben über ihre Wirkung auf die Einspeisung der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energieträger Windenergie, solare Strahlungsenergie und Wasserkraft sowie auf den temperaturabhängigen Teil der Last einen sehr großen Einfluss auf die stündlich realisierten Strompreise. Um diesen Zusammenhang in der Prognose der Strompreise und Marktwertfaktoren sachgerecht zu berücksichtigen, wurden drei eigene synthetische Wetterjahre auf Basis des Indikators der monatlichen residuellen Stromnachfrage erarbeitet, der alle genannten meteorologischen Informationen mit relevantem Einfluss auf die stündlichen Strompreise (Windgeschwindigkeiten, Globalstrahlungen, Temperaturen) enthält. Definiert wird die monatliche

residuale Stromnachfrage dabei als die monatliche temperaturabhängige Stromnachfrage abzüglich der monatlichen Stromeinspeisung aus den genannten dargebotsabhängigen erneuerbaren Energieträgern (Windenergie /PV /Laufwasser).

Zur Erstellung des mittleren synthetischen Wetterjahres haben wir entsprechend aus den historisch vorliegenden Wetterdaten des DWD für die Jahre 2007 bis 2019 diejenigen zwölf historisch beobachteten Monate ausgewählt, die dem mittleren monatlichen residualen Stromverbrauch im betrachteten Zeitraum jeweils am nächsten kamen. Für das obere (untere) Szenario haben wir entsprechend diejenigen Monate zusammengestellt, in denen jeweils eine unterdurchschnittliche (überdurchschnittliche) residuale Last beobachtet wurde. Ein synthetisches Wetterjahr kann somit aus zwölf einzelnen Monaten aus bis zu dreizehn unterschiedlichen Jahren bestehen, d. h. bspw. könnte der Januar aus dem Jahr 2012 entnommen werden, der Februar aus dem Jahr 2009, der März aus dem Jahr 2007, usw. Innerhalb eines Monats ist jedoch immer gewährleistet, dass der real bestehende Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeiten, Globalstrahlung und Temperatur bestehen bleibt.

Zur vollständigen Charakterisierung der Szenarien wurden zudem für jedes Szenario die im Rahmen der vorliegenden Studie erarbeiteten Annahmen hinsichtlich der Leistungsentwicklung der erneuerbaren Energieträger sowie die im parallel beauftragten Gutachten zur „Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Abgabe von Strommengen an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2022 bis 2026“ erarbeitete Prognose zur Entwicklung des Nettostromverbrauchs in Deutschland unterstellt. Weitere Annahmen, wie bspw. zum Status Quo des konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland und dem europäischen Ausland oder Annahmen zur Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise innerhalb des EU ETS wurden in Abstimmung mit den Auftraggebern nicht zwischen den Szenarien variiert.

Die resultierenden stündlichen Strompreiszeitreihen für die einzelnen Szenarien werden anschließend auf die an den Terminmärkten beobachteten Futurenotierungen des Baseproduktes Strom kalibriert, um sicherzustellen, dass die für die im weiteren Verlauf genutzten Strompreisprognosen den Markterwartungen zum Zeitpunkt der Prognoseerstellung entsprechen. Als Kalibrierungszeitraum wurden dabei die Notierungen des zweiten Quartals 2021 herangezogen.

Nachfolgende Tabelle fasst die resultierenden jährlichen durchschnittlichen Strommarktpreise für die drei Szenarien zusammen.

TABELLE 2-1: DURCHSCHNITTLICHE STROMPREISE (BASE) BIS 2026 NACH SZENARIEN

[EUR/MWh]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario	30,47	61,94	62,93	59,91	57,38	56,14	56,07
Oberes Szenario	30,47	61,56	60,45	57,29	54,66	52,77	53,94
Unteres Szenario	30,47	64,22	65,77	63,05	61,17	62,26	61,09

Quelle: Eigene Berechnungen, Terminpreisnotierungen EEX.

Im Ergebnis liegt der Basepreis für das Jahr 2021 im Trendszenario mit 61,94 EUR/MWh doppelt so hoch wie der realisierte Basepreis 2020, der sich aufgrund der Corona-Pandemie bzw. der ergriffenen Maßnahmen zu deren Eindämmung äußerst niedrig realisiert hat. Bis zum Jahr 2026 sinkt der Basepreis im Trendszenario wieder auf 56,07 EUR/MWh. In der Einschätzung der Marktteilnehmer überwiegen somit mittelfristig preissenkende Effekte wie der weitere Ausbau der EE in Deutschland und Europa ggü. preistreibenden Faktoren wie dem mittelfristig erwarteten Anstieg der Brennstoff- und CO₂-Preise sowie weiteren Stilllegungen konventioneller Kraftwerke. Die Änderungen der Strompreise im oberen und unteren Szenario im Vergleich zum Trendszenario ergeben sich durch die unterschiedlichen Annahmen zur Entwicklung der EE sowie des Stromverbrauchs.

Zentrale Ergebnisgröße der Strommarktsimulation sind neben den Monats- und Jahresbasepreisen für Strom in Deutschland auch die monatlichen Marktwertfaktoren für die Energieträger Windenergie an Land, Windenergie auf See und Photovoltaik, die anschließend insbesondere zur Ermittlung der Marktprämienzahlungen an direktvermarktete EEG-Anlagen dienen. Die Marktwertfaktoren berechnen sich als Quotient aus dem mengengewichteten Durchschnittserlös des jeweiligen erneuerbaren Energieträgers und dem zeitgewichteten Durchschnitt der Strompreise am Großhandelsmarkt in einer definierten Analyseperiode. Für die zum Zeitpunkt der Prognoseerstellung bereits historischen Monate der Jahre 2020 und 2021 haben wir zudem die tatsächlich realisierten Strompreise und Marktwertfaktoren in der Analyse berücksichtigt.

Bestimmung der vermiedenen Netzentgelte

Betreiber von dezentralen Stromerzeugungsanlagen, die in eine nachgelagerte Netzebene einspeisen, erhalten gem. § 18 StromNEV von ihrem Verteilnetzbetreiber eine Vergütung, die dem Netzentgelt entspricht, welches durch ihre Einspeisung auf den vorgelagerten Netz- und Umspannebenen eingespart wurde. Betreiber von EE-Anlagen, die Vergütungen nach einer der Vermarktungsalternativen des § 19 Abs. 1 EEG 2021 erhalten, verzichten mit der EEG-Vergütung jedoch auf die Zahlung dieser vNE. Die Berücksichtigung der an Anlagenbetreiber zu zahlenden vNE hat somit einen senkenden Effekt auf die Nettoauszahlungen nach EEG.

Gemäß Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) von 2017 wird die Systematik der vermiedenen Netznutzungsentgelte sukzessive abgebaut. In diesem Zuge werden seit 2020 keinerlei vNE mehr für volatil einspeisende Erzeugungsanlagen (Windenergie und Photovoltaik) gezahlt. Für nicht-volatil einspeisende Anlagen mit Inbetriebnahme vor 2023 bleiben die vNE-Zahlungen über die gesamte Laufzeit bestehen. Für Anlagen mit späterer Inbetriebnahme werden sie ebenfalls abgeschafft.

Für Bestandsanlagen haben wir daher zunächst die Angaben der EEG-Anlagenstamm- und -bewegungsdaten nach Energieträgern sowie Regelzonen ausgewertet, um die entsprechende durchschnittliche Höhe der vNE zu bestimmen. Auf Basis der Auswertung von Referenzpreisblättern repräsentativer Netzbetreiber nehmen wir für den gesamten Prognosezeitraum ein konstantes Niveau der durchschnittlichen vNE an. Die Prognose der vNE für Bestandsanlagen im Betrachtungszeitraum erfolgte anschließend anhand der Erzeugungsprognose.

Für neu zugebaute nicht-volatile Erzeugungsanlagen wird unterstellt, dass die Verteilung des Zubaus auf die verschiedenen Spannungsebenen, je Energieträger und Regelzone, der Verteilung der bisher angeschlossenen EEG-Anlagen entspricht und die durchschnittlichen vNE somit konstant bleiben. Die Zahlungen der vNE resultieren anschließend aus der Multiplikation der entsprechenden durchschnittlichen Höhe der vNE mit der Erzeugungsprognose.

Ermittlung der gesamten EEG-Vergütungszahlungen

Die gesamten EEG-Vergütungszahlungen werden aus den EE-Stromerzeugungsmengen (abzgl. der unvergüteten Eigenverbrauchsmengen und der Ausfallarbeit

aufgrund Einspeisemanagement) und den monatlich in Anspruch genommenen Vermarktungsoptionen inkl. der jeweiligen Vergütungssätze berechnet. Hierzu werden die Vergütungszahlungen nach fester Einspeisevergütung bzw. geförderter Direktvermarktung zu Grunde gelegt, die Zahlungen für vergüteten Eigenverbrauch, für den Mieterstromzuschlag und im Rahmen der Flexibilitätsprämie bzw. des Flexibilitätszuschlags addiert und anschließend die vNE subtrahiert.

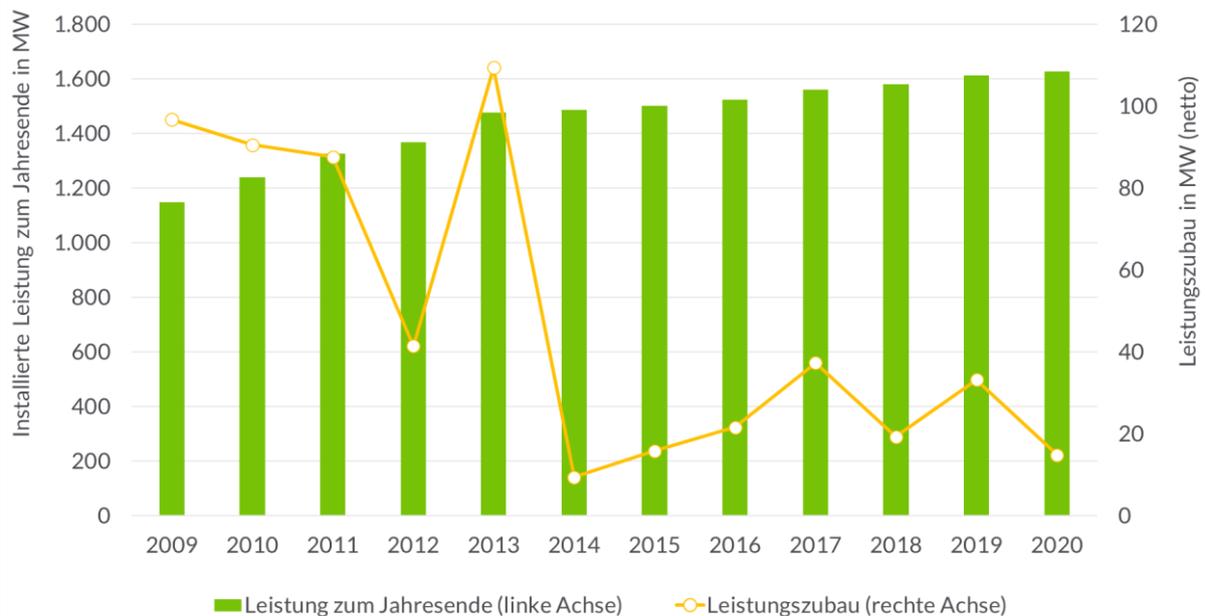
3 Mittelfristprognosen für EEG-geförderte Anlagen

3.1 Wasserkraft

3.1.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Von den Ende 2020 insgesamt installierten 5,6 GW¹⁶ in Wasserkraftanlagen erhalten Anlagen mit einer Gesamtleistung von knapp 1,6 GW eine Förderung nach dem EEG. Insgesamt wurden die Potenziale zum Ausbau der Wasserkraft als traditionellste EE-Technologie zu großen Teilen bereits im 20. Jahrhundert erschlossen.

ABBILDUNG 3-1: ENTWICKLUNG DER LEISTUNGSZUBAUS VON WASSERKRAFT SEIT 2009



[MW]	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Leistungszubau (netto)	97	91	88	41	109	9	16	22	37	19	33	15
Leistung Jahresende	1.148	1.238	1.326	1.367	1.477	1.486	1.502	1.523	1.561	1.580	1.613	1.628

Quellen: ÜNB (2021c), BNetzA (2021a).

Wirtschaftlich noch erschließbare Potenziale sind heutzutage insbesondere aufgrund der naturschutzrechtlichen Vorgaben der EU-Wasserrahmenrichtlinie und dem Wasserhaushaltsgesetz gering und beschränken sich im Wesentlichen auf den Zubau von Kleinanlagen an bereits bestehenden Querverbauungen sowie auf

¹⁶ Vgl. AGEE-Stat (2021).

Modernisierungs- und Ertüchtigungsmaßnahmen bestehender Kraftwerke.¹⁷ Der Leistungszuwachs an EEG-geförderten Kraftwerken beschränkte sich insbesondere in den letzten sieben Jahren dementsprechend auf wenige Megawatt jährlich.

3.1.2 Leistungsentwicklung 2021 bis 2026

Durch das EEG 2021 haben sich die Rahmenbedingungen für die Entwicklung der installierten Leistung von EEG-geförderten Wasserkraftanlagen nicht wesentlich verändert. Neue Wasserkraftanlagen sind auch weiterhin nur dann förderfähig, wenn diese an bereits bestehenden Querverbauungen errichtet werden oder es sich um Modernisierungen von Bestandsanlagen handelt. Der Zubau wird sich daher voraussichtlich auch in der mittleren Frist auf diese Fälle beschränken. Für das Trendszenario wird daher für den gesamten Prognosezeitraum ein moderater jährlicher Zubau angenommen. Zur Variierung der prognostizierten Leistungsentwicklung wird für das obere und untere Szenario ein entsprechend höherer bzw. niedrigerer Zubau unterstellt.

Abweichend von anderen Energieträgern endet für Wasserkraftanlagen die Laufzeit der EEG-Förderung bis 2026 nicht. Dennoch werden mit Blick auf die Anlagenstammdaten der ÜNB kontinuierlich Anlagen zurückgebaut, beispielsweise aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen. Diese Rückbauten werden berücksichtigt, indem im Trendszenario der Mittelwert sowie im oberen und unteren Szenario der zweithöchste bzw. zweitniedrigste Rückbauwert der letzten sieben Jahre gemäß MaStR angenommen wird. Die Annahmen zur Leistungsentwicklung werden für alle Szenarien in nachfolgender Tabelle zusammengefasst.

¹⁷ Vgl. Beyer, H. (2021).

TABELLE 3-1: PROGNOSE DER LEISTUNGSENTWICKLUNG DER EEG-GEFÖRDERTEN WASSERKRAFTANLAGEN IN DEUTSCHLAND NACH SZENARIEN BIS 2026

[MW]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario							
Zubau	20	11	11	11	11	11	11
Rückbau	5	3	3	3	3	3	3
Jahresbestand	1.628	1.636	1.644	1.651	1.659	1.666	1.674
Oberes Szenario							
Zubau	20	13	13	13	13	13	13
Rückbau	5	1	1	1	1	1	1
Jahresbestand	1.628	1.640	1.652	1.663	1.675	1.687	1.698
Unteres Szenario							
Zubau	20	8	8	8	8	8	8
Rückbau	5	5	5	5	5	5	5
Jahresbestand	1.628	1.631	1.635	1.638	1.641	1.644	1.647

Quelle: Eigene Berechnungen.

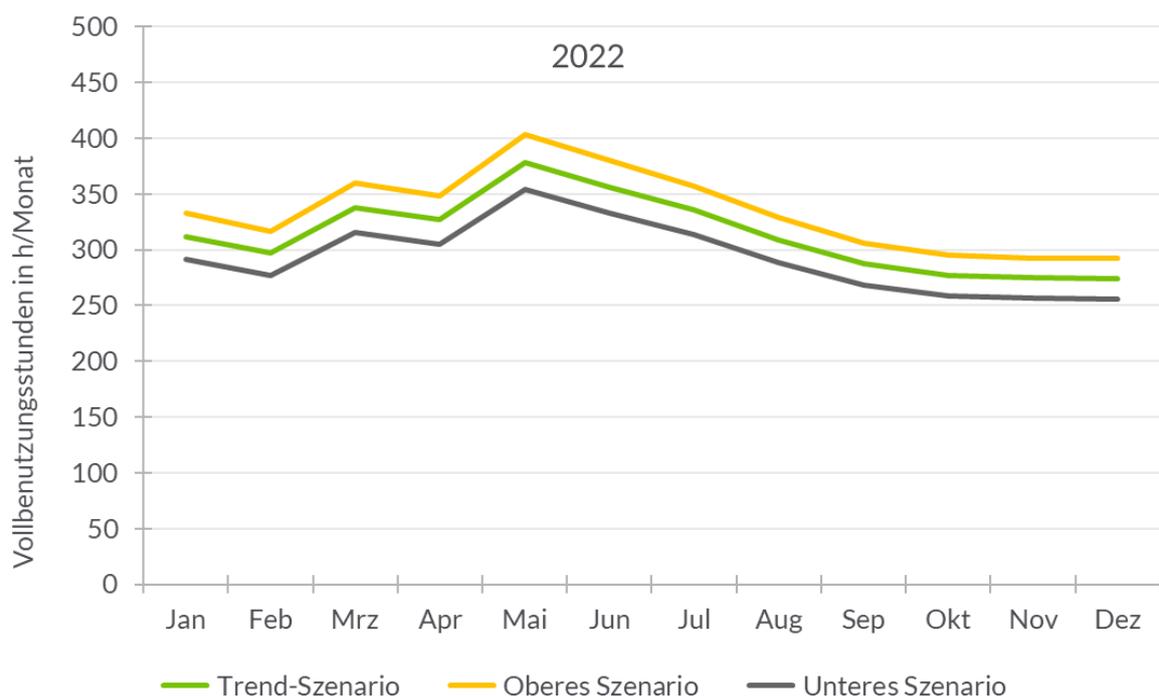
3.1.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Die Vbh von Wasserkraftwerken werden insbesondere durch die abfließenden Wassermengen in den genutzten Gewässern bestimmt. Diese schwanken auf natürliche Weise aufgrund von meteorologischen Zyklen über das Jahr, werden gleichzeitig jedoch auch von regulatorischen Vorgaben (wie bspw. behördlich festgelegten Mindestabflussmengen) beeinflusst. Gleichzeitig können durch den Einbau neuer Turbinen im Zuge von Modernisierungsmaßnahmen höhere Wirkungsgrade erreicht und damit Vbh gesteigert werden. Da diese Faktoren gegenläufig wirken und ein Gesamteffekt schwer zu prognostizieren ist, wurde für die Prognose auf Vbh zurückgegriffen, die in der Vergangenheit beobachtet wurden.

Aus der anlagenscharfen Auswertung der Anlagenstamm- und -bewegungsdaten der ÜNB ist zu erkennen, dass sich die Vbh im Jahr 2020 im deutschlandweiten Mittel mit lediglich 3.185 h ca. 10 % niedriger realisiert haben als noch 2019. Um solche starken jährlichen Schwankungen beim Niederschlagsdargebot in der Prognose zu glätten, wurde daher für das deutschlandweite Mittel im Trendszenario der Mittelwert der in den letzten fünf Mittelfristprognosen jeweils aus den Bewegungsdaten ausgewerteten Vbh verwendet. Zusätzlich zu einer Unterscheidung

nach Regelzonen wurden auch die Vbh in den verschiedenen Vermarktungsalternativen untersucht. Hier zeigt sich, dass direktvermarktete Anlagen etwas höhere Vbh aufweisen als festvermarktete Anlagen, was für die Prognose der Stromerzeugung in den verschiedenen Vermarktungsformen ebenfalls berücksichtigt wurde. Zur Abbildung des Verlaufs der Vbh über einen Jahreszyklus wurde die monatliche Stromspeisung aus Wasserkraftwerken in den Jahren 2012 bis 2020 aus der Statistik recherchiert und der resultierende Mittelwert bei der Prognose berücksichtigt.¹⁸ Zur Variation zwischen den Szenarien wurde die mittlere Abweichung der Vbh vom Mittelwert der letzten zehn Jahre gemäß AGEE-Stat unterstellt.¹⁹ Im Ergebnis resultieren somit ca. 7 % höhere (bzw. niedrigere) Vbh im oberen (bzw. unteren) Szenario ggü. dem Trendszenario (siehe nachfolgende Abbildung).

ABBILDUNG 3-2: MONATLICHE VBH FÜR WASSERKRAFT IM JAHR 2022 NACH SZENARIEN



Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Stromerzeugung der Wasserkraftanlagen wird schließlich als Produkt aus den Vbh eines Monats und der installierten Leistung errechnet. Nachfolgende Tabelle

¹⁸ Vgl. Destatis (2021).

¹⁹ Vgl. AGEE-Stat (2021).

fasst die jährlichen Vbh und die Stromerzeugung aus Wasserkraftanlagen für die drei Szenarien bis 2026 zusammen.

TABELLE 3-2: JÄHRLICHE VBH UND STROMERZEUGUNG AUS WASSERKRAFT BIS 2026 NACH SZENARIEN

	Einheit	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	3.185	3.763	3.764	3.767	3.769	3.772	3.774
Stromerzeugung	[GWh/a]	5.167	6.140	6.174	6.207	6.240	6.272	6.305
Oberes Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	3.185	4.010	4.012	4.015	4.018	4.021	4.023
Stromerzeugung	[GWh/a]	5.167	6.550	6.605	6.656	6.708	6.759	6.811
Unteres Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	3.185	3.513	3.518	3.524	3.530	3.535	3.541
Stromerzeugung	[GWh/a]	5.167	5.727	5.745	5.766	5.786	5.807	5.828

Quelle: Eigene Berechnungen.

3.1.4 Marktwertfaktoren

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Wasserkraft wird per Gesetz als der tatsächliche Monatsmittelwert des Spotmarktpreises definiert, d. h. der Marktwertfaktor beträgt immer genau 1 (Anlage 1 zu § 23a EEG 2021).

3.1.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2026

Seit 01.01.2016 müssen neu in Betrieb genommene Anlagen mit einer installierten Leistung > 100 kW ihren Strom verpflichtend direkt vermarkten. Für die Prognose wurde somit unterstellt, dass alle Neuanlagen entsprechend ihrer Größenklasse entweder direkt vermarktet werden oder eine feste Einspeisevergütung beziehen und alle ertüchtigten Anlagen in ihrer jeweiligen Vermarktungsform verbleiben. Eine systematische Vergrößerung oder auch Verkleinerung kann in den Daten nicht beobachtet werden. Folglich bleiben die Anteile der Vermarktungsformen bis 2026 entlang ihrer historischen Verteilung weitgehend konstant.

Im Gegensatz zu den anderen EEG-geförderten Energieträgern wurden bei der Wasserkraft bereits in den vergangenen Jahren relevante Stromerzeugungsmengen in der sonstigen Direktvermarktung veräußert. Da für den Vergütungszeitraum für Strom aus Wasserkraftanlagen in den frühen Versionen des EEG ein 30-

jähriger (EEG 2004) bzw. sogar ein unbegrenzter Zeitraum (EEG 2000) festgelegt wurde, fallen im Prognosezeitraum keine Anlagen aus der Förderung. Die in der sonstigen Direktvermarktung veräußerte Leistung halten wir daher über den Prognosezeitraum konstant. Folgende Tabelle fasst die installierte Leistung in den Vermarktungsformen für die drei Szenarien bis 2026 zusammen.²⁰

TABELLE 3-3: INSTALLIERTE LEISTUNG WASSERKRAFT NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2026 JE SZENARIO

[MW]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	799	808	816	823	831	839	846
Feste Einspeisevergütung	691	691	691	691	691	691	691
Sonstige Direktvermarktung	137	137	137	137	137	137	137
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	1	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	-	-	-	-	-	-	-
Jahresbestand	1.628	1.636	1.644	1.651	1.659	1.666	1.674
Oberes Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	799	811	821	832	842	853	864
Feste Einspeisevergütung	691	692	693	694	695	696	698
Sonstige Direktvermarktung	137	137	137	137	137	137	137
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	1	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	-	-	-	-	-	-	-
Jahresbestand	1.628	1.640	1.652	1.663	1.675	1.687	1.698
Unteres Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	799	805	809	814	818	822	827
Feste Einspeisevergütung	691	690	688	687	686	684	683
Sonstige Direktvermarktung	137	137	137	137	137	137	137
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	1	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	-	-	-	-	-	-	-
Jahresbestand	1.628	1.631	1.635	1.638	1.641	1.644	1.647

Quelle: Eigene Berechnungen.

3.1.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2026

Mit der Zuordnung der installierten Leistung auf die Vermarktungsalternativen und die mit den jeweiligen Vbh errechnete Stromerzeugung je Vermarktungsalternative resultiert nach Abzug des Eigenverbrauchs die vergütete Stromerzeugung der Wasserkraftanlagen. Während für die Vergütung des Bestands durchschnittliche Vergütungssätze gemäß Auswertung der testierten Bewegungsdaten angesetzt wurden, werden zugebaute Anlagen mit den im EEG 2021 festgesetzten anzulegenden Werten inkl. Berücksichtigung des in § 40 Abs. 5 EEG angelegten

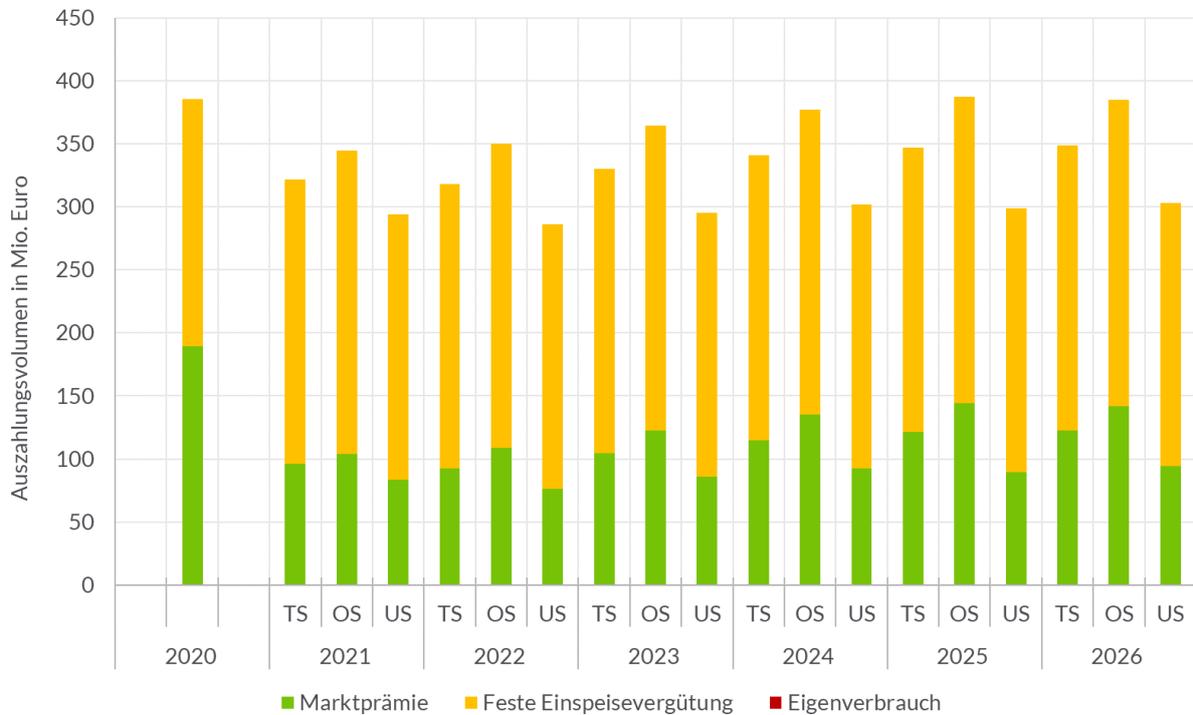
²⁰ Die Darstellung der Stromerzeugungsmengen in den Vermarktungsformen erfolgt in Anhang A und B.

Degressionssatzes in Höhe von 0,5 % p. a. bewertet. Für den Zubau unterstellen wir eine Verteilung nach Leistungsklassen wie sie in den vergangenen Jahren gem. EEG-Stammdaten²¹ zu beobachten war. Ca. 13 % der in Betrieb genommenen Leistung wird demnach im Segment bis 100 kW und knapp 35 % in der Leistungsklasse ≤ 500 kW zugebaut. Die restlichen Zubauten bzw. im Rahmen von Ertüchtigungen zugebaute Leistung verteilen sich auf größere Anlagenklassen.

Die Förderzahlungen für direkt vermarktete Anlagen wurden errechnet, indem vom jeweils anzulegenden Wert der energieträgerspezifische Marktwert in Abzug gebracht wurde. Aus diesem Grund werden die Vergütungszahlungen deutlich von den Zahlungen an festvergütete Anlagen dominiert, obwohl knapp die Hälfte der installierten Leistung aus Wasserkraftanlagen direkt vermarktet wird. Nachfolgende Abbildung fasst die Vergütungszahlungen in den Vermarktungsalternativen nach Szenarien zusammen.

²¹ Vgl. ÜNB (2021c).

ABBILDUNG 3-3: ENTWICKLUNG DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS WASSERKRAFT NACH VERÄUßERUNGSMODEN BIS 2026 JE SZENARIO



Quelle: Eigene Berechnungen.

Den Auszahlungen der Netzbetreiber stehen vNE gegenüber, die mit Hilfe der in Kapitel 2 dargestellten Methodik berechnet wurden. Nachfolgende Tabelle fasst die Ergebnisse für die vermiedenen Netznutzungsentgelte für EEG-vergütete Wasserkraftanlagen für den Zeitraum 2020 bis 2026 und die drei Szenarien zusammen.

TABELLE 3-4: VERMIEDENE NETZNUTZUNGSENTGELTE FÜR STROMERZEUGUNG AUS WASSERKRAFT BIS 2026 JE SZENARIO

[Mio. €/a]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario	26,64	29,84	29,78	29,72	29,65	29,59	29,52
Oberes Szenario	26,64	31,84	31,81	31,79	31,76	31,73	31,70
Unteres Szenario	26,64	27,84	27,75	27,65	27,55	27,46	27,36

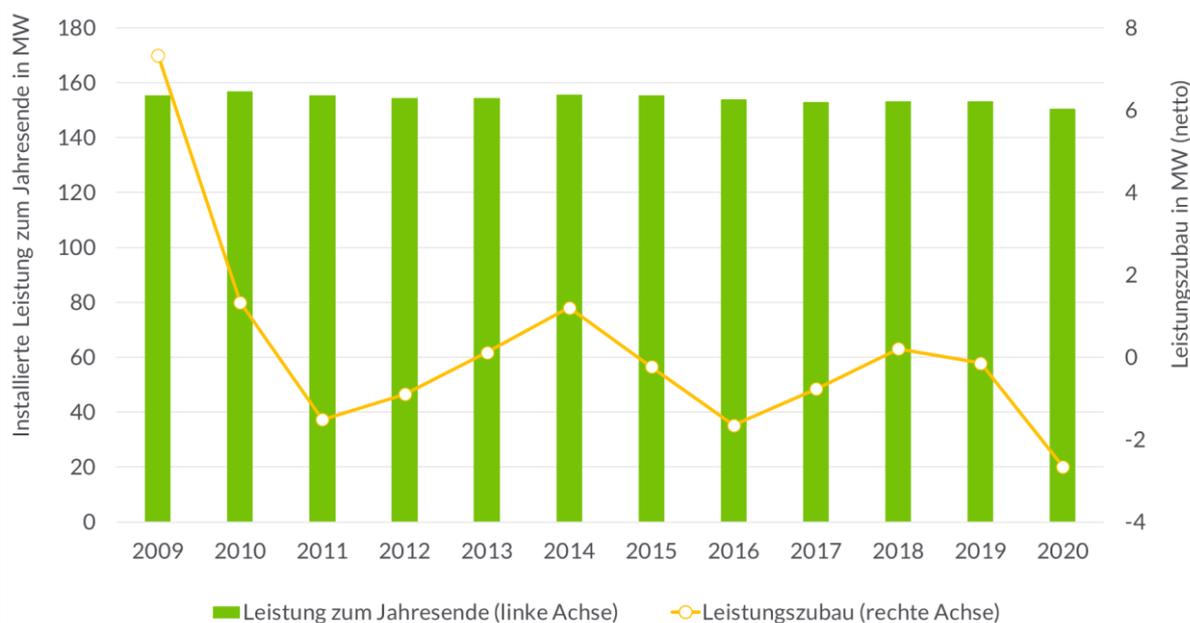
Quelle: Eigene Berechnungen.

3.2 Deponiegas

3.2.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Durch das Inkrafttreten des Verbots der Verfüllung unvorbehandelter organischer Abfälle im Jahr 2005 ist absehbar, dass sich die in Stromerzeugungsanlagen aus Deponiegas installierte Leistung mittelfristig rückläufig entwickeln wird, denn die existierenden Anlagen arbeiten mit dem bestehenden, jedoch rückläufigen Deponiegasaufkommen.²² Bereits seit 2011 ist die installierte Leistung von Deponiegasanlagen leicht rückläufig und bis 2020 um insgesamt 6,3 MW zurückgegangen. Ein Zubau findet zwar weiterhin statt, jedoch nur in geringem Umfang. Die gesamte Ende 2020 installierte Leistung beträgt circa 150 MW.

ABBILDUNG 3-4: ENTWICKLUNG DES LEISTUNGSZUBAUS VON DEPONIEGAS SEIT 2009



[MW]	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Leistungszubau (netto)	7	1	-2	-1	0	1	0	-2	-1	0	0	-3
Leistung Jahresende	155	157	155	154	155	156	156	154	153	153	153	150

Quellen: ÜNB (2021c), BNetzA (2021a).

3.2.2 Leistungsentwicklung 2021 bis 2026

Auch zukünftig wird das Deponiegasaufkommen kontinuierlich sinken, sodass sich Neubauten und Modernisierungen von Deponiegasanlagen auf Einzelfälle

²² Vgl. ZSW (2014).

beschränken werden. Daher wird für den Prognosezeitraum ein geringer Brutt-zubau in Höhe des mittleren Zubaus der letzten sieben Jahre unterstellt. Im oberen Szenario wird diese Annahme mit dem zweithöchsten Zubauwert variiert. Analog dazu entspricht der jährliche Zubau im unteren Szenario dem zweitniedrigsten Wert der letzten sieben Jahre.

Zum Ende des Jahres 2020 endete für Deponiegasanlagen mit Inbetriebnahme vor 2000 die EEG-Förderung. Es kann davon ausgegangen werden, dass ein wirtschaftlicher Betrieb allein auf Basis von Strommarkterlösen oftmals nicht möglich ist und deshalb ein Großteil der Anlagen stillgelegt wird. Mit Blick auf die Informationen zur monatlichen Direktvermarktung der ÜNB für die erste Jahreshälfte 2021 muss jedoch festgestellt werden, dass auch nach Laufzeitende der EEG-Förderung Anlagen weiterbetrieben werden. Möglicherweise spielen an dieser Stelle anderweitige betriebliche Überlegungen der Deponiebetreiber eine Rolle. Auf Basis dieser Informationen wird für die Prognose unterstellt, dass 50 % der Deponiegasanlagen nach Laufzeitende stillgelegt werden. Für das obere und untere Szenario wird dieser Wert um je 10 Prozentpunkte variiert. Für das Jahr 2021 ergibt sich somit im Trendszenario ein sprunghafter Anstieg des Nettorückbaus auf 45 MW. Da der Großteil der Deponiegasanlagen vor dem Jahr 2000 in Betrieb genommen worden ist, fällt der Rückbau in den weiteren Prognosejahren deutlich geringer aus. Nachfolgende Tabelle fasst die Annahmen zur Leistungsentwicklung für alle Szenarien zusammen.

TABELLE 3-5: PROGNOSE DER LEISTUNGSENTWICKLUNG DER DEPONIEGASANLAGEN IN DEUTSCHLAND NACH SZENARIEN BIS 2026

[MW]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario							
Zubau	2,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Rückbau	4,6	45,8	7,7	2,0	4,0	7,9	1,7
Jahresbestand	150	105	99	97	94	87	86
Oberes Szenario							
Zubau	2,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Rückbau	4,6	36,7	6,1	1,6	3,2	6,4	1,4
Jahresbestand	150	115	111	110	109	104	104
Unteres Szenario							
Zubau	2,0	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Rückbau	4,6	55,0	9,2	2,4	4,8	9,5	2,0
Jahresbestand	150	96	87	84	80	70	68

Quelle: Eigene Berechnungen.

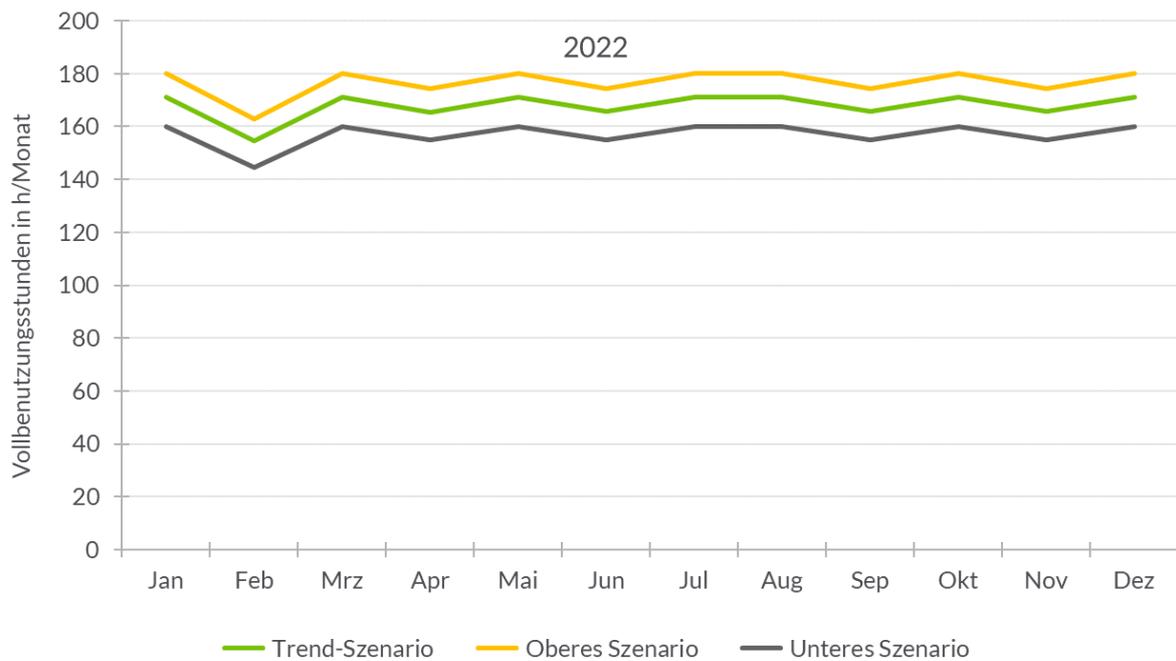
3.2.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Die Prognose der Vbh für Deponiegasanlagen wurde aus der tatsächlich beobachteten Stromerzeugung und installierten Leistung in Deponiegasanlagen laut ÜNB Bewegungs- und Anlagenstammdaten für das Jahr 2020 abgeleitet. Bestehende Unterschiede zwischen den einzelnen Regelzonen und den unterschiedlichen Vermarktungsalternativen wurden dabei berücksichtigt. Da die Stromerzeugung aus Deponiegas dargebotsunabhängig verläuft, ergibt sich grundsätzlich ein konstanter Verlauf der Vbh über einen Jahreszyklus, der lediglich mit der Länge eines Monats variiert. Aufgrund des Ausgasungseffektes der Deponien nehmen die mittleren Vbh über den Prognosezeitraum ab. Im Trendszenario wurde ein durchschnittlicher Rückgang von jährlich 4,9 % angenommen, der dem in der Vergangenheit tatsächlich beobachteten Rückgang der deutschlandweiten Vbh entspricht.²³ Im oberen Szenario wird mit 3 % ein etwas geringerer Rückgang, im unteren Szenario mit 7 % ein etwas höherer Rückgang prognostiziert. Der Verlauf der monatlichen

²³ AGEE-Stat (2021).

Vbh im deutschlandweiten Mittel und für die drei Szenarien ist in nachfolgender Abbildung dargestellt.

