

Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG- geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2024 bis 2028



**Erstellt im Auftrag der 50Hertz Transmission GmbH,
Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH**

29.09.2023

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung	6
1.1	Technologieüberblick: Historie und Status Quo	6
1.2	Entwicklung der Leistung bis 2028	11
1.3	Entwicklung der Stromerzeugung bis 2028	13
1.4	Entwicklung der Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber bis 2028	14
2	Methodik und Vorgehen für die Studie	16
2.1	Definition der Szenarien	18
2.2	Leistungsentwicklung.....	18
2.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung.....	19
2.4	Berechnung von Strompreisen und Marktwerten	20
2.5	Veräußerungsformen für EEG-Strom	23
2.6	Vergütungssätze	24
2.7	Vermiedene Netznutzungsentgelte.....	25
2.8	Summe der Auszahlungen	25
3	Mittelfristprognosen für EEG-geförderte Anlagen.....	26
3.1	Wasserkraft.....	26
3.1.1	Analyse der bisherigen Entwicklung	26
3.1.2	Leistungsentwicklung 2024 bis 2028	26
3.1.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung.....	27
3.1.4	Marktwertfaktoren	28
3.1.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen	28
3.1.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform	29
3.2	Deponiegas.....	31
3.2.1	Analyse der bisherigen Entwicklung	31
3.2.2	Leistungsentwicklung 2024 bis 2028	31
3.2.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung.....	32
3.2.4	Marktwertfaktoren	33
3.2.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen	33
3.2.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform	34

3.3	Klärgas.....	35
3.3.1	Analyse der bisherigen Entwicklung	35
3.3.2	Leistungsentwicklung 2024 bis 2028.....	35
3.3.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung.....	36
3.3.4	Marktwertfaktoren	37
3.3.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen	37
3.3.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform	38
3.4	Grubengas	39
3.4.1	Analyse der bisherigen Entwicklung	39
3.4.2	Leistungsentwicklung 2024 bis 2028.....	39
3.4.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung.....	40
3.4.4	Marktwertfaktoren	41
3.4.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen	41
3.4.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform	42
3.5	Biomasse	43
3.5.1	Analyse der bisherigen Entwicklung	43
3.5.2	Leistungsentwicklung 2024 bis 2028.....	44
3.5.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung.....	45
3.5.4	Marktwertfaktoren	46
3.5.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen	46
3.5.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform	47
3.6	Geothermie	49
3.6.1	Analyse der bisherigen Entwicklung	49
3.6.2	Leistungsentwicklung 2024 bis 2028.....	49
3.6.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung.....	50
3.6.4	Marktwertfaktoren	51
3.6.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen	51
3.6.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform	52
3.7	Windenergie an Land.....	53
3.7.1	Analyse der bisherigen Entwicklung	53
3.7.2	Leistungsentwicklung 2024 bis 2028.....	54
3.7.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung.....	58

3.7.4	Marktwertfaktoren	59
3.7.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen	61
3.7.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform	62
3.8	Windenergie auf See	63
3.8.1	Analyse der bisherigen Entwicklung	63
3.8.2	Leistungsentwicklung 2024 bis 2028	63
3.8.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung.....	64
3.8.4	Marktwertfaktoren	65
3.8.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen	66
3.8.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform	67
3.9	Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen.....	69
3.9.1	Analyse der bisherigen Entwicklung	69
3.9.2	Leistungsentwicklung 2024 bis 2028	70
3.9.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung.....	71
3.9.4	Marktwertfaktoren	72
3.9.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen	73
3.9.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform	75
3.10	Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen.....	76
3.10.1	Analyse der bisherigen Entwicklung	76
3.10.2	Leistungsentwicklung 2024 bis 2028	76
3.10.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung.....	78
3.10.4	Marktwertfaktoren	79
3.10.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen	79
3.10.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform	80
	Literaturverzeichnis	81
	Anhang A: Ergebnisse in Monatsauflösung im Jahr 2024 für das Trend-Szenario	83
	Anhang B: Stromerzeugung nach Veräußerungsform in Jahresauflösung pro Szenario	91
	Anhang C: Förderzahlungen in Jahresauflösung pro Szenario	96
	Abbildungsverzeichnis.....	101
	Tabellenverzeichnis.....	103