ABBILDUNG 3-5: MONATLICHE VBH FÜR DEPONIEGAS IM JAHR 2022 NACH SZENARIEN



Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Stromerzeugung der Deponiegasanlagen wird als Produkt aus den Vbh und der installierten Leistung errechnet. Nachfolgende Tabelle fasst die jährliche Stromerzeugung aus Deponiegasanlagen für die drei Szenarien bis 2026 zusammen.

TABELLE 3-6: JÄHRLICHE VBH UND STROMERZEUGUNG AUS DEPONIEGAS BIS 2026 NACH SZENARIEN

	Einheit	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	1.656	2.022	2.014	1.941	1.895	1.907	1.837
Stromerzeugung	[GWh/a]	252	213	198	188	178	165	158
Oberes Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	1.656	2.093	2.122	2.083	2.069	2.107	2.064
Stromerzeugung	[GWh/a]	252	240	233	229	224	217	213
Unteres Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	1.656	1.935	1.884	1.775	1.697	1.682	1.588
Stromerzeugung	[GWh/a]	252	191	168	155	140	123	113

Quelle: Eigene Berechnungen.

3.2.4 Marktwertfaktoren

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Deponiegas wird per Gesetz als der tatsächliche Monatsmittelwert des Spotmarktpreises definiert, d. h. der Marktwertfaktor beträgt für Deponiegas immer genau 1 (Anlage 1 zu § 23a EEG 2021).

3.2.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2026

Im Jahr 2020 entfielen noch 62 % der installierten Leistung aus Deponiegasanlagen auf die feste Einspeisevergütung, 34 % wurden innerhalb der geförderten Direktvermarktung veräußert (vgl. Tabelle 3-7). Mit Beginn des Jahres 2021 wechselt ein Großteil der Bestandsanlagen nach Förderende gemäß der in Kapitel 3.2.2 erläuterten Annahmen in die sonstige Direktvermarktung (Anlagen > 100 kW) bzw. die ausgeförderten Anlagen (Anlagen ≤ 100 kW). Zusätzlich wird ein signifikanter Teil der Bestandsanlagen nach Förderende stillgelegt. Bis zum Ende des Prognosezeitraums reduziert sich die installierte Leistung der Deponiegasanlagen um mehr als 40 % ggü. Ende 2020. Der Großteil des erzeugten Stroms wird dann über die sonstige Direktvermarktung veräußert.²⁴

²⁴ Die Darstellung der Stromerzeugungsmengen in den Vermarktungsformen erfolgt in Anhang A und B.

TABELLE 3-7: INSTALLIERTE LEISTUNG DEPONIEGAS NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2026 JE SZENARIO

[MW]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	51	20	15	14	12	7	6
Feste Einspeisevergütung	94	35	25	22	17	7	5
Sonstige Direktvermarktung	5	50	58	60	64	72	74
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	-	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	-	1	1	1	1	1	1
Jahresbestand	150	105	99	97	94	87	86
Oberes Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	51	20	16	16	14	10	10
Feste Einspeisevergütung	94	35	25	23	18	8	6
Sonstige Direktvermarktung	5	59	69	71	76	85	87
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	-	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	-	1	1	1	1	1	1
Jahresbestand	150	115	111	110	109	104	104
Unteres Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	51	19	14	13	10	4	3
Feste Einspeisevergütung	94	34	25	22	17	7	4
Sonstige Direktvermarktung	5	41	48	49	52	59	60
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	-	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	-	1	1	1	1	1	1
Jahresbestand	150	96	87	84	80	70	68

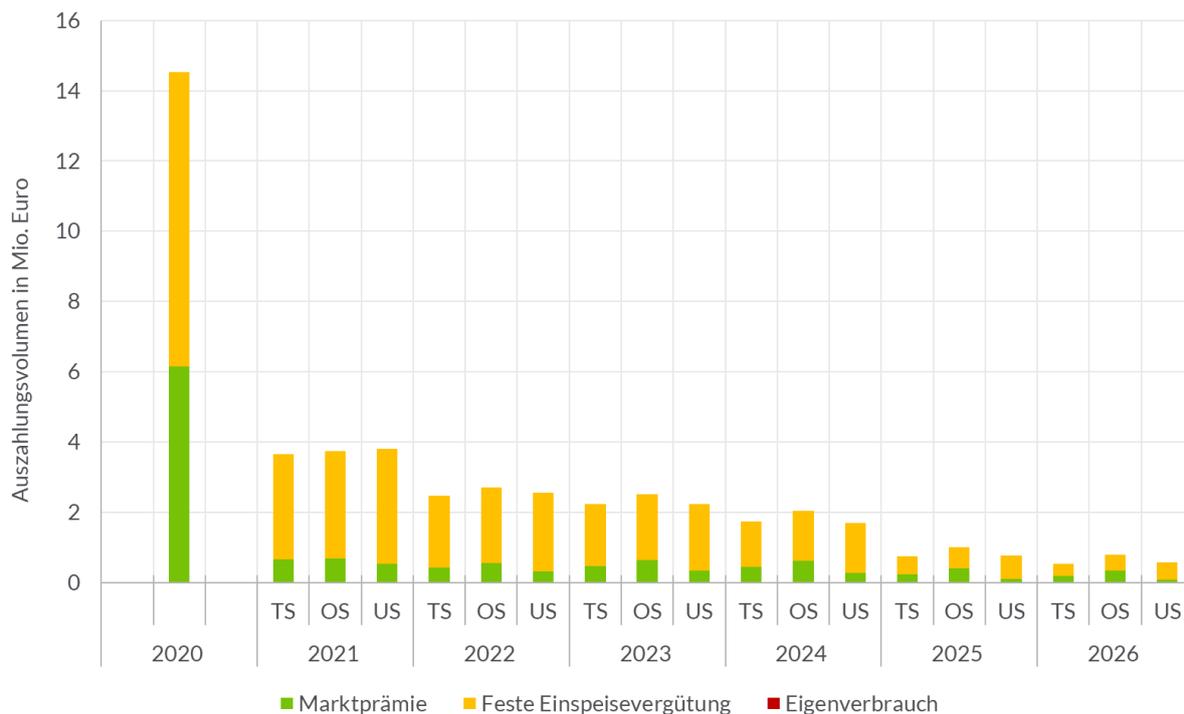
Quelle: Eigene Berechnungen.

3.2.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2026

Mit der Zuordnung der installierten Leistung auf die verschiedenen Vermarktungsalternativen und den jeweiligen Vbh resultiert die Stromerzeugung der Deponiegasanlagen je Vermarktungsalternative. Zur Berechnung der Vergütung des Bestands wurden durchschnittliche Vergütungssätze angesetzt, die aus den testierten Bewegungsdaten der ÜNB hervorgehen.

Ab dem Jahr 2021 fällt zudem die Förderung für stillgelegte und weiterbetriebene Altanlagen weg. Die Auszahlungssummen für diese Anlagen wurden mithilfe durchschnittlicher Vergütungssätze für Anlagen mit Inbetriebnahmedatum bis Ende 2005 berechnet. Nachfolgende Abbildung fasst die Vergütungszahlungen in den verschiedenen Vermarktungsalternativen für die drei Szenarien und den Prognosezeitraum bis 2026 zusammen. Ab 2021 zeigt sich aufgrund des Wegfalls eines Großteils der Anlagen aus der EEG-Förderung ein klarer Rückgang der Vergütungszahlungen.

ABBILDUNG 3-6: ENTWICKLUNG DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS DEPONIEGASANLAGEN NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2026 JE SZENARIO



Quelle: Eigene Berechnungen.

Den Auszahlungen der Netzbetreiber stehen vNE gegenüber, die mithilfe der in Kapitel 2 dargestellten Methodik berechnet wurden. Nachfolgende Tabelle fasst die Ergebnisse für die vermiedenen Netznutzungsentgelte für Deponiegasanlagen für den Zeitraum 2020 bis 2026 und die drei Szenarien zusammen.

TABELLE 3-8: VERMIEDENE NETZNUTZUNGSENTGELTE FÜR STROMERZEUGUNG AUS DEPONIEGASANLAGEN BIS 2026 JE SZENARIO

[Mio. €/a]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario	1,73	0,61	0,41	0,35	0,26	0,10	0,06
Oberes Szenario	1,73	0,62	0,43	0,37	0,28	0,11	0,07
Unteres Szenario	3,74	0,73	0,47	0,42	0,32	0,13	0,09

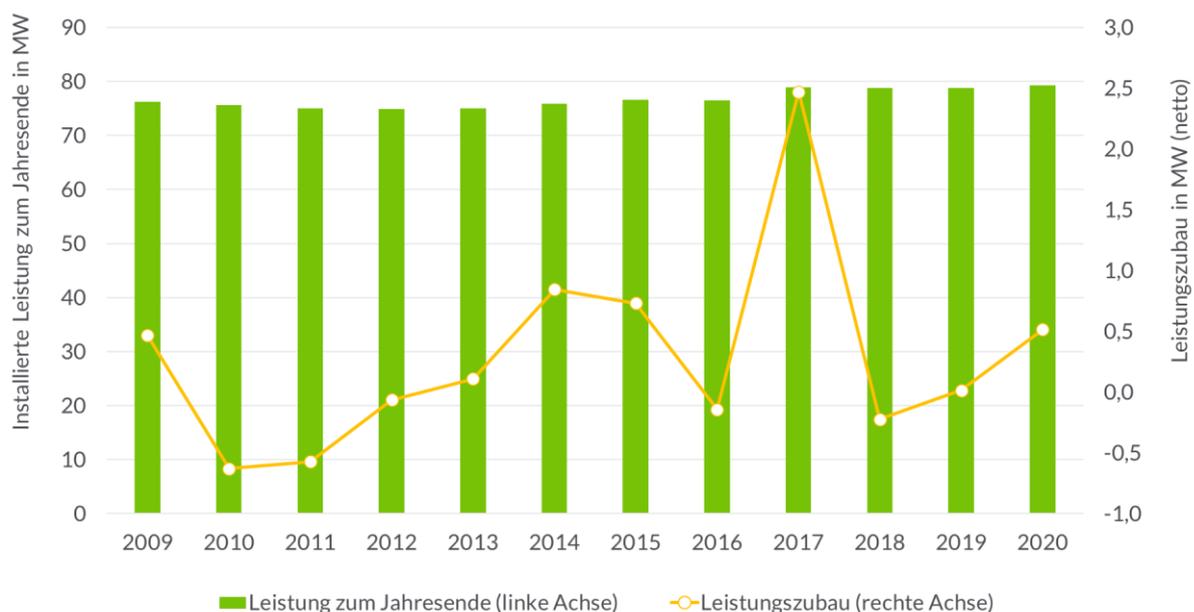
Quelle: Eigene Berechnungen.

3.3 Klärgas

3.3.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Der größte Teil des Potenzials von Stromerzeugungsanlagen aus Klärgas ist bereits seit mehreren Jahren erschlossen, sodass weitere Leistungszubauten im Wesentlichen im Rahmen eines Repowerings von bestehenden Motoren stattfinden.²⁵ Zu Stilllegungen kommt es ebenfalls nur vereinzelt. Der jährliche Nettozubau bewegt sich mit einer Ausnahme in 2017 (+ 2,5 MW) in der Bandbreite zwischen + 1 MW und - 1 MW. Dementsprechend befindet sich die installierte Leistung in den letzten zehn Jahren auf einem vergleichsweise konstanten Niveau zwischen 75 und 79 MW.

ABBILDUNG 3-7: ENTWICKLUNG DES LEISTUNGSZUBAUS VON KLÄRGAS SEIT 2009



[MW]	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Leistungszubau (netto)	0	-1	-1	0	0	1	1	0	2	0	0	1
Leistung Jahresende	76	76	75	75	75	76	77	76	79	79	79	79

Quellen: ÜNB (2021c), BNetzA (2021a).

²⁵ Vgl. ZSW (2014).

3.3.2 Leistungsentwicklung 2021 bis 2026

Auch in Zukunft wird aufgrund des weitestgehend ausgeschöpften Klärgaspotenzials ein moderater Leistungszubau in der Größenordnung der letzten Jahre angenommen. Dieser entfällt im Wesentlichen auf den Ersatz und das Repowering von Altanlagen. Innerhalb des Prognosezeitraums wird ein Großteil der Klärgasanlagen das Laufzeitende ihrer EEG-Förderung erreichen. Da Klärgasanlagen in der Regel einen Eigenverbrauchsanteil von weit über 80 % aufweisen, wird angenommen, dass ein wirtschaftlicher Betrieb auch ohne EEG-Förderung möglich ist. Stilllegungen, die über die Größenordnung der letzten Jahre hinausgehen, werden für den Prognosezeitraum daher nicht unterstellt.

Für den Prognosezeitraum wird im Trendszenario ein jährlicher Zubau in der Höhe des mittleren Zubaus der letzten sieben Jahre unterstellt. Zur Variierung der prognostizierten Leistungsentwicklung wird für das obere und untere Szenario der zweithöchste bzw. zweitniedrigste jährliche Zubauwert der letzten sieben Jahre über den gesamten Prognosezeitraum angenommen. Der erwartete Rückbau wird analog prognostiziert. Die Annahmen zur Leistungsentwicklung werden für alle Szenarien in nachfolgender Tabelle zusammengefasst.

TABELLE 3-9: PROGNOSE DER LEISTUNGSENTWICKLUNG DER KLÄRGASANLAGEN IN DEUTSCHLAND NACH SZENARIEN BIS 2026

[MW]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario							
Zubau	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Rückbau	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Jahresbestand	79	80	80	81	82	82	83
Oberes Szenario							
Zubau	1,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Rückbau	0,6	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Jahresbestand	79	81	83	85	86	88	90
Unteres Szenario							
Zubau	1,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Rückbau	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Jahresbestand	79	79	78	78	77	77	76

Quelle: Eigene Berechnungen.

3.3.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Die Prognose der Vbh für Klärgasanlagen wurde aus der deutschlandweit beobachteten Stromerzeugung und installierten Leistung in Klärgasanlagen laut AGEE-Stat abgeleitet.²⁶ Die Basis für das Trendszenario bildet dabei das Mittel der in den vergangenen Jahren beobachteten Vbh. Für die Darstellung des oberen und unteren Szenarios wurden die in der Vergangenheit beobachteten Schwankungen in der Stromerzeugung aus Klärgasanlagen laut AGEE-Stat²⁷ zu Grunde gelegt. Im Ergebnis resultieren somit für das obere (untere) Szenario pro Monat 11 % höhere (niedrigere) Vbh.

Im Jahresverlauf bleibt die Stromerzeugung aus Klärgas grundsätzlich dargebotsunabhängig, sodass sich ein konstanter Verlauf der Vbh über einen Jahreszyklus ergibt, der lediglich mit der Länge eines Monats variiert. Zwar kann es laut Branchenexperten bspw. durch saisonale Produktionsschwankungen bei angeschlossenen Erzeugern im Jahresverlauf zu Schwankungen in den Abwassermengen kommen, von diesen Effekten wurde für die Prognose jedoch abstrahiert.

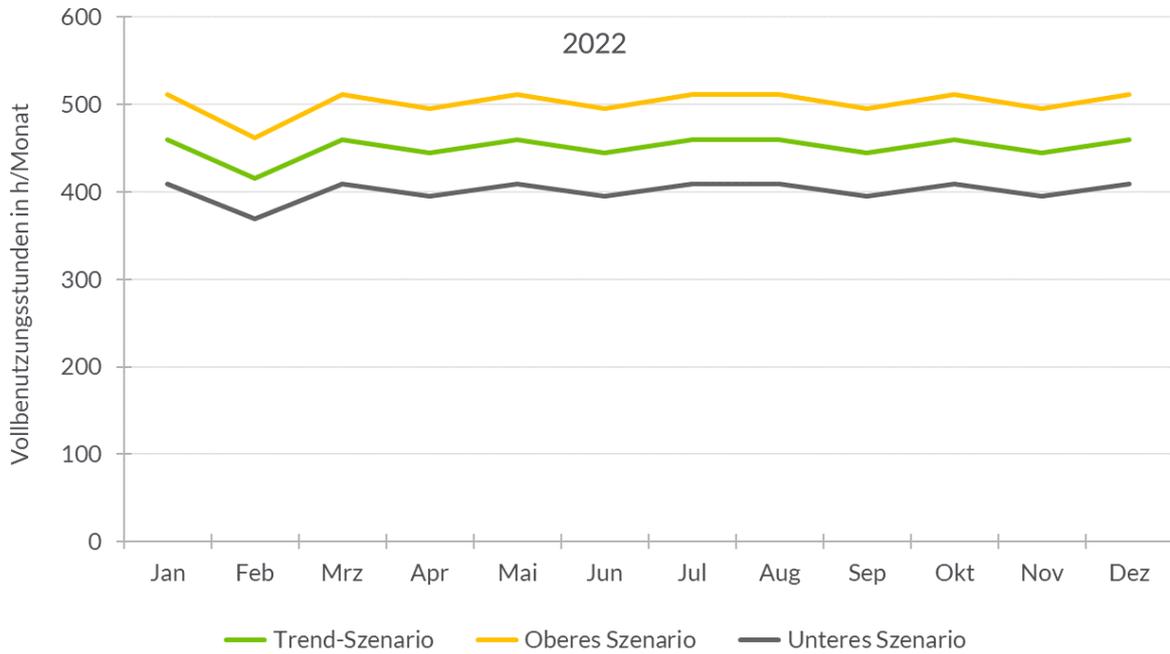
Die anfallende Klärgasmenge resultiert aus den anfallenden Abwassermengen und wird damit langfristig im Wesentlichen von der demographischen Entwicklung bestimmt. Gleichzeitig steigert jedoch das Repowering von Bestandsanlagen den Wirkungsgrad und damit die Stromerzeugung dieser Anlagen.²⁸ Der Gesamteffekt dieser gegenläufigen Entwicklungen ist jedoch nur schwer abschätzbar. Für den Prognosezeitraum wurden daher in den Szenarien jeweils konstante jährliche Vbh unterstellt. Der Verlauf der monatlichen Vbh im deutschlandweiten Mittel und für die drei Szenarien ist in nachfolgender Abbildung dargestellt.

²⁶ Vgl. AGEE-Stat (2021).

²⁷ Ebd.

²⁸ Vgl. ZSW (2014).

ABBILDUNG 3-8: MONATLICHE VBH FÜR KLÄRGAS IM JAHR 2022 NACH SZENARIEN



Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Stromerzeugung der Klärgasanlagen wird als Produkt aus den Vbh und der installierten Leistung errechnet. Ein Großteil des von Klärgasanlagen erzeugten Stroms wird dabei von den Anlagen selbst verbraucht. Schätzungen des Eigenverbrauchsanteils reichen über 90 % der Gesamtstromerzeugung.²⁹ Eine Auswertung der von den ÜNB vergüteten Strommengen aus Klärgasanlagen³⁰ des Jahres 2020 im Vergleich zu den Gesamtstrommengen aus Klärgas laut AGEE-Stat³¹ legt einen Eigenverbrauchsanteil in der gleichen Größenordnung nahe. Für die Prognose wurde daher von einem entsprechenden Eigenverbrauchsanteil ausgegangen. Nachfolgende Tabelle fasst die jährliche Gesamtstromerzeugung aus Klärgasanlagen für die drei Szenarien bis 2026 zusammen.

²⁹ Vgl. bspw. ZSW (2014).

³⁰ Vgl. ÜNB (2021b).

³¹ Vgl. AGEE-Stat (2021).

TABELLE 3-10: JÄHRLICHE VBH UND STROMERZEUGUNG KLÄRGAS BIS 2026 NACH SZENARIEN

	Einheit	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	4.650	5.418	5.418	5.418	5.418	5.418	5.418
Stromerzeugung	[GWh/a]	364	428	433	436	439	442	445
Oberes Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	4.650	6.024	6.024	6.024	6.024	6.024	6.024
Stromerzeugung	[GWh/a]	364	479	493	503	514	525	535
Unteres Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	4.650	4.812	4.812	4.812	4.812	4.812	4.812
Stromerzeugung	[GWh/a]	364	378	376	373	371	368	366

Quelle: Eigene Berechnungen.

3.3.4 Marktwertfaktoren

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Klärgas wird per Gesetz als der tatsächliche Monatsmittelwert des Spotmarktpreises definiert, d. h. der Marktwertfaktor beträgt immer genau 1 (Anlage 1 zu § 23a EEG 2021).

3.3.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2026

Im Jahr 2020 entfielen aufgrund des hohen Eigenverbrauchsanteils lediglich 9 % der Stromerzeugung aus Klärgasanlagen auf die feste Einspeisevergütung, obwohl der Anteil der installierten Leistung hier 80 % am Gesamtanteil beträgt. Lediglich 2,5 % der Stromerzeugung wurden innerhalb der geförderten Direktvermarktung veräußert. Für die Prognose wurde auf Basis einer Auswertung der zugebauten Leistung in den vergangenen Jahren angenommen, dass 92 % des Zubaus in der Größenklasse über 100 kW stattfindet und somit über die geförderte Direktvermarktung veräußert wird. Die restliche zugebaute Leistung wurde der Größenklasse bis 100 kW und damit der festen Einspeisevergütung zugeordnet.

Die sonstige Direktvermarktung spielte in den vergangenen Jahren mit ca. 11 % der insgesamt in EEG-vergüteten Klärgasanlagen installierten Leistung, die in dieser Vermarktungsform veräußert werden, ebenfalls bereits eine sichtbare Rolle. Ab Ende 2020 läuft für ältere Bestandsanlagen zudem sukzessive die zwanzigjährige EEG-Vergütungsdauer aus. Entsprechend der in Kapitel 2.4 dargestellten

Methodik werden Altanlagen mit einer installierten Leistung über 100 kW anschließend der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet. Anlagen mit einer installierten Leistung bis zu 100 kW werden bei den ausgeförderten Anlagen bilanziert. Insgesamt betrifft dies deutschlandweit bis Ende 2025 ca. 13 MW. Vor dem Hintergrund der hohen Eigenverbrauchsquoten der Anlagen und der damit einhergehend bereits heute geringen Förderquote sowie deutlich gestiegenen Strompreisen am Großhandelsmarkt gehen wir in allen Szenarien davon aus, dass diese Anlagen auch nach EEG-Förderende weiterbetrieben werden. Nachfolgende Tabelle fasst die installierte Leistung in Klärgasanlagen nach Vermarktungsformen für die drei Szenarien und den Prognosezeitraum zusammen.³²

TABELLE 3-11: INSTALLIERTE LEISTUNG KLÄRGAS NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2026 JE SZENARIO

[MW]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	6	7	8	9	10	11	12
Feste Einspeisevergütung	64	58	57	53	51	50	49
Sonstige Direktvermarktung	9	14	14	17	19	19	20
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	1	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	-	1	1	2	2	2	2
Jahresbestand	79	80	80	81	82	82	83
Oberes Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	6	8	10	11	13	15	17
Feste Einspeisevergütung	64	58	58	54	52	51	51
Sonstige Direktvermarktung	9	14	14	18	19	20	20
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	1	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	-	1	1	2	2	2	2
Jahresbestand	79	81	83	85	86	88	90
Unteres Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	6	6	7	6	6	7	7
Feste Einspeisevergütung	64	58	57	53	50	49	48
Sonstige Direktvermarktung	9	14	14	17	19	19	19
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	1	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	-	1	1	2	2	2	2
Jahresbestand	79	79	78	78	77	77	76

Quelle: Eigene Berechnungen.

3.3.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2026

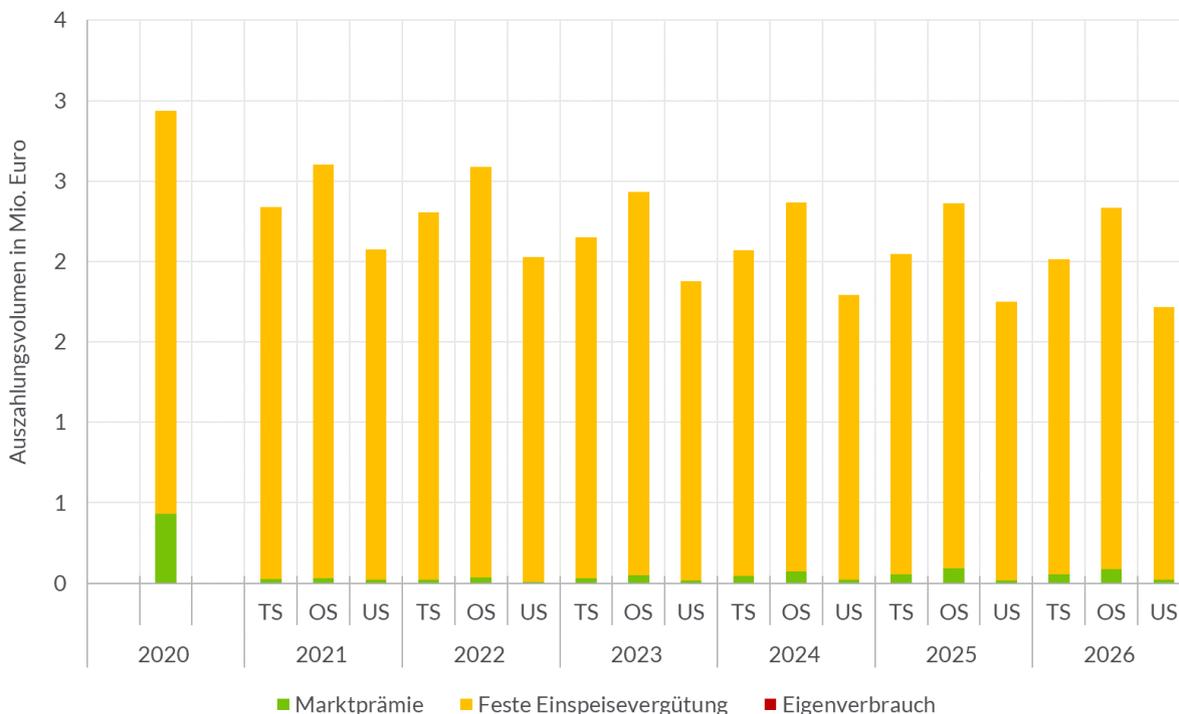
Mit der Zuordnung der installierten Leistung auf die verschiedenen Vermarktungsalternativen und die mit den jeweiligen Vbh errechnete Stromerzeugung

³² Die Darstellung der Stromerzeugungsmengen in den Vermarktungsformen erfolgt in Anhang A und B.

ergeben sich die Vergütungszahlungen an Klärgasanlagen je Vermarktungsalternative. Zur Berechnung der Vergütung des Bestands wurden durchschnittliche Vergütungssätze angesetzt, die aus den testierten Bewegungsdaten hervorgehen. Für Neuanlagen wurden die im EEG 2021 festgelegten Vergütungssätze und Degressionen angewendet. Ab 2021 wird die wegfallende Förderung für Altanlagen nach deren Wechsel in die sonstige Direktvermarktung bzw. die ausgeförderten Anlagen mit Hilfe durchschnittlicher Vergütungssätze für Anlagen mit Inbetriebnahme (IBN) bis Ende 2005 berechnet und bei der Berechnung der Vergütungszahlungen nicht mehr berücksichtigt.

Die Vergütungszahlungen für direkt vermarktete Anlagen wurden errechnet, indem vom anzulegenden Wert der energieträgerspezifische Marktwert abgezogen wurde. Nachfolgende Abbildung stellt die Vergütungszahlungen in den verschiedenen Vermarktungsalternativen für den Prognosezeitraum dar. In den folgenden Jahren zeigt sich ein kontinuierlicher Rückgang der Vergütungszahlungen für festvergütete Klärgasanlagen, insb. aufgrund des angenommenen Wechsels von Altanlagen in die sonstige Direktvermarktung bzw. zu den ausgeförderten Anlagen.

ABBILDUNG 3-9: ENTWICKLUNG DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS KLÄRGASANLAGEN NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2026 JE SZENARIO



Quelle: Eigene Berechnungen.

Den Auszahlungen der Netzbetreiber stehen vNE gegenüber, die mit Hilfe der in Kapitel 2 dargestellten Methodik berechnet wurden. Nachfolgende Tabelle fasst die Ergebnisse für die vNE für Klärgasanlagen für den Zeitraum 2020 bis 2026 und die drei Szenarien zusammen.

TABELLE 3-12: VERMIEDENE NETZNUTZUNGSENTGELTE FÜR STROMERZEUGUNG AUS KLÄRGASANLAGEN BIS 2026 JE SZENARIO

[Mio. €/a]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario	0,36	0,30	0,30	0,28	0,27	0,26	0,26
Oberes Szenario	0,35	0,32	0,32	0,29	0,28	0,28	0,28
Unteres Szenario	0,35	0,25	0,24	0,23	0,21	0,21	0,21

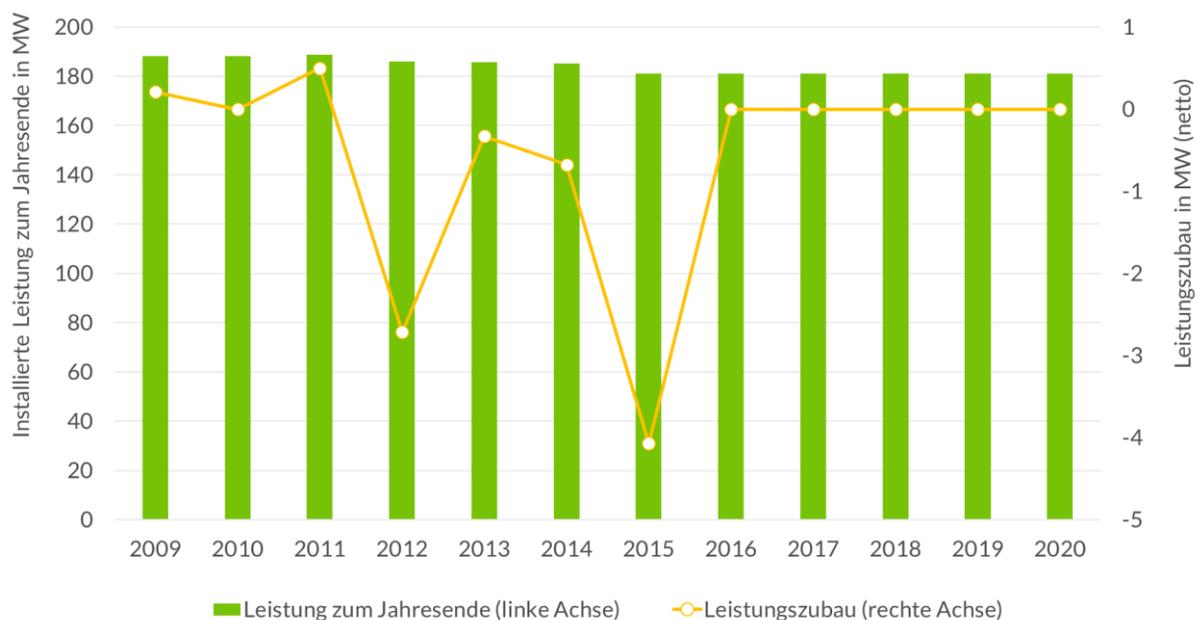
Quelle: Eigene Berechnungen.

3.4 Grubengas

3.4.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Das methanhaltige Grubengas entweicht aus Steinkohleflözen in aktiven und stillgelegten Bergwerken und wird – um einen klimaschädlichen Treibhauseffekt zu verhindern – direkt aus den unterirdischen Stollen abgesaugt. Da keine neuen Steinkohlezechen in Deutschland geplant sind, entwickelt sich das Grubengasaufkommen rückläufig.³³ Zum Jahresende 2020 waren deutschlandweit noch Anlagen mit einer Gesamtleistung von 181 MW installiert.³⁴

ABBILDUNG 3-10: ENTWICKLUNG DES LEISTUNGSZUBAUS VON GRUBENGAS SEIT 2009



[MW]	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Leistungszubau (netto)	0	0	1	-3	0	-1	-4	0	0	0	0	0
Leistung Jahresende	188	188	189	186	186	185	181	181	181	181	181	181

Quellen: ÜNB (2021c), BNetzA (2021a).

3.4.2 Leistungsentwicklung 2021 bis 2026

Durch das Ende des Steinkohleabbaus in Deutschland ist davon auszugehen, dass auch zukünftig kein Leistungszuwachs stattfinden wird. Vielmehr wird es durch die voranschreitende Ausgasung bestehender Standorte zu einem Downsizing von

³³ Vgl. ZSW (2014).

³⁴ Vgl. ÜNB (2021c).

Bestandsanlagen kommen und damit zu einer Verringerung der gesamten installierten Leistung.³⁵ Zudem erreicht der Großteil der Grubengasanlagen im Prognosezeitraum das Ende des zwanzigjährigen EEG-Vergütungszeitraums.

Ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb der Grubengasanlagen nach Förderende scheint nicht möglich. Nach der Stilllegung der Anlagen würde somit jedoch das klimaschädliche methanhaltige Grubengas direkt in die Atmosphäre entweichen. Um dies zu verhindern, wurde mit der Frühjahresnovelle des EEG 2021 eine Anschlussförderung für Grubengasanlagen bis Ende des Jahres 2024 beschlossen. Für die Prognose haben wir daher in allen Szenarien gleichermaßen angenommen, dass Grubengasanlagen mit Inbetriebnahmedatum bis Ende 2003 im Anschluss ihres ursprünglichen Förderzeitraums im Rahmen dieser Anschlussförderung weiterbetrieben und erst nach ihrem Ende stillgelegt werden.

Die Annahmen zur Leistungsentwicklung werden zusammenfassend für alle Szenarien in nachfolgender Tabelle dargestellt.

TABELLE 3-13: PROGNOSE DER LEISTUNGSENTWICKLUNG DER GRUBENGASANLAGEN IN DEUTSCHLAND NACH SZENARIEN BIS 2026

[MW]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario							
Zubau	0	0	0	0	0	0	0
Rückbau	0	0	0	0	0	168	5
Jahresbestand	181	181	181	181	181	13	7
Oberes Szenario							
Zubau	0	0	0	0	0	0	0
Rückbau	0	0	0	0	0	168	5
Jahresbestand	181	181	181	181	181	13	7
Unteres Szenario							
Zubau	0	0	0	0	0	0	0
Rückbau	0	0	0	0	0	168	5
Jahresbestand	181	181	181	181	181	13	7

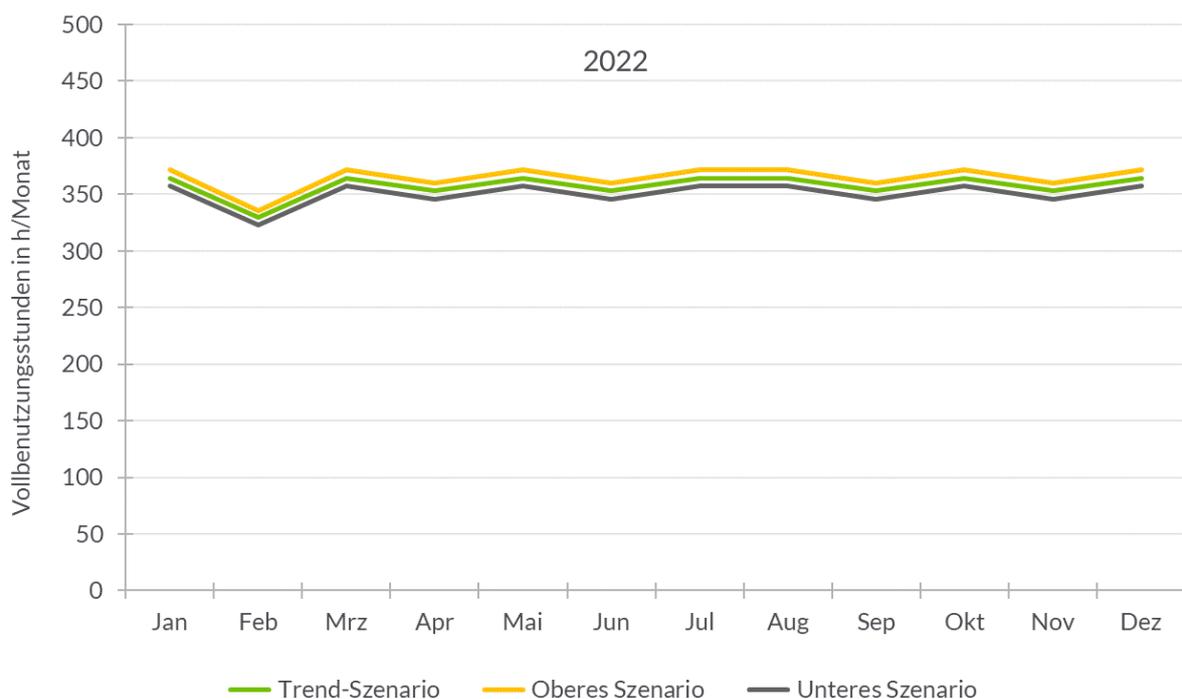
Quelle: Eigene Berechnungen.

³⁵ Vgl. Ilse, J. (2021).

3.4.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Die Vbh für Grubengasanlagen wurden auf Basis der in den Anlagenstamm- und -bewegungsdaten der ÜNB enthaltenen Stromerzeugung und installierten Leistung des Jahres 2020 prognostiziert. Da die Stromerzeugung aus Grubengas dargebotsunabhängig verläuft, ergibt sich grundsätzlich ein konstanter Verlauf der Vbh über einen Jahreszyklus, der lediglich mit der Länge eines Monats variiert. Aufgrund des Ausgasungseffektes der Flöze unterstellen wir zudem einen Rückgang der mittleren Vbh von jährlich 1 % im Trendszenario (2 % im unteren Szenario, konstante Vbh im oberen Szenario). Der Verlauf der monatlichen Vbh für die drei Szenarien ist in nachfolgender Abbildung dargestellt.

ABBILDUNG 3-11: MONATLICHE VBH FÜR GRUBENGAS IM JAHR 2022 NACH SZENARIEN



Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Gesamtstromerzeugung der Grubengasanlagen wird als Produkt aus den Vbh und der installierten Leistung berechnet. Nachfolgende Tabelle fasst die jährliche Stromerzeugung aus Grubengasanlagen für die drei Szenarien bis 2026 zusammen.

TABELLE 3-14: JÄHRLICHE VBH UND STROMERZEUGUNG AUS GRUBENGAS BIS 2026 NACH SZENARIEN

	Einheit	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	4.380	4.336	4.293	4.250	4.207	4.165	4.124
Stromerzeugung	[GWh/a]	793	785	777	769	762	53	30
Oberes Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	4.380	4.380	4.380	4.380	4.380	4.380	4.380
Stromerzeugung	[GWh/a]	793	793	793	793	793	56	32
Unteres Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	4.380	4.292	4.206	4.122	4.040	3.959	3.880
Stromerzeugung	[GWh/a]	793	777	761	746	731	50	28

Quelle: Eigene Berechnungen.

3.4.4 Marktwertfaktoren

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Grubengas wird per Gesetz als der tatsächliche Monatsmittelwert des Spotmarktpreises definiert, d. h. der Marktwertfaktor beträgt immer genau 1 (Anlage 1 zu § 23a EEG 2021).

3.4.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2026

Im Jahr 2020 entfielen 11 % der installierten Leistung aus Grubengasanlagen auf die feste Einspeisevergütung, 89 % wurden innerhalb der geförderten Direktvermarktung veräußert. Ältere Bestandsanlagen, die ab 2021 die im EEG 2021 beschlossene Anschlussförderung erhalten, verbleiben auch für die Dauer der Anschlussförderung per Annahme in ihrer ursprünglichen Vermarktungsform. Nach Auslaufen der Anschlussförderung wird ein Großteil der heute installierten Leistung zu Beginn des Jahres 2025 stillgelegt. Nachfolgende Tabelle stellt die Entwicklung der installierten Leistung nach Vermarktungsformen dar.³⁶

³⁶ Die Darstellung der Stromerzeugungsmengen in den Vermarktungsformen erfolgt in Anhang A und B.

TABELLE 3-15: INSTALLIERTE LEISTUNG GRUBENGAS NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2026 JE SZENARIO

[MW]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	161	161	161	161	161	11	6
Feste Einspeisevergütung	20	20	20	20	20	1	1
Sonstige Direktvermarktung	-	-	-	-	-	-	-
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	-	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	-	-	-	-	-	-	-
Jahresbestand	181	181	181	181	181	13	7
Oberes Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	161	161	161	161	161	11	6
Feste Einspeisevergütung	20	20	20	20	20	1	1
Sonstige Direktvermarktung	-	-	-	-	-	-	-
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	-	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	-	-	-	-	-	-	-
Jahresbestand	181	181	181	181	181	13	7
Unteres Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	161	161	161	161	161	11	6
Feste Einspeisevergütung	20	20	20	20	20	1	1
Sonstige Direktvermarktung	-	-	-	-	-	-	-
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	-	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	-	-	-	-	-	-	-
Jahresbestand	181	181	181	181	181	13	7

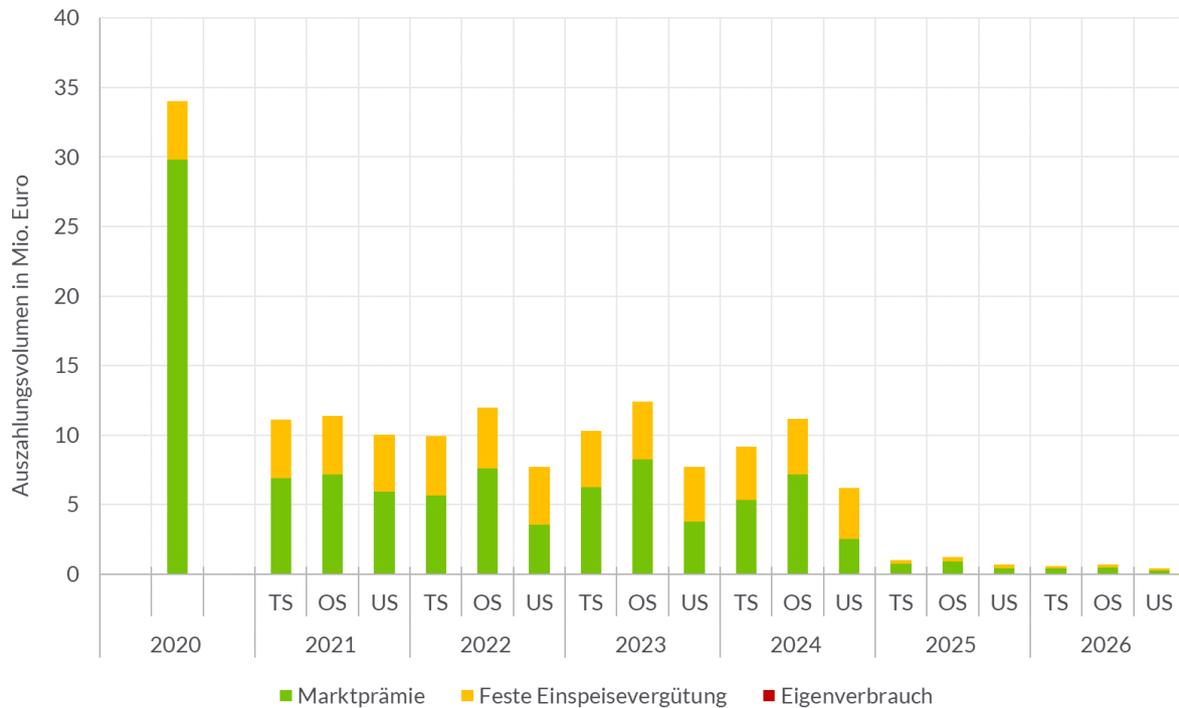
Quelle: Eigene Berechnungen.

3.4.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2026

Mit der Zuordnung der installierten Leistung auf die verschiedenen Vermarktungsalternativen und die mit den jeweiligen Vbh errechnete Stromerzeugung ergeben sich die Vergütungszahlungen an Grubengasanlagen je Vermarktungsalternative. Zur Berechnung der Vergütung des Bestands wurden durchschnittliche Vergütungssätze angesetzt, die aus den testierten Bewegungsdaten der ÜNB hervorgehen.

Nachfolgende Abbildung zeigt die Vergütungszahlungen in den einzelnen Vermarktungsformen für die drei Szenarien und den Prognosezeitraum. Vor allem ggü. 2020 zeigt sich ein starker Rückgang der Auszahlungen in der geförderten Direktvermarktung, der insbesondere auf das im Jahr 2021 wieder deutlich gestiegene Niveau der Börsenstrompreise zurückzuführen ist. Zudem werden ab 2022 die Auszahlungen in der Anschlussförderung gem. § 102 EEG sukzessive reduziert. Nach Auslaufen der Anschlussförderung Ende 2024 sind die Auszahlungen an die dann noch verbleibenden Anlagen marginal.

ABBILDUNG 3-12: ENTWICKLUNG DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS GRUBENGASANLAGEN NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2026 JE SZENARIO



Quelle: Eigene Berechnungen.

Den Auszahlungen der Netzbetreiber stehen vNE gegenüber, die mit Hilfe der in Kapitel 2.4 dargestellten Methodik berechnet wurden. Nachfolgende Tabelle fasst die Ergebnisse für die vermiedenen Netznutzungsentgelte für Grubengasanlagen für den Zeitraum 2020 bis 2026 und die drei Szenarien zusammen.

TABELLE 3-16: VERMIEDENE NETZNUTZUNGSENTGELTE FÜR STROMERZEUGUNG AUS GRUBENGASANLAGEN BIS 2026 JE SZENARIO

[Mio. €/a]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario	4,08	3,99	3,58	2,53	1,32	0,27	0,15
Oberes Szenario	4,08	4,03	3,65	2,61	1,38	0,29	0,16
Unteres Szenario	4,08	3,95	3,51	2,46	1,27	0,26	0,14

Quelle: Eigene Berechnungen.

3.5 Biomasse

3.5.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Die Leistungsentwicklung der Biomasse in den letzten Jahren wurde maßgeblich durch die Anreizstrukturen im Rahmen des EEG beeinflusst. Haben frühe Versionen des EEG noch einen dynamischen Zubau bis in das Jahr 2013 bewirkt, ist vor allem seit dem Inkrafttreten des EEG 2014 nur noch ein moderater Zubau von Biomasseleistung zu verzeichnen. Denn durch die Einführung der Begrenzung der Förderung der Stromerzeugung aus Biogasanlagen auf 50 % der jeweiligen Höchstbemessungsleistung einer Anlage hat sich der Zubau in den Folgejahren auf die Erschließung von Flexibilitäten konzentriert. So entfallen im Jahr 2020 gut zwei Drittel des Zubaus von Biomasseleistung auf die Flexibilisierung von Bestands- und Neuanlagen im Rahmen der Förderung für Flexibilitäten durch das EEG.³⁷

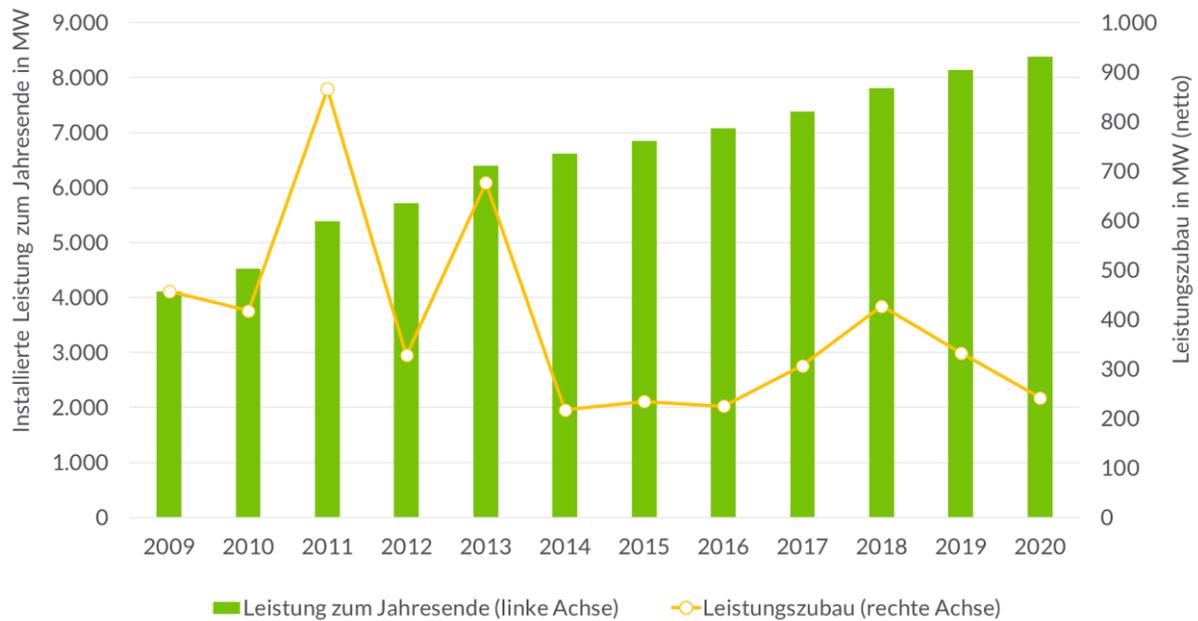
Die seit dem Jahr 2017 durchgeführten Ausschreibungen für Biomasseanlagen, an denen auch Bestandsanlagen teilnehmen dürfen, sind aufgrund der geltenden Höchstwerte für Neuanlagen wenig attraktiv. Alle bisher durchgeführten Runden waren stark unterzeichnet. Aus den von der BNetzA veröffentlichten Ausschreibungsstatistiken ist zu entnehmen, dass zwischen 2017 und 2020 Gebote von einem Volumen von 308 MW bezuschlagt worden sind, während die kumulierte Ausschreibungsmenge bei insgesamt 950 MW lag. Rund ein Drittel dieser Zuschlagsmenge entfiel auf Neuanlagen.³⁸ Die installierte Leistung von Biomasseanlagen zum Jahresende 2020 belief sich auf insgesamt 8.383 MW.³⁹

³⁷ Vgl. BNetzA (2021b).

³⁸ Vgl. BNetzA (2021c).

³⁹ Vgl. ÜNB (2021c).

ABBILDUNG 3-13: ENTWICKLUNG DES LEISTUNGSZUBAUS VON BIOMASSE SEIT 2009



[MW]	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Leistungszubau (netto)	457	418	866	328	677	217	235	225	307	428	333	242
Leistung Jahresende	4.108	4.526	5.392	5.720	6.397	6.615	6.849	7.074	7.381	7.808	8.141	8.383

Quellen: ÜNB (2021c), BNetzA (2021a).

3.5.2 Leistungsentwicklung 2021 bis 2026

Im ersten Halbjahr 2021 wurden laut MaStR insgesamt 66 MW Biomasseleistung zugebaut, wovon 35 MW auf die Flexibilisierung von Anlagen entfielen. Das EEG 2021 inklusive der Frühjahrsnovelle setzt den maßgeblichen Rahmen für die weitere Entwicklung des Zubaus im Prognosezeitraum.

Der Höchstwert für Neuanlagen in den EEG-Ausschreibungen wurde mit Einführung des EEG 2021 auf 16,4 ct/kWh angehoben. Nach Einschätzung der befragten Branchenvertreter ist diese Erhöhung jedoch nicht ausreichend, um eine signifikant höhere Beteiligung in zukünftigen Ausschreibungsrunden anzureizen. Die Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunde nach Einführung des EEG 2021 stützen diese Einschätzung. So lagen die Zuschlagsmengen sowohl für Bestands- als auch Neuanlagen auf einem vergleichbar niedrigen Niveau wie in den Vorjahren. Die Erhöhung der Ausschreibungsmengen auf nun 300 MW je Ausschreibungsrunde (600 MW pro Jahr) kann somit ebenfalls keine Wirkung auf den Zubau entfalten, da die Gebotsmengen weit unter diesem Wert liegen. Dementsprechend wird für den weiteren Prognosezeitraum im Trendszenario eine Zuschlagsquote von 15 %

und ein Anteil von Neuanlagen in der Ausschreibung von 20 % angenommen. Für das obere und untere Szenario wird die Zuschlagsquote um je fünf Prozentpunkte variiert.

Das EEG 2021 führt zudem ein neues Ausschreibungssegment für hochflexible Biomethananlagen mit einem Volumen von 150 MW jährlich ein. Da die erste Ausschreibungsrunde im Dezember 2021 stattfindet, konnte bei der Erstellung der Prognose nicht auf Erfahrungswerte zurückgegriffen werden. Gemäß der befragten Branchenexperten sind die Rahmenbedingungen jedoch sehr attraktiv, sodass eine Überzeichnung der Ausschreibungsrunden in allen Szenarien unterstellt wird.⁴⁰ Der Zubau dieser Anlagen findet ab dem Kalenderjahr 2022 statt.

Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Neubau von Biomasseanlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird, haben sich nicht wesentlich verändert. Es wird daher unter Abstimmung mit Branchenvertretern davon ausgegangen, dass sich der Zubau dieser Anlagen, inklusive Güllekleinanlagen, vergleichbar mit den Beobachtungen aus den Vorjahren, auf einem Niveau von 50 MW bewegt. Dieser Wert wird für das obere und untere Szenario um je 10 % variiert.

Ursprünglich galt für die Förderung der Flexibilisierung von Biogasanlagen ein Deckel von 1.000 MW, der Mitte 2019 erreicht wurde. Da dieser Förderdeckel mit dem EEG 2021 aufgehoben wurde und weiterhin ausreichend Potenzial für die Flexibilisierung von Biogasanlagen besteht, wird für den Prognosezeitraum eine jährliche Leistungsüberbauung von 150 MW unterstellt. Dieser Wert wird für die Szenariobildung ebenfalls um je 10 % variiert.

Innerhalb des Prognosezeitraums erreicht ein großer Teil der Biomasseanlagen ihr ursprüngliches Förderende. Es muss davon ausgegangen werden, dass ein Großteil dieser Anlagen ohne Förderung nicht wirtschaftlich weiterbetrieben werden kann. Für Güllekleinanlagen bis 150 kW wurde mit der Frühjahrsnovelle des EEG 2021 eine Anschlussförderung beschlossen, die bis einschließlich 2024 gilt. Daher ist davon auszugehen, dass ein Teil der Anlagenbetreiber diese Förderung in Anspruch nehmen wird und ihre Anlagen bis 2024 weiterbetreiben. Für die Anlagen, die nicht unter diese Regelung fallen, wird auf Basis der Informationen zur monatlichen

⁴⁰ Vgl. Rauh, S. (2021).

Direktvermarktung der ÜNB angenommen, dass ca. 70 % nach Förderende stillgelegt werden. Die übrigen Anlagen (bspw. Altholz) werden weiterbetrieben. Des Weiteren wird ein vorzeitiger Rückbau von Anlagen aufgrund sonstiger Gründe (technischer Defekt, Unwirtschaftlichkeit) von ca. 20 MW jährlich unterstellt.

In Summe wird der zu erwartende Rückbau insbesondere durch den verstärkten Zubau von Flexibilität in den kommenden Jahren kompensiert (300 MW jährlich durch Leistungsüberbauung und neue Biomethan-Ausschreibung), sodass bis 2024 ein Nettozubau von Biomasseleistung auf ca. 9,0 GW zu verzeichnen ist. Mit Auslaufen der Anschlussförderung überwiegen anschließend jedoch die Rückbaueffekte und die installierte Leistung erreicht im Trendszenario 2026 einen Wert von 8,6 GW. Auch wenn sich die Summe der installierten Leistung im Prognosezeitraum nur moderat verändert, ist zu beachten, dass nennenswerte Verschiebungen im Biomassepark zu erwarten sind. Der Anteil kontinuierlich zur Verfügung stehender Leistung sinkt, während weitere Mengen an Flexibilität in den nächsten Jahren zugebaut werden.

TABELLE 3-17: PROGNOSE DER LEISTUNGSENTWICKLUNG DER BIOMASSE IN DEUTSCHLAND NACH SZENARIEN BIS 2026

[MW]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario							
Zubau	47	260	367	367	367	367	367
Rückbau	22	215	154	129	214	430	689
Jahresbestand	8.383	8.427	8.640	8.879	9.032	8.969	8.647
Oberes Szenario							
Zubau	47	283	394	394	394	394	394
Rückbau	22	215	154	129	214	430	689
Jahresbestand	8.383	8.450	8.690	8.955	9.136	9.100	8.804
Unteres Szenario							
Zubau	47	237	341	341	341	341	341
Rückbau	22	215	154	129	214	430	689
Jahresbestand	8.383	8.404	8.591	8.803	8.930	8.841	8.492

Quelle: Eigene Berechnungen.

3.5.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Die Prognose der Vbh für Biomasseanlagen wurde aus der tatsächlich beobachteten Stromerzeugung und installierten Leistung in Biomasseanlagen laut den ÜNB-Bewegungs- und -Anlagenstammdaten für das Jahr 2020 abgeleitet. Bestehende Unterschiede zwischen den einzelnen Regelzonen und den unterschiedlichen Vermarktungsalternativen wurden dabei berücksichtigt.

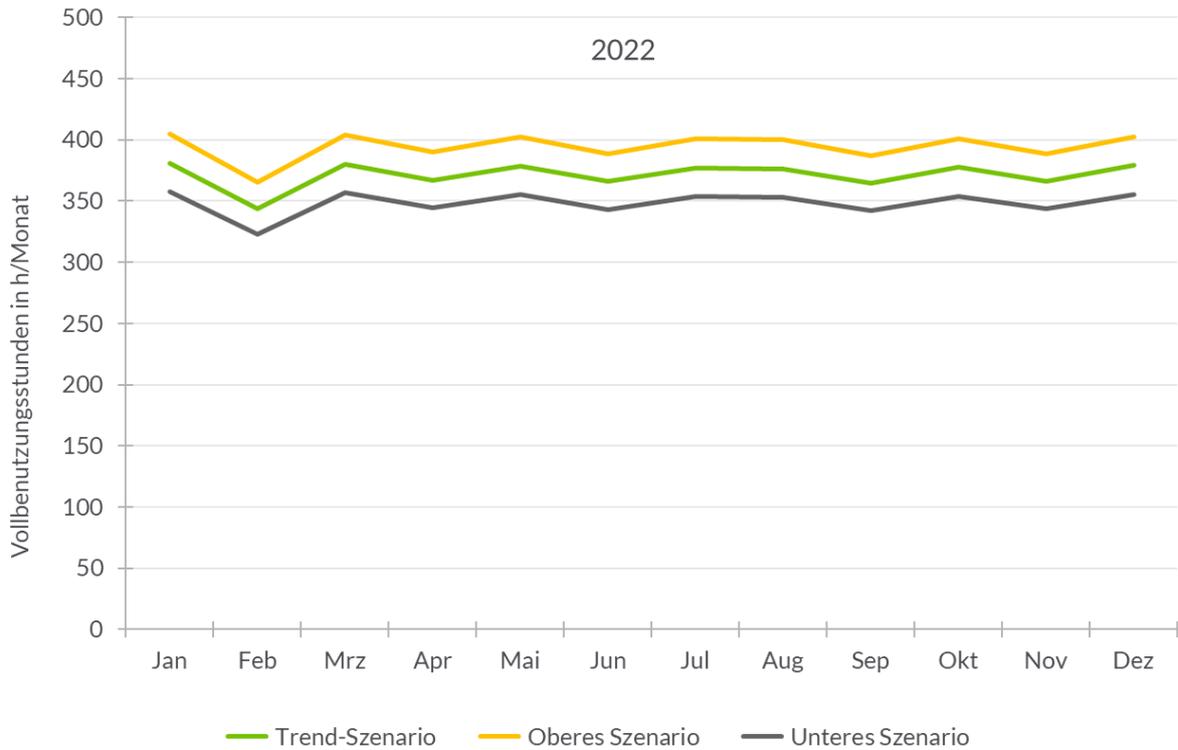
Außerdem wurde in allen Szenarien eine weiterhin zunehmende Flexibilisierung der Anlagen mittels Überbauung unterstellt, wobei die hierdurch zusätzlich zur Verfügung stehende Leistung im Jahresmittel jedoch nicht abgerufen wird. Seit ca. 2016 ist der resultierende Rückgang der durchschnittlichen Vbh in den AGEE-Stat-Zeitreihen zu beobachten. Für die Prognose schreiben wir diesen Trend fort und unterstellen einen Rückgang der mittleren Vbh in Höhe von 4 % p. a. Zusätzlich werden ab 2022 sukzessive hochflexible Biomethananlagen zugebaut, deren niedrigere Vbh ebenfalls in der Prognose berücksichtigt wurden. Im Trendszenario resultieren auf Basis dieser Annahmen für das Jahr 2022 4.457 h im deutschlandweiten Mittel, bis 2026 sinken die Vbh auf 3.606 h/a.

Da die Stromerzeugung aus Biomasse dargebotsunabhängig verläuft, ergibt sich grundsätzlich ein konstanter Verlauf der Vbh über einen Jahreszyklus, der lediglich mit der Länge eines Monats variiert. Schwankungen können sich zwar aufgrund von zusätzlichen Vermarktungsoptionen des Energieangebots der Anlagen ergeben, bspw. wenn zusätzlich zur Stromerzeugung auch Wärme vermarktet wird. Im Rahmen der Prognose wurde von solchen Schwankungen jedoch abstrahiert.

Für die Darstellung des oberen und unteren Szenarios wurden die Vbh des Trendszenarios skaliert. Auf Basis einer Auswertung der mittleren Abweichung der Vbh vom Mittelwert der vergangenen zehn Jahre gemäß AGEE-Stat⁴¹ wurde hierfür eine Variation von +/- 6 % unterstellt. Der Verlauf der monatlichen Vbh im deutschlandweiten Mittel und für die drei Szenarien ist in nachfolgender Abbildung dargestellt.

⁴¹ Vgl. AGEE-Stat (2021).

ABBILDUNG 3-14: MONATLICHE VBH FÜR BIOMASSE IM JAHR 2022 NACH SZENARIEN



Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Gesamtstromerzeugung der Biomasseanlagen wird als Produkt aus den Vbh und der installierten Leistung errechnet. Eigenverbrauch ist bei Biomasseanlagen zwar von geringerer Relevanz als bei anderen Energieträgern. Der in den Bewegungsdaten des Jahres 2020 verzeichnete Eigenverbrauch der Bestandsanlagen wurde für die Prognose aber weiterhin unterstellt. Nachfolgende Tabelle fasst die jährliche Stromerzeugung aus Biomasseanlagen für die drei Szenarien bis 2026 zusammen.

TABELLE 3-18: JÄHRLICHE VBH UND STROMERZEUGUNG AUS BIOMASSE BIS 2026 NACH SZENARIEN

	Einheit	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	4.914	4.683	4.457	4.224	4.009	3.804	3.606
Stromerzeugung	[GWh/a]	40.999	38.749	37.810	36.841	35.578	33.520	30.611
Oberes Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	4.914	4.975	4.734	4.486	4.256	4.038	3.827
Stromerzeugung	[GWh/a]	40.999	41.200	40.345	39.416	38.164	36.060	33.042
Unteres Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	4.914	4.390	4.180	3.963	3.762	3.571	3.386
Stromerzeugung	[GWh/a]	40.999	36.302	35.299	34.306	33.045	31.047	28.258

Quelle: Eigene Berechnungen.

3.5.4 Marktwertfaktoren

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Biomasse wird per Gesetz als der tatsächliche Monatsmittelwert des Spotmarktpreises definiert, d. h. der Marktwertfaktor beträgt immer genau 1 (Anlage 1 zu § 23a EEG 2021).

3.5.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2026

Die geförderte Direktvermarktung ist bei Biomasseanlagen die dominierende Vermarktungsform und wird es über den gesamten Prognosezeitraum hinweg bleiben. Alle Neuanlagen über 100 kW, Leistungsüberbauungen zur Flexibilisierung sowie Bestandsanlagen, die erfolgreich an einer Ausschreibung teilnehmen, werden dieser Vermarktungsform zugeordnet. Lediglich Anlagen bis 100 kW ist es gestattet, eine feste Einspeisevergütung in Anspruch zu nehmen. Gemäß den Annahmen zur Leistungsentwicklung bis 2026 sind dies ausschließlich Güllekleinanlagen, die mit 10 MW pro Jahr nur einen kleinen Teil des Bruttozubaues darstellen. In einem größeren Maßstab finden Rückbauten von Anlagen in der festen Einspeisevergütung zum Ende des EEG-Förderzeitraums statt, sodass die dieser Vermarktungsform zugeordnete Leistung stetig abnimmt.

Durch den Weiterbetrieb von Biomasseanlagen über 100 kW installierter Leistung nach Förderende steigt der Anteil der sonstigen Direktvermarktung im Prognosezeitraum stetig an, bleibt jedoch deutlich unter 10 % der gesamten

Stromerzeugung. Ausgeförderte Anlagen unter 100 kW, die eine feste Einspeisevergütung in Höhe des Marktwerts erhalten, speisen nur unbedeutend geringe Strommengen ein. Die meisten Anlagen dieser Größenordnung haben Anspruch auf die Anschlussförderung für Güllekleinanlagen, die in dieser Studie unter der festen Einspeisevergütung bilanziert wird. Nachfolgende Tabelle fasst die installierte Leistung der Biomasseanlagen nach Vermarktungsalternativen und Szenarien für den Vergütungszeitraum zusammen.⁴²

TABELLE 3-19: INSTALLIERTE LEISTUNG BIOMASSE NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2026 JE SZENARIO

[MW]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	7.160	7.146	7.363	7.586	7.684	7.446	7.127
Feste Einspeisevergütung	1.218	1.148	1.106	1.069	1.051	1.007	851
Sonstige Direktvermarktung	3	131	166	216	287	504	652
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	3	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	-	2	6	8	9	12	16
Jahresbestand	8.383	8.427	8.640	8.879	9.032	8.969	8.647
Oberes Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	7.160	7.169	7.411	7.659	7.784	7.571	7.279
Feste Einspeisevergütung	1.218	1.149	1.108	1.072	1.055	1.012	857
Sonstige Direktvermarktung	3	131	166	216	287	504	652
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	3	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	-	2	6	8	9	12	16
Jahresbestand	8.383	8.450	8.690	8.955	9.136	9.100	8.804
Unteres Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	7.160	7.124	7.315	7.513	7.586	7.322	6.979
Feste Einspeisevergütung	1.218	1.147	1.104	1.066	1.047	1.002	845
Sonstige Direktvermarktung	3	131	166	216	287	504	652
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	3	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	-	2	6	8	9	12	16
Jahresbestand	8.383	8.404	8.591	8.803	8.930	8.841	8.492

Quelle: Eigene Berechnungen.

3.5.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2026

Als Basis zur Bestimmung der EEG-Zahlungen an Bestandsanlagen ab dem Jahr 2021 dienen die anlagenscharfen Vergütungssätze, die aus den Bewegungsdaten 2020 abgeleitet worden sind.⁴³ Für Neuanlagen, die nicht an einer EEG-Ausschreibung teilnehmen sind die Vergütungssätze des EEG 2021 maßgeblich. Für den Zubau im Rahmen der EEG-Ausschreibungen wird ein Zuschlagswert nahe dem

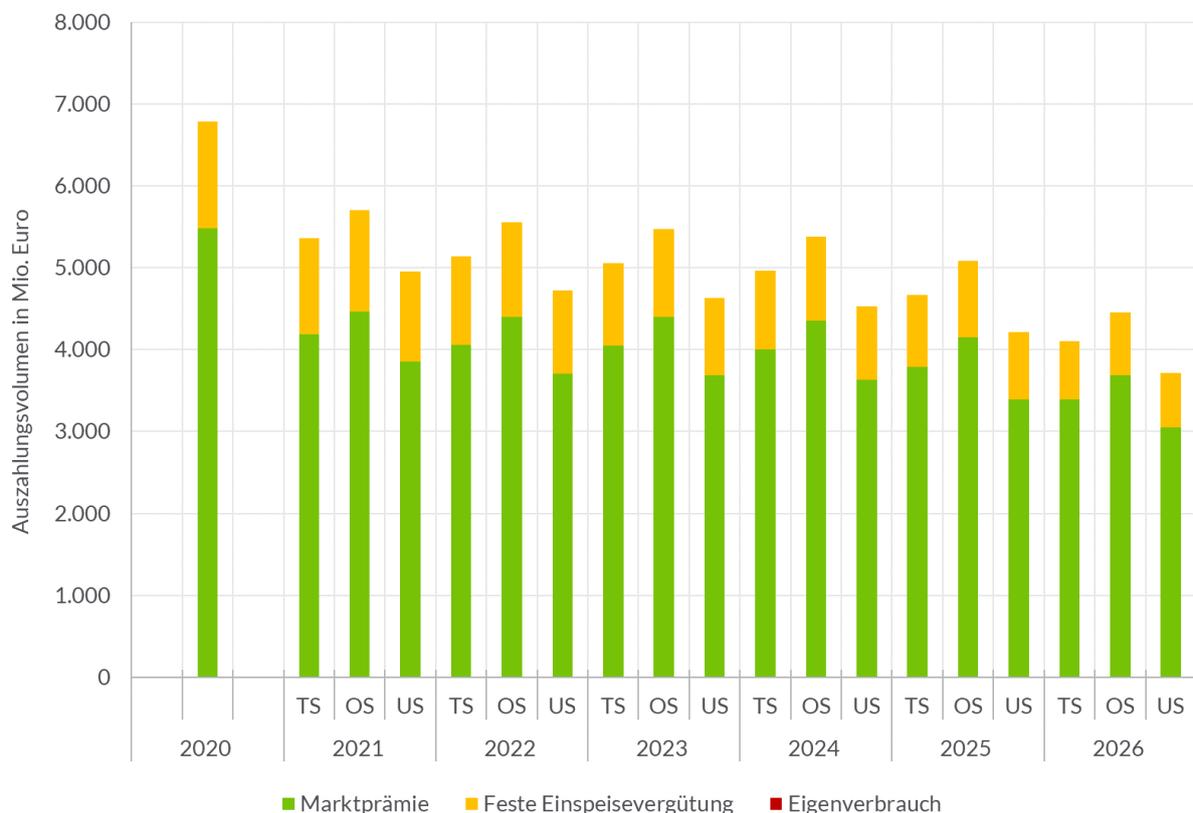
⁴² Die Darstellung der Stromerzeugungsmengen in den Vermarktungsformen erfolgt in Anhang A und B.

⁴³ Vgl. ÜNB (2021b).

jeweils geltenden Höchstwert unterstellt, da gemäß den Annahmen dieser Studie alle Ausschreibungsrunden im Prognosezeitraum stark unterzeichnet sind. Analog dazu werden die Zuschläge für Bestandsanlagen, die erfolgreich an einer Ausschreibung teilnehmen bestimmt.

Für die Zuschlagswerte der neuen Ausschreibung für hochflexible Biomethananlagen existierten zum Zeitpunkt der Prognoseerstellung noch keine Erfahrungswerte. Aufgrund der zu erwartenden hohen Wettbewerbsintensität wird ein durchschnittlicher Zuschlagswert in Höhe von 85 % des geltenden Höchstwerts unterstellt. Nachfolgende Abbildung stellt die Vergütungszahlungen an Biomasseanlagen in den einzelnen Vermarktungsalternativen und nach Szenarien bis 2026 zusammenfassend dar.

ABBILDUNG 3-15: ENTWICKLUNG DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS BIOMASSE NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2026 JE SZENARIO



Quelle: Eigene Berechnungen.

Den Auszahlungen der Netzbetreiber stehen vNE gegenüber, die mit Hilfe der in Kapitel 2 dargestellten Methodik berechnet wurden. Nachfolgende Tabelle fasst die Ergebnisse für die vermiedenen Netznutzungsentgelte für die Stromerzeugung

aus Biomasseanlagen für den Zeitraum 2020 bis 2026 und die drei Szenarien zusammen.

TABELLE 3-20: VERMIEDENE NETZNUTZUNGSENTGELTE FÜR STROMERZEUGUNG AUS BIOMASSE BIS 2026 JE SZENARIO

[Mio. €/a]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario	277,91	258,29	250,72	242,38	232,15	211,91	189,06
Oberes Szenario	277,91	274,64	267,55	259,36	249,10	228,13	204,36
Unteres Szenario	277,91	241,96	234,05	225,66	215,56	196,13	174,29

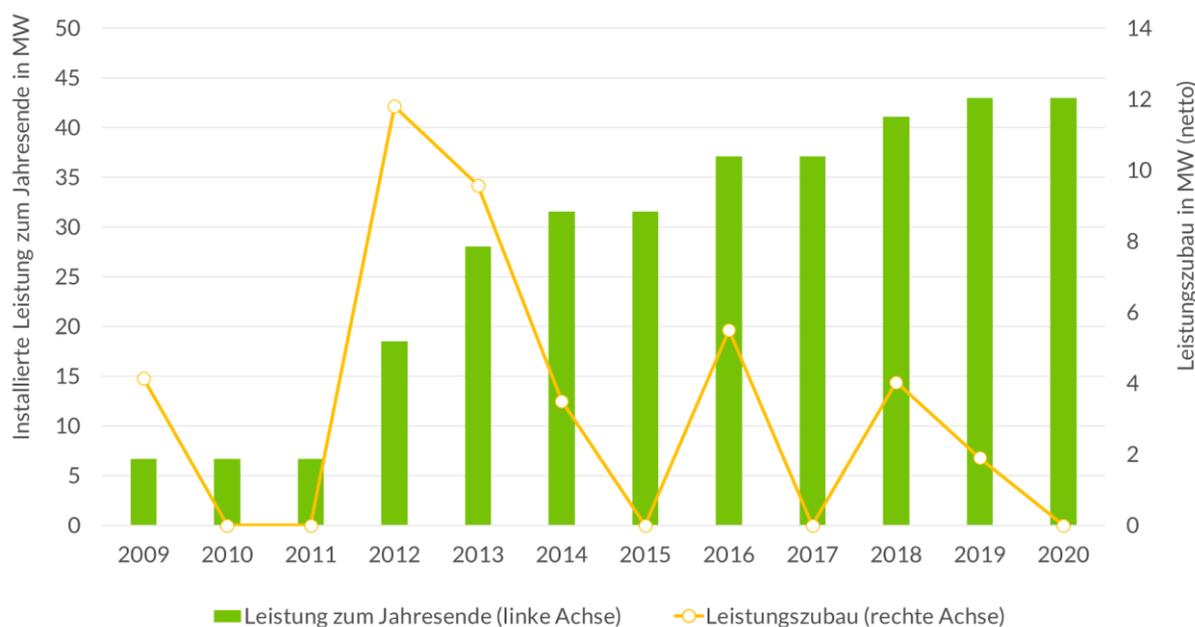
Quelle: Eigene Berechnungen.

3.6 Geothermie

3.6.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Die Geothermie in Deutschland wird überwiegend thermisch genutzt und spielt für die Stromversorgung eine untergeordnete Rolle. So waren bis Ende des Jahres 2020 in Deutschland lediglich zehn Stromerzeugungsanlagen mit einer elektrischen Leistung von 43 MW installiert.⁴⁴ Knapp 90 % dieser Leistung wurde in den letzten zehn Jahren erschlossen. Geographisch beschränkt sich die Geothermie in Deutschland auf das süddeutsche Molassebecken sowie den rheinland-pfälzischen Oberrheingraben. Nachfolgende Abbildung zeigt die Leistungsentwicklung sowie den jährlichen Zubau seit 2009.

ABBILDUNG 3-16: ENTWICKLUNG DES LEISTUNGSZUBAUS VON GEOTHERMIE SEIT 2009



[MW]	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Leistungszubau (netto)	4	0	0	12	10	4	0	6	0	4	2	0
Leistung Jahresende	7	7	7	18	28	32	32	37	37	41	43	43

Quellen: ÜNB (2021c), BNetzA (2021a).

3.6.2 Leistungsentwicklung 2021 bis 2026

Für die Prognose der Leistungsentwicklung der Geothermieanlagen wurde zunächst eine anlagenscharfe Betrachtung der momentan in Planung befindlichen

⁴⁴ Vgl. ÜNB (2021c).

Anlagen durchgeführt und deren voraussichtlicher Inbetriebnahmezeitpunkt mit Hilfe aktueller Informationen recherchiert sowie auf Basis der Einschätzung von Branchenexperten validiert.

Aktuell befinden sich vier Anlagen mit einer geplanten Leistung von 38,5 MW im Bau. Weitere Anlagen mit einer Leistung von 30 MW sind in Planung. Es wird unterstellt, dass ein Großteil dieser Leistung bis Ende 2023 den Betrieb aufnehmen wird. Eine rein anlagenscharfe Betrachtung ist für den gesamten Prognosezeitraum jedoch nicht praktikabel. Zum einen sind Geothermieprojekte in der Frühphase mit großen Unsicherheiten hinsichtlich Umsetzbarkeit und Inbetriebnahmezeitpunkt behaftet, zum anderen muss davon ausgegangen werden, dass nicht alle Vorhaben, die bis 2026 fertiggestellt sein werden bereits bekannt sind. Für den weiteren Prognosezeitraum wird im Trendszenario ein jährlicher Zubau von bis zu 45 MW jährlich angenommen, da mit der Erschließung weiterer Geothermiepotenziale in Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz zu rechnen ist.⁴⁵

TABELLE 3-21: PROGNOSE DER LEISTUNGSENTWICKLUNG GEOTHERMIE IN DEUTSCHLAND NACH SZENARIEN BIS 2026

[MW]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario							
Zubau	0	17	30	34	38	41	45
Rückbau	0	0	0	0	0	0	0
Jahresbestand	43	60	90	124	162	203	248
Oberes Szenario							
Zubau	0	17	40	43	45	48	50
Rückbau	0	0	0	0	0	0	0
Jahresbestand	43	60	100	143	188	235	285
Unteres Szenario							
Zubau	0	17	20	25	30	35	40
Rückbau	0	0	0	0	0	0	0
Jahresbestand	43	60	80	105	135	170	210

Quelle: Eigene Berechnungen.

⁴⁵ Vgl. Deinhart, A. (2021).

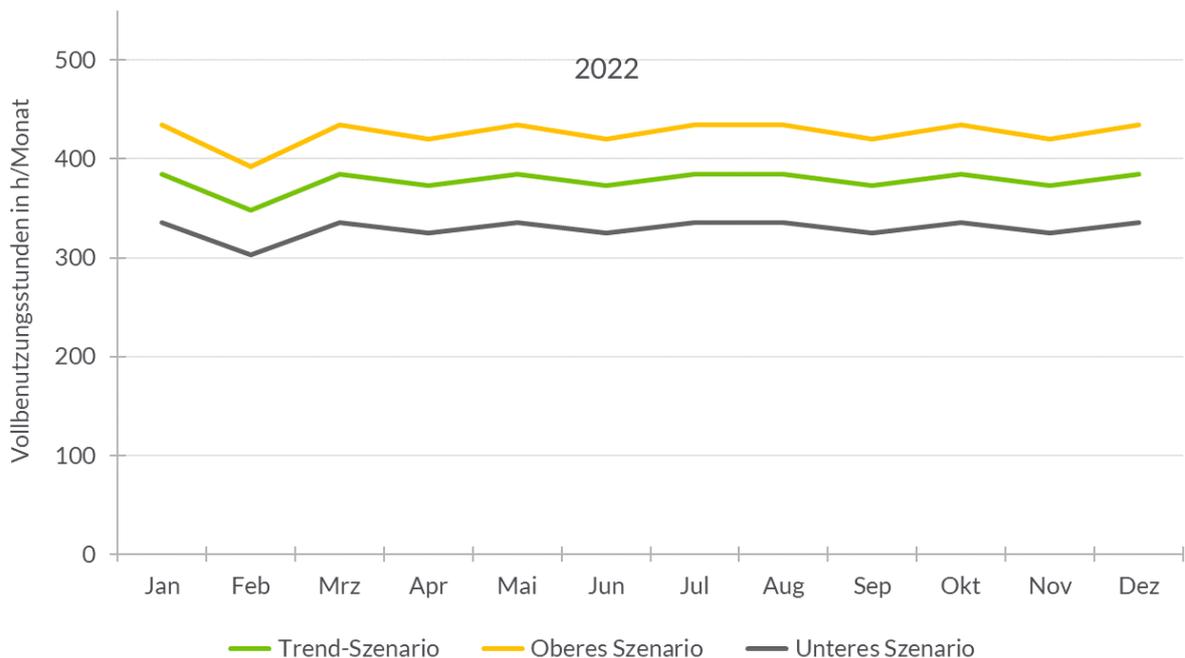
3.6.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Die Prognose der Vbh wurde aus der tatsächlich beobachteten Stromerzeugung und installierten Leistung in Geothermieanlagen laut ÜNB Bewegungs- und Anlagenstammdaten abgeleitet. Da die Stromerzeugung aus Geothermie dargebotsunabhängig verläuft, ergibt sich grundsätzlich ein konstanter Verlauf der Vbh über einen Jahreszyklus, der lediglich mit der Länge eines Monats variiert.