Abkürzungen

a	Jahr
AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BNetzA	Bundesnetzagentur
ct	(Euro-)Cent
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange (Terminmarkt Strom)
EU	Europäische Union
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
Mio.	Millionen
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
Mrd.	Milliarden
OS	Oberes Szenario
PV	Photovoltaik
PPA	Power Purchase Agreement (langfristiger bilateraler Stromabsatzvertrag)
PPA-Anlage	Neue Anlage, die ohne EEG-Vergütung auf Basis eines PPA realisiert wird
TS	Trend-Szenario
TWh	Terawattstunde
US	Unteres Szenario
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VBh	Vollbenutzungsstunden
vNNE	vermiedene Netznutzungsentgelte

1 Zusammenfassung

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben die gesetzliche Verpflichtung, kalenderjährlich eine Prognose über die Entwicklung der Stromerzeugung aus durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geförderten Anlagen sowie über die daraus resultierenden Förderzahlungen zu erstellen und zu veröffentlichen. Diese Prognose stellt gleichzeitig die Grundlage für die ebenfalls gesetzlich geforderte Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarfs für das folgende Jahr (Zieljahr) dar. Dieser Pflicht kommen die ÜNB durch die vorliegende Studie nach, welche von der enervis energy advisors GmbH im Jahr 2023 erstellt wurde. Die Aufgabenstellung für die vorliegende Studie ist die Abschätzung der kurz- und mittelfristig erwarteten Entwicklung der installierten Leistung, Stromerzeugung, Veräußerungsformen, vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) und der von den ÜNB hierfür erwartungsgemäß zu leistenden Zahlungen für nach dem EEG geförderte Anlagen. Die Prognose umfasst das Zieljahr 2024, für welches im Rahmen der Studie der EEG-Finanzierungsbedarf prognostiziert wird, sowie eine Mittelfristprognose für die darauffolgenden Jahre bis 2028. Das Jahr 2023 wird auf Basis einer Hochrechnung verfügbarer Daten für den Zeitraum 01.01. bis 30.06. abgebildet; für das zweite Halbjahr 2023 handelt es sich ebenfalls um eine Prognose. Die vorliegende Studie fasst die angewendete Methodik, die Annahmen und die Ergebnisse der EEG-Mittelfristprognose für 2024 bis 2028 zusammen.

Die Studie betrachtet jeweils separat die Entwicklung der zehn durch das EEG geförderten Technologien Windenergie an Land, Windenergie auf See, solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen (Photovoltaik (PV) auf oder an Gebäuden), solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen, Biomasse, Wasserkraft, Geothermie, Deponiegas, Klärgas und Grubengas. Die Entwicklung dieser Technologien wird in Bezug auf Leistung (Zubau, Rückbau, Stilllegung, Weiterbetrieb), Vollbenutzungsstunden (VBh) und Stromerzeugung, Vermarktungsformen, Vergütungshöhen und vNNE für den genannten Zeitraum analysiert und prognostiziert. Dafür ist eine Prognose der technologiespezifischen Marktwerte der jeweiligen Technologie notwendig, welche für die Studie in drei Szenarien berechnet werden.

Nachfolgend wird eine Kurzzusammenfassung der Historie, des Status Quo sowie der erwarteten Entwicklung für die betrachteten EEG-Technologien gegeben. Eine detaillierte Erläuterung erfolgt in den jeweiligen Technologie-Kapiteln. Die Zusammenfassung enthält ebenfalls eine Darstellung der Kernergebnisse der Studie mit Blick auf das EEG-Gesamtsystem. Hierfür wird an dieser Stelle nur das Trend-Szenario (TS) dargestellt. Die nach den drei untersuchten Szenarien und nach EEG-Technologien differenzierte Auswertung finden sich in den jeweiligen Technologie-Kapiteln sowie im Datenanhang der Studie.