Für die Darstellung des oberen und unteren Szenarios wurden die Vbh des Trendszenarios skaliert, um eine höhere Verfügbarkeit der Anlagen (im oberen Szenario) bzw. niedrigere Verfügbarkeit der Anlagen (im unteren Szenario) abzubilden. Auf Basis einer Auswertung der mittleren Abweichung der Vbh vom Mittelwert der vergangenen Jahre gemäß AGEE-Stat⁴⁶ wurde hierfür eine Variation von +/- 13 % unterstellt.

Der Verlauf der monatlichen Vbh im deutschlandweiten Mittel und für die drei Szenarien ist in nachfolgender Abbildung dargestellt.

ABBILDUNG 3-17: MONATLICHE VBH FÜR GEOTHERMIE IM JAHR 2022 NACH SZENARIEN



Quelle: Eigene Berechnungen.

⁴⁶ Vgl. AGEE-Stat (2021).

Die Gesamtstromerzeugung der Geothermieranlagen wird schließlich als Produkt aus den Vbh und der installierten Leistung berechnet. Nachfolgende Tabelle fasst die jährliche Stromerzeugung aus Geothermieranlagen für die drei Szenarien bis 2026 zusammen.

TABELLE 3-22: JÄHRLICHE VBH UND STROMERZEUGUNG AUS GEOTHERMIE BIS 2026 NACH SZENARIEN

	Einheit	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	4.532	4.532	4.532	4.532	4.532	4.532	4.532
Stromerzeugung	[GWh/a]	197	243	348	493	652	831	1.027
Oberes Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	4.532	5.114	5.114	5.114	5.114	5.114	5.114
Stromerzeugung	[GWh/a]	197	274	420	631	852	1.089	1.339
Unteres Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	4.532	3.951	3.951	3.951	3.951	3.951	3.951
Stromerzeugung	[GWh/a]	197	212	281	371	479	608	757

Quelle: Eigene Berechnungen.

3.6.4 Marktwertfaktoren

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Geothermie wird per Gesetz als der tatsächliche Monatsmittelwert des Spotmarktpreises definiert, d. h. der Marktwertfaktor beträgt immer genau 1 (Anlage 1 zu § 23a EEG 2021).

3.6.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2026

Da alle für die Prognose berücksichtigten Anlagen die seit 01.01.2016 geltende Grenze zur verpflichtenden Direktvermarktung von 100 kW überschreiten, wurden alle neuen Anlagen der geförderten Direktvermarktung zugeordnet. Zudem gibt es derzeit keine geothermischen Anlagen, deren Strom über die sonstige Direktvermarktung veräußert wird. Da aufgrund des noch jungen Anlagenbestands innerhalb des Prognosezeitraums noch keine Anlagen aus der EEG-Förderung herausfallen werden, wurde auch für den gesamten Prognosezeitraum keine Leistung in dieser Vermarktungsform berücksichtigt.

Nachfolgende Tabelle stellt die installierte Leistung nach Vermarktungsformen für die drei Szenarien und den Prognosezeitraum dar.⁴⁷ Aus der Darstellung wird ersichtlich, dass die geförderte Direktvermarktung auch im Bestand die klar dominierende Vermarktungsform ist.

TABELLE 3-23: INSTALLIERTE LEISTUNG GEOTHERMIE NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2026 JE SZENARIO

[MW]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	40	57	87	121	158	199	244
Feste Einspeisevergütung	4	4	4	4	4	4	4
Sonstige Direktvermarktung	-	-	-	-	-	-	-
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	-	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	-	-	-	-	-	-	-
Jahresbestand	43	60	90	124	162	203	248
Oberes Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	40	57	97	139	184	232	282
Feste Einspeisevergütung	4	4	4	4	4	4	4
Sonstige Direktvermarktung	-	-	-	-	-	-	-
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	-	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	-	-	-	-	-	-	-
Jahresbestand	43	60	100	143	188	235	285
Unteres Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	40	57	77	102	132	167	207
Feste Einspeisevergütung	4	4	4	4	4	4	4
Sonstige Direktvermarktung	-	-	-	-	-	-	-
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	-	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	-	-	-	-	-	-	-
Jahresbestand	43	60	80	105	135	170	210

Quelle: Eigene Berechnungen.

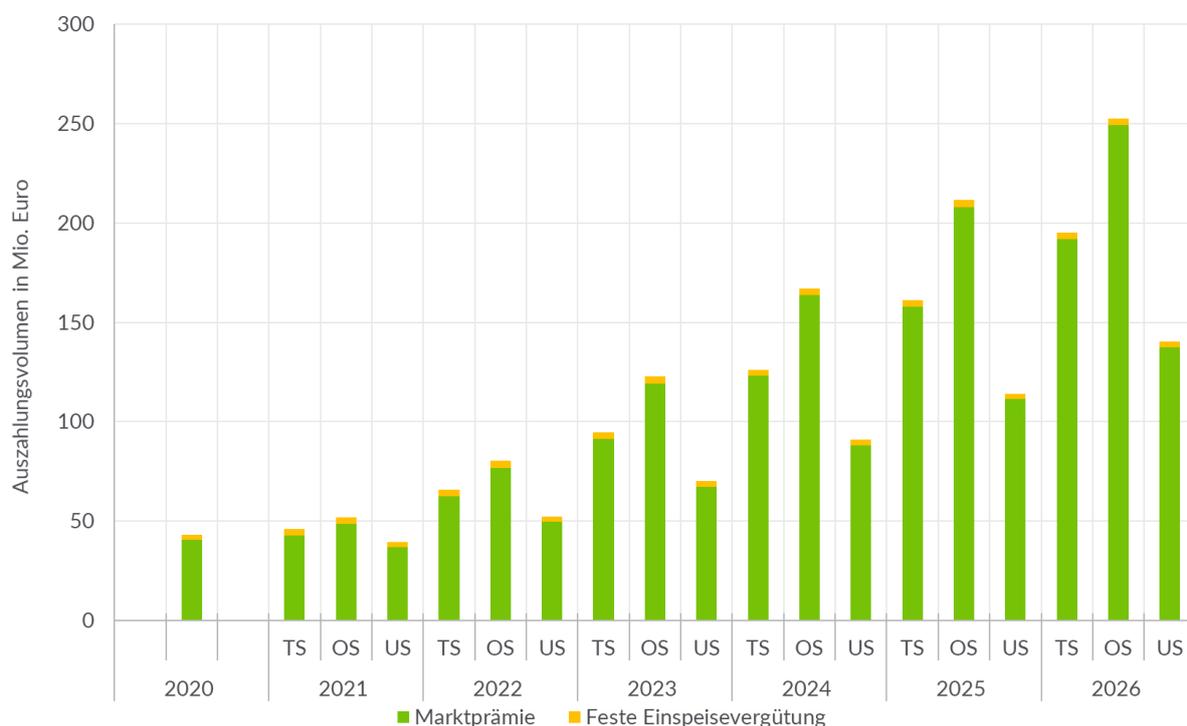
3.6.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2026

Mit der Zuordnung der installierten Leistung auf die verschiedenen Vermarktungsalternativen und den jeweiligen Vbh ergibt sich die Stromerzeugung der Geothermieanlagen je Vermarktungsalternative. Während für die Vergütung des Bestands durchschnittliche Vergütungssätze angesetzt wurden, die aus den testierten Bewegungsdaten der ÜNB hervorgehen, werden die Vergütungen für zugebaute Anlagen mit den im EEG 2021 geltenden Vergütungssätzen und Degressionen berechnet.

⁴⁷ Die Darstellung der Stromerzeugungsmengen in den Vermarktungsformen erfolgt in Anhang A und B.

Die Vergütungszahlungen für direkt vermarktete Anlagen wurden errechnet, indem vom jeweils anzulegenden Wert der energieträgerspezifische Marktwert abgezogen wurde. Nachfolgende Abbildung zeigt die Vergütungszahlungen in den verschiedenen Vermarktungsalternativen für die drei Szenarien und den Prognosezeitraum bis 2026.

ABBILDUNG 3-18: ENTWICKLUNG DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS GEOTHERMIE NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2026 JE SZENARIO



Quelle: Eigene Berechnungen.

Den Auszahlungen der Netzbetreiber stehen vNE gegenüber, die mit Hilfe der in Kapitel 2 dargestellten Methodik berechnet wurden. Nachfolgende Tabelle fasst die Ergebnisse für die vermiedenen Netznutzungsentgelte für Geothermieanlagen für den Zeitraum 2020 bis 2026 und die drei Szenarien zusammen.

TABELLE 3-24: VERMIEDENE NETZNUTZUNGSENTGELTE FÜR STROMERZEUGUNG AUS GEOTHERMIE BIS 2026 JE SZENARIO

[Mio. €/a]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario	1,83	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81
Oberes Szenario	1,83	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04
Unteres Szenario	1,83	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58

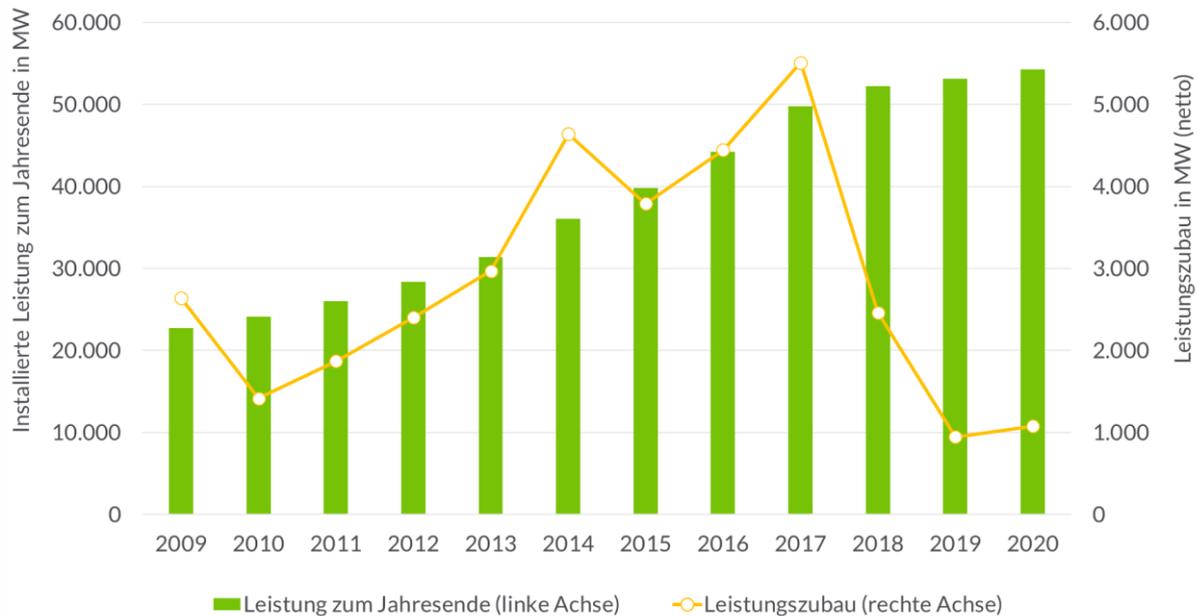
Quelle: Eigene Berechnungen.

3.7 Windenergie an Land

3.7.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Ende des Jahres 2020 waren deutschlandweit Windenergieanlagen an Land mit einer Gesamtleistung von 54,3 GW installiert. Nachdem in den beiden Jahren 2016 und 2017 teils auch als Vorzieheffekt aufgrund der im EEG 2017 eingeführten Ausschreibungen Nettozubauten in Rekordhöhe von 4,5 GW und 5,5 GW zu verzeichnen waren, ist der Ausbau der Windenergieanlagen an Land in den nachfolgenden Jahren sehr deutlich zurückgegangen. Gründe hierfür waren zum einen im Vergleich zu den Vorjahren schleppende Genehmigungen und somit eine geringere Anzahl an Anlagen, die überhaupt in die wettbewerblichen Ausschreibungen um eine EEG-Förderung eintreten konnten. Zum anderen machten sich auch die geringen Realisierungsquoten der in den ersten drei Ausschreibungsrunden des Jahres 2017 bezuschlagten Bürgerenergieprojekte bemerkbar, die bereits vor Erlangung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung nach BImSchG an den Ausschreibungen teilnehmen durften, schließlich jedoch zu großen Teilen nicht realisiert wurden. Im Jahr 2020 konnte mit einem Nettozubau von knapp 1,1 GW ein leicht höherer Zubau als noch 2019 realisiert werden. Abbildung 3-19 stellt die Entwicklung des Nettozubaus sowie des Jahresendbestands für den Zeitraum 2009 bis 2020 dar.

ABBILDUNG 3-19: ENTWICKLUNG DES LEISTUNGSZUBAUS VON WINDENERGIE AN LAND SEIT 2009



[MW]	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Leistungszubau (netto)	2.645	1.419	1.870	2.401	2.971	4.641	3.789	4.445	5.509	2.462	946	1.080
Leistung Jahresende	22.712	24.131	26.001	28.402	31.373	36.014	39.803	44.249	49.758	52.220	53.166	54.246

Quellen: ÜNB (2021c), BNetzA (2021a).

3.7.2 Leistungsentwicklung 2021 bis 2026

Zur Prognose des Zubaus von Windenergieanlagen an Land berücksichtigen wir zunächst den im ersten Halbjahr 2021 bereits erfolgten Zubau sowie die in vergangenen Ausschreibungsrunden bezuschlagten und bis Mitte des Jahres 2021 noch nicht in Betrieb genommenen Anlagen.

Den darüberhinausgehenden Zubau schreiben wir entlang der gesetzlich definierten Ausschreibungsmengen fort und berücksichtigen hierbei auch die im Rahmen der EEG-Frühjahrsnovelle beschlossenen Sonderausschreibungen von zusätzlich 1,1 GW im Jahr 2022. Etwa seit Beginn des laufenden Jahres kann laut Branchenexperten wieder eine verstärkte Dynamik bei den Genehmigungszahlen verzeichnet werden, was zum einen auf das Auslaufen des Moratoriums für neue Windenergieanlagen in Schleswig-Holstein Ende 2020 zurückzuführen ist⁴⁸, zum

⁴⁸ Vgl. Landesregierung Schleswig-Holstein (2020).

anderen jedoch auch auf einen deutlichen Zuwachs bei der durchschnittlich genehmigten Anlagenleistung⁴⁹.

Gleichzeitig werden insb. in den nächsten beiden Jahren aufgrund der beschlossenen Sonderausschreibungen für das Jahr 2022 und den gem. § 28 Abs. 1 EEG 2021 geplanten Nachholterminen zur Ausschreibung von Mengen, für die in den jeweils vorangegangenen Kalenderjahren keine Zuschläge erteilt werden konnten, sehr große Mengen ausgeschrieben (voraussichtlich mehr als 5 GW im Jahr 2022), so dass es auch vor dem Hintergrund steigender Genehmigungen schwierig werden dürfte, diese Mengen komplett auszuschöpfen.⁵⁰ Im Trendszenario gehen wir daher davon aus, dass die Genehmigungen in den Jahren 2021 und 2022 nicht bzw. nur knapp das ausgeschriebene Volumen ausfüllen können und es de facto noch keinen Wettbewerbsdruck in den Ausschreibungsrunden gibt. Ab 2023 gehen wir bei den dann wieder etwas geringeren ausgeschriebenen Mengen und vor dem Hintergrund der beschriebenen steigenden Genehmigungszahlen von tatsächlichem Wettbewerb in den Ausschreibungen des Trendszenarios aus, was sich auch auf die unterstellten durchschnittlichen Zuschlagswerte auswirkt. Im oberen Szenario gehen wir davon aus, dass auch die großen Ausschreibungsvolumina des Jahres 2022 bereits vollständig abgerufen werden können, es jedoch noch keinen Wettbewerb in den Ausschreibungen gibt, sodass auch hier der angenommene durchschnittlich bezuschlagte Gebotswert nahe dem in den Ausschreibungsrunden geltenden Höchstwert liegt. Ab 2023 gehen wir hier im Vergleich zum Trendszenario von noch etwas stärkerem Wettbewerb in den Ausschreibungen, d. h. durchschnittlich niedrigeren Zuschlagswerten, aus. Im unteren Szenario unterstellen wir im Gegensatz dazu insgesamt geringere Genehmigungszahlen, eine Bezuschlagungsquote von ca. 80 % der jeweils ausgeschriebenen Menge und durchschnittlich bezuschlagte Gebotswerte in Höhe der jeweils geltenden Höchstwerte. Zusätzlich zu den technologiespezifischen Ausschreibungen werden auch im Rahmen des EEG 2021 weiterhin Innovationsausschreibungen durchgeführt, an denen unter bestimmten Voraussetzungen alle Technologien teilnehmen können. Im

⁴⁹ Vgl. Quentin (2021), Deutsche WindGuard (2021a).

⁵⁰ In den Nachholterminen nicht bezuschlagte Mengen werden gem. § 28c Abs. 3 EEG 2021 anteilig im Folgejahr bei den Innovationsausschreibungen berücksichtigt.

Einklang mit der Erwartung der befragten Branchenexperten und den Ergebnissen der bisherigen gemeinsamen Ausschreibungen von Windenergieanlagen an Land und PV-Anlagen sowie den bereits abgeschlossenen Innovationsausschreibungsrunden in den Jahren 2020 und 2021 gehen wir jedoch davon aus, dass weiterhin PV-Speicher-Anlagenkombinationen dominieren werden. Für die Entwicklung des Zubaus der Windenergieanlagen an Land sind diese Ausschreibungen daher nicht relevant.

Hinsichtlich der regionalen Verteilung der im ersten Halbjahr 2021 zugebauten und in vergangenen Ausschreibungen bezuschlagten Anlagen liegen uns aus dem MaStR der BNetzA⁵¹ anlagenscharfe Daten vor, die wir in der Prognose entsprechend berücksichtigen. Die regionale Verteilung des Zubaus von Anlagen, die in zukünftigen Ausschreibungsrunden bezuschlagt werden, ermitteln wir unter Berücksichtigung der in den Ausschreibungsrunden der Jahre 2020 und 2021 beobachteten regionalen Verteilung der Zuschläge sowie einer umfassenden eigenen Recherche der aktuell bereits genehmigten und noch im Genehmigungsverfahren befindlichen Windenergieanlagen bei Behörden, die mit weiteren Veröffentlichungen plausibilisiert und erweitert wurden.⁵²

Zusätzlich wurde die im EEG 2021 eingeführte Südquote berücksichtigt, nach der zukünftig 15 % (2021 bis 2023) bzw. 20 % (ab 2024) der ausgeschriebenen Menge je Ausschreibungsrunde bevorzugt an Bieter einer im EEG definierten Südregion Deutschlands bezuschlagt werden. Die Südquote löst damit das bisherige Netzausbaugebiet ab. Zwar dürften die Bezuschlagungen an Projekte aus der Südregion durch diese Regelung etwas steigen, dennoch gehen wir auf der Basis von Brancheneinschätzungen nicht davon aus, dass die entsprechend für die Kreise der Südregion vorgehaltenen Mengen gänzlich ausgeschöpft werden können.⁵³

Der Zubau der bezuschlagten Anlagenleistung einer Ausschreibungsrunde erfolgt in allen Szenarien jeweils gleichmäßig ab dem sechsten bis zum 30. Monat nach Veröffentlichung der Bezuschlagungen. Im Trendszenario nehmen wir dabei eine

⁵¹ Vgl. BNetzA (2021b).

⁵² Vgl. FA Wind (2021).

⁵³ Vgl. Quentin (2021).

Realisierungsquote von 90 % an, im oberen Szenario 95 % und im unteren Szenario 85 %.

Die gleichen Annahmen wurden auch für den Zubau aus bereits abgeschlossenen Ausschreibungsrunden unter Berücksichtigung der bereits realisierten Mengen und der jeweils geltenden maximalen Projektrealisierungsfristen unterstellt. Insbesondere für im Jahr 2017 bezuschlagte Bürgerenergieprojekte laufen die verlängerten Realisierungsfristen von 54 Monaten erst Ende 2021 und 2022 aus. Laut Branchenexperten ist jedoch nicht mehr mit einem relevanten weiteren Zubau aus diesen Ausschreibungsrunden zu rechnen. Die für diese Runden angesetzten Realisierungsquoten belaufen sich daher auf lediglich max. 25 %.

Neben dem Zubau von neuen Windenergieanlagen an Land berücksichtigen wir in der Prognose auch den Rückbau von Bestandsanlagen und unterscheiden hier zwischen der Stilllegung von Anlagen nach Auslaufen der EEG-Förderung und der vorzeitigen Stilllegung von Anlagen bspw. aufgrund von technischem Defekt. Auf Basis einer Auswertung vorzeitiger Stilllegungen in den vergangenen Jahren unterstellen wir, dass jährlich ca. 250 MW vorzeitig stillgelegt werden.⁵⁴

Ende 2020 waren Bestandsanlagen im Umfang von ca. 15,4 GW installiert, die bis Ende des Jahres 2025 aus der Förderung fallen. Hinsichtlich des Weiterbetriebs bzw. der Stilllegung dieser Anlagen unterscheiden wir zwischen der Anlagenkohorte, deren EEG-Förderung zum 31.12.2020 ausgelaufen ist (d. h. Inbetriebnahme bis 31.12.2000) und Anlagenkohorten, die ab Ende 2021 aus der EEG-Förderung fallen. Bzgl. der zum Zeitpunkt der Prognoseerstellung bereits aus der Förderung gefallenen Anlagen mit Inbetriebnahme bis zum 31.12.2000 unterstellen wir den Weiterbetrieb der Mitte des Jahres 2021 noch in Betrieb befindlichen Anlagen bis Ende 2021 im Rahmen der Anschlussförderung gem. § 21 Abs. 1 Nr. 3 i. V. m. § 23b Abs. 2 EEG 2021, sofern diese nicht in der sonstigen Direktvermarktung gemeldet sind.⁵⁵ Ab 2022 gehen wir von einem Weiterbetrieb dieser Anlagen für insg. vier weitere Jahre in der sonstigen Direktvermarktung aus.

Mit der Ausnahme des Bundeslandes Bayern, in dem aufgrund der nach wie vor geltenden 10H-Regelung ein Repowering von Bestandsanlagen weitestgehend

⁵⁴ Vgl. Deutsche Windguard (2021).

⁵⁵ Vgl. ÜNB (2021a).

nicht möglich ist, unterstellen wir für Anlagenkohorten, die jährlich ab Ende 2021 aus der EEG-Förderung fallen, dass 50 % der Anlagen auf Flächen gebaut wurden, auf denen auch nach heute geltenden Flächennutzungsplänen Repowering stattfinden kann.⁵⁶ Diese Anlagen werden im Prognosemodell sofort nach Auslaufen ihrer Förderung stillgelegt und implizit in der Zubauprognose berücksichtigt.

Bzgl. des Anteils der nicht-repoweringfähigen, jährlich aus der EEG-Förderung fallenden Altanlagen nehmen wir im Trendszenario für 30 % an, dass ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb ohne EEG-Förderung vor dem Hintergrund von tendenziell steigenden technischen Wartungsaufwänden oder aufgrund von auslaufenden Genehmigungen nicht möglich ist. Diese Anlagen werden ebenfalls direkt stillgelegt. Im oberen Szenario gehen wir von einer etwas niedrigeren Stilllegungsquote von 20 % der nicht-repoweringfähigen Altanlagen und im unteren Szenario von einer etwas höheren Stilllegungsquote von 40 % aus. Für die restlichen Anlagen (im Trendszenario 70 % der nicht-repoweringfähigen, jährlich aus der EEG-Förderung fallenden Altanlagen) nehmen wir in allen Szenarien einen Weiterbetrieb von fünf Jahren in der sonstigen Direktvermarktung an. Dies gilt für Anlagen, die nach dem 31.12.2000 in Betrieb genommen wurden.

Nachfolgende Tabelle fasst die Annahmen an Zubauten, Rückbauten und den jeweiligen Jahresendbestand für die drei Szenarien im Prognosezeitraum zusammen. Im oberen Szenario werden etwas höhere Zu- und niedrigere Rückbauten erwartet, im unteren Szenario kehrt sich diese Relation um.

⁵⁶ Eine detaillierte Analyse der Deutschen WindGuard und von plan-GIS (vgl. 2020) kommt unter Berücksichtigung der heute raumplanerisch geltenden Restriktionen bspw. für das Land Niedersachsen zu dem Schluss, dass 53 % der Bestandsanlagen mit Inbetriebnahmedatum bis Ende 2005 grundsätzlich repoweringfähig sein dürften, wobei dieser Anteil für einen angenommenen Abstand von umliegender Wohnbebauung von 400 m gilt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass insb. ältere Bestandsanlagen mit Inbetriebnahmedatum vor Ende 2000 auf Flächen stehen, die heute als nicht mehr repoweringfähig gelten.

TABELLE 3-25: PROGNOSE DER LEISTUNGSENTWICKLUNG DER WINDENERGIE AN LAND IN DEUTSCHLAND NACH SZENARIEN BIS 2026

[MW]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario							
Zubau	1.266	1.930	3.109	3.685	3.577	3.339	3.062
Rückbau	186	571	1.823	2.121	1.954	1.532	4.723
Jahresbestand	54.246	55.605	56.891	58.455	60.078	61.884	60.224
Oberes Szenario							
Zubau	1.266	2.043	3.399	4.226	3.858	3.224	3.064
Rückbau	186	571	1.699	1.973	1.821	1.432	4.633
Jahresbestand	54.246	55.718	57.418	59.671	61.708	63.500	61.931
Unteres Szenario							
Zubau	1.266	1.802	2.852	3.306	3.049	2.683	2.403
Rückbau	186	571	1.947	2.268	2.087	1.632	4.812
Jahresbestand	54.246	55.477	56.382	57.419	58.382	59.432	57.023

Quelle: Eigene Berechnungen.

3.7.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Zur Ermittlung der eingespeisten und EEG-vergüteten Strommengen der dargebotsabhängigen Energieträger haben wir zunächst für die drei Szenarien je Energieträger (Wind an Land, Wind auf See und PV) jeweils drei synthetische Wetterjahre erarbeitet und hierfür auf den bei r2b vorhandenen historischen Wetterdaten aufgebaut:

- Trendszenario: Nutzung von 12 Wettermonaten mit jeweils ca. mittleren Vbh;
- oberes Szenario: Nutzung von 12 Wettermonaten mit jeweils überdurchschnittlichen Vbh;
- unteres Szenario: Nutzung von 12 Wettermonaten mit jeweils unterdurchschnittlichen Vbh).

Diese synthetischen Wetterjahre wurden dabei zunächst auf Bundeslandebene erarbeitet. Die regelzonenscharfen Vbh ergeben sich anschließend unter Berücksichtigung der bundeslandspezifischen Verteilung des Bestands bzw. des Zubaus von Windenergieanlagen an Land.

Zusätzlich haben wir bei der Windenergie an Land höhere Vbh für neu zugebaute Anlagen unterstellt, um Effizienzsteigerungen, die sich aufgrund von zukünftig weiter steigenden Nabenhöhen, Rotorkreisflächen und Leistungskennlinien ergeben, sachgerecht abzubilden. Auf Basis der Auswertung der EEG-Bewegungsdaten 2019 und 2020⁵⁷ wurde außerdem ein Abschlag für die in der festen Einspeisevergütung betriebenen Anlagen in Höhe von 25 % ggü. den regulär angesetzten Vbh unterstellt. Hierbei handelt es sich insb. um ältere Bestandsanlagen, die nach Datenlage im Vergleich zu den in der geförderten Direktvermarktung betriebenen Bestandsanlagen signifikant niedrigere Vbh aufweisen. Zusätzlich wird bei der Windenergie an Land unterstellt, dass insg. 4,63 % der erzeugten Jahresarbeit aufgrund von Einspeisemanagement abgeregelt wird. Im Ergebnis resultieren im Trendszenario für das Jahr 2022 im deutschlandweiten Mittel Vbh in Höhe von 1.892 h/a. Der Jahresverlauf der Vbh ist in Abbildung 3-20 für alle Szenarien dargestellt.

ABBILDUNG 3-20: MONATLICHE VBH FÜR WINDENERGIE AN LAND IM JAHR 2022 NACH SZENARIOEN



Quelle: Eigene Berechnungen.

⁵⁷ Vgl. ÜNB (2021b).

Die Stromerzeugung der Windenergieanlagen an Land wird als Produkt aus den Vbh und der installierten Leistung errechnet. Eigenverbrauch wurde aufgrund der geringen Relevanz bei Windenergieanlagen an Land nicht berücksichtigt. Nachfolgende Tabelle fasst die jährliche Stromerzeugung aus Windenergieanlagen an Land für die drei Szenarien bis 2026 zusammen.

TABELLE 3-26: JÄHRLICHE VBH UND STROMERZEUGUNG AUS WINDENERGIE AN LAND BIS 2026 NACH SZENARIEN

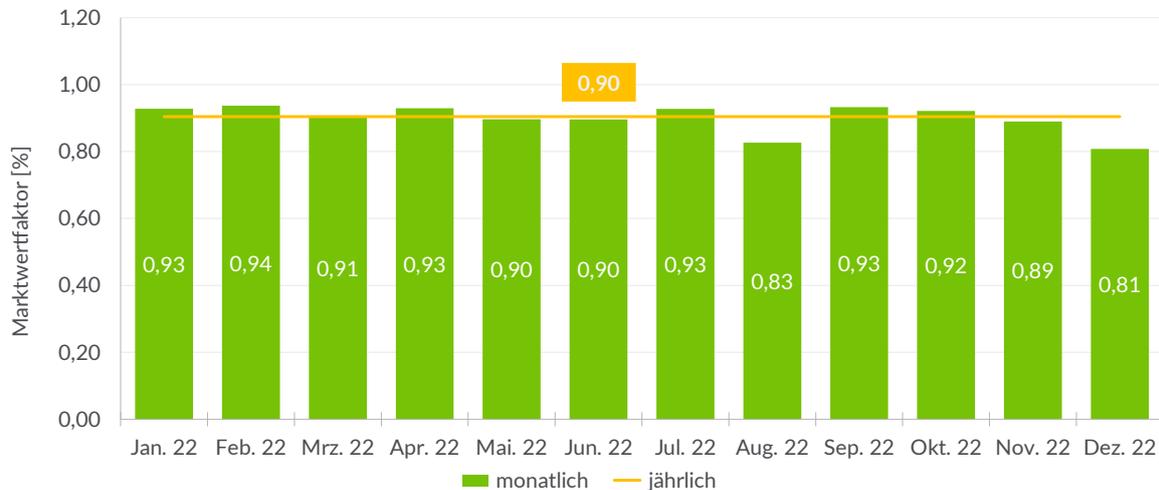
	Einheit	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	1.913	1.863	1.892	1.926	1.960	1.989	2.021
Stromerzeugung	[GWh/a]	102.729	102.136	104.915	109.487	114.696	120.342	119.110
Oberes Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	1.913	2.151	2.187	2.232	2.274	2.307	2.343
Stromerzeugung	[GWh/a]	102.729	118.047	122.128	128.987	136.614	143.467	142.000
Unteres Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	1.913	1.557	1.580	1.608	1.634	1.656	1.681
Stromerzeugung	[GWh/a]	102.729	85.307	87.048	90.028	93.277	96.674	94.194

Quelle: Eigene Berechnungen.

3.7.4 Marktwertfaktoren

Die Stromeinspeisung aus Windenergieanlagen an Land ist von einer hohen Volatilität und von einer starken Gleichzeitigkeit gekennzeichnet. An windreichen Tagen führt der preissenkende Merit-Order-Effekt dazu, dass der Marktwert der Windenergieanlagen deutlich unter dem durchschnittlichen Strompreis liegt. Nachfolgende Abbildung 3-21 zeigt diesen Effekt anhand der berechneten Monatsmarktwertfaktoren für Windenergieanlagen an Land im Jahr 2022 für das Trendszenario.

ABBILDUNG 3-21: MARKTWERTFAKTOREN FÜR WINDENERGIE AN LAND IM JAHR 2022 IM TRENDSZENARIO



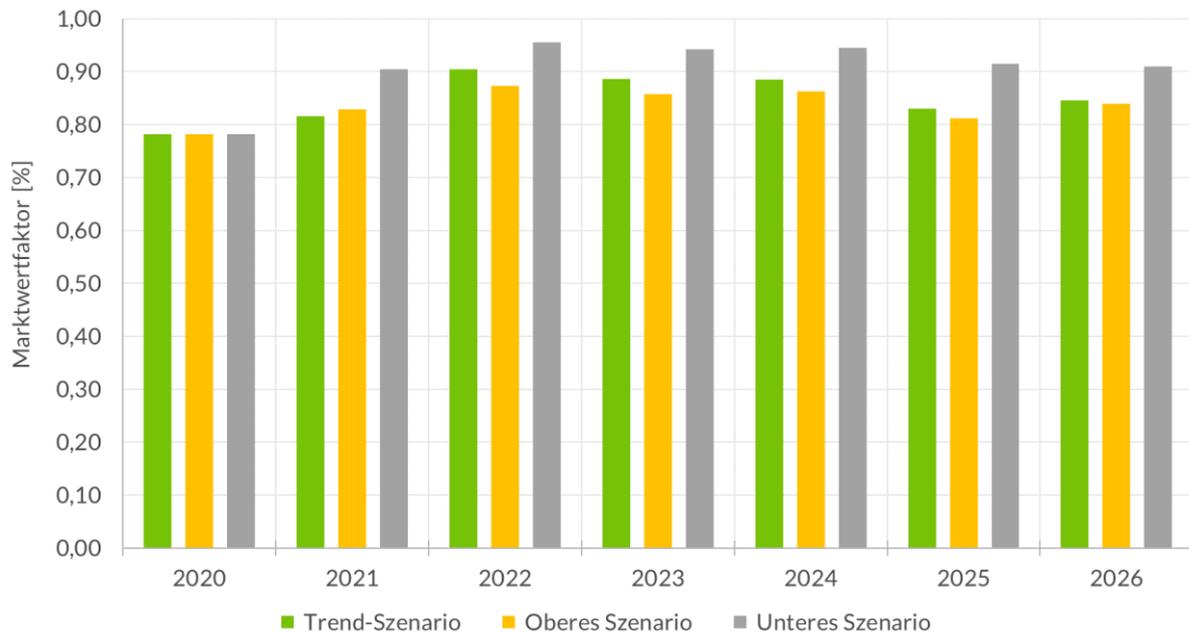
Quelle: Eigene Berechnungen

Nachfolgende Abbildung zeigt zudem die Entwicklung der Jahresmarktwertfaktoren für die drei Szenarien und den Prognosezeitraum. Im Vergleich zum Jahr 2020, in dem aufgrund der Maßnahmen zur Eindämmung der Corona-Pandemie in einzelnen Monaten äußerst niedrige Marktwertfaktoren realisiert wurden, die sich auch im Jahresmarktwertfaktor widerspiegeln, erholen sich die Marktwertfaktoren im Jahr 2021 wieder. Auch im Jahr 2022 ist ggü. 2021 nochmals ein Anstieg der Marktwertfaktoren zu beobachten. Gründe hierfür sind die weitere Erholung der Konjunktur und somit auch der inländischen sowie europäischen Stromnachfrage, die Stilllegung weiterer konventioneller Stromerzeugungskapazitäten aufgrund des voranschreitenden Kernenergie- und Kohleausstiegs sowie vergleichsweise hohe CO₂- und Erdgaspreise. Alle genannten Aspekte wirken dabei steigernd auf die Marktwertfaktoren, da insbesondere in Stunden mit einer hohen EE-Einspeisung der Marktpreis weniger stark sinkt. Ab 2023 überwiegt zunächst der senkende Effekt des weiteren EE-Ausbaus, bevor im Jahr 2026 im Trendszenario und im oberen Szenario nochmals ein leichter Anstieg der Marktwertfaktoren der Windenergieanlagen an Land zu beobachten ist, der unter anderem auf eine im Rahmen der Sektorenkopplung stärker ansteigende Stromnachfrage zurückgeführt werden kann.

Aus den unterschiedlichen Annahmen zum Nettozubau und zur Stromerzeugung in den drei Szenarien resultieren jeweils tendenziell niedrigere Marktwertfaktoren

im oberen Szenario und höhere Marktwertfaktoren im unteren Szenario im Vergleich zum Trendszenario.

ABBILDUNG 3-22: MARKTWERTFAKTOREN FÜR WINDENERGIE AN LAND NACH SZENARIEN BIS 2026



Quelle: Eigene Berechnungen.

3.7.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2026

Aufgrund der vergleichsweise hohen Anlagenleistungen, die in der Regel weit über der seit 01.01.2016 für die verpflichtende Direktvermarktung geltenden Grenze von 100 kW liegen, werden alle neu installierten Windenergieanlagen an Land der geförderten Direktvermarktung zugeordnet.

Während die sonstige Direktvermarktung für die Windenergie an Land bisher keine relevante Rolle gespielt hat, gewinnt diese Vermarktungsform für Altanlagen, deren EEG-Förderung nach zwanzig Jahren ausläuft an Bedeutung. Für die ca. 15,4 GW, deren EEG-Förderung innerhalb des Prognosezeitraums ausläuft, unterstellen wir in der Regel eine Weiterbetriebsquote in der sonstigen Direktvermarktung von 35 % im Trendszenario für fünf Jahre (vgl. auch Ausführungen in Kapitel 3.7.2). Ausgenommen hiervon sind Anlagen mit IBN bis Ende 2000, deren EEG-Förderung bereits Ende 2020 ausgelaufen ist und die gem. § 21 Abs. 3 EEG im Jahr 2021 noch eine Anschlussförderung erhalten können. Für diese Anlagenkohorte

haben wir die Mitte des Jahres 2021 gem. MaStR noch in Betrieb befindlichen Anlagen sowie die in der sonstigen Direktvermarktung gemeldeten Anlagenleistungen ausgewertet und entsprechend berücksichtigt.

Im Ergebnis bleibt die geförderte Direktvermarktung bis zum Ende des Prognosezeitraums die dominierende Veräußerungsform, während die Veräußerung in der festen Einspeisevergütung mit Auslaufen der Förderung für Altanlagen allmählich weiter an Bedeutung verliert. Die in der sonstigen Direktvermarktung vermarktete Leistung steigt zunächst kontinuierlich an, bevor zu Beginn des Jahres 2026 ein großer Teil der Anlagen nach Ende des angenommenen Weiterbetriebs von fünf Jahren nach EEG-Förderende stillgelegt werden. Nachfolgende Tabelle fasst die Ergebnisse für die drei Szenarien zusammen.⁵⁸

TABELLE 3-27: INSTALLIERTE LEISTUNG WINDENERGIE AN LAND NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2026 JE SZENARIO

[MW]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	51.848	50.295	51.000	51.881	52.876	54.215	55.455
Feste Einspeisevergütung	2.377	1.961	1.674	1.324	1.021	785	596
Sonstige Direktvermarktung	10	2.492	4.217	5.250	6.182	6.884	4.172
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	11	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	-	857	-	-	-	-	-
Jahresbestand	54.246	55.605	56.891	58.455	60.078	61.884	60.224
Oberes Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	51.848	50.408	51.403	52.826	54.101	55.326	56.568
Feste Einspeisevergütung	2.377	1.961	1.674	1.324	1.021	785	596
Sonstige Direktvermarktung	10	2.492	4.341	5.522	6.586	7.389	4.767
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	11	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	-	857	-	-	-	-	-
Jahresbestand	54.246	55.718	57.418	59.671	61.708	63.500	61.931
Unteres Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	51.848	50.167	50.615	51.117	51.584	52.268	52.849
Feste Einspeisevergütung	2.377	1.961	1.674	1.324	1.021	785	596
Sonstige Direktvermarktung	10	2.492	4.093	4.979	5.777	6.379	3.578
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	11	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	-	857	-	-	-	-	-
Jahresbestand	54.246	55.477	56.382	57.419	58.382	59.432	57.023

Quelle: Eigene Berechnungen.

⁵⁸ Die Darstellung der Stromerzeugungsmengen in den Vermarktungsformen erfolgt in Anhang A und B.

3.7.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2026

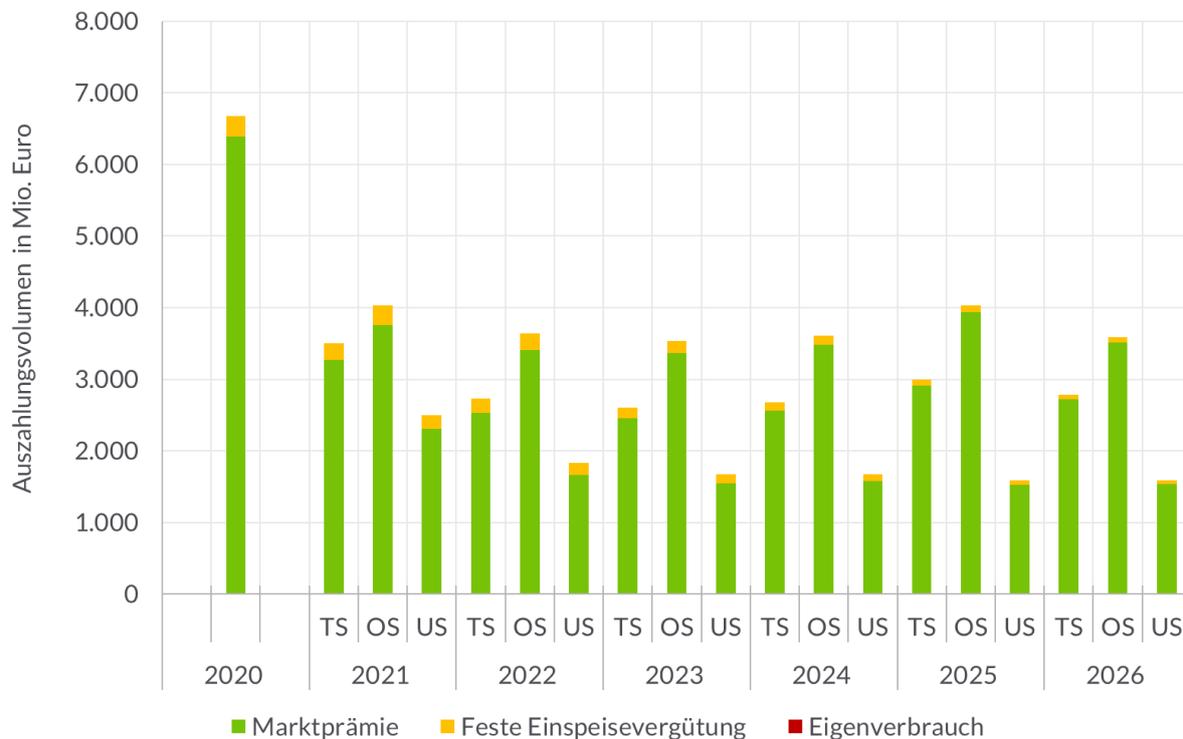
Aus der Zuordnung der installierten Leistung auf die verschiedenen Vermarktungsalternativen und der mit den jeweiligen Vbh errechneten Stromerzeugung pro Vermarktungsalternative resultiert die Stromerzeugung der Windenergieanlagen an Land je Vermarktungsalternative. Für die Vergütung des Bestands wurden durchschnittliche Vergütungssätze angesetzt, die aus den testierten ÜNB-Bewegungsdaten hervorgehen und für den Bestand im Prognosezeitraum fortgeschrieben wurden. Zusätzlich haben wir hierbei die Verringerung der Vergütungssätze für Bestandsanlagen auf Basis des Referenzertragsmodells anlagenscharf berücksichtigt.

Die angenommenen Vergütungssätze für Neuanlagen ergeben sich einerseits aus den realisierten durchschnittlichen Zuschlagswerten der vergangenen Ausschreibungen und andererseits aus den gesetzlichen Rahmenbedingungen zu zulässigen Höchstgeboten in zukünftigen Ausschreibungen und unseren Erwartungen an die Wettbewerbssituation in den zukünftigen Ausschreibungen (vgl. Kap. 3.7.2). Die Berechnung der für die Förderung maßgeblichen anzulegenden Werte erfolgt anschließend unter Berücksichtigung des Referenzertragsmodells, welches die in der Ausschreibung bezuschlagten Gebotswerte über einen Korrekturfaktor anpasst, um den Zubau von Windenergieanlagen an Land auch an windschwächeren Standorten attraktiver zu machen und somit mehr zu verteilen. Bei unseren Annahmen zur durchschnittlichen Standortgüte des Zubaus haben wir dabei auf eine bundeslandscharfe Auswertung zur Standortqualität von Neuanlagen der FA Wind⁵⁹ zurückgegriffen.

Die Vergütungszahlungen für direkt vermarktete Anlagen wurden errechnet, indem vom jeweils anzulegenden Wert der energieträgerspezifische Marktwert in Abzug gebracht wurde. Sofern die Marktwerte den anzulegenden Wert übersteigen, entfällt der Vergütungsanspruch. Folgende Abbildung zeigt die Vergütungszahlungen in den verschiedenen Vermarktungsalternativen für die drei Szenarien und den Prognosezeitraum bis 2026.

⁵⁹ Vgl. FA Wind (2016).

ABBILDUNG 3-23: ENTWICKLUNG DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS WINDENERGIE AN LAND NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2026 JE SZENARIO



Quelle: Eigene Berechnungen.

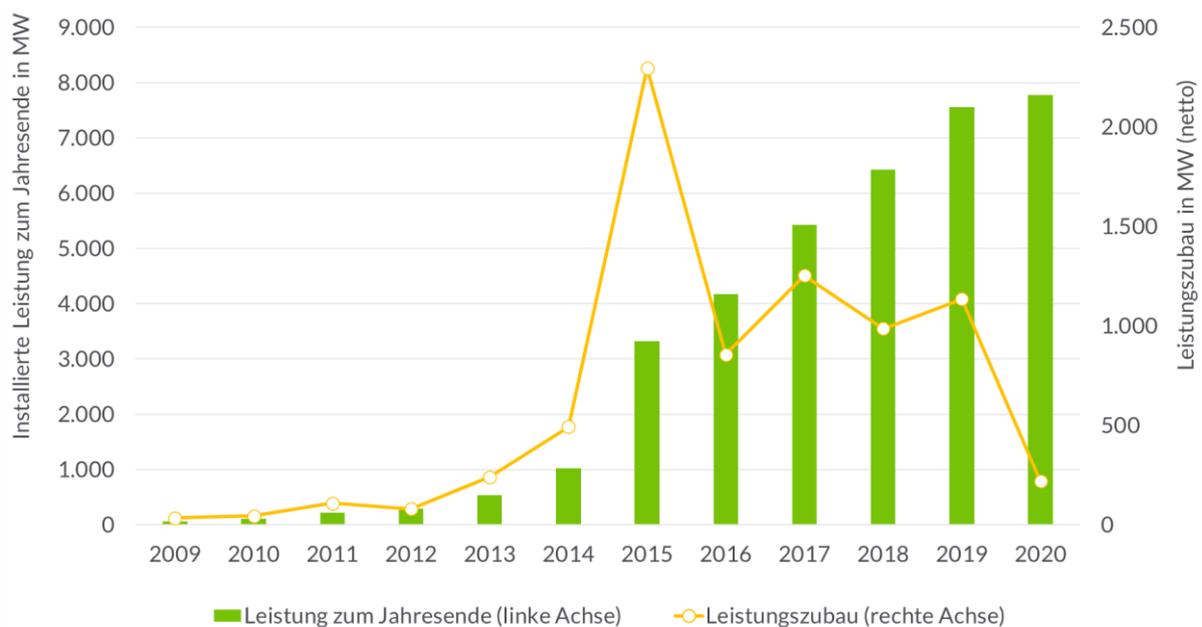
Seit 2020 fallen für die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen an Land keine vNE mehr an.

3.8 Windenergie auf See

3.8.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Im Jahr 2010 hat mit "alpha ventus" der erste kommerzielle Offshore-Windpark seinen Betrieb aufgenommen. Seitdem ist ein dynamischer Leistungszuwachs zu beobachten, insbesondere zwischen 2015 und 2019 mit einem durchschnittlichen Zubau von 1,3 GW pro Jahr. In 2020 wurden mit 219 MW die letzten Anlagen unter dem alten Kapazitätszuweisungsverfahren des EnWG zugebaut, das ab 2021 vom sog. "Zentralen Modell" abgelöst wird. Zum Jahresende 2020 waren in Deutschland knapp 7,8 GW Windenergie auf See installiert.⁶⁰

ABBILDUNG 3-24: ENTWICKLUNG DES LEISTUNGSZUBAUS VON WINDENERGIE AUF SEE SEIT 2009



[MW]	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Leistungszubau (netto)	35	45	108	80	240	493	2.297	855	1.253	987	1.136	219
Leistung Jahresende	62	107	215	295	535	1.028	3.324	4.180	5.433	6.420	7.555	7.774

Quellen: ÜNB (2021c), BNetzA (2021a).

⁶⁰ Vgl. ÜNB (2021c).

3.8.2 Leistungsentwicklung 2021 bis 2026

Die Entwicklung der Windenergie auf See ist ab 2021 durch die Einführung des sog. "Zentralen Modells" durch das Wind-auf-See-Gesetz (WindSeeG) von 2017 geprägt. In diesem Modell werden Voruntersuchungen und Eignungsprüfungen von potenziellen Meeresflächen nicht durch die Offshore-Windparkbetreiber, sondern zentral von staatlicher Seite durchgeführt. Ab 2021 werden, nach erfolgreicher Prüfung, die ausgewiesenen Flächen für eine Inbetriebnahme ab 2026 jährlich durch die BNetzA ausgeschrieben. In einer Übergangsphase fanden für den Inbetriebnahmezeitraum 2021 bis 2025 zwei Ausschreibungsrunden in den Jahren 2017 und 2018 statt, an denen nur bereits bestehende Projekte teilnehmen durften.⁶¹ Die Ergebnisse dieser Ausschreibungen in Verbindung mit den von den ÜNB kommunizierten voraussichtlichen Netzanschlussterminen sind maßgeblich für den Zubau bis 2025.⁶² Der Zubau für das Jahr 2026 wird in der ersten Ausschreibung nach dem Zentralen Modell in 2021 bestimmt. Die Ergebnisse dieser Ausschreibung lagen bei Erstellung der Prognose nicht vor. Aufgrund des sehr intensiven Wettbewerbs in diesem Segment wird angenommen, dass ein Zubau in Höhe der Ausschreibungsmenge stattfindet. Sofern keine abweichenden Informationen vorliegen, wird angenommen, dass ein Offshore-Windpark über den Zeitraum von vier Monaten zugebaut wird. Zur Bildung des oberen und unteren Szenarios wird dieser Zubaukorridor um drei bis vier Monate verschoben.

Im Jahr 2021 findet kein Leistungszuwachs statt. In den Jahren 2022 bis 2025 werden gemäß Übergangsausschreibungen im Trendszenario insgesamt 3.117 MW zugebaut. Zum Ende des Prognosezeitraums sind insgesamt 11.849 MW Windenergie auf See installiert.

⁶¹ Vgl. BNetzA (2017) und BNetzA (2018).

⁶² Vgl. 50Hertz (2021) und TenneT (2021).

TABELLE 3-28: PROGNOSE DER LEISTUNGSENTWICKLUNG DER WINDENERGIE AUF SEE IN DEUTSCHLAND NACH SZENARIEN BIS 2026

[MW]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario							
Zubau	219	0	342	749	1.126	900	958
Rückbau	0	0	0	0	0	0	0
Jahresbestand	7.774	7.774	8.116	8.865	9.991	10.891	11.849
Oberes Szenario							
Zubau	219	0	589	728	900	900	958
Rückbau	2	0	0	2	3	16	20
Jahresbestand	7.774	7.774	8.363	9.091	9.991	10.891	11.849
Unteres Szenario							
Zubau	219	0	144	445	1.178	450	1.694
Rückbau	2	0	0	7	10	47	61
Jahresbestand	7.774	7.774	7.918	8.363	9.541	9.991	11.685

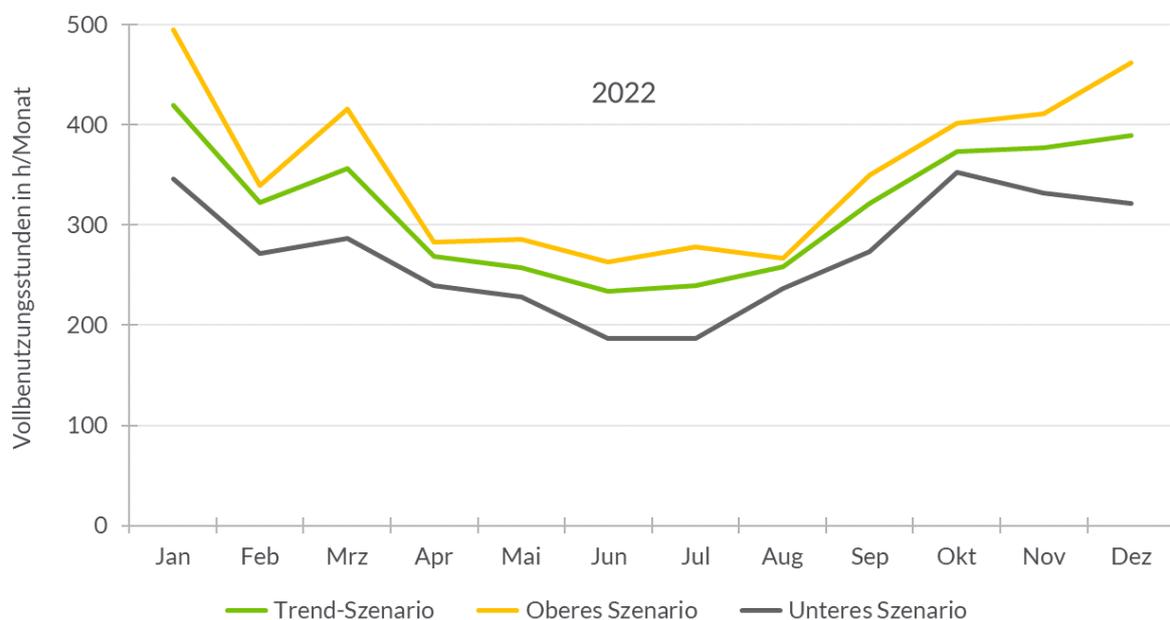
Quelle: Eigene Berechnungen.

3.8.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Die Vbh für Windenergieanlagen auf See wurden aus zeitlich hochaufgelösten Wetterdaten des DWD abgeleitet, die für die Jahre 2007 bis 2019 vorlagen. Analog zur Bestimmung der Vbh für Windenergieanlagen an Land wurden auch hier die Windverhältnisse regional differenziert ausgewertet, um die unterschiedlichen Windbedingungen in den beiden Meeren abzubilden. Auch bei Wind auf See wurde, um den verzerrenden Effekt von „Ausreißer-Monaten“ zu vermeiden, für die Definition der Szenarien darauf verzichtet, ein einzelnes Wetterjahr zu Grunde zu legen. Vielmehr wurden zur Definition der Vbh des Trendszenarios aus allen vorliegenden Wetterdaten mittlere monatliche Vbh im Jahresverlauf abgeleitet und hieraus ein synthetisches Wetterjahr erarbeitet. Für das obere Szenario wurden im historischen Vergleich überdurchschnittliche Vbh gewählt, für das untere Szenario entsprechend unterdurchschnittliche Vbh. Zudem bestimmen auch auf See neben den Windverhältnissen des jeweiligen Standorts die technischen Parameter einer Anlage maßgeblich deren Ertrag. Im Rahmen der Prognose wurde daher von auch weiterhin technologischer Weiterentwicklung und moderat steigenden Vbh ausgegangen.

Bei der Berechnung der Stromerzeugung der Windenergieanlagen auf See wurde außerdem die Durchführung von Maßnahmen im Rahmen des Einspeisemanagements berücksichtigt. Diese Mengen, die aus den beobachteten Maßnahmen zum Einspeisemanagement in den Jahren 2017 bis 2020 abgeleitet wurden, wurden von der Gesamtstromerzeugung in Abzug gebracht. Im Ergebnis resultieren im Trendszenario für das Jahr 2022 im deutschlandweiten Mittel Vbh in Höhe von 3.818 h/a. Der Jahresverlauf der Vbh ist in nachfolgender Abbildung für alle Szenarien dargestellt.

ABBILDUNG 3-25: MONATLICHE VBH FÜR WINDENERGIE AUF SEE IM JAHR 2022 NACH SZENARIOEN



Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Stromerzeugung der Windenergieanlagen auf See wird als Produkt aus den Vbh und der installierten Leistung errechnet. Nachfolgende Tabelle fasst die jährliche Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See für die drei Szenarien bis 2026 zusammen.

TABELLE 3-29: JÄHRLICHE VBH UND STROMERZEUGUNG AUS WINDENERGIE AUF SEE BIS 2026 NACH SZENARIEN

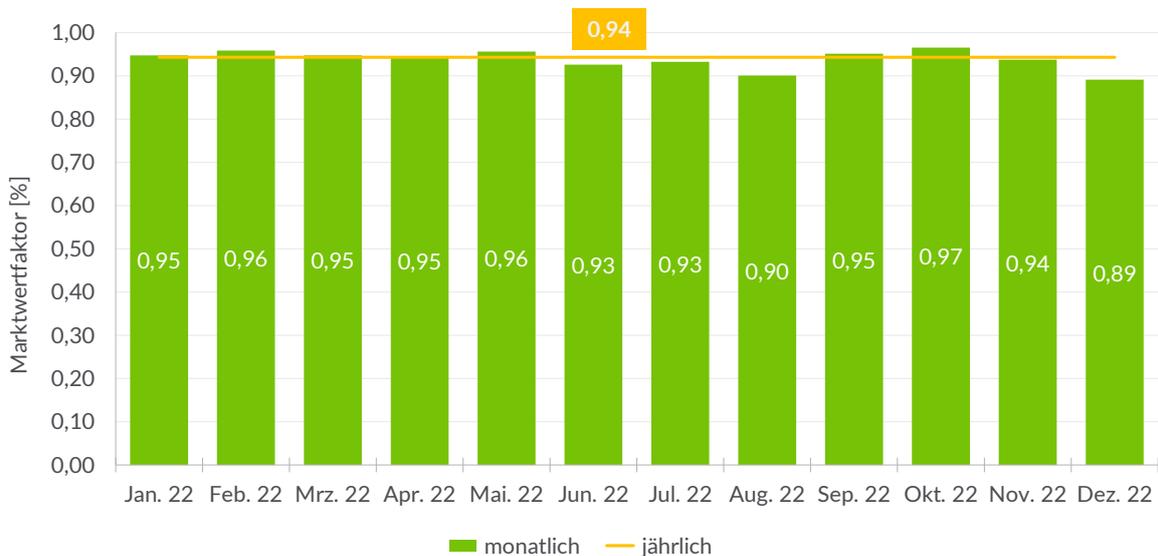
	Einheit	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	3.477	3.813	3.818	3.826	3.841	3.854	3.869
Stromerzeugung	[GWh/a]	26.903	29.645	30.205	32.321	36.244	39.354	43.804
Oberes Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	3.477	4.245	4.252	4.258	4.276	4.292	4.308
Stromerzeugung	[GWh/a]	26.903	33.000	34.242	36.857	41.488	44.976	49.802
Unteres Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	3.477	3.260	3.261	3.267	3.277	3.289	3.302
Stromerzeugung	[GWh/a]	26.903	25.345	25.423	27.006	29.546	32.781	35.963

Quelle: Eigene Berechnungen.

3.8.4 Marktwertfaktoren

Die Stromeinspeisung aus Windenergieanlagen auf See verläuft aufgrund der beständigeren Windverhältnisse tendenziell etwas gleichmäßiger als die Einspeisung aus Windenergieanlagen an Land. Die gleichmäßigere Vermarktung des Stroms resultiert daher in etwas höheren Marktwertfaktoren im Vergleich zur Windenergie an Land. Nachfolgende Abbildung stellt die berechneten Monatsmarktwertfaktoren für Windenergieanlagen auf See im Jahr 2022 für das Trendszenario dar.

ABBILDUNG 3-26: MARKTWERTFAKTOREN FÜR WINDENERGIE AUF SEE IM JAHR 2022 IM TRENDSZENARIO

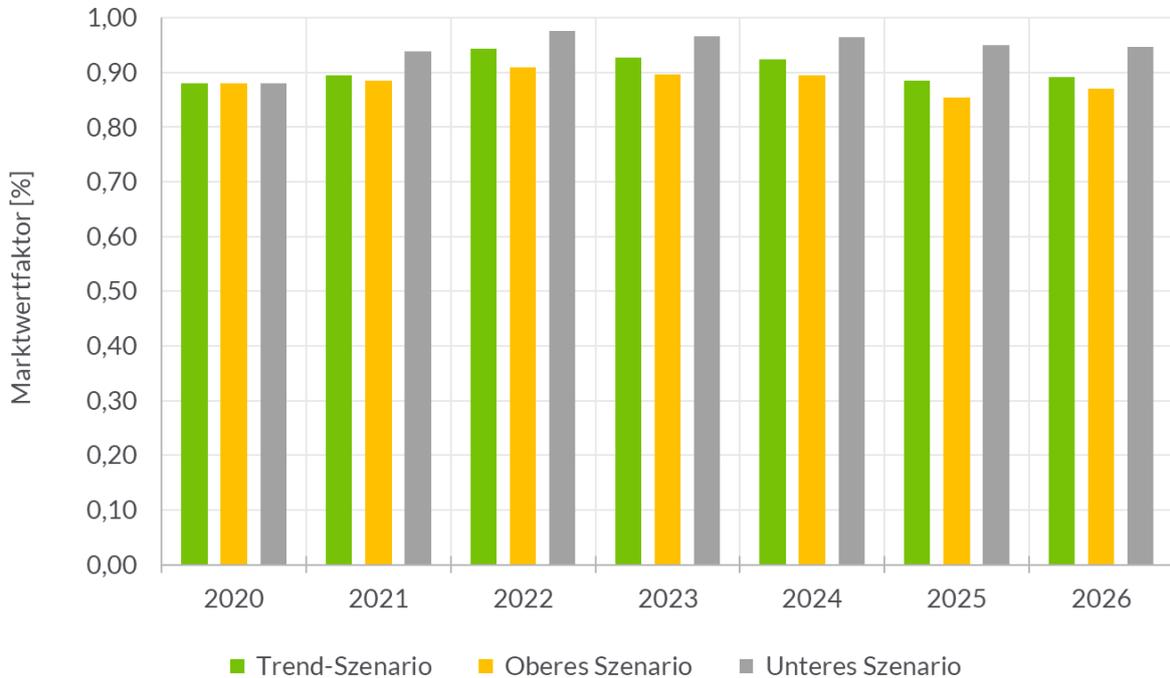


Quelle: Eigene Berechnungen.

Abbildung 3-27 zeigt zudem die Entwicklung der Jahresmarktwertfaktoren für die drei Szenarien und den Prognosezeitraum. Auch bei den Marktwertfaktoren für Wind auf See kann man den Erholungseffekt im Jahr 2021 ggü. den pandemiebedingt niedrigen Marktwertfaktoren des Jahres 2020 deutlich erkennen. Zudem ist auch hier im Jahr 2022 ggü. 2021 nochmals ein Anstieg der Marktwertfaktoren zu beobachten. Die Gründe hierfür sind wie bei der Windenergie an Land die weitere Erholung der Konjunktur und somit auch der inländischen sowie europäischen Stromnachfrage, die Stilllegung weiterer konventioneller Stromerzeugungskapazitäten aufgrund des voranschreitenden Kernenergie- und Kohleausstiegs sowie vergleichsweise hohe CO₂- und Erdgaspreise, welche steigernd auf die Marktwertfaktoren wirken. Ab 2023 überwiegt wiederum zunächst der senkende Effekt des weiteren EE-Ausbaus, bevor im Jahr 2026 im Trendszenario und im oberen Szenario nochmals ein leichter Anstieg der Marktwertfaktoren der Windenergieanlagen auf See zu beobachten ist, der unter anderem auf eine im Rahmen der Sektorenkopplung stärker ansteigende Stromnachfrage zurückgeführt werden kann.

Aus den unterschiedlichen Annahmen an den Nettozubau und die Stromerzeugung in den drei Szenarien resultieren im Vergleich zum Trendszenario jeweils niedrigere Marktwertfaktoren im oberen Szenario und höhere Marktwertfaktoren im unteren Szenario.

ABBILDUNG 3-27: MARKTWERTFAKTOREN FÜR WINDENERGIE AUF SEE NACH SZENARIEN BIS 2026



Quelle: Eigene Berechnungen.

3.8.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2026

Aufgrund der hohen Anlagenleistungen, die weit über der seit 01.01.2016 für die verpflichtende Direktvermarktung geltenden Grenze von 100 kW liegen, werden alle neu installierten Windenergieanlagen auf See der geförderten Direktvermarktung zugeordnet. In der Vergangenheit hat sich zudem gezeigt, dass auch Bestandsanlagen in der Regel diese Vermarktungsform in Anspruch nehmen. Im Rahmen der Prognose wurde daher davon ausgegangen, dass die gesamte Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See in der geförderten Direktvermarktung veräußert wird.

Bei der Windenergie auf See findet sich noch ein sehr junger Anlagenbestand, so dass innerhalb des Prognosezeitraums noch keine Anlagen aus der EEG-Förderung herausfallen. Anlagen im Umfang der mit 0 ct/kWh bezuschlagten Projekte aus den Ausschreibungen 2017 und 2018 werden jedoch ab dem angenommenen Zeitpunkt ihres jeweiligen Zubaus bei der sonstigen Direktvermarktung

berücksichtigt. Nachfolgende Tabelle stellt die installierte Leistung nach Vermarktungsalternativen und für die drei Szenarien und den Prognosezeitraum dar.⁶³

TABELLE 3-30: INSTALLIERTE LEISTUNG WINDENERGIE AUF SEE NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2026 JE SZENARIO

[MW]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	7.774	7.774	8.116	8.855	9.081	9.081	10.039
Feste Einspeisevergütung	-	-	-	-	-	-	-
Sonstige Direktvermarktung	-	-	-	10	910	1.810	1.810
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	-	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	-	-	-	-	-	-	-
Jahresbestand	7.774	7.774	8.116	8.865	9.991	10.891	11.849
Oberes Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	7.774	7.774	8.363	9.081	9.081	9.081	10.039
Feste Einspeisevergütung	-	-	-	-	-	-	-
Sonstige Direktvermarktung	-	-	-	10	910	1.810	1.810
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	-	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	-	-	-	-	-	-	-
Jahresbestand	7.774	7.774	8.363	9.091	9.991	10.891	11.849
Unteres Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	7.774	7.774	7.918	8.363	9.081	9.081	9.875
Feste Einspeisevergütung	-	-	-	-	-	-	-
Sonstige Direktvermarktung	-	-	-	-	460	910	1.810
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	-	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	-	-	-	-	-	-	-
Jahresbestand	7.774	7.774	7.918	8.363	9.541	9.991	11.685

Quelle: Eigene Berechnungen.

3.8.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2026

Folgende Abbildung zeigt die Vergütungszahlungen für Windenergieanlagen auf See für die drei Szenarien und den Prognosezeitraum bis 2026. Während für die Vergütung des Bestands durchschnittliche Vergütungssätze angesetzt wurden, die aus den testierten Bewegungsdaten der ÜNB hervorgehen, werden für die Vergütungen der im Prognosezeitraum zugebauten Anlagen – sofern öffentlich bekannt – ihre jeweiligen Zuschlagswerte berücksichtigt.⁶⁴ Für Anlagen, deren Zuschlagswerte aus vergangenen Ausschreibungen nicht bekannt sind, wurden die von der BNetzA veröffentlichten jeweiligen durchschnittlichen Zuschlagswerte genutzt.⁶⁵ Hinsichtlich der Vergütungszahlungen für Anlagen, deren anzulegender Wert im

⁶³ Die Darstellung der Stromerzeugungsmengen in den Vermarktungsformen erfolgt in Anhang A und B.

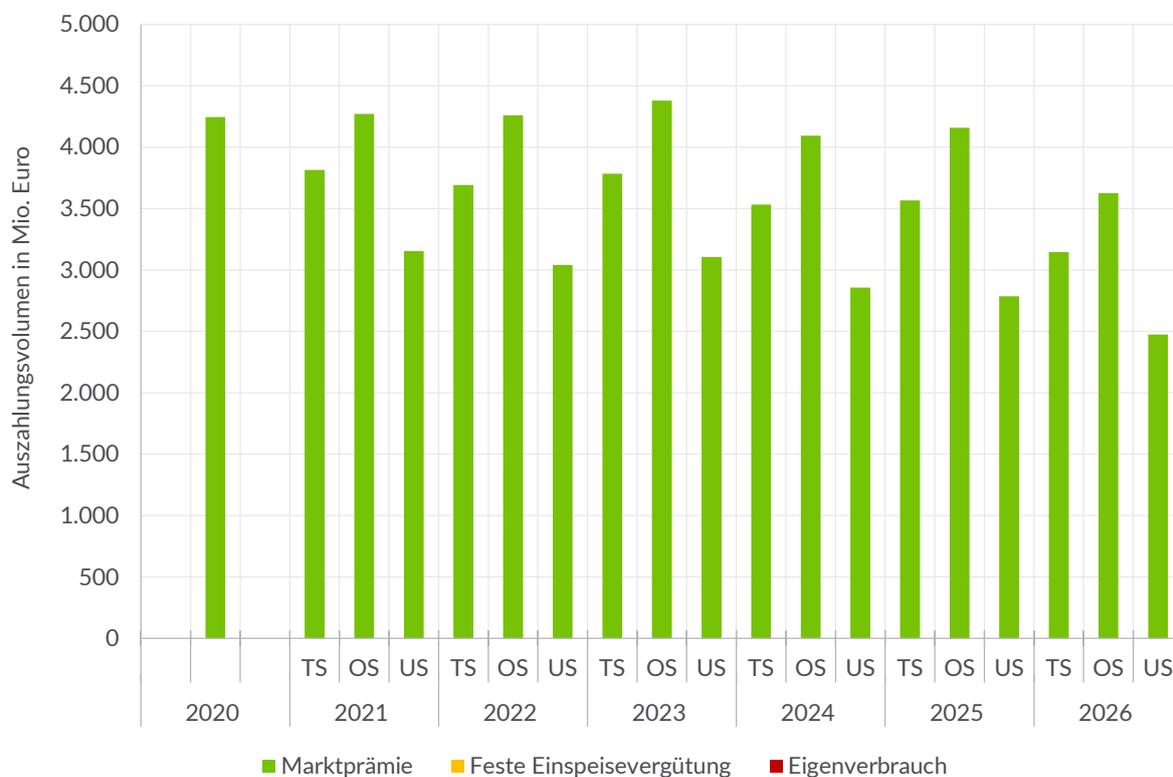
⁶⁴ Vgl. Wagner (2018).

⁶⁵ Vgl. BNetzA (2017) und BNetzA (2018).

Rahmen der 2021er Ausschreibung ermittelt und deren Zubau erst ab dem Jahr 2026 stattfinden wird, haben wir eigene Annahmen zum durchschnittlichen Vergütungssatz unter Berücksichtigung der Ergebnisse aus den bereits abgeschlossenen Ausschreibungsrunden gesetzt.⁶⁶

Bei den Vergütungszahlungen an bestehende Windenergieanlagen auf See wurde zudem das Absinken der Vergütungszahlungen auf die verminderte Anfangsvergütung im Rahmen des Stauchungsmodells auf Basis einer anlagenscharfen Analyse berücksichtigt.

ABBILDUNG 3-28: ENTWICKLUNG DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS WINDENERGIE AUF SEE NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2026 JE SZENARIO



Quelle: Eigene Berechnungen.

Seit 2020 fallen für die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See keine vNE mehr an.

⁶⁶ Am 09.09.2021 hat die BNetzA die Ergebnisse der 2021er Ausschreibung auf ihrer Internetseite bekannt gegeben (vgl. BNetzA, 2021g): Alle ausgeschriebenen Flächen wurden – teilweise nach Losentscheid – zu 0 ct/kWh bezuschlagt. Da die Ausschreibungsrunde zum Zeitpunkt der Prognoseerstellung jedoch noch nicht beendet war, konnten diese Ergebnisse in der Prognose nicht berücksichtigt werden.

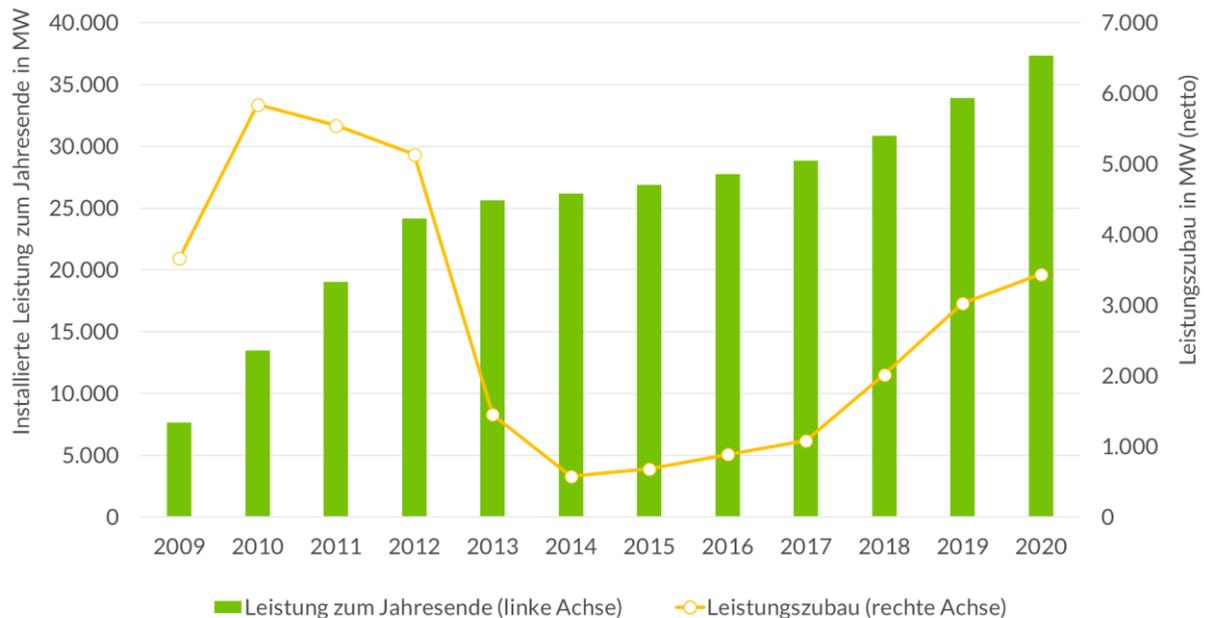
3.9 Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen

3.9.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Die solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen (Solaranlagen des zweiten Segments) umfasst Photovoltaikanlagen, die auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand errichtet werden. Der historisch stärkste Zubau war mit jährlich über 5 GW in den frühen 2010er Jahren zu verzeichnen. Der damit einhergehende erhebliche Anstieg der Förderkosten für PV-Anlagen wurden in der Folge in mehreren EEG-Novellierungen durch eine schrittweise Verminderung der Vergütungssätze im Rahmen des sogenannten „atmenden Deckels“ eingedämmt. Die Renditen sind insbesondere seit 2013 immer weiter gesunken, da die Degression der Vergütungssätze zum Teil schneller vorangeschritten ist als die Kostendegression für PV-Anlagensysteme. Aus diesem Grund lag der jährliche Zubau zwischen 2014 und 2016 teils deutlich unter 1 GW. Insbesondere seit 2018 erholt sich der Zubau jedoch zunehmend. Durch relativ stabile Vergütungssätze in Verbindung mit einer Kostendegression bei PV-Modulen, steigenden Endverbraucherpreisen für Strom und verbesserten Eigenverbrauchsoptionen durch Batteriespeicher oder E-Mobilität sind insbesondere PV-Kleinanlagen wieder attraktiver geworden, sodass im Jahr 2020 insgesamt 3,4 GW Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen zugebaut worden sind.⁶⁷

⁶⁷ ÜNB (2021c) und Wirth, H. (2021).

ABBILDUNG 3-29: ENTWICKLUNG DES LEISTUNGSZUBAUS VON SOLARER STRAHLUNGSENERGIE AUS SONSTIGEN ANLAGEN SEIT 2009



[MW]	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Leistungszubau (netto)	3.669	5.842	5.543	5.133	1.451	580	685	889	1.082	2.020	3.028	3.437
Leistung Jahresende	7.648	13.489	19.032	24.166	25.617	26.197	26.882	27.771	28.853	30.873	33.901	37.338

Quellen: ÜNB (2021c), BNetzA (2021a).

3.9.2 Leistungsentwicklung 2021 bis 2026

Für die Solarenergie in Deutschland galt, dass die Förderung von neuen PV-Anlagen unter 750 kW gestoppt wird, sobald die gesamte installierte PV-Leistung in Deutschland die Marke von 52 GW erreicht. Im Mai 2020 hat die Bundesregierung die Abschaffung dieses sog. "Solardeckels" beschlossen und damit einen limitierenden Faktor für die weitere Leistungsentwicklung entfernt.

Maßgeblich für die weitere Entwicklung des Zubaus ist die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen. Erlöse durch die EEG-Vergütung und Einsparungen durch Eigenverbrauch stehen den Kosten für Anschaffung und Betrieb einer Anlage gegenüber. Aktuell verringern sich die anzulegenden Werte für Anlagen des zweiten Segments um 1,4 % pro Monat⁶⁸ und damit stärker als die PV-Modulkosten. Deren Kostendegression der letzten Jahre wird sich voraussichtlich nicht fortsetzen, da Kostensenkungspotenziale weitestgehend ausgeschöpft scheinen. Gleichzeitig machen

⁶⁸ Vgl. BNetzA (2021d).

steigende Endverbraucherpreise für Strom die Eigenversorgung mit einer PV-Anlage attraktiver, während die Verbreitung von E-PKW und elektrisch angetriebener Wärmepumpen sowie sinkende Kosten für Batteriespeicher Optionen bieten, die Eigenverbrauchsquote zu erhöhen. Zusätzlich wurde durch das EEG 2021 die Bagatellgrenze für die Umlagepflicht bei Eigenversorgung von 10 kW angehoben. Kleinanlagen bis zu einer installierten Leistung von nun 30 kW sind von der Zahlung der EEG-Umlage für ihren selbstverbrauchten Strom befreit. Dies dürfte dazu führen, dass Kleinanlagen zukünftig größer dimensioniert werden, um diesen neuen Spielraum auszunutzen.

Das EEG 2021 sieht ebenfalls wesentliche Änderungen für größere Leistungsklassen vor. Anlagen zwischen 300 und 750 kW erhalten zukünftig nur noch für maximal 50 % des erzeugten Stroms eine Marktprämie, wenn ihr anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird. Soll der gesamte Strom gefördert werden, ist die Teilnahme an einer Ausschreibung erforderlich. Es ist davon auszugehen, dass Anlagen, die eine Eigenverbrauchsquote von mehr als 50 % erreichen, weiterhin mit dem gesetzlich bestimmten anzulegenden Wert vergütet werden, da ihre gesamte eingespeiste Strommenge förderfähig ist. Anlagen mit einem geringeren Eigenverbrauch werden teilweise an den Ausschreibungen teilnehmen, jedoch ist zu erwarten, dass einige PV-Vorhaben zukünftig kleiner dimensioniert werden, um ohne den organisatorischen Aufwand einer Ausschreibung für die gesamte Stromerzeugung die Marktprämie zu erhalten.⁶⁹

Des Weiteren sieht das EEG 2021 einige Verbesserungen für die Mieterstromförderung vor. Nach Austausch mit Branchenvertretern ist jedoch nicht davon auszugehen, dass sich die Attraktivität von Mieterstromprojekten dadurch wesentlich verbessert.⁷⁰ Für den Prognosezeitraum wird ein Zubau mit leicht steigender Tendenz im Zeitverlauf unterstellt, der jedoch mit maximal 60 MW pro Jahr weit unter der Fördergrenze von 500 MW jährlich zurückbleibt.