1.1 Technologieüberblick: Historie und Status Quo

Windenergie an Land stellt in Bezug auf die installierte Leistung von gut 56.000 MW Ende 2022 und die im Jahr 2022 erzeugte Strommenge von rund 98.100 GWh die wichtigste Quelle erneuerbaren Stroms in Deutschland dar. Nach den starken Zubaujahren 2014 bis 2017, in denen der Nettozuwachs der installierten Kapazität um 4.000 MW pro Jahr und mehr lag, ging das Kapazitätswachstum jedoch ab 2018 deutlich zurück. 2019 bis 2022 bewegte sich das Nettowachstum der installierten Kapazität zwischen rund 900 MW und 1.600 MW. Das Nettowachstum der Kapazität beschreibt den Zuwachs durch neue Anlagen, der nach Abzug derjenigen Kapazität verbleibt, die im Bestand beispielsweise durch Repowering und Stilllegungen zurückgebaut wird. Hintergrund des gebremsten Wachstums der letzten Jahre waren unter anderem Engpässe in der Pipeline genehmigter Projekte sowie, in der jüngsten Vergangenheit, Probleme bei der Errichtung der Anlagen beispielsweise durch Verfügbarkeitsbeschränkungen von Bauteilen, Lieferschwierigkeiten und verzögerten Transportgenehmigungen.

Basierend auf bereits gemeldeten Zahlen sowie der Prognose für die zweite Jahreshälfte wird im Jahr 2023 ein Nettozuwachs von rund 2.040 MW erwartet; dies ist deutlich mehr als in den vorangegangenen Jahren seit 2019. Im Zieljahr 2024 wird im TS dann ein Zuwachs von rund 2.760 MW unterstellt. Diese Zubauzahlen fußen auf den von enervis regelmäßig erhobenen Informationen zu Anlagen im Genehmigungsverfahren und deren Umsetzungswahrscheinlichkeit, also dem projektspezifischen kurz- und mittelfristig umsetzbaren Potenzial. Ab dem Jahr 2026 werden Flächenpotenzialdaten aus der Regionalplanung ausgewertet. Unter der Annahme, dass die getroffenen und absehbaren politischen Maßnahmen wie beispielsweise das Wind-an-Land-Gesetz zeitnah greifen, führt dies zu deutlich höheren Zubauannahmen von im Mittel rund 4.000 MW pro Jahr zwischen 2025 und 2028. Dennoch werden die ambitionierten Ausbauziele des EEG 2023 für Wind an Land im TS nicht erreicht. Dies liegt unter anderem auch daran, dass ältere Anlagen annahmegemäß längerfristig aus dem Markt gehen und nur teilweise repowert werden können.

Anlagen im Weiterbetrieb erhalten nach 20 Jahren EEG-Laufzeit keine Förderung mehr; sie sind sodann der sonstigen Direktvermarktung am Strommarkt zuzurechnen. Zur Abbildung der zugehörigen Kapazitätsentwicklung wird in der Studie über drei Szenarien differenziert, in denen der Umfang des Weiterbetriebs, die Realisierungsquoten der Ausschreibungen für Neuanlagen sowie die VBh variiert werden. Ein Weiterbetrieb wird dort unterstellt, wo unter derzeitigen Rahmenbedingungen genehmigungsrechtlich kein Repowering umsetzbar ist.

Auf Basis der hier zugrundeliegenden Szenarien und unter den bestehenden Ausschreibungsregelungen des EEG 2023 wird daher im Betrachtungszeitraum mit einer strukturellen Unterdeckung in den Ausschreibungen gerechnet. Dies bedeutet, dass die im EEG vorgesehenen Ausbauziele für Windenergie an Land in der Studie nur anteilig erreicht werden. Vor diesem Hintergrund liegen die anzulegenden Werte annahmegemäß nahe des regulatorischen Höchstwertes, sinken aber entlang der im EEG 2023 vorgegebenen Degression.

Trotz der aktuell bestehenden Hemmnisse für den Zubau neuer Windenergieanlagen sowie der perspektivisch erwarteten Stilllegung von Altanlagen nimmt die Windenergie an Land auch zukünftig die zentrale Rolle unter den EEG-Technologien in Bezug auf die installierte Leistung und die erzeugte Strommenge ein. Im Jahr 2028 wird im TS eine installierte Kapazität von 76.600 MW erwartet, welche rund 147 TWh zur Stromerzeugung beiträgt. Dies ist eine Steigerung um 50 % gegenüber dem Aufsatzjahr 2022.