In Summe wird für das Trendszenario ein jährlicher Zubau von Solaranlagen des zweiten Segments außerhalb der EEG-Ausschreibungen auf dem Niveau der

⁶⁹ Vgl. Kelm, T. (2021).

⁷⁰ Vgl. BSW (2021) und Kelm, T. (2021).

Vorjahre von ca. 3 GW prognostiziert. Für das obere und untere Szenario wird eine steigende bzw. sinkende Entwicklung des jährlichen Zubaus von je 2 % unterstellt.

In den vergangenen Jahren gab es für Solaranlagen beider Segmente gemeinsame Ausschreibungen. Aufgrund der höheren Investitionskosten waren Anlagen des zweiten Segments ggü. Freiflächenanlagen stark benachteiligt, sodass nur ein Bruchteil der bezuschlagten Menge auf diese entfielen. Das EEG 2021 führt nun für die solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen ein eigenes Ausschreibungssegment ein, um Projekte mit mehr als 750 kW installierter Leistung flächendeckend zu ermöglichen. Die erste Ausschreibungsrunde über 150 MW fand im Juni 2021 statt und war mit einer Gebotsmenge von 213 MW deutlich überzeichnet. Auch für zukünftige Ausschreibungsrunden im Prognosezeitraum wird von einem kompetitiven Bieterumfeld ausgegangen. Ein Sonderfall ergibt sich durch die in der Frühjahresnovelle beschlossene einmalige Erhöhung der Ausschreibungsmenge für das Jahr 2022 um 2 GW. Diese Sonderausschreibungsmenge umfasst ein Vielfaches der ursprünglich vorgesehenen jährlichen Ausschreibungsmenge von 300 MW. Es ist daher fraglich, ob der Markt diese Menge innerhalb eines Kalenderjahres bedienen kann.⁷¹ Vielmehr wird im Rahmen dieser Studie davon ausgegangen, dass die Ausschreibungsrunden ab 2022 deutlich unterzeichnet sein werden und nicht bezuschlagte Mengen in den Folgejahren erneut ausgeschrieben werden. Der durch die Sonderausschreibungen induzierte Zubau findet somit über den gesamten Prognosezeitraum statt. Das obere und untere Szenario werden über Variationen der Annahmen zur Beteiligung an den Ausschreibungen sowie der Realisierungsquote gebildet.

Im Prognosezeitraum fallen etwa 1,7 GW der PV-Anlagen aus der EEG-Förderung. Ein Weiterbetrieb ist in der Regel aufgrund geringer Betriebskosten sowie der Möglichkeit zum Eigenverbrauch auch ohne weitere Förderung wirtschaftlich. Es wird unterstellt, dass jedoch ca. 20 % der Anlagen aufgrund defekter Module oder weiterer Bauteile (z.B. Wechselrichter), für die eine Ersatzinvestition unwirtschaftlich ist, stillgelegt werden. Die übrigen Anlagen werden, je nach Anlagengröße, im Rahmen der Anschlussförderung (7 %) oder in der sonstigen

⁷¹ Vgl. BSW (2021) und Kelm, T. (2021).

Direktvermarktung (6 %) weiterbetrieben. Im oberen und unteren Szenario wird die Stilllegungsquote um je 10 Prozentpunkte variiert.

In Summe ergibt sich für die solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen eine dynamische Leistungsentwicklung mit einem jährlichen Nettozubau zwischen 3,1 und 3,9 GW.

TABELLE 3-31: PROGNOSE DER LEISTUNGSENTWICKLUNG SOLARER STRAHLUNGSENERGIE AUS SONSTIGEN ANLAGEN IN DEUTSCHLAND NACH SZENARIEN BIS 2026

[MW]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario							
Zubau	2.428	3.129	3.307	3.649	3.742	3.885	3.810
Rückbau	21	0	0	22	29	121	169
Jahresbestand	37.338	40.467	43.773	47.400	51.113	54.877	58.518
Oberes Szenario							
Zubau	2.428	3.294	3.840	4.489	4.852	4.622	4.204
Rückbau	21	0	0	11	14	61	85
Jahresbestand	37.338	40.631	44.470	48.949	53.787	58.349	62.468
Unteres Szenario							
Zubau	2.428	3.002	2.824	2.900	3.021	3.247	3.186
Rückbau	21	1	0	33	43	182	254
Jahresbestand	37.338	40.339	43.162	46.029	49.007	52.072	55.004

Quelle: Eigene Berechnungen.

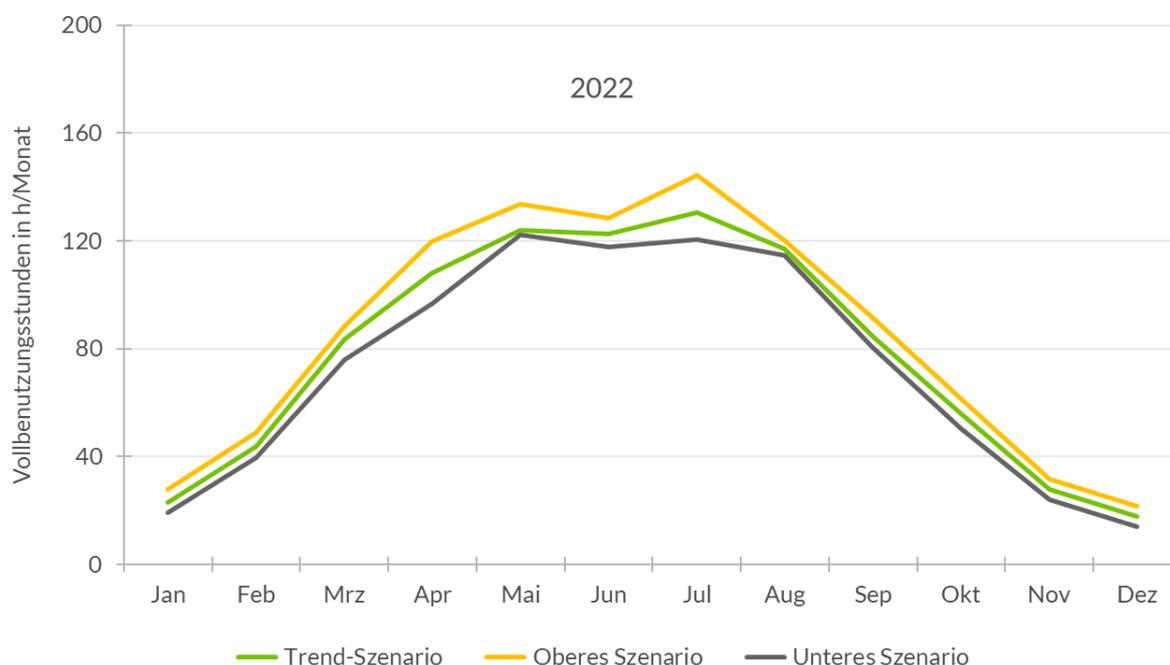
3.9.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Die Vbh für sonstige PV-Anlagen wurden im Rahmen umfangreicher Analysen aus regional differenzierten und zeitlich hochaufgelösten Wetterdaten des DWD, die für die Jahre 2007 bis 2019 vorlagen, abgeleitet. Um den verzerrenden Effekt von „Ausreißer-Monaten“ in den drei Szenarien zu vermeiden, wurde auch bei der solaren Strahlungsenergie aus allen vorliegenden Wetterdaten ein synthetisches Wetterjahr auf Basis der historisch beobachteten Wettermonate mit mittleren Vbh erarbeitet. Für das obere und untere Szenario wurden entsprechend synthetische Wetterjahre mit überdurchschnittlichen bzw. unterdurchschnittlichen Vbh abgeleitet. Um mit der Zeit entstehende Effizienzverluste in der Prognose

abzubilden, wurde zusätzlich eine Degradation der Vbh in Höhe von 0,5 % p. a. unterstellt.⁷²

Im Ergebnis resultieren im Trendszenario für das Jahr 2022 im deutschlandweiten Mittel Vbh für sonstige PV-Anlagen in Höhe von 918 h/a. Der Jahresverlauf der Vbh ist in nachfolgender Abbildung für alle Szenarien dargestellt.

ABBILDUNG 3-30: MONATLICHE VBH FÜR SOLARE STRAHLUNGSENERGIE AUS SONSTIGEN ANLAGEN IM JAHR 2022 NACH SZENARIEN



Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Stromerzeugung der sonstigen PV-Anlagen wird als Produkt aus den Vbh und der installierten Leistung berechnet. Zusätzlich wurde die Durchführung von Maßnahmen im Rahmen des Einspeisemanagements in geringem Umfang berücksichtigt. Diese Mengen, die aus den beobachteten Maßnahmen zum Einspeisemanagement in den Jahren 2017 bis 2020 abgeleitet wurden, wurden von der Gesamtstromerzeugung in Abzug gebracht.

Insbesondere bei PV-Aufdachanlagen stellt zudem Eigenverbrauch eine relevante Nutzungsalternative dar. Für die Prognose der eingespeisten und vergüteten

⁷² Vgl. Fraunhofer ISE (2021).

Strommengen aus PV-Anlagen muss der eigenverbrauchte Strom daher zunächst von der Gesamterzeugung in Abzug gebracht werden.

Bei der Prognose des PV-Eigenverbrauchs haben wir zwischen vergütetem und unvergütetem Eigenverbrauch unterschieden: Während die für Anlagen mit Inbetriebnahme vor 2009 geltenden hohen Vergütungssätze keinen Anreiz schaffen, den in der eigenen PV-Anlage erzeugten Strom selbst zu nutzen, wurde im EEG 2009 eine Vergütung für Eigenverbrauch eingeführt. Betreiber, die ihre Anlage innerhalb dieses Zeitraums in Betrieb genommen haben, bekommen nach wie vor eine Vergütung für den von ihnen selbst verbrauchten Strom. Dieser vergütete Eigenverbrauch wird in den Bewegungsdaten der ÜNB erfasst und kann mit den oben getroffenen Annahmen an die Vbh für die Zukunft fortgeschrieben werden. Zusätzlich zu diesem nach EEG 2009 vergüteten Eigenverbrauch erhalten auch Betreiber von Mieterstromanlagen eine Vergütung für die Nutzung des selbst erzeugten PV-Stroms. Betreiber solcher Anlagen bis zu einer Gesamtleistung von 100 kW haben einen Anspruch auf Förderung des an die Mieter in einem Haus gelieferten Stroms.

Neben dem vergüteten Eigenverbrauch spielt auch der unvergütete Eigenverbrauch seit Erreichen der Netzparität bei sonstigen PV-Anlagen eine große Rolle. Eine Prognose dieses Eigenverbrauchs ist jedoch schwieriger, da die Mengen nicht systematisch erfasst werden. Schätzungen legen nahe, dass nahezu jede seit 2012 in Betrieb genommene Anlage in allen Größenklassen < 1 MW eigenerzeugten Strom teilweise selbst verbraucht. Bei Kleinanlagen < 10 kW wird in verschiedenen Studien von mittleren Eigenverbrauchsanteilen von etwa 30 % ausgegangen. Größere Anlagen, die bspw. von Unternehmen des GHD-Sektors betrieben werden, können in der Regel aufgrund vorteilhafterer Verbrauchsprofile (höherer Verbrauch tagsüber, wenn PV-Strom erzeugt wird) höhere Eigenverbrauchsanteile realisieren als Privathaushalte. Je nach Branche können sich hier EV-Anteile von bis zu 80 % ergeben. Im Mittel ergeben sich für die Anlagenklassen bis 1 MW EV-Anteile von etwa 40 %.⁷³

Für die Prognose wurde davon ausgegangen, dass sich die angenommenen Eigenverbrauchsanteile in Zukunft durch den vermehrten Zubau von Speichern weiter

⁷³ Vgl. BMWi (2015).

erhöhen. Typischerweise können Eigenverbrauchsanteile durch die Kombination der PV-Anlage mit einem Speicher um etwa 20-25 % gesteigert werden.⁷⁴ Zwar ist die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems PV-Batteriespeicher momentan in aller Regel noch nicht gegeben, dennoch kann bereits seit einigen Jahren ein signifikanter Zubau an Speichern beobachtet werden, der auch durch die Bereitstellung staatlicher Förderung unterstützt wird. Für die Prognose wurde angenommen, dass der Anteil neu zugebauter PV-Anlagen, die direkt zusammen mit einem Speicher gebaut werden, entsprechend aktueller Trends weiter ansteigt.⁷⁵ Auch bei Bestandsanlagen wird ein Nachrüsten von Speichern aktuell beobachtet und entsprechend in der Prognose berücksichtigt.

Nachfolgende Tabelle fasst die jährliche Stromerzeugung aus sonstigen PV-Anlagen (inkl. Eigenverbrauch) für die drei Szenarien bis 2026 zusammen. Die in den drei Szenarien jeweils unterstellten Eigenverbrauchsmengen können dem Anhang entnommen werden.

TABELLE 3-32: JÄHRLICHE VBH UND STROMERZEUGUNG SOLARE STRAHLUNGSENERGIE AUS SONSTIGEN ANLAGEN BIS 2026 NACH SZENARIEN

	Einheit	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	942	922	918	914	911	909	907
Stromerzeugung	[GWh/a]	33.948	35.950	38.712	41.729	44.937	48.172	51.393
Oberes Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	942	999	995	991	988	985	983
Stromerzeugung	[GWh/a]	33.948	38.990	42.389	46.358	50.825	55.303	59.433
Unteres Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	942	859	856	852	849	847	845
Stromerzeugung	[GWh/a]	33.948	33.492	35.765	38.035	40.384	42.768	45.160

Quelle: Eigene Berechnungen.

⁷⁴ Vgl. Fraunhofer ISE (2021) sowie eigene Analysen.

⁷⁵ Vgl. Figgenger et al. (2021).

3.9.4 Marktwertfaktoren

Die Berechnung der Marktwertfaktoren für sonstige PV-Anlagen ist gemeinsam mit der Berechnung für Freiflächenanlagen durchgeführt worden. Die Ergebnisse werden in Kapitel 3.10.4 dargestellt.

3.9.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2026

Die feste Einspeisevergütung ist die dominierende Vergütungsform der Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen. Dies liegt zum einen daran, dass die höchsten Zubauraten in diesem Segment vor der Einführung des Marktprämienmodells mit dem EEG 2012 zu verzeichnen waren. Zum anderen war auch nach Inkrafttreten des EEG 2012 der Großteil der neu installierten Anlagen kleiner als 100 kW dimensioniert und hat bis heute einen Anspruch auf die feste Einspeisevergütung.

Im Prognosezeitraum gewinnt die geförderte Direktvermarktung an Bedeutung. Fast die Hälfte des angenommenen Zubaus findet innerhalb dieser Vermarktungsform statt. Das ist insbesondere durch die Einführung des neuen Ausschreibungssegments für Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen begründet, da dadurch flächendeckend die Realisierung von Projekten über 750 kW installierter Leistung ermöglicht wird. Gleichzeitig fallen zunehmend Anlagen aus der festen Einspeisevergütung unter die ausgeförderten Anlagen, sodass ihr Anteil an der installierten Leistung stetig sinkt. Die sonstige Direktvermarktung spielt nur eine untergeordnete Rolle, da weder eine Finanzierung außerhalb der EEG-Förderung, wie bei Freiflächenanlagen zu beobachten, wirtschaftlich ist, und auch nur ein geringer Anteil der ausgeförderten Anlagen die Leistungsgrenze von 100 kW für die Einspeisevergütung nach Ablauf des Förderzeitraums überschreitet.⁷⁶

⁷⁶ Die Darstellung der Stromerzeugungsmengen in den Vermarktungsformen erfolgt in Anhang A und B.

TABELLE 3-33: INSTALLIERTE LEISTUNG SOLARE STRAHLUNGSENERGIE AUS SONSTIGEN ANLAGEN NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2026 JE SZENARIO

[MW]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	4.872	6.235	7.647	9.396	11.231	13.201	15.086
Feste Einspeisevergütung	32.298	34.184	36.076	37.867	39.630	40.940	42.018
Sonstige Direktvermarktung	26	46	47	52	55	89	141
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	142	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	-	1	3	85	197	647	1.272
Jahresbestand	37.338	40.467	43.773	47.400	51.113	54.877	58.518
Oberes Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	4.872	6.296	7.915	10.127	12.647	14.875	16.625
Feste Einspeisevergütung	32.298	34.287	36.506	38.673	40.862	42.651	44.259
Sonstige Direktvermarktung	26	46	47	53	56	94	153
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	142	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	-	2	3	96	221	728	1.431
Jahresbestand	37.338	40.631	44.470	48.949	53.787	58.349	62.468
Unteres Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	4.872	6.186	7.409	8.736	10.215	11.944	13.638
Feste Einspeisevergütung	32.298	34.105	35.705	37.166	38.566	39.478	40.124
Sonstige Direktvermarktung	26	46	47	52	54	83	130
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	142	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	-	1	2	74	172	567	1.113
Jahresbestand	37.338	40.339	43.162	46.029	49.007	52.072	55.004

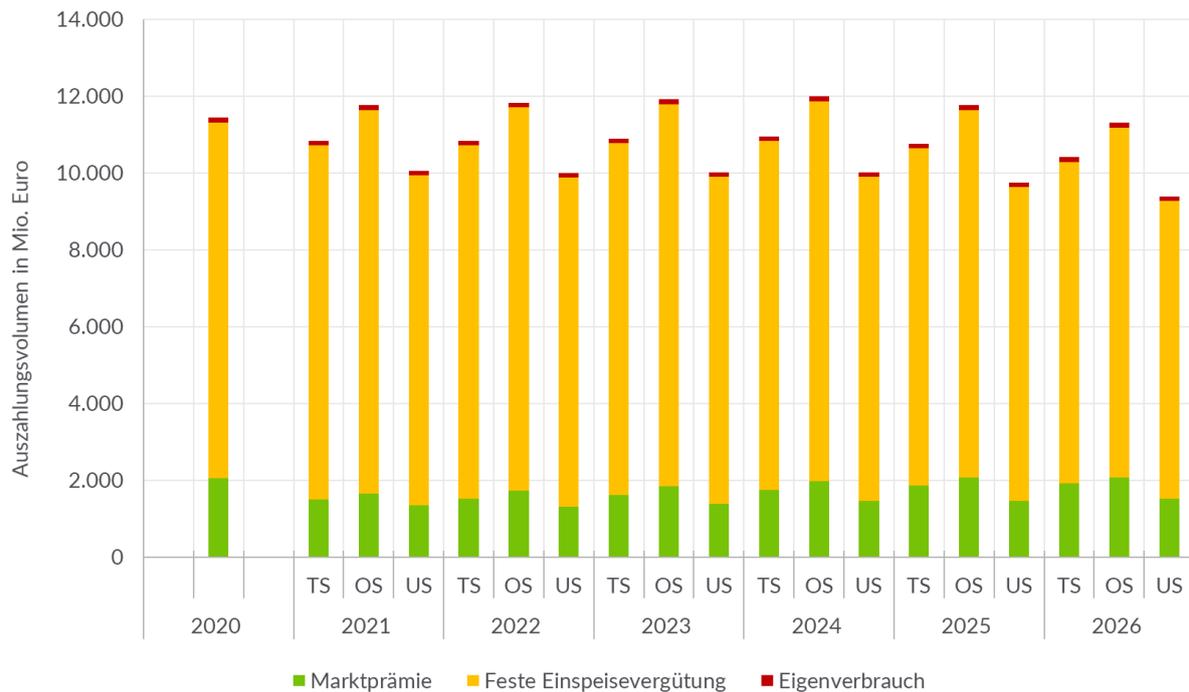
Quelle: Eigene Berechnungen.

3.9.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2026

Ein Großteil der EEG-Zahlungen ist im Rahmen der festen Einspeisevergütung zu leisten. Dies ist nicht nur in dem hohen Anteil an der Gesamtleistung begründet, sondern insbesondere an den vergleichsweise hohen Vergütungssätzen, die im ersten Jahrzehnt nach der Jahrtausendwende im EEG verankert waren. So erhalten Anlagen aus den frühen 2000ern bis zu 57 ct/kWh für ihren eingespeisten Strom. Nach EEG 2021 liegen die Sätze für Neuanlagen bei maximal 8,56 ct/kWh. Da hochvergütete Anlagen zunehmend ihr Förderende erreichen, sinken die Kosten der festen Einspeisevergütung im Trendszenario. Die Kosten für die geförderte Direktvermarktung steigen im Zeitverlauf aufgrund des hohen Leistungszuwachses innerhalb dieser Vermarktungsform an. Die Kosten für den geförderten Eigenverbrauch bleiben auf konstantem Niveau, da Eigenverbrauch bei Neuanlagen lediglich im Rahmen des nur in geringem Maße genutzten Mieterstrommodells vergütet wird und Bestandsanlagen mit Eigenverbrauchsförderung noch nicht das Ende ihres EEG-Vergütungszeitraums erreichen.

In Summe ergibt sich für die gesamten Auszahlungen für Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen im Prognosezeitraum eine sinkende Tendenz. Nachfolgende Abbildung stellt die Auszahlungen in den einzelnen Vermarktungsalternativen und für den geförderten Eigenverbrauch im Prognosezeitraum dar.

ABBILDUNG 3-31: ENTWICKLUNG DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS SOLARER STRAHLUNGSENERGIE AUS SONSTIGEN ANLAGEN NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2026 JE SZENARIO



Quelle: Eigene Berechnungen.

Seit 2020 fallen für die Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie keine vNE mehr an.

3.10 Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen

3.10.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Zum Ende des Jahres 2020 waren in Deutschland PV-Freiflächenanlagen mit einer Leistung von insgesamt 15,2 GW installiert.⁷⁷ Eine starke Degression von PV-Modulpreisen sowie hohe Einspeisevergütungen führten zu einem starken Leistungszuwachs Anfang der 2010er Jahre von bis zu 3 GW im Kalenderjahr 2012. In Folge der schrittweisen Verminderung der Vergütungssätze im Rahmen des sogenannten „atmenden Deckels“ im EEG 2012 sind die Renditen erheblich gesunken. So lag der jährliche Zubau von Freiflächenanlagen zwischen 2014 und 2019 stets unter 1 GW. Im Gegensatz zu Solaranlagen des zweiten Segments sind Freiflächenanlagen in der Regel über 750 kW dimensioniert, um Skaleneffekt zu nutzen. So entfallen lediglich knapp unter 2 GW der Ende 2020 installierten Leistung auf Anlagen kleiner als 750 kW.

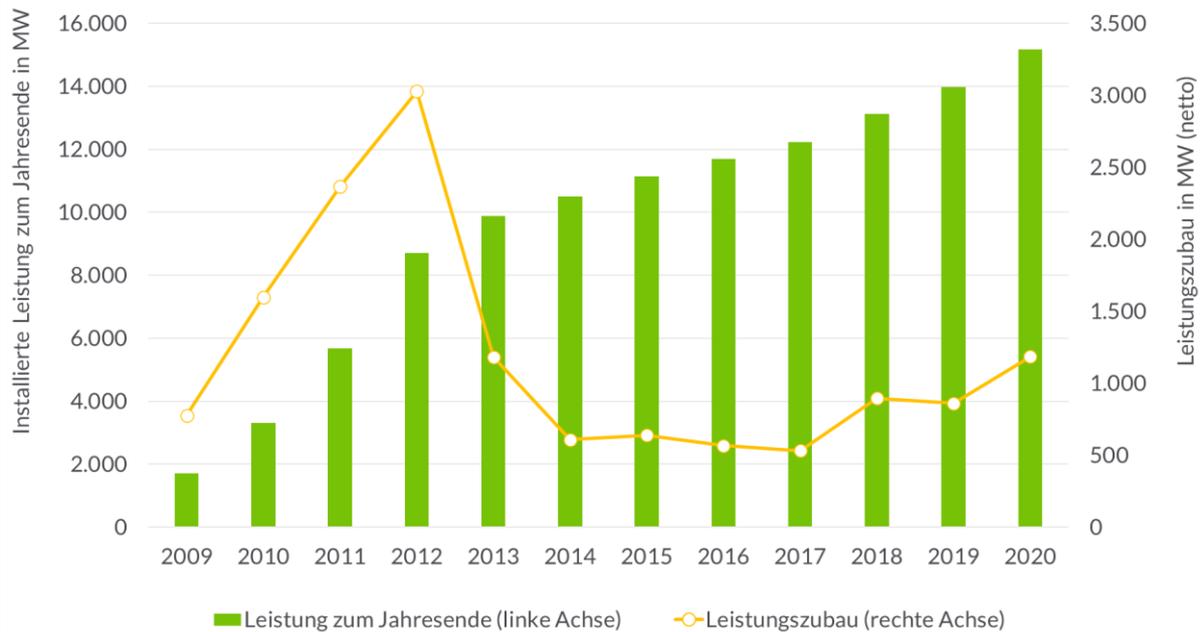
Im Jahr 2019 wurde die erste PV-Freiflächenanlage in Betrieb genommen, die sich vollständig außerhalb der EEG-Förderung über PPA finanziert. Dieses Segment erlebt seitdem eine äußerst dynamische Entwicklung, sodass bereits Ende 2020 insgesamt über 300 MW Leistung in PPA-Freiflächenprojekten installiert sind.⁷⁸

Abbildung 3-32 fasst die Leistungsentwicklung der letzten Jahre aggregiert über alle Vermarktungsformen zusammen.

⁷⁷ Vgl. ÜNB (2021c).

⁷⁸ Vgl. ÜNB (2021a) und Öko-Institut (2021).

ABBILDUNG 3-32: ENTWICKLUNG DES LEISTUNGSZUBAUS VON SOLARER STRAHLUNGSENERGIE AUS FREIFLÄCHENANLAGEN SEIT 2009



[MW]	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Leistungszubau (netto)	777	1.598	2.367	3.027	1.182	610	639	566	531	895	861	1.185
Leistung Jahresende	1.708	3.306	5.674	8.701	9.883	10.492	11.132	11.698	12.229	13.124	13.985	15.170

Quellen: ÜNB (2021c), BNetzA (2021a).

3.10.2 Leistungsentwicklung 2021 bis 2026

Neue PV-Freiflächenanlagen mit einer installierten Leistung von über 750 kW müssen zwingend an einer Ausschreibung teilnehmen, um eine Förderung nach dem EEG zu erhalten. Da beim Bau von PV-Freiflächenanlagen erhebliche Skaleneffekte zum Tragen kommen, werden in der Regel Projekte über dieser Leistungsgrenze geplant und realisiert. Des Weiteren werden die jährlichen Ausschreibungsmengen um den Zubau von Anlagen kleiner 750 kW des Vorjahres gekürzt. Der Rahmen für die Leistungsentwicklung von PV-Freiflächenanlagen wird also maßgeblich durch die im EEG 2021 verankerten Ausschreibungsmengen gesetzt.

Die Ausschreibungsrunden in den vergangenen Jahren waren sehr kompetitiv. Die eingereichte Gebotsmenge hat die Ausschreibungsmenge teilweise um ein Vielfaches überstiegen.⁷⁹ Nach Austausch mit Branchenvertretern wird unterstellt, dass die Wettbewerbsintensität aufgrund der attraktiven Rahmenbedingungen in der

⁷⁹ Vgl. BNetzA (2021e).

Regel für den gesamten Prognosezeitraum weiterhin hoch bleibt. Zudem wird auf Länderebene zunehmend von der Länderöffnungsklausel Gebrauch gemacht, um weitere Flächenkulissen zu schaffen. Mit der Frühjahresnovelle des EEG 2021 wird für das Jahr 2022 die Ausschreibungsmenge einmalig auf 3,6 GW erhöht. Es ist zu erwarten, dass in diesem Jahr die Wettbewerbsintensität abnimmt und die Zuschlagssätze in den Ausschreibungsrunden steigen. Dies hat direkte Rückwirkungen auf die Realisierungsquoten der Ausschreibungen 2020 und 2021. In Antizipation höherer Zuschlagssätze könnten einige Betreiber die Pönalen bei Nicht-Realisierung in Kauf nehmen, um 2022 höhere Fördersätze zu erzielen. In der Prognose werden daher für die Jahre 2020 und 2021 im Trendszenario geringere Realisierungsquoten von 70 % unterstellt. Für die übrigen Ausschreibungsrunden wird eine Realisierungsquote von 90 % angenommen. Zur Bildung der weiteren Szenarien werden diese Werte um je 5 Prozentpunkte variiert.

Für die Prognose des Zubaus an PV-Freiflächenanlagen mit gesetzlich bestimmtem anzulegendem Wert wird im Trendszenario der Mittelwert des jährlichen Zubaus der Jahre 2019 und 2020 in Höhe von 321 MW über den gesamten Prognosezeitraum unterstellt. Rückwirkungen auf die tatsächlichen Ausschreibungsmengen gemäß EEG 2021 werden berücksichtigt.

Des Weiteren findet ein Zubau von Freiflächenanlagen im Rahmen der Innovationsausschreibungen statt. Gemäß Innovationsausschreibungsverordnung (InnAusV) sind nur Anlagenkombinationen zuschlagsberechtigt. Dazu gehören neben Kombinationen mehrerer Anlagen verschiedener EE auch Anlagen-Speicher-Kombinationen. Zusätzlich sieht das EEG 2021 für das Jahr 2022 eine gesonderte Ausschreibung für schwimmende PV-Anlagen (Floating PV) und Anlagen auf bewirtschafteten Ackerflächen (Agri-PV) mit einem Volumen von 50 MW vor. In den vergangenen Jahren waren in den Innovationsausschreibungen fast ausschließlich PV-Freiflächen-Speicher-Kombinationen erfolgreich. Gemäß Expertenmeinung werden sich auch in Zukunft keine anderen Anlagenkombinationen durchsetzen können. Der Zubau findet daher unter der Berücksichtigung von Annahmen zu Realisierungsdauern und -quoten in der Höhe der gesetzlich verankerten Ausschreibungsvolumina statt.

Eine wesentliche Rolle für die zukünftige Leistungsentwicklung spielen darüber hinaus Freiflächenanlagen, die sich außerhalb der EEG-Förderung ausschließlich

über Erlöse am Strommarkt finanzieren. Diese Projekte sind zwar oft weit über der EEG-Fördergrenze von 20 MW dimensioniert, um Skaleneffekte optimal zu nutzen, es handelt sich aber dennoch um Anlagen im Sinne des EEG, die entsprechend auch in der vorliegenden Analyse bei der Leistungsentwicklung innerhalb der sonstigen Direktvermarktung Berücksichtigung finden. Um die dynamische Entwicklung dieses Geschäftsfeld in der Prognose abzubilden, werden jährlich steigende Zubauraten angenommen. Unter Einbezug öffentlich bekannter Vorhaben und von den ÜNB gemeldeten Projekten wird im Trendszenario für 2022 in diesem Bereich ein Zubau von 1,1 GW unterstellt. Bis zum Jahr 2026 steigt der jährlich angenommene Zubau an PPA-Projekten auf bis zu 1,6 GW.

Im Prognosezeitraum läuft zudem für etwa 300 MW an PV-Freiflächenanlagen der zwanzigjährige EEG-Vergütungszeitraum aus. Ein Weiterbetrieb scheint vor dem Hintergrund von vergleichsweise geringen Betriebskosten und insb. zuletzt stark gestiegenen Börsenstrompreisen in der Regel auch ohne weitere Förderung wirtschaftlich. Es wird daher analog zu den PV-Aufdachanlagen unterstellt, dass ein Großteil der Altanlagen auch über das Ende ihrer EEG-Förderdauer weiterbetrieben wird. Analog wird jedoch auch hier für ca. 20 % der Anlagen eine direkte Stilllegung nach Förderende unterstellt, welche aufgrund defekter Module oder weiterer Bauteile (z.B. Wechselrichter), für die eine Ersatzinvestition unwirtschaftlich ist, erfolgt. Im oberen und unteren Szenario wird die Stilllegungsquote um je 10 Prozentpunkte variiert.

Nachfolgende Tabelle fasst die aus diesen Annahmen resultierende Entwicklung der installierten Leistung in PV-Freiflächenanlagen für den Prognosezeitraum und die drei Szenarien zusammen.

TABELLE 3-34: PROGNOSE DER LEISTUNGSENTWICKLUNG SOLARER STRAHLUNGSENERGIE AUS FREIFLÄCHENANLAGEN IN DEUTSCHLAND NACH SZENARIEN BIS 2026

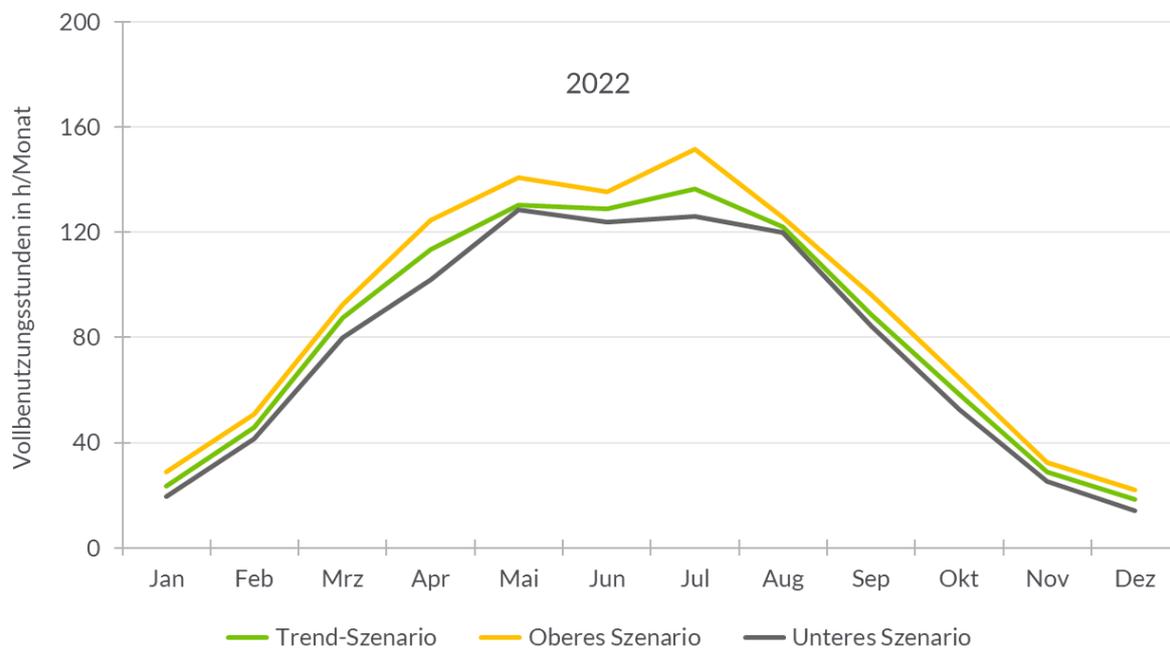
[MW]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario							
Zubau	1.189	3.165	3.028	4.681	4.387	3.881	4.022
Rückbau	4	15	20	0	0	10	16
Jahresbestand	15.170	18.321	21.328	26.009	30.396	34.267	38.272
Oberes Szenario							
Zubau	1.189	3.498	3.410	5.619	4.180	4.168	4.302
Rückbau	4	7	10	0	0	5	8
Jahresbestand	15.170	18.661	22.061	27.680	31.860	36.023	40.317
Unteres Szenario							
Zubau	1.189	2.866	2.687	3.835	4.283	3.702	3.866
Rückbau	4	22	31	0	0	16	25
Jahresbestand	15.170	18.014	20.671	24.506	28.789	32.476	36.317

Quelle: Eigene Berechnungen.

3.10.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Grundsätzlich wurden die in den drei Szenarien unterstellten Vbh für PV-Freiflächenanlagen auf Basis der gleichen synthetischen Wetterjahre erarbeitet, die auch für die Vbh der Aufdachanlagen unterstellt wurden. Da PV-Freiflächenanlagen im Gegensatz zu Dachanlagen in Bezug auf Modulneigung und -ausrichtung jedoch stärker optimiert werden können, verzeichnen sie im Mittel höhere Vbh. Zusätzlich resultieren Unterschiede zwischen den Vbh der PV-Freiflächen und -Aufdachanlagen aus der regionalen Verteilung der jeweiligen Anlagen, die über die regional differenzierten Vbh ebenfalls berücksichtigt wurden. Im Ergebnis werden im Trendszenario für das Jahr 2022 983 h unterstellt. Der monatliche Verlauf der Vbh für PV-Freiflächenanlagen für das Jahr 2022 ist in nachfolgender Abbildung für alle Szenarien dargestellt.

ABBILDUNG 3-33: MONATLICHE VBH FÜR SOLARE STRAHLUNGSENERGIE AUS FREIFLÄCHENANLAGEN IM JAHR 2022 NACH SZENARIEN



Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Stromerzeugung der PV-Freiflächenanlagen wird als Produkt aus den Vbh und der installierten Leistung berechnet. Zusätzlich wurde die Durchführung von Maßnahmen im Rahmen des Einspeisemanagements analog zur Vorgehensweise bei den PV-Aufdachanlagen berücksichtigt. Nachfolgende Tabelle fasst die jährlichen Vbh und die Stromerzeugung aus Freiflächenanlagen für die drei Szenarien bis 2026 zusammen. Eigenverbrauch wurde dabei entsprechend der in den Bewegungsdaten für das Jahr 2020 erfassten Mengen in geringem Umfang unterstellt.

TABELLE 3-35: JÄHRLICHE VBH UND STROMERZEUGUNG AUS SOLARER STRAHLUNGSENERGIE AUS FREIFLÄCHENANLAGEN BIS 2026 NACH SZENARIEN

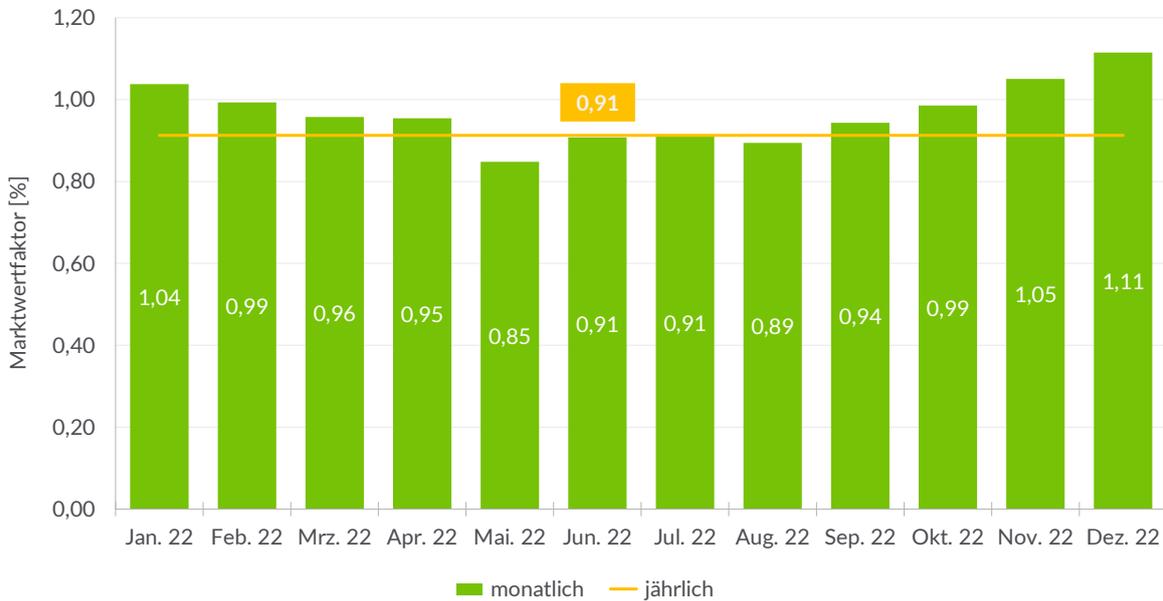
	Einheit	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	1.040	987	983	980	978	977	976
Stromerzeugung	[GWh/a]	14.913	16.227	19.526	23.279	27.669	31.655	35.468
Oberes Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	1.040	1.070	1.065	1.063	1.061	1.060	1.059
Stromerzeugung	[GWh/a]	14.913	17.666	21.750	26.534	31.662	36.042	40.488
Unteres Szenario								
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	1.040	921	917	914	912	911	910
Stromerzeugung	[GWh/a]	14.913	15.082	17.770	20.717	24.389	27.972	31.368

Quelle: Eigene Berechnungen.

3.10.4 Marktwertfaktoren

Die Photovoltaik speist mit ihrem typischen Tagesverlauf der Erzeugung zu Peakload-Zeiten ein, in denen aufgrund höherer Nachfrage am Markt höhere Preise erzielt werden können als zu Off-Peak-Zeiten. Die hohe Gleichzeitigkeit der Stromeinspeisung aus PV-Anlagen führt jedoch auch zu einem stark preissenkenden Effekt („Merit-Order-Effekt“), der im Sommer durch die vielfach höhere PV-Einspeisung nochmals stärker ausgeprägt ist als im Winter. Die realisierten Marktwerte für Solaranlagen sind in den Sommermonaten daher tendenziell niedriger als im Winter. In nachfolgender Abbildung ist dieser Effekt anhand der berechneten Monatsmarktwertfaktoren für Photovoltaikanlagen für das Jahr 2022 und das Trendszenario zu beobachten.

ABBILDUNG 3-34: MARKTWERTFAKTOREN FÜR SOLARE STRAHLUNGSENERGIE AUS FREIFLÄCHENANLAGEN IM JAHR 2022 IM TRENDSZENARIO



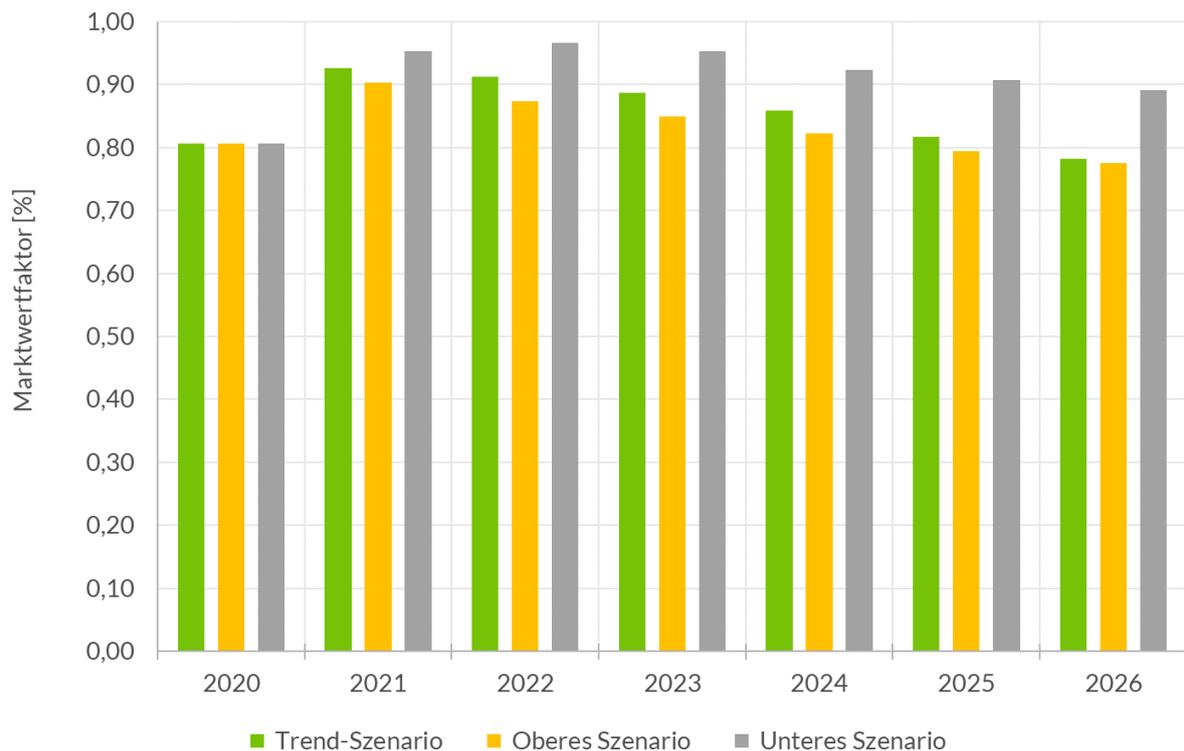
Quelle: Eigene Berechnungen.

Nachstehende Abbildung zeigt zudem die Entwicklung der Jahresmarktwertfaktoren PV für die drei Szenarien und den Prognosezeitraum. Insbesondere die Marktwertfaktoren für solare Strahlungsenergie waren im Jahr 2020 stark von den Maßnahmen zur Vermeidung einer weiteren Ausbreitung des Corona-Virus betroffen, da diese eine überproportionale Einsenkung Stromnachfrage vor allem aus dem GHD- und Industriesektor zur Folge hatten. Der damit einhergehende Preisrückgang insb. in den Tagesstunden wirkt am stärksten auf den Energieträger PV, der gerade zu diesen Stunden einspeist. Da diese Maßnahmen insb. in den sonnenreichen Monaten des Frühjahrs und Sommers in Kraft waren, schlägt der Effekt auch auf den Jahresmarktwertfaktor PV durch.

Im Jahr 2021 haben sich die Marktwertfaktoren ggü. dem Vorjahr dank der voranschreitenden Eindämmung der Corona-Pandemie in Deutschland und Europa wieder erholt. Ab dem Jahr 2022 wird im Trendszenario und im oberen Szenario ein kontinuierlicher Rückgang der Marktwertfaktoren unterstellt, der vor allem aus dem angenommenen deutlichen weiteren Zubau der PV-Kapazitäten und damit einhergehend stärkeren Merit-Order-Effekt folgt. Lediglich im unteren Szenario überwiegen im Jahr 2022 bei dem dort unterstellten niedrigeren Zubau die bereits bei den weiteren dargebotsabhängigen Energieträgern erläuterten steigenden Effekte einer weiteren Konjunkturerholung ggü. 2021, sukzessiver Stilllegung

konventioneller Stromerzeugungskapazitäten und insbesondere aktuell hoher Erdgas- und CO₂-Preise, sodass ein leichter Anstieg des Marktwertfaktors ggü. 2021 resultiert. Ab dem Jahr 2023 überwiegen anschließend auch im unteren Szenario die Effekte des weiteren PV-Zubaus.

ABBILDUNG 3-35: MARKTWERTFAKTOREN FÜR SOLARE STRAHLUNGSENERGIE AUS FREIFLÄCHENANLAGEN NACH SZENARIEN BIS 2026



Quelle: Eigene Berechnungen.

3.10.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2026

Die geförderte Direktvermarktung ist die mit Abstand häufigste Vermarktungsform bei Freiflächenanlagen. Neu zugebaute Anlagen mit einer Leistung von über 100 kW fallen zwingend unter das Marktprämienmodell und Freiflächenanlagen unter 100 kW werden nur in geringem Maße zugebaut. Die in folgender Tabelle dargestellte Leistung innerhalb der festen Einspeisevergütung ist demnach auf den Anlagenbestand zurückzuführen. Einen stark wachsenden Anteil verzeichnet zudem die sonstige Direktvermarktung. Dies ist überwiegend auf die dynamische Entwicklung von PPA-Anlagen im Freiflächensegment zurückzuführen. Anlagen

über 100 kW, die nach Ende ihres Förderanspruchs in die sonstige Direktvermarktung wechseln, spielen hierbei lediglich eine untergeordnete Rolle.⁸⁰

TABELLE 3-36: INSTALLIERTE LEISTUNG SOLARE STRAHLUNGSENERGIE AUS FREIFLÄCHENANLAGEN NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2026 JE SZENARIO

[MW]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Trend-Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	11.977	14.165	16.044	19.475	22.498	24.860	27.210
Feste Einspeisevergütung	2.789	2.758	2.700	2.739	2.779	2.798	2.801
Sonstige Direktvermarktung	338	1.342	2.452	3.662	4.986	6.473	8.117
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	65	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	-	56	133	133	133	136	144
Jahresbestand	15.170	18.321	21.328	26.009	30.396	34.267	38.272
Oberes Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	11.977	14.295	16.328	20.448	22.991	25.337	27.634
Feste Einspeisevergütung	2.789	2.761	2.709	2.757	2.805	2.837	2.857
Sonstige Direktvermarktung	338	1.543	2.874	4.326	5.915	7.696	9.665
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	65	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	-	62	149	150	150	153	161
Jahresbestand	15.170	18.661	22.061	27.680	31.860	36.023	40.317
Unteres Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	11.977	14.036	15.766	18.560	21.707	24.143	26.616
Feste Einspeisevergütung	2.789	2.754	2.689	2.722	2.755	2.761	2.750
Sonstige Direktvermarktung	338	1.175	2.100	3.108	4.211	5.452	6.825
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	65	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	-	49	116	116	116	119	126
Jahresbestand	15.170	18.014	20.671	24.506	28.789	32.476	36.317

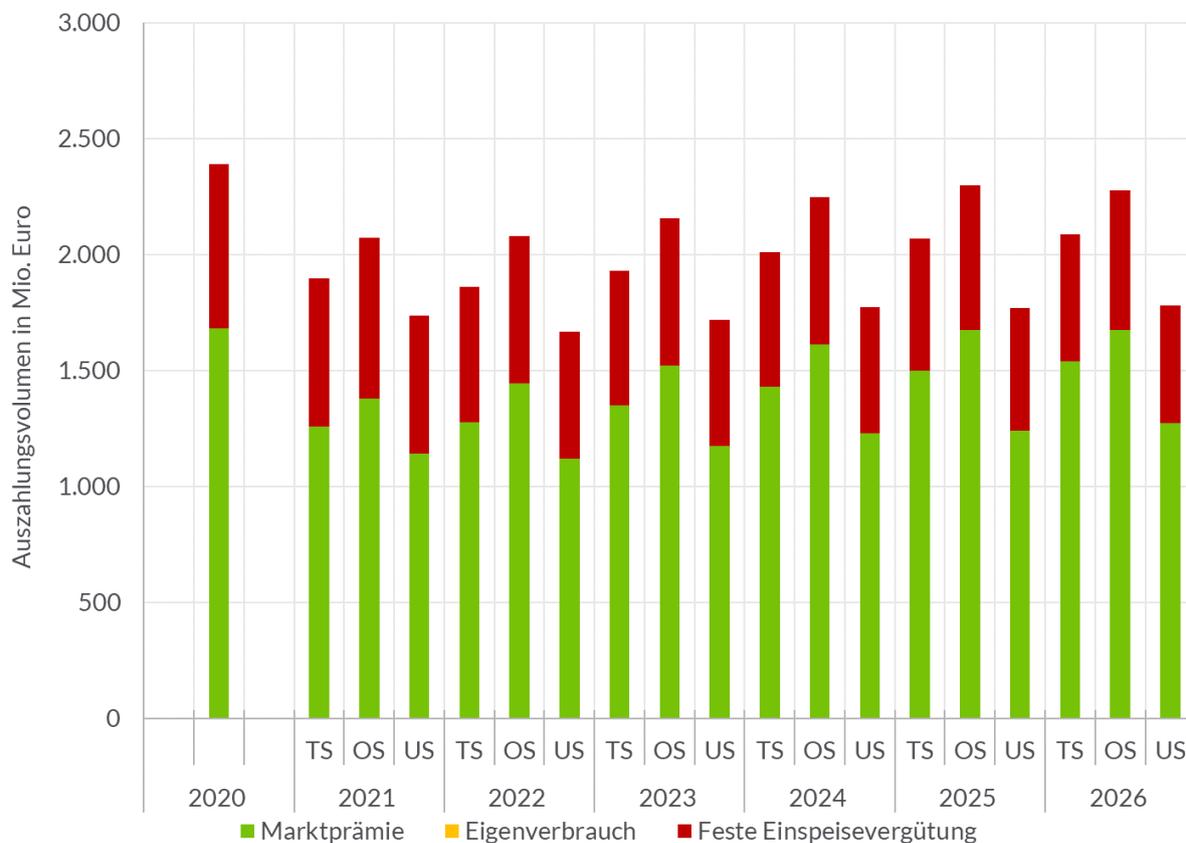
Quelle: Eigene Berechnungen.

3.10.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2026

Die Zahlungen im Rahmen der geförderten Direktvermarktung liegen 2021 deutlich unter dem Wert des Jahres 2020. Ursächlich sind die in 2020 außergewöhnlich niedrigen Strompreise, die zu hohen Marktprämienzahlungen führten. Im weiteren Zeitverlauf weisen die Zahlungen aufgrund des starken Zubaus eine leicht steigende Tendenz auf. Die Zahlungen im Rahmen der festen Einspeisevergütung verbleiben im gesamten Prognosezeitraum auf einem konstanten Niveau, da kein erheblicher Zubau von Anlagen bis 100 kW stattfindet und vergleichsweise wenige Anlagen das Ende ihres Förderzeitraums erreichen.

⁸⁰ Die Darstellung der Stromerzeugungsmengen in den Vermarktungsformen erfolgt in Anhang A und B.

ABBILDUNG 3-36: ENTWICKLUNG DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS SOLARER STRAHLUNGSENERGIE AUS FREIFLÄCHENANLAGEN NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2026 JE SZENARIO



Quelle: Eigene Berechnungen.

Seit 2020 fallen für die Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie keine vNE mehr an.

4 Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
Abs.	Absatz
AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik und Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
BWE	Bundesverband Windenergie e. V.
ct	(Euro-)Cent
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
DEWI	Deutsches Windenergie-Institut
DWD	Deutscher Wetterdienst
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EU	Europäische Union
FFAV	Ausschreibungsverordnung für Freiflächen-PV-Anlagen
FVB	Fachverband Biogas
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden (1.000 MWh)
h	Stunden
IBN	Inbetriebnahme
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
MaStR	Marktstammdatenregister
Mio.	Millionen
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
p. a.	per annum (jährlich)
PPA	Power-Purchase-Agreement
PV	Photovoltaik
TWh	Terawattstunden (1.000 GWh)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

Vbh	Vollbenutzungsstunden
vNE	vermiedene Netznutzungsentgelte
WindSeeG	Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See

5 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Leistungsentwicklung der EEG-Energieträger bis 2026 im Trendszenario.....	8
Abbildung 1-2: Entwicklung der Stromerzeugung aus EEG-Energieträgern bis 2026 im Trendszenario	9
Abbildung 1-3: Auszahlungen an Betreiber von EEG-Anlagen bis 2026 im Trendszenario.....	11
Abbildung 2-1: Vorgehensweise bei der Erstellung der Mittelfristprognose	13
Abbildung 2-2: Verwendete Modellregionen in den Marktsimulationen.....	24
Abbildung 3-1: Entwicklung der Leistungszubaus von Wasserkraft seit 2009	29
Abbildung 3-2: Monatliche Vbh für Wasserkraft im Jahr 2022 nach Szenarien.....	32
Abbildung 3-3: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Wasserkraft nach Veräußerungsformen bis 2026 je Szenario	36
Abbildung 3-4: Entwicklung des Leistungszubaus von Deponiegas seit 2009	37
Abbildung 3-5: Monatliche Vbh für deponiegas im Jahr 2022 nach Szenarien	40
Abbildung 3-6: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Deponiegasanlagen nach Veräußerungsformen bis 2026 je Szenario	43
Abbildung 3-7: Entwicklung des Leistungszubaus von Klärgas seit 2009	44
Abbildung 3-8: Monatliche Vbh für Klärgas im Jahr 2022 nach Szenarien.....	47
Abbildung 3-9: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Klärgasanlagen nach Veräußerungsformen bis 2026 je Szenario	51
Abbildung 3-10: Entwicklung des Leistungszubaus von Grubengas seit 2009.....	52
Abbildung 3-11: Monatliche Vbh für Grubengas im Jahr 2022 nach Szenarien	54
Abbildung 3-12: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Grubengasanlagen nach Veräußerungsformen bis 2026 je Szenario	57
Abbildung 3-13: Entwicklung des Leistungszubaus von Biomasse seit 2009	59
Abbildung 3-14: Monatliche Vbh für Biomasse im Jahr 2022 nach Szenarien	63
Abbildung 3-15: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Biomasse nach Veräußerungsformen bis 2026 je Szenario	66
Abbildung 3-16: Entwicklung des Leistungszubaus von Geothermie seit 2009	68
Abbildung 3-17: Monatliche Vbh für Geothermie im Jahr 2022 nach Szenarien	70
Abbildung 3-18: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Geothermie nach Veräußerungsformen bis 2026 je Szenario	73

Abbildung 3-19: Entwicklung des Leistungszubaus von Windenergie an Land seit 2009	76
Abbildung 3-20: Monatliche Vbh für Windenergie an Land im Jahr 2022 nach Szenarien.....	82
Abbildung 3-21: Marktwertfaktoren für Windenergie an Land im Jahr 2022 im Trendszenario	84
Abbildung 3-22: Marktwertfaktoren für Windenergie an Land nach Szenarien bis 2026	85
Abbildung 3-23: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie an Land nach Veräußerungsformen bis 2026 je Szenario	88
Abbildung 3-24: Entwicklung des Leistungszubaus von Windenergie auf See seit 2009	89
Abbildung 3-25: Monatliche Vbh für Windenergie auf See im Jahr 2022 nach Szenarien	92
Abbildung 3-26: Marktwertfaktoren für Windenergie auf See im Jahr 2022 im Trendszenario	93
Abbildung 3-27: Marktwertfaktoren für Windenergie auf See nach Szenarien bis 2026	95
Abbildung 3-28: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie auf See nach Veräußerungsformen bis 2026 je Szenario	97
Abbildung 3-29: Entwicklung des Leistungszubaus von solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen seit 2009	99
Abbildung 3-30: Monatliche Vbh für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen im Jahr 2022 nach Szenarien	103
Abbildung 3-31: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Veräußerungsformen bis 2026 je Szenario	108
Abbildung 3-32: Entwicklung des Leistungszubaus von solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen seit 2009	110
Abbildung 3-33: Monatliche Vbh für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen im Jahr 2022 nach Szenarien	114
Abbildung 3-34: Marktwertfaktoren für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen im Jahr 2022 im Trendszenario	116
Abbildung 3-35: Marktwertfaktoren für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Szenarien bis 2026	117
Abbildung 3-36: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Veräußerungsformen bis 2026 je Szenario.....	119

6 Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: durchschnittliche Strompreise (Base) bis 2026 nach Szenarien.....	26
Tabelle 3-1: Prognose der Leistungsentwicklung der EEG-Geförderten Wasserkraftanlagen in Deutschland nach Szenarien bis 2026.....	31
Tabelle 3-2: Jährliche Vbh und Stromerzeugung aus Wasserkraft bis 2026 nach Szenarien.....	33
Tabelle 3-3: Installierte Leistung Wasserkraft nach Veräußerungsformen bis 2026 je Szenario	34
Tabelle 3-4: Vermiedene Netznutzungsentgelte für Stromerzeugung aus Wasserkraft bis 2026 je Szenario	36
Tabelle 3-5: Prognose der Leistungsentwicklung der Deponiegasanlagen in Deutschland nach Szenarien bis 2026.....	39
Tabelle 3-6: Jährliche Vbh und Stromerzeugung aus Deponiegas bis 2026 nach Szenarien	40
Tabelle 3-7: Installierte Leistung Deponiegas nach Veräußerungsformen bis 2026 je Szenario.....	42
Tabelle 3-8: Vermiedene Netznutzungsentgelte für Stromerzeugung aus Deponiegasanlagen bis 2026 je Szenario	43
Tabelle 3-9: Prognose der Leistungsentwicklung der Klärgasanlagen in Deutschland nach Szenarien bis 2026	45
Tabelle 3-10: Jährliche Vbh und Stromerzeugung Klärgas bis 2026 nach Szenarien.....	48
Tabelle 3-11: Installierte Leistung Klärgas nach Veräußerungsformen bis 2026 je Szenario.....	49
Tabelle 3-12: Vermiedene Netznutzungsentgelte für Stromerzeugung aus Klärgasanlagen bis 2026 je Szenario	51
Tabelle 3-13: Prognose der Leistungsentwicklung der Grubengasanlagen in Deutschland nach Szenarien bis 2026.....	53
Tabelle 3-14: Jährliche Vbh und Stromerzeugung aus Grubengas bis 2026 nach Szenarien	55
Tabelle 3-15: Installierte Leistung Grubengas nach Veräußerungsformen bis 2026 je Szenario.....	56
Tabelle 3-16: Vermiedene Netznutzungsentgelte für Stromerzeugung aus Grubengasanlagen bis 2026 je Szenario	57
Tabelle 3-17: Prognose der Leistungsentwicklung der Biomasse in Deutschland nach Szenarien bis 2026.....	61
Tabelle 3-18: Jährliche Vbh und Stromerzeugung aus Biomasse bis 2026 nach Szenarien.....	64
Tabelle 3-19: Installierte Leistung Biomasse nach Veräußerungsformen bis 2026 je Szenario.....	65
Tabelle 3-20: Vermiedene Netznutzungsentgelte für Stromerzeugung aus Biomasse bis 2026 je Szenario	67

Tabelle 3-21: Prognose der Leistungsentwicklung Geothermie in Deutschland nach Szenarien bis 2026.....	69
Tabelle 3-22: Jährliche Vbh und Stromerzeugung aus Geothermie bis 2026 nach Szenarien.....	71
Tabelle 3-23: Installierte Leistung Geothermie nach Veräußerungsformen bis 2026 je Szenario.....	72
Tabelle 3-24: Vermiedene Netznutzungsentgelte für Stromerzeugung aus Geothermie bis 2026 je Szenario.....	74
Tabelle 3-25: Prognose der Leistungsentwicklung der Windenergie an Land in Deutschland nach Szenarien bis 2026.....	81
Tabelle 3-26: Jährliche Vbh und Stromerzeugung aus Windenergie an Land bis 2026 nach Szenarien.....	83
Tabelle 3-27: Installierte Leistung Windenergie an Land nach Veräußerungsformen bis 2026 je Szenario.....	86
Tabelle 3-28: Prognose der Leistungsentwicklung der Windenergie auf See in Deutschland nach Szenarien bis 2026.....	91
Tabelle 3-29: Jährliche Vbh und Stromerzeugung aus Windenergie auf See bis 2026 nach Szenarien.....	93
Tabelle 3-30: Installierte Leistung Windenergie auf See nach Veräußerungsformen bis 2026 je Szenario.....	96
Tabelle 3-31: Prognose der Leistungsentwicklung solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen in Deutschland nach Szenarien bis 2026.....	102
Tabelle 3-32: Jährliche Vbh und Stromerzeugung solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen bis 2026 nach Szenarien.....	105
Tabelle 3-33: Installierte Leistung solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Veräußerungsformen bis 2026 je Szenario.....	107
Tabelle 3-34: Prognose der Leistungsentwicklung solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen in Deutschland nach Szenarien bis 2026.....	113
Tabelle 3-35: Jährliche Vbh und Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen bis 2026 nach Szenarien.....	115
Tabelle 3-36: Installierte Leistung solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Veräußerungsformen bis 2026 je Szenario.....	118
Tabelle A-1: Prognose der monatlichen Leistungsentwicklung je Energieträger in Deutschland im Trendszenario im Jahr 2022.....	136
Tabelle A-2: Prognose der monatlichen Vbh je Energieträger in Deutschland im Trendszenario im Jahr 2022.....	138

Tabelle A-3: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Wasserkraft in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen.....	139
Tabelle A-4: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Deponiegas in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen.....	139
Tabelle A-5: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Klärgas in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen.....	140
Tabelle A-6: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Grubengas in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen.....	140
Tabelle A-7: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Biomasse in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen.....	141
Tabelle A-8: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Geothermie in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen.....	141
Tabelle A-9: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Windenergie an Land in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen.....	142
Tabelle A-10: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Windenergie auf See in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen.....	142
Tabelle A-11: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen.....	143
Tabelle A-12: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen...	143
Tabelle A-13: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Wasserkraft in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen.....	144
Tabelle A-14: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Deponiegas in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen.....	144
Tabelle A-15: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Klärgas in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen.....	145
Tabelle A-16: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Grubengas in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen.....	145
Tabelle A-17: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Biomasse in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen.....	146
Tabelle A-18: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Geothermie in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen.....	146
Tabelle A-19: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie an Land in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen	147

Tabelle A-20: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie auf See in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen	147
Tabelle A-21: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen	148
Tabelle A-22: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen	148
Tabelle A-23: Prognose der monatlichen Vermiedenen Netzentgelte für Stromerzeugung aus den einzelnen EE-Technologien im Jahr 2022 im Trendszenario.....	149
Tabelle B-1: Prognose der Stromerzeugung aus Wasserkraft nach Veräußerungsformen je Szenario, 2020-2026, in GWh.....	150
Tabelle B-2: Prognose der Stromerzeugung aus Deponiegas nach Veräußerungsformen je Szenario, 2020-2026, in GWh.....	151
Tabelle B-3: Prognose der Stromerzeugung aus Klärgas nach Veräußerungsformen je Szenario, 2020-2026, in GWh.....	152
Tabelle B-4: Prognose der Stromerzeugung aus Grubengas nach Veräußerungsformen je Szenario, 2020-2026, in GWh.....	153
Tabelle B-5: Prognose der Stromerzeugung aus Biomasse nach Veräußerungsformen je Szenario, 2020-2026, in GWh.....	154
Tabelle B-6: Prognose der Stromerzeugung aus Geothermie nach Veräußerungsformen je Szenario, 2016-2022, in GWh.....	155
Tabelle B-7: Prognose der Stromerzeugung aus Windenergieanlagen an Land nach Veräußerungsformen je Szenario, 2020-2026, in GWh.....	156
Tabelle B-8: Prognose der Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See nach Veräußerungsformen je Szenario, 2020-2026, in GWh.....	157
Tabelle B-9: Prognose der Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Veräußerungsformen je Szenario, 2016-2022, in GWh	158
Tabelle B-10: Prognose der Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Veräußerungsformen je Szenario, 2020-2026, in GWh	159
Tabelle C-1: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Wasserkraft nach Veräußerungsformen je Szenario, 2020-2026, in Mio. €.....	161
Tabelle C-2: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Deponiegas nach Veräußerungsformen je Szenario, 2020-2026, in Mio. €.....	162

Tabelle C-3: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Klärgas nach Veräußerungsformen je Szenario, 2020-2026, in Mio. €.....	163
Tabelle C-4: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Grubengas nach Veräußerungsformen je Szenario, 2020-2026, in Mio. €.....	164
Tabelle C-5: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Biomasse nach Veräußerungsformen je Szenario, 2020-2026, in Mio. €.....	165
Tabelle C-6: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Geothermie nach Veräußerungsformen je Szenario, 2020-2026, in Mio. €.....	166
Tabelle C-7: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie an Land nach Veräußerungsformen je Szenario, 2020-2026, in Mio. €.....	167
Tabelle C-8: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie auf See nach Veräußerungsformen je Szenario, 2020-2026, in Mio. €.....	168
Tabelle C-9: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Veräußerungsformen je Szenario, 2020-2026, in Mio. €.....	169
Tabelle C-10: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Veräußerungsformen je Szenario, 2020-2026, in Mio. €...	170

7 Literaturverzeichnis

50Hertz (2021): Persönliche Mitteilung vom 03.08.2021.

AGEE-Stat (2021): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Zuletzt abgerufen am 15.09.2021 unter:

https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html

Beyer, H. (2021): Persönliche Mitteilung vom 08.06.2021. Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke.

BMWi (2015): Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Marktanalyse Photovoltaik-Dachanlagen. Zuletzt abgerufen am 17.09.2021 unter:

https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/marktanalyse-photovoltaik-dachanlagen.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

BNetzA (2017): Ergebnisse der 1. Ausschreibung vom 01.04.2017. Zuletzt abgerufen am 16.09.2021 unter:

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2017/BK6-17-001/Ergebnisse_erste_Ausschreibung.html.

BNetzA (2018): Ergebnisse der 2. Ausschreibung vom 01.04.2018. Zuletzt abgerufen am 16.09.2021 unter:

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2018/BK6-18-001/Ergebnisse_zweite_ausschreibung.html.

BNetzA (2021a): EEG in Zahlen 2019. Zuletzt abgerufen am 15.09.2021 unter:

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2019.xlsx?__blob=publicationFile&v=4.

BNetzA (2021b): Marktstammdatenregister. Zuletzt abgerufen am 06.07.2021 unter: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>.

BNetzA (2021c): Statistiken zum Ausschreibungsverfahren für Biomasse-Anlagen. Zuletzt abgerufen am 15.09.2021 unter:

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Statistiken/Statistik_Biomasse.xlsx?_blob=publicationFile&v=7.

BNetzA (2021d): Anzulegende Werte für Solaranlagen Mai bis Juli 2021. Zuletzt abgerufen am 15.09.2021 unter:

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/PV_Datenmeldungen/DegressionsVergSaetze_05-07_21.xlsx?_blob=publicationFile&v=2.

BNetzA (2021e): Statistiken – Solaranlagen-Ausschreibungen. Zuletzt abgerufen am 15.09.2021 unter:

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Statistiken/Statistik_Solar.xlsx?_blob=publicationFile&v=21.

BNetzA (2021f): EEG-Zubau- und Summenwerte 06/2021. Zuletzt abgerufen am 16.09.2021 unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/start.html.

BNetzA (2021g): Quartalsberichte Netz- und Systemsicherheit. Zuletzt abgerufen am 16.09.2021 unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netz_Systemsicherheit/start.html.

BNetzA (2021h): BK6-21-006/007/008 – Ergebnisse der Ausschreibungen für die voruntersuchten Flächen N-3.7, N-3.8 und O-1.3 Bekanntgabe der Zuschläge. Zuletzt abgerufen am 20.09.2021 unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2021/BK6-21-006-007-008/ausschreibung.html?nn=266388.

BSW (2021): Bundesverband Solarwirtschaft. Persönliche Mitteilung vom 20.05.2021.

Bundesregierung (2020): Corona-Folgen bekämpfen, Wohlstand sichern, Zukunftsfähigkeit stärken. Eckpunktepapier als Ergebnis des Koalitionsausschusses vom 03.06.2020. Zuletzt abgerufen am 16.09.2021 unter: https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Oeffentliche_Finanz/Konjunkturpaket/2020-06-03-eckpunktepapier.pdf?__blob=publication-File&v=12.

Deinhart, A. (2021): Persönliche Mitteilung vom 16.06.2021. Bundesverband Geothermie.

Destatis (2021): Reihe 43311-0002: Elektrizitätserzeugung, Nettowärmeerzeugung, Brennstoffeinsatz: Deutschland, Monate, Energieträger. Monatserhebung ü. Elektrizitäts- u. Wärmeerzeugung. Zuletzt abgerufen am 17.09.2021 unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis//online?operation=table&code=43311-0002&bypass=true&levelindex=0&levelid=1631957352210#abreadcrumb>.

Deutscher Bundestag (2021): Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht. BT-Drucksache 578/21.

Deutsche WindGuard und plan-GIS (2020): Repoweringpotenzial in Niedersachsen. Studie im Auftrag des Niedersächsischen Ministeriums für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz. Zuletzt abgerufen am 15.09.2021 unter: https://www.umwelt.niedersachsen.de/download/158636/Repoweringpotenzial_in_Niedersachsen_Analyse_2020.pdf

Deutsche WindGuard (2021a): Persönliche Mitteilung vom 15.06.2021.

FA Wind (2016): Standortqualitäten von Windenergieanlagen - Bundesweite Auswertung windenergiespezifischer Daten im Anlagenregister (§ 6 EEG 2014) für den Meldezeitraum August 2014 bis Februar 2016. Zuletzt abgerufen am

15.09.2021 unter: https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA-Wind_WEA-Standortqualitaeten_AnIReg_05-2016.pdf.

FA Wind (2021): Analyse der Ausbausituation der Windenergie an Land im Jahr 2020. Zuletzt abgerufen am 15.09.2021 unter: https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Analysen/FA_Wind_Zubauanalyse_Wind-an-Land_Gesamtjahr_2020.pdf.

Figgner et al. (2021): The development of stationary battery storage systems in Germany – status 2020. Journal of Energy Storage 33, 101982. Zuletzt abgerufen am 17.09.2021 unter: <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S2352152X2031817X?token=9599FC9A6E9A558F470CAEB44AECC4923B22994F9AF6B2B83819A95C1E4E471709457D88B23BAA5D9B0C2858825D50B0&originRegion=eu-west-1&originCreation=20210919084700>.

Fraunhofer ISE (2021): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Zuletzt abgerufen am 17.09.2021 unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>.

Ilse, J. (2021): Persönliche Mitteilung vom 09.06.2021. Interessenverband Grubengas.

Kelm, T. (2021): Persönliche Mitteilung vom 18.05.2021. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg.

Landesregierung Schleswig-Holstein (2020): Kabinett verabschiedet Regionalpläne Windenergie – Moratorium endet wie geplant am 31. Dezember 2020. Zuletzt abgerufen am 15.09.2021 unter: https://www.schleswig-holstein.de/DE/Landesregierung/V/Presse/PI/2020/1220/201229_Wind.html.

Öko-Institut (2021): Monitoring der Direktvermarktung: Quartalsbericht (03/2021). Öko-Institut e.V. & Energy Brainpool. Zuletzt abgerufen am 15.09.2021 unter: <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/monitoring-der-direktvermarktung-quartalsbericht-03-2021.html>

Quentin, J. (2021): Persönliche Mitteilung vom 19.05.2021, FA Wind.

Rauh, S. (2021): Persönliche Mitteilung vom 20.05.2021. Fachverband Biogas e.V.

Stiftung Offshore-Windenergie (2015): Fact-Sheet alpha ventus. Zuletzt abgerufen am 15.09.2021 unter: https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/av_Factsheet_2015_de.pdf.

Tennet (2021): Persönliche Mitteilung vom 07.06.2021.

ÜNB (2021a): 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH: Informationen zur Direktvermarktung nach § 21b Abs. 1 EEG. Zuletzt abgerufen am 15.09.2021 unter: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Monatliche-Direktvermarktung>.

ÜNB (2021b): 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH: Testierte Bewegungsdaten der EEG-Anlagen zum 31.12.2020. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart.

ÜNB (2021c): 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH: Stammdaten der EEG-Anlagen zum 31.12.2020. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart.

Wagner (2018): Erfahrungen nach den ersten beiden Ausschreibungsrunden Offshore Wind in Deutschland – Status und weitere Ausbauperspektiven bis 2030. Strommarkttag Berlin, 4. Mai 2018. Zuletzt abgerufen am 16.09.2021 unter: https://www.strommarkttag.org/2018-05_Wagner_Erfahrung_in_den_ersten_beiden_Ausschreibungsrunden_Offshore.pdf.

Wirth, H. (2021): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Fraunhofer ISE. Zuletzt abgerufen am 15.09.2021 unter:
<https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.html>.

ZSW - Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (2014): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben I: Spartenübergreifende und integrierende Themen sowie Stromerzeugung aus Klär-, Deponie- und Grubengas. Zwischenbericht. Stuttgart, Heidelberg, Teltow, Hannover. Zuletzt abgerufen a, 17.09.2021 unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/erfahrungsbericht-evaluierung-eeg-2014-1.pdf?__blob=publicationFile&v=5.

Anhang A: Monatsscharfe Darstellung der Ergebnisse der Deutschlandprognose im Trendszenario für das Jahr 2022

Im Folgenden werden die Prognoseergebnisse für die einzelnen Monate des Jahres 2022 und das Trendszenario dargestellt.