Windenergie auf See ist mit einer installierten Kapazität von rund 8.130 MW und rund 24.800 erzeugten GWh im Jahr 2022 ebenfalls eine zentrale EEG-Technologie. Aufgrund einzelner Großprojekte mit langer Vorlaufzeit zeigt die Windenergie auf See in der Historie und in der Prognose bis 2028 eine stark projektabhängige Leistungsentwicklung. Im Jahr 2019 wuchs die installierte Leistung um rund 1.250 MW, während im Jahr 2020 nur ein Zuwachs von rund 100 MW zu verzeichnen war. Im Jahr 2021 erfolgte kein Zubau; 2022 kamen rund 340 MW hinzu. Im Jahr 2023 wird ein Nettowachstum von Windenergieanlagen auf See von rund 317 MW erwartet.

Annahmegemäß werden in der Studie in den Prognosejahren 2024 bis 2028 neue Anlagen auf See in Betrieb genommen, so dass die installierte Kapazität bis Ende 2028 um rund 7.200 MW auf dann 15.642 MW anwächst. Dieser Ausbaupfad wurde mit den für den Offshore-Netzanschluss verantwortlichen ÜNB projektscharf abgestimmt. Die erwartete Leistung korrespondiert zu einer Stromerzeugung im TS von rund 52 TWh im Jahr 2028. Dies macht 2028 rund 14 % der gesamten EEG-Strommengen aus und entspricht einem Zuwachs der Erzeugung aus Wind auf See um den Faktor 2,1 gegenüber dem Aufsatzjahr 2022.

Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen umfasst im Wesentlichen kleinere Anlagen auf oder an Gebäuden. Diese Anlagen unterliegen zum größten Teil keiner Ausschreibung und erhalten die im EEG 2023 festgeschriebenen Einspeisevergütungen. In Bezug auf die installierte Gesamtkapazität von rund 43.600 MW Ende 2022 rangiert diese EEG-Technologie auf Platz zwei hinter der Windenergie an Land. Der Leistungszuwachs (Nettozubau) in den Jahren 2019 bis inklusive 2022 lag im Mittel jeweils bei rund 3.000 MW. Die erzeugte Strommenge betrug 2022 rund 37.800 GWh.

Geprägt ist das Technologiesegment der PV von tendenziell sinkenden Investitionskosten und einem deutlich gestiegenen Anreiz für den Eigenverbrauch aufgrund der 2022 und 2023 deutlich gestiegenen Strombezugskosten für Endverbraucher. Die Vergütungshöhen für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen haben sich in der Vergangenheit entlang der Anlagensegmente, Fördersätze und Degressionsvorgaben des EEG entwickelt; diese Regelungen werden in der Studie grundsätzlich fortgeschrieben, was zu weiterhin sinkenden Vergütungssätzen führt. Das weitere Kapazitätswachstum für 2024 bis 2028 wird annahmegemäß entlang des Zusammenhangs aus Kosten und Erlösen auf Basis einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die Eigentümer als Investoren und Anlagennutzer abgeleitet. So wird ab dem Jahr 2023 von einem stark gestiegenen Installationsvolumen ausgegangen, welches auch die Halbjahreszahlen für 2023 bestätigen.

Im Zieljahr 2024 wird in der Studie ein Nettozuwachs sonstiger PV-Anlagen von rund 8.100 MW unterstellt. Auch in den Jahren 2025 bis 2028 setzt sich dieser Trend fort; es wird im TS ein Nettozuwachs von im Mittel rund 9.000 MW pro Jahr angenommen. Damit erreicht das Segment der sonstigen PV-Anlagen im Jahr 2028 eine installierte Kapazität von rund 96.000 MW und 73 TWh Stromerzeugung, was nahezu einer Verdoppelung gegenüber dem Basisjahr 2022 entspricht.

Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen summierte sich zu Ende 2022 auf eine installierte Kapazität von rund 19.100 MW und erzeugte im selben Jahr rund 18.400 GWh Strom. Die jährliche Zubaurate betrug für die Jahre 2019 bis 2022 im Mittel rund 1.500 MW.

Die Vergütung für Freiflächenanlagen wird über Ausschreibungen bestimmt. Die ausgeschriebenen Mengen sowie deren Verrechnung über die Jahre hinweg sind im EEG 2023 festgelegt. Entlang dieser Mengen wird der Ausbaupfad für die vorliegende Studie definiert; dabei wird die Angebotsmenge auf Basis einer bei enervis durchgeführten Erhebung von PV-Freiflächenanlagen im Genehmigungsverfahren projektscharf abgeschätzt. Diese Projektvorhaben werden mit spezifischen Genehmigungs- und Umsetzungswahrscheinlichkeiten belegt, wodurch sich ein kurz- bis mittelfristiger Ausblick auf zur Verfügung stehende Projektkapazitäten und deren Zuordnung zu den PV-Ausschreibungen im EEG sowie dem Segment der förderfreien Freiflächenanlagen ergibt.

Ergänzt wird der so ermittelte Zubau aus EEG-Ausschreibungen im Rahmen der Studie durch neue PV-Freiflächen-Projekte, die außerhalb der EEG-Ausschreibungen auf Basis rein strommarktbasierter Erlöse¹ realisiert werden. Annahmegemäß liegt der Zubau im TS als Summe aus dem EEG-Ausschreibungssegment und den PPA-Anlagen im Jahr 2023 bei rund 5.300 MW, was der Entwicklung der bereits heute bekannten Zuschläge und Ausschreibungsmengen innerhalb des EEG sowie einer Zuwachserwartung im Segment der PPA-Anlagen entspricht.

¹ Zur Absicherung der strommarktbasierter Erlöse schließen Investoren/Betreiber von PV-Freiflächenanlagen bei einer Investition außerhalb der EEG-Ausschreibungen üblicherweise langlaufende bilaterale Stromabsatzverträge mit einem Dritten (Energieversorger/Händler oder Endkunde) ab. Diese Verträge werden als Power Purchase Agreement (PPA) bezeichnet. Im Weiteren wird daher für diese Art von nicht geförderten neuen PV-Freiflächenanlagen von „PPA-Anlagen“ gesprochen; sie sind der sonstigen Direktvermarktung zuzuordnen.

Im Jahr 2024 wird in dieser Studie von einem weiteren Zuwachs der Kapazitäten um rund 7.320 MW auf dann 31.703 MW ausgegangen, was die hohe Attraktivität dieses Technologiesegments für Projektentwickler und Investoren unterstreicht. Bis zum Jahresende 2028 geht diese Studie von einer installierten Nettokapazität von rund 69.400 MW und einer Stromerzeugung von rund 60.400 GWh im TS aus. Dies entspricht gegenüber dem Basisjahr 2022 einem Zuwachs der Erzeugung um den Faktor 3,3. Die Vergütungshöhen für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen haben sich in der Vergangenheit grundsätzlich wettbewerbsfähig entwickelt; diese Entwicklung wird auch weiterhin unterstellt. Dabei wird basierend auf Auswertungen von Ausschreibungsergebnissen der Jahre seit 2020 der mittlere Zuschlagswert in Abhängigkeit der Überzeichnung bestimmt und auf das ermittelte Mengengerüst von Angebot und Nachfrage in den EEG-Ausschreibungen der zukünftigen Jahre im Verhältnis zum unterstellten Höchstwert angewendet. Daraus ergeben sich die in dieser Studie angenommenen Zuschlagswerte für neue PV-Freiflächenanlagen.

Biomasse hatte Ende 2022 eine installierte Kapazität von rund 8.100 MW und erzeugte daraus eine Strommenge von rund 38.330 GWh. Die jährliche Zubaurate lag zwischen 2019 und 2021 im Mittel bei rund 230 MW pro Jahr. 2022 ging sie aufgrund mangelnden Angebots in den Biomasse-Ausschreibungen auf nur noch 92 MW zurück. Im Mittel zeigten die historischen EEG-Ausschreibungen eine erhebliche