TABELLE A-1: PROGNOSE DER MONATLICHEN LEISTUNGSENTWICKLUNG JE ENERGIETRÄGER IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO IM JAHR 2022

		[MW]	Jan. 22	Feb. 22	Mrz. 22	Apr. 22	Mai. 22	Jun. 22	Jul. 22	Aug. 22	Sep. 22	Okt. 22	Nov. 22	Dez. 22
Wasserkraft	Zubau	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
	Rückbau	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	Monatsendbestand	1.637	1.637	1.638	1.639	1.639	1.640	1.641	1.641	1.641	1.642	1.643	1.643	1.644
Deponiegas	Zubau	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Rückbau	7,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Monatsendbestand	97,87	97,93	98,00	98,07	98,13	98,20	98,27	98,33	98,33	98,40	98,47	98,53	98,60
Klärgas	Zubau	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Rückbau	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Monatsendbestand	79	79	80										
Grubengas	Zubau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Rückbau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Monatsendbestand	181,02												
Biomasse	Zubau	41,7	26,9	51,9	44,0	3,1	11,4	36,5	43,1	19,4	25,8	40,5	22,7	
	Rückbau	153,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Monatsendbestand	8.315	8.342	8.394	8.438	8.441	8.452	8.489	8.532	8.551	8.577	8.618	8.640	
Geothermie	Zubau	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	0,0
	Rückbau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Monatsendbestand	60	60	75	90	90	90							

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE A-1: PROGNOSE DER MONATLICHEN LEISTUNGSENTWICKLUNG JE ENERGietRÄGER IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO IM JAHR 2022 (FORTSETZUNG)

	[MW]	Jan. 22	Feb. 22	Mrz. 22	Apr. 22	Mai. 22	Jun. 22	Jul. 22	Aug. 22	Sep. 22	Okt. 22	Nov. 22	Dez. 22
Windenergie an Land	Zubau	207,0	207,0	243,0	243,0	243,0	243,0	243,0	283,8	283,8	279,9	316,2	316,2
	Rückbau	1.594,1	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8
	Monatsendbestand	54.218	54.404	54.626	54.848	55.071	55.293	55.515	55.778	56.041	56.300	56.595	56.891
Windenergie auf See	Zubau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	36,0	0,0	108,0	108,0	90,0	0,0	0,0
	Rückbau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Monatsendbestand	7.774	7.774	7.774	7.774	7.774	7.810	7.810	7.918	8.026	8.116	8.116	8.116
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	Zubau	275,5	275,5	275,5	275,5	275,5	275,5	275,5	275,5	275,5	275,5	275,5	275,5
	Rückbau	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Monatsendbestand	40.742	41.017	41.293	41.568	41.844	42.120	42.395	42.671	42.946	43.222	43.497	43.773
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	Zubau	252,3	252,3	252,3	252,3	252,3	252,3	252,3	252,3	252,3	252,3	252,3	252,3
	Rückbau	20,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Monatsendbestand	18.553	18.805	19.057	19.310	19.562	19.814	20.067	20.319	20.571	20.824	21.076	21.328

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE A-2: PROGNOSE DER MONATLICHEN VBH JE ENERGIETRÄGER IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO IM JAHR 2022

[h/Monat]	Jan. 22	Feb. 22	Mrz. 22	Apr. 22	Mai. 22	Jun. 22	Jul. 22	Aug. 22	Sep. 22	Okt. 22	Nov. 22	Dez. 22
Wasserkraft	312	297	337	327	379	356	335	309	287	277	275	274
Deponiegas	171	155	171	166	171	166	171	171	166	171	166	171
Klärgas	460	416	460	445	460	445	460	460	445	460	445	460
Grubengas	365	329	365	353	365	353	365	365	353	365	353	365
Biomasse	381	344	380	367	378	366	377	376	365	377	366	379
Geothermie	385	348	385	373	385	373	385	385	373	385	373	385
Windenergie an Land	237	181	190	130	121	107	111	103	125	165	186	236
Windenergie auf See	420	322	356	269	258	234	239	258	321	374	378	389
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	22	43	82	106	121	119	128	114	83	55	27	18
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	24	46	87	113	130	129	137	122	89	58	29	18

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE A-3: PROGNOSE DER MONATLICHEN STROMERZEUGUNG AUS WASSERKRAFT IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

[GWh]	Jan. 22	Feb. 22	Mrz. 22	Apr. 22	Mai. 22	Jun. 22	Jul. 22	Aug. 22	Sep. 22	Okt. 22	Nov. 22	Dez. 22
Marktprämie	293,8	279,7	318,0	308,2	357,5	336,8	317,0	292,1	272,1	262,4	260,3	259,9
Sonstige Direktvermarktung	31,3	29,8	33,9	32,8	38,0	35,8	33,7	31,0	28,8	27,8	27,6	27,5
Eigenverbrauch	12,0	11,4	13,0	12,6	14,6	13,7	12,9	11,9	11,1	10,7	10,6	10,6
Feste Einspeisevergütung	173,6	165,1	187,6	181,7	210,6	198,2	186,5	171,7	159,8	154,0	152,6	152,3
Vermarktung in Ausnahmefällen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ausgeförderte Anlagen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	510,7	486,1	552,4	535,2	620,7	584,6	550,1	506,7	471,8	454,9	451,1	450,3

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE A-4: PROGNOSE DER MONATLICHEN STROMERZEUGUNG AUS DEPONIEGAS IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

[GWh]	Jan. 22	Feb. 22	Mrz. 22	Apr. 22	Mai. 22	Jun. 22	Jul. 22	Aug. 22	Sep. 22	Okt. 22	Nov. 22	Dez. 22
Marktprämie	2,9	2,6	2,9	2,8	3,0	2,9	3,0	3,0	2,9	3,0	2,9	3,0
Sonstige Direktvermarktung	11,5	10,4	11,5	11,1	11,5	11,1	11,5	11,5	11,1	11,5	11,1	11,5
Eigenverbrauch	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Feste Einspeisevergütung	2,2	2,0	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Vermarktung in Ausnahmefällen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ausgeförderte Anlagen	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Summe	16,7	15,1	16,8	16,2	16,8	16,3	16,8	16,8	16,3	16,8	16,3	16,9

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE A-5: PROGNOSE DER MONATLICHEN STROMERZEUGUNG AUS KLÄRGAS IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

[GWh]	Jan. 22	Feb. 22	Mrz. 22	Apr. 22	Mai. 22	Jun. 22	Jul. 22	Aug. 22	Sep. 22	Okt. 22	Nov. 22	Dez. 22
Marktprämie	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Sonstige Direktvermarktung	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Eigenverbrauch	32,4	29,3	32,5	31,5	32,6	31,6	32,7	32,7	31,7	32,8	31,8	32,9
Feste Einspeisevergütung	2,6	2,4	2,6	2,5	2,6	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Vermarktung in Ausnahmefällen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ausgeförderte Anlagen	0,5	0,4	0,5	0,4	0,5	0,4	0,5	0,5	0,4	0,5	0,4	0,5
Summe	36,5	33,0	36,6	35,5	36,7	35,5	36,8	36,8	35,7	36,9	35,8	37,0

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE A-6: PROGNOSE DER MONATLICHEN STROMERZEUGUNG AUS GRUBENGAS IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

[GWh]	Jan. 22	Feb. 22	Mrz. 22	Apr. 22	Mai. 22	Jun. 22	Jul. 22	Aug. 22	Sep. 22	Okt. 22	Nov. 22	Dez. 22
Marktprämie	60,9	55,0	60,9	59,0	60,9	59,0	60,9	60,9	59,0	60,9	59,0	60,9
Sonstige Direktvermarktung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Eigenverbrauch	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Feste Einspeisevergütung	5,1	4,6	5,1	4,9	5,1	4,9	5,1	5,1	4,9	5,1	4,9	5,1
Vermarktung in Ausnahmefällen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ausgeförderte Anlagen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	66,0	59,6	66,0	63,9	66,0	63,9	66,0	66,0	63,9	66,0	63,9	66,0

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE A-7: PROGNOSE DER MONATLICHEN STROMERZEUGUNG AUS BIOMASSE IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

[GWh]	Jan. 22	Feb. 22	Mrz. 22	Apr. 22	Mai. 22	Jun. 22	Jul. 22	Aug. 22	Sep. 22	Okt. 22	Nov. 22	Dez. 22
Marktprämie	2.656,1	2.407,2	2.677,9	2.599,3	2.681,4	2.594,2	2.688,5	2.697,7	2.619,8	2.722,2	2.655,7	2.759,0
Sonstige Direktvermarktung	66,3	59,9	66,3	64,2	66,3	64,2	66,3	66,3	64,2	66,3	64,2	66,3
Eigenverbrauch	8,3	7,8	8,3	8,1	8,3	8,1	8,3	8,3	8,1	8,3	8,1	8,3
Feste Einspeisevergütung	435,2	393,1	436,0	422,5	436,6	422,6	437,1	437,6	423,7	438,1	424,4	438,8
Vermarktung in Ausnahmefällen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ausgeförderte Anlagen	2,3	2,0	2,3	2,2	2,3	2,2	2,3	2,3	2,2	2,3	2,2	2,3
Summe	3.168,1	2.870,0	3.190,8	3.096,2	3.194,8	3.091,3	3.202,5	3.212,2	3.117,9	3.237,2	3.154,6	3.274,7

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE A-8: PROGNOSE DER MONATLICHEN STROMERZEUGUNG AUS GEOTHERMIE IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

[GWh]	Jan. 22	Feb. 22	Mrz. 22	Apr. 22	Mai. 22	Jun. 22	Jul. 22	Aug. 22	Sep. 22	Okt. 22	Nov. 22	Dez. 22
Marktprämie	21,9	19,7	27,6	26,7	27,6	26,7	27,6	27,6	26,7	33,4	32,3	33,4
Sonstige Direktvermarktung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Eigenverbrauch	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Feste Einspeisevergütung	1,4	1,2	1,4	1,3	1,4	1,3	1,4	1,4	1,3	1,4	1,3	1,4
Vermarktung in Ausnahmefällen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ausgeförderte Anlagen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	23,2	21,0	29,0	28,1	29,0	28,1	29,0	29,0	28,1	34,8	33,6	34,8

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE A-9: PROGNOSE DER MONATLICHEN STROMERZEUGUNG AUS WINDENERGIE AN LAND IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

[GWh]	Jan. 22	Feb. 22	Mrz. 22	Apr. 22	Mai. 22	Jun. 22	Jul. 22	Aug. 22	Sep. 22	Okt. 22	Nov. 22	Dez. 22
Marktprämie	11.531,1	8.837,7	9.356,4	6.404,5	6.025,4	5.324,6	5.578,1	5.172,9	6.342,4	8.407,9	9.527,8	12.141,8
Sonstige Direktvermarktung	993,4	756,9	797,0	547,7	508,9	447,1	464,2	429,5	524,3	688,8	773,4	976,9
Eigenverbrauch	8,3	7,8	8,3	8,1	8,3	8,1	8,3	8,3	8,1	8,3	8,1	8,3
Feste Einspeisevergütung	297,6	225,0	238,8	159,8	150,1	131,7	137,7	125,2	152,3	200,9	228,4	290,2
Vermarktung in Ausnahmefällen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ausgeförderte Anlagen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	12.830,4	9.827,4	10.400,4	7.120,1	6.692,7	5.911,5	6.188,3	5.736,0	7.027,2	9.305,9	10.537,7	13.417,3

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE A-10: PROGNOSE DER MONATLICHEN STROMERZEUGUNG AUS WINDENERGIE AUF SEE IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

[GWh]	Jan. 22	Feb. 22	Mrz. 22	Apr. 22	Mai. 22	Jun. 22	Jul. 22	Aug. 22	Sep. 22	Okt. 22	Nov. 22	Dez. 22
Marktprämie	3.264,0	2.506,3	2.770,1	2.090,3	2.004,6	1.825,1	1.868,3	2.044,0	2.576,8	3.033,6	3.064,1	3.157,9
Sonstige Direktvermarktung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Eigenverbrauch	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Feste Einspeisevergütung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Vermarktung in Ausnahmefällen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ausgeförderte Anlagen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	3.264,0	2.506,3	2.770,1	2.090,3	2.004,6	1.825,1	1.868,3	2.044,0	2.576,8	3.033,6	3.064,1	3.157,9

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE A-11: PROGNOSE DER MONATLICHEN STROMERZEUGUNG AUS SOLARER STRAHLUNGSENERGIE AUS SONSTIGEN ANLAGEN IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

[GWh]	Jan. 22	Feb. 22	Mrz. 22	Apr. 22	Mai. 22	Jun. 22	Jul. 22	Aug. 22	Sep. 22	Okt. 22	Nov. 22	Dez. 22
Marktprämie	85,2	204,9	426,0	572,5	684,1	685,8	748,2	682,9	498,9	315,7	134,1	87,7
Sonstige Direktvermarktung	1,0	2,0	3,8	4,9	5,7	5,6	6,0	5,3	3,9	2,6	1,3	0,8
Eigenverbrauch	230,4	298,0	469,9	577,3	609,6	617,1	641,8	569,4	444,5	375,4	301,3	185,7
Feste Einspeisevergütung	598,4	1.259,7	2.470,8	3.242,9	3.765,8	3.719,8	4.023,7	3.625,0	2.600,6	1.662,9	756,2	494,2
Vermarktung in Ausnahmefällen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ausgeförderte Anlagen	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,1	0,1	0,0
Summe	915,0	1.764,7	3.370,7	4.398,0	5.065,5	5.028,7	5.420,0	4.883,0	3.548,1	2.356,7	1.192,9	768,5

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE A-12: PROGNOSE DER MONATLICHEN STROMERZEUGUNG AUS SOLARER STRAHLUNGSENERGIE AUS FREIFLÄCHENANLAGEN IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

[GWh]	Jan. 22	Feb. 22	Mrz. 22	Apr. 22	Mai. 22	Jun. 22	Jul. 22	Aug. 22	Sep. 22	Okt. 22	Nov. 22	Dez. 22
Marktprämie	337,7	660,1	1.277,8	1.673,6	1.946,4	1.944,5	2.079,9	1.879,5	1.377,2	917,9	460,3	296,1
Sonstige Direktvermarktung	32,7	68,2	139,2	190,4	232,1	241,7	267,0	249,9	189,5	130,8	66,9	44,0
Eigenverbrauch	1,4	2,1	5,2	8,0	7,9	7,4	8,1	7,0	6,6	3,1	2,2	1,0
Feste Einspeisevergütung	63,3	122,1	233,3	302,5	348,3	344,7	366,0	327,9	237,6	157,1	78,3	50,2
Vermarktung in Ausnahmefällen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ausgeförderte Anlagen	3,3	6,2	11,7	15,1	17,3	17,1	18,3	16,4	11,8	7,8	3,9	2,6
Summe	438,3	858,7	1.667,1	2.189,6	2.552,1	2.555,3	2.739,4	2.480,8	1.822,7	1.216,8	611,6	393,8

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE A-13: PROGNOSE DER MONATLICHEN AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS WASSERKRAFT IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

[Mio. €]	Jan. 22	Feb. 22	Mrz. 22	Apr. 22	Mai. 22	Jun. 22	Jul. 22	Aug. 22	Sep. 22	Okt. 22	Nov. 22	Dez. 22
Feste Einspeisevergütung	19	18	20	20	23	21	20	19	17	17	16	16
Marktprämie	6	5	8	8	11	10	9	9	7	7	6	7
Eigenverbrauch (vergütet)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	24	23	28	28	33	31	29	27	24	24	22	24

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE A-14: PROGNOSE DER MONATLICHEN AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS DEPONIEGAS IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

[Mio. €]	Jan. 22	Feb. 22	Mrz. 22	Apr. 22	Mai. 22	Jun. 22	Jul. 22	Aug. 22	Sep. 22	Okt. 22	Nov. 22	Dez. 22
Feste Einspeisevergütung	0,17	0,16	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Marktprämie	0,02	0,01	0,04	0,04	0,05	0,05	0,04	0,05	0,03	0,04	0,02	0,04
Eigenverbrauch (vergütet)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	0,2											

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE A-15: PROGNOSE DER MONATLICHEN AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS KLÄRGAS IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

[Mio. €]	Jan. 22	Feb. 22	Mrz. 22	Apr. 22	Mai. 22	Jun. 22	Jul. 22	Aug. 22	Sep. 22	Okt. 22	Nov. 22	Dez. 22
Feste Einspeisevergütung	0,19	0,18	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
Marktprämie	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Eigenverbrauch (vergütet)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	0,2											

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE A-16: PROGNOSE DER MONATLICHEN AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS GRUBENGAS IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

[Mio. €]	Jan. 22	Feb. 22	Mrz. 22	Apr. 22	Mai. 22	Jun. 22	Jul. 22	Aug. 22	Sep. 22	Okt. 22	Nov. 22	Dez. 22
Feste Einspeisevergütung	0,4	0,3	0,4	0,3	0,4	0,3	0,4	0,4	0,3	0,4	0,3	0,4
Marktprämie	0,1	0,0	0,5	0,5	0,7	0,7	0,6	0,7	0,4	0,5	0,2	0,6
Eigenverbrauch (vergütet)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	0,5	0,3	0,8	0,9	1,1	1,1	1,0	1,1	0,8	0,9	0,6	0,9

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE A-17: PROGNOSE DER MONATLICHEN AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS BIOMASSE IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

	[Mio. €]	Jan. 22	Feb. 22	Mrz. 22	Apr. 22	Mai. 22	Jun. 22	Jul. 22	Aug. 22	Sep. 22	Okt. 22	Nov. 22	Dez. 22
Feste Einspeisevergütung		92	83	92	89	92	89	92	92	90	93	90	93
Marktprämie		323	289	342	336	354	342	350	354	333	349	326	354
Eigenverbrauch (vergütet)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe		415	372	434	425	447	431	443	447	423	441	416	447

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE A-18: PROGNOSE DER MONATLICHEN AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS GEOTHERMIE IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

	[Mio. €]	Jan. 22	Feb. 22	Mrz. 22	Apr. 22	Mai. 22	Jun. 22	Jul. 22	Aug. 22	Sep. 22	Okt. 22	Nov. 22	Dez. 22
Feste Einspeisevergütung		0,3	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Marktprämie		4,0	3,6	5,2	5,1	5,3	5,1	5,3	5,3	5,0	6,3	6,0	6,3
Eigenverbrauch (vergütet)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe		4	4	5	5	6	5	6	6	5	7	6	7

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE A-19: PROGNOSE DER MONATLICHEN AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS WINDENERGIE AN LAND IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

[Mio. €]	Jan. 22	Feb. 22	Mrz. 22	Apr. 22	Mai. 22	Jun. 22	Jul. 22	Aug. 22	Sep. 22	Okt. 22	Nov. 22	Dez. 22
Feste Einspeisevergütung	25	19	20	13	13	11	12	10	13	17	19	24
Marktprämie	235	162	256	174	191	166	156	180	157	221	226	410
Eigenverbrauch (vergütet)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	260	181	276	188	203	177	167	190	169	238	245	434

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE A-20: PROGNOSE DER MONATLICHEN AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS WINDENERGIE AUF SEE IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

[Mio. €]	Jan. 22	Feb. 22	Mrz. 22	Apr. 22	Mai. 22	Jun. 22	Jul. 22	Aug. 22	Sep. 22	Okt. 22	Nov. 22	Dez. 22
Feste Einspeisevergütung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Marktprämie	387	292	345	263	257	235	238	262	309	360	354	390
Eigenverbrauch (vergütet)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	387	292	345	263	257	235	238	262	309	360	354	390

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE A-21: PROGNOSE DER MONATLICHEN AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS SOLARER STRAHLUNGSENERGIE AUS SONSTIGEN ANLAGEN IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

	[Mio. €]	Jan. 22	Feb. 22	Mrz. 22	Apr. 22	Mai. 22	Jun. 22	Jul. 22	Aug. 22	Sep. 22	Okt. 22	Nov. 22	Dez. 22
Feste Einspeisevergütung		188	390	760	994	1.149	1.132	1.221	1.097	785	504	233	152
Marktprämie		3	8	21	29	40	37	38	36	22	13	4	3
Eigenverbrauch (vergütet)		6	7	11	13	14	14	14	13	10	8	6	4
Summe		197	406	792	1.036	1.203	1.183	1.274	1.146	817	525	244	159

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE A-22: PROGNOSE DER MONATLICHEN AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS SOLARER STRAHLUNGSENERGIE AUS FREIFLÄCHENANLAGEN IN DEUTSCHLAND IM TRENDSZENARIO NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

	[Mio. €]	Jan. 22	Feb. 22	Mrz. 22	Apr. 22	Mai. 22	Jun. 22	Jul. 22	Aug. 22	Sep. 22	Okt. 22	Nov. 22	Dez. 22
Feste Einspeisevergütung		14	27	52	67	77	77	81	73	53	35	17	11
Marktprämie		26	52	110	145	182	173	181	165	113	73	33	22
Eigenverbrauch (vergütet)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe		41	79	162	212	259	250	262	238	165	108	51	33

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE A-23: PROGNOSE DER MONATLICHEN VERMIEDENEN NETZENTGELTE FÜR STROMERZEUGUNG AUS DEN EINZELNEN EE-TECHNOLOGIEN IM JAHR 2022 IM TRENDSZENARIO

	[Mio. €]	Jan. 22	Feb. 22	Mrz. 22	Apr. 22	Mai. 22	Jun. 22	Jul. 22	Aug. 22	Sep. 22	Okt. 22	Nov. 22	Dez. 22
Wasserkraft		2,47	2,35	2,67	2,58	3,00	2,82	2,65	2,44	2,27	2,19	2,17	2,16
Deponiegas		0,04	0,03	0,04	0,03	0,04	0,03	0,04	0,04	0,03	0,04	0,03	0,04
Klärgas		0,03	0,02	0,03	0,02	0,03	0,02	0,03	0,03	0,02	0,03	0,02	0,03
Grubengas		0,30	0,27	0,30	0,29	0,30	0,29	0,30	0,30	0,29	0,30	0,29	0,30
Biomasse		21,00	19,03	21,16	20,53	21,18	20,50	21,24	21,30	20,68	21,47	20,92	21,72
Geothermie		0,15	0,14	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Windenergie an Land		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Windenergie auf See		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Quelle: Eigene Berechnungen.

Anhang B: Entwicklung der Stromerzeugung je Energieträger nach Veräußerungsformen

Im Folgenden werden die Prognoseergebnisse bzgl. der Entwicklung der Stromerzeugung je Energieträger in den drei Szenarien und nach Veräußerungsformen tabellarisch dargestellt.

TABELLE B-1: PROGNOSE DER STROMERZEUGUNG AUS WASSERKRAFT NACH VERÄÜßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2020-2026, IN GWH

Jahr	Szenario	Marktprämie	Sonstige Direktvermarktung	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Ausgeförderte Anlagen	Summe
2020		3.194	21	129	1.822	1	0	5.167
2021	TS	3.524	378	144	2.094	0	0	6.140
	OS	3.762	403	151	2.234	0	0	6.550
	US	3.286	353	135	1.953	0	0	5.727
2022	TS	3.558	378	145	2.094	0	0	6.174
	OS	3.813	403	151	2.238	0	0	6.605
	US	3.302	353	141	1.949	0	0	5.745
2023	TS	3.590	378	146	2.094	0	0	6.207
	OS	3.861	403	151	2.242	0	0	6.656
	US	775	353	149	1.946	0	0	3.222
2024	TS	3.622	378	147	2.093	0	0	6.240
	OS	3.908	403	152	2.245	0	0	6.708
	US	3.336	353	156	1.942	0	0	5.786
2025	TS	3.654	378	147	2.093	0	0	6.272
	OS	3.956	403	152	2.249	0	0	6.759
	US	3.353	353	163	1.938	0	0	5.807
2026	TS	3.686	378	148	2.093	0	0	6.305
	OS	4.003	403	152	2.252	0	0	6.811
	US	3.370	353	170	1.934	0	0	5.828

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE B-2: PROGNOSE DER STROMERZEUGUNG AUS DEPONIEGAS NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2020-2026, IN GWH

Jahr	Szenario	Marktprämie	Sonstige Direktvermarktung	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Ausgeförderte Anlagen	Summe
2020		136	8	0	107	0	0	252
2021	TS	49	124	0	38	0	1	213
	OS	50	148	0	39	0	2	240
	US	48	100	0	38	0	1	186
2022	TS	35	135	0	26	0	1	198
	OS	38	166	0	27	1	2	234
	US	32	106	0	25	0	1	165
2023	TS	31	133	0	23	0	1	188
	OS	36	166	0	24	1	2	229
	US	27	102	0	21	0	1	151
2024	TS	25	135	0	17	0	1	178
	OS	31	172	0	18	1	2	224
	US	20	101	0	15	0	1	137
2025	TS	14	144	0	7	0	1	165
	OS	20	188	0	8	1	2	218
	US	8	105	0	5	0	1	120
2026	TS	12	140	0	4	0	1	158
	OS	19	186	0	6	1	2	214
	US	5	100	0	3	0	1	110

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE B-3: PROGNOSE DER STROMERZEUGUNG AUS KLÄRGAS NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2020-2026, IN GWH

Jahr	Szenario	Marktprämie	Sonstige Direktvermarktung	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Ausgeförderte Anlagen	Summe
2020		9	1	319	34	0	0	364
2021	TS	4	7	381	31	0	5	428
	OS	4	8	426	35	0	6	479
	US	3	7	336	28	0	4	378
2022	TS	4	8	385	31	0	5	433
	OS	5	9	438	35	0	6	493
	US	3	7	334	27	0	5	376
2023	TS	5	9	384	29	0	9	436
	OS	6	11	444	32	0	10	503
	US	3	8	329	25	0	8	373
2024	TS	5	10	385	28	0	11	439
	OS	7	12	451	31	0	12	514
	US	3	9	325	24	0	10	371
2025	TS	5	10	388	27	0	11	442
	OS	9	12	461	31	0	13	525
	US	3	9	323	24	0	10	368
2026	TS	6	11	390	27	0	12	445
	OS	10	12	470	31	0	13	535
	US	3	9	320	23	0	10	366

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE B-4: PROGNOSE DER STROMERZEUGUNG AUS GRUBENGAS NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2020-2026, IN GWH

Jahr	Szenario	Marktprämie	Sonstige Direktvermarktung	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Ausgeförderte Anlagen	Summe
2020		732	0	0	61	0	0	793
2021	TS	725	0	0	60	0	0	785
	OS	732	0	0	61	0	0	793
	US	717	0	0	60	0	0	777
2022	TS	717	0	0	60	0	0	777
	OS	732	0	0	61	0	0	793
	US	703	0	0	59	0	0	761
2023	TS	710	0	0	59	0	0	769
	OS	732	0	0	61	0	0	793
	US	689	0	0	57	0	0	746
2024	TS	703	0	0	59	0	0	762
	OS	732	0	0	61	0	0	793
	US	675	0	0	56	0	0	731
2025	TS	49	0	0	4	0	0	53
	OS	51	0	0	4	0	0	56
	US	47	0	0	4	0	0	50
2026	TS	28	0	0	2	0	0	30
	OS	29	0	0	2	0	0	32
	US	26	0	0	2	0	0	28

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE B-5: PROGNOSE DER STROMERZEUGUNG AUS BIOMASSE NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2020-2026, IN GWH

Jahr	Szenario	Marktprämie	Sonstige Direktvermarktung	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Ausgeförderte Anlagen	Summe
2020		34.607	5	98	6.288	1	0	40.999
2021	TS	32.422	641	98	5.580	0	8	38.749
	OS	34.477	681	98	5.936	0	8	41.200
	US	30.371	601	98	5.224	0	7	36.302
2022	TS	31.759	781	98	5.146	0	27	37.810
	OS	33.908	829	98	5.481	0	28	40.345
	US	29.632	732	98	4.811	0	25	35.299
2023	TS	30.973	975	98	4.760	0	35	36.841
	OS	33.169	1.035	98	5.075	0	38	39.416
	US	28.815	914	98	4.445	0	33	34.306
2024	TS	29.726	1.236	98	4.480	0	37	35.578
	OS	31.931	1.313	98	4.782	0	40	38.164
	US	27.573	1.159	98	4.179	0	35	33.045
2025	TS	27.181	2.085	98	4.110	0	47	33.520
	OS	29.304	2.215	98	4.393	0	49	36.060
	US	25.121	1.955	98	3.829	0	44	31.047
2026	TS	24.585	2.563	98	3.304	0	61	30.611
	OS	26.616	2.722	98	3.540	0	65	33.042
	US	22.629	2.403	98	3.070	0	58	28.258

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE B-6: PROGNOSE DER STROMERZEUGUNG AUS GEOTHERMIE NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2016-2022, IN GWH

Jahr	Szenario	Marktprämie	Sonstige Direktvermarktung	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Ausgeförderte Anlagen	Summe
2020		185	0	0	12	0	0	197
2021	TS	227	0	0	16	0	0	243
	OS	256	0	0	18	0	0	274
	US	198	0	0	14	0	0	212
2022	TS	331	0	0	16	0	0	348
	OS	402	0	0	18	0	0	420
	US	267	0	0	14	0	0	281
2023	TS	477	0	0	16	0	0	493
	OS	613	0	0	18	0	0	631
	US	357	0	0	14	0	0	371
2024	TS	636	0	0	16	0	0	652
	OS	834	0	0	18	0	0	852
	US	465	0	0	14	0	0	479
2025	TS	815	0	0	16	0	0	831
	OS	1.071	0	0	18	0	0	1.089
	US	594	0	0	14	0	0	608
2026	TS	1.011	0	0	16	0	0	1.027
	OS	1.320	0	0	18	0	0	1.339
	US	742	0	0	14	0	0	757

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE B-7: PROGNOSE DER STROMERZEUGUNG AUS WINDENERGIEANLAGEN AN LAND NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2020-2026, IN GWH

Jahr	Szenario	Marktprämie	Sonstige Direktvermarktung	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Ausgeförderte Anlagen	Summe
2020		99.369	14	18	3.316	13	0	102.729
2021	TS	93.253	4.684	18	2.739	0	1.442	102.136
	OS	107.794	5.409	18	3.161	0	1.665	118.047
	US	77.878	3.914	18	2.291	0	1.206	85.307
2022	TS	94.651	7.908	18	2.338	0	0	104.915
	OS	110.015	9.397	18	2.697	0	0	122.128
	US	78.659	6.416	18	1.955	0	0	87.048
2023	TS	97.783	9.834	18	1.852	0	0	109.487
	OS	114.896	11.936	18	2.137	0	0	128.987
	US	80.665	7.796	18	1.549	0	0	90.028
2024	TS	101.684	11.562	18	1.432	0	0	114.696
	OS	120.733	14.210	18	1.652	0	0	136.614
	US	83.027	9.035	18	1.198	0	0	93.277
2025	TS	106.347	12.872	18	1.104	0	0	120.342
	OS	126.238	15.937	18	1.274	0	0	143.467
	US	85.758	9.973	18	923	0	0	96.674
2026	TS	110.480	7.772	18	840	0	0	119.110
	OS	130.775	10.237	18	969	0	0	142.000
	US	87.901	5.572	18	703	0	0	94.194

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE B-8: PROGNOSE DER STROMERZEUGUNG AUS WINDENERGIEANLAGEN AUF SEE NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2020-2026, IN GWH

Jahr	Szenario	Marktprämie	Sonstige Direktvermarktung	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Ausgeförderte Anlagen	Summe
2020		26.903	0	0	0	0	0	26.903
2021	TS	29.645	0	0	0	0	0	29.645
	OS	33.000	0	0	0	0	0	33.000
	US	25.345	0	0	0	0	0	25.345
2022	TS	30.205	0	0	0	0	0	30.205
	OS	34.242	0	0	0	0	0	34.242
	US	25.423	0	0	0	0	0	25.423
2023	TS	32.313	8	0	0	0	0	32.321
	OS	36.839	19	0	0	0	0	36.857
	US	27.006	0	0	0	0	0	27.006
2024	TS	34.721	1.523	0	0	0	0	36.244
	OS	38.714	2.774	0	0	0	0	41.488
	US	29.281	265	0	0	0	0	29.546
2025	TS	34.820	4.534	0	0	0	0	39.354
	OS	38.722	6.253	0	0	0	0	44.976
	US	29.755	3.026	0	0	0	0	32.781
2026	TS	36.535	7.268	0	0	0	0	43.804
	OS	41.692	8.110	0	0	0	0	49.802
	US	30.195	5.768	0	0	0	0	35.963

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE B-9: PROGNOSE DER STROMERZEUGUNG AUS SOLARER STRAHLUNGSENERGIE AUS SONSTIGEN ANLAGEN NACH VERÄÜBERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2016-2022, IN GWH

Jahr	Szenario	Marktprämie	Sonstige Direktvermarktung	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Ausgeförderte Anlagen	Summe
2020		3.496	4	3.828	26.589	31	0	33.948
2021	TS	4.116	40	4.490	27.303	0	1	35.950
	OS	4.465	43	4.877	29.603	0	2	38.990
	US	3.833	38	4.178	25.442	0	1	33.492
2022	TS	5.126	43	5.320	28.220	0	2	38.712
	OS	5.689	47	5.896	30.755	0	3	42.389
	US	4.678	40	4.864	26.181	0	2	35.765
2023	TS	6.369	48	6.179	29.054	0	78	41.729
	OS	7.337	53	7.000	31.874	0	95	46.358
	US	5.601	44	5.533	26.793	0	64	38.035
2024	TS	7.803	50	7.076	29.828	0	180	44.937
	OS	9.422	56	8.178	32.950	0	219	50.825
	US	6.637	46	6.217	27.338	0	147	40.384
2025	TS	9.335	80	8.009	30.158	0	588	48.172
	OS	11.497	92	9.429	33.569	0	717	55.303
	US	7.848	71	6.913	27.457	0	479	42.768
2026	TS	10.890	128	8.963	30.263	0	1.149	51.393
	OS	13.181	150	10.734	33.967	0	1.401	59.433
	US	9.152	109	7.610	27.352	0	937	45.160

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE B-10: PROGNOSE DER STROMERZEUGUNG AUS SOLARER STRAHLUNGSENERGIE AUS FREIFLÄCHENANLAGEN NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2020-2026, IN GWH

Jahr	Szenario	Marktprämie	Sonstige Direktvermarktung	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Ausgeförderte Anlagen	Summe
2020		11.881	103	31	2.883	16	0	14.913
2021	TS	12.762	668	43	2.698	0	55	16.227
	OS	13.861	766	46	2.926	0	67	17.666
	US	11.886	595	40	2.517	0	45	15.082
2022	TS	14.851	1.852	60	2.631	0	132	19.526
	OS	16.322	2.339	69	2.859	0	161	21.750
	US	13.669	1.493	52	2.448	0	107	17.770
2023	TS	17.442	2.964	84	2.658	0	131	23.279
	OS	19.592	3.783	103	2.896	0	160	26.534
	US	15.716	2.360	67	2.467	0	107	20.717
2024	TS	20.561	4.176	117	2.684	0	131	27.669
	OS	23.063	5.352	155	2.933	0	159	31.662
	US	18.403	3.307	87	2.485	0	107	24.389
2025	TS	23.134	5.534	164	2.690	0	133	31.655
	OS	25.594	7.100	232	2.953	0	162	36.042
	US	20.895	4.375	114	2.480	0	109	27.972
2026	TS	25.394	7.023	230	2.682	0	140	35.468
	OS	28.006	9.002	348	2.961	0	170	40.488
	US	23.097	5.551	148	2.459	0	114	31.368

Quelle: Eigene Berechnungen.

Anhang C: Entwicklung der Auszahlungen je Energieträger nach Veräußerungsformen

Im Folgenden werden die Prognoseergebnisse bzgl. der Entwicklung der Vergütungszahlungen je Energieträger in den drei Szenarien und nach Veräußerungsformen tabellarisch dargestellt.

TABELLE C-1: PROGNOSE DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS WASSERKRAFT NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2020-2026, IN MIO. €

Jahr	Szenario	Marktprämie	Feste Einspeisevergütung	Eigenverbrauch (unvergütet)	Summe
2020		189	196	0	386
2021	TS	96	226	0	322
	OS	104	241	0	345
	US	83	211	0	294
2022	TS	92	226	0	318
	OS	109	241	0	350
	US	76	210	0	286
2023	TS	104	226	0	330
	OS	123	242	0	364
	US	86	210	0	295
2024	TS	115	226	0	341
	OS	135	242	0	377
	US	93	209	0	302
2025	TS	121	226	0	347
	OS	144	243	0	387
	US	90	209	0	299
2026	TS	123	226	0	349
	OS	142	243	0	385
	US	94	209	0	303

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE C-2: PROGNOSE DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS DEPONIEGAS NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2020-2026, IN MIO. €

Jahr	Szenario	Marktprämie	Feste Einspeisevergütung	Eigenverbrauch (unvergütet)	Summe
2020		6	8	0	15
2021	TS	1	3	0	4
	OS	1	3	0	4
	US	1	3	0	3
2022	TS	0	2	0	2
	OS	1	2	0	3
	US	0	2	0	2
2023	TS	0	2	0	2
	OS	1	2	0	3
	US	0	2	0	2
2024	TS	0	1	0	2
	OS	1	1	0	2
	US	0	1	0	1
2025	TS	0	1	0	1
	OS	0	1	0	1
	US	0	0	0	1
2026	TS	0	0	0	1
	OS	0	0	0	1
	US	0	0	0	0

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE C-3: PROGNOSE DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS KLÄRGAS NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2020-2026, IN MIO. €

Jahr	Szenario	Marktprämie	Feste Einspeisevergütung	Eigenverbrauch (unvergütet)	Summe
2020		0	3	0	3
2021	TS	0	2	0	2
	OS	0	3	0	3
	US	0	2	0	2
2022	TS	0	2	0	2
	OS	0	3	0	3
	US	0	2	0	2
2023	TS	0	2	0	2
	OS	0	2	0	2
	US	0	2	0	2
2024	TS	0	2	0	2
	OS	0	2	0	2
	US	0	2	0	2
2025	TS	0	2	0	2
	OS	0	2	0	2
	US	0	2	0	2
2026	TS	0	2	0	2
	OS	0	2	0	2
	US	0	2	0	2

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE C-4: PROGNOSE DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS GRUBENGAS NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2020-2026, IN MIO. €

Jahr	Szenario	Marktprämie	Feste Einspeisevergütung	Eigenverbrauch (unvergütet)	Summe
2020		30	4	0	34
2021	TS	7	4	0	11
	OS	7	4	0	11
	US	6	4	0	10
2022	TS	6	4	0	10
	OS	8	4	0	12
	US	4	4	0	8
2023	TS	6	4	0	10
	OS	8	4	0	12
	US	4	4	0	8
2024	TS	5	4	0	9
	OS	7	4	0	11
	US	3	4	0	6
2025	TS	1	0	0	1
	OS	1	0	0	1
	US	0	0	0	1
2026	TS	0	0	0	1
	OS	0	0	0	1
	US	0	0	0	0

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE C-5: PROGNOSE DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS BIOMASSE NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2020-2026, IN MIO. €

Jahr	Szenario	Marktprämie	Feste Einspeisevergütung	Eigenverbrauch (unvergütet)	Summe
2020		5.480	1.305	0	6.784
2021	TS	4.186	1.170	0	5.357
	OS	4.463	1.245	0	5.707
	US	3.855	1.096	0	4.951
2022	TS	4.053	1.087	0	5.140
	OS	4.399	1.157	0	5.556
	US	3.708	1.017	0	4.725
2023	TS	4.044	1.011	0	5.054
	OS	4.397	1.077	0	5.474
	US	3.688	944	0	4.633
2024	TS	4.001	958	0	4.959
	OS	4.357	1.022	0	5.380
	US	3.632	895	0	4.527
2025	TS	3.791	879	0	4.670
	OS	4.148	939	0	5.086
	US	3.392	820	0	4.212
2026	TS	3.387	720	0	4.108
	OS	3.687	771	0	4.458
	US	3.048	671	0	3.718

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE C-6: PROGNOSE DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS GEOTHERMIE NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2020-2026, IN MIO. €

Jahr	Szenario	Marktprämie	Feste Einspeisevergütung	Eigenverbrauch (unvergütet)	Summe
2020		41	2	0	43
2021	TS	43	3	0	46
	OS	48	3	0	52
	US	37	3	0	40
2022	TS	63	3	0	66
	OS	77	3	0	80
	US	50	3	0	52
2023	TS	91	3	0	95
	OS	119	3	0	123
	US	67	3	0	70
2024	TS	123	3	0	126
	OS	164	3	0	167
	US	88	3	0	91
2025	TS	158	3	0	161
	OS	208	3	0	212
	US	111	3	0	114
2026	TS	192	3	0	195
	OS	249	3	0	253
	US	137	3	0	140

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE C-7: PROGNOSE DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS WINDENERGIE AN LAND NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2020-2026, IN MIO. €

Jahr	Szenario	Marktprämie	Feste Einspeisevergütung	Eigenverbrauch (unvergütet)	Summe
2020		6.389	282	0	6.671
2021	TS	3.267	233	0	3.500
	OS	3.760	268	0	4.029
	US	2.305	195	0	2.500
2022	TS	2.534	196	0	2.729
	OS	3.411	226	0	3.637
	US	1.668	164	0	1.831
2023	TS	2.461	147	0	2.608
	OS	3.366	169	0	3.535
	US	1.548	123	0	1.671
2024	TS	2.565	112	0	2.677
	OS	3.482	129	0	3.611
	US	1.575	94	0	1.669
2025	TS	2.912	85	0	2.997
	OS	3.935	98	0	4.033
	US	1.521	71	0	1.592
2026	TS	2.716	64	0	2.779
	OS	3.511	73	0	3.584
	US	1.535	53	0	1.588

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE C-8: PROGNOSE DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS WINDENERGIE AUF SEE NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2020-2026, IN MIO. €

Jahr	Szenario	Marktprämie	Feste Einspeisevergütung	Eigenverbrauch (unvergütet)	Summe
2020		4.246	0	0	4.246
2021	TS	3.814	0	0	3.814
	OS	4.271	0	0	4.271
	US	3.153	0	0	3.153
2022	TS	3.691	0	0	3.691
	OS	4.259	0	0	4.259
	US	3.040	0	0	3.040
2023	TS	3.784	0	0	3.784
	OS	4.380	0	0	4.380
	US	3.104	0	0	3.104
2024	TS	3.531	0	0	3.531
	OS	4.093	0	0	4.093
	US	2.856	0	0	2.856
2025	TS	3.565	0	0	3.565
	OS	4.158	0	0	4.158
	US	2.784	0	0	2.784
2026	TS	3.145	0	0	3.145
	OS	3.625	0	0	3.625
	US	2.474	0	0	2.474

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE C-9: PROGNOSE DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS SOLARER STRAHLUNGSENERGIE AUS SONSTIGEN ANLAGEN NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2020-2026, IN MIO. €

Jahr	Szenario	Marktprämie	Feste Einspeisevergütung	Eigenverbrauch	Summe
2020		377	8.564	119	9.060
2021	TS	254	8.583	120	8.957
	OS	279	9.304	130	9.712
	US	225	7.999	111	8.336
2022	TS	254	8.607	120	8.981
	OS	294	9.340	130	9.764
	US	208	8.014	112	8.334
2023	TS	284	8.571	120	8.976
	OS	327	9.311	131	9.768
	US	219	7.972	112	8.303
2024	TS	325	8.510	121	8.955
	OS	375	9.251	132	9.758
	US	239	7.907	112	8.259
2025	TS	368	8.220	121	8.710
	OS	412	8.940	133	9.485
	US	243	7.629	113	7.985
2026	TS	398	7.812	122	8.332
	OS	408	8.500	133	9.041
	US	264	7.241	113	7.619

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE C-10: PROGNOSE DER AUSZAHLUNGEN FÜR STROMERZEUGUNG AUS SOLARER STRAHLUNGSENERGIE AUS FREIFLÄCHENANLAGEN NACH VERÄUßERUNGSFORMEN JE SZENARIO, 2020-2026, IN MIO. €

Jahr	Szenario	Marktprämie	Feste Einspeisevergütung	Eigenverbrauch (unvergütet)	Summe
2020		1.681	707	0	2.388
2021	TS	1.258	638	0	1.896
	OS	1.378	692	0	2.070
	US	1.139	595	0	1.734
2022	TS	1.275	585	0	1.860
	OS	1.444	635	0	2.079
	US	1.120	545	0	1.665
2023	TS	1.347	583	0	1.930
	OS	1.522	635	0	2.156
	US	1.172	544	0	1.716
2024	TS	1.427	582	0	2.009
	OS	1.613	633	0	2.247
	US	1.228	543	0	1.771
2025	TS	1.498	569	0	2.067
	OS	1.674	622	0	2.296
	US	1.239	529	0	1.768
2026	TS	1.537	549	0	2.086
	OS	1.674	604	0	2.277
	US	1.273	507	0	1.780

Quelle: Eigene Berechnungen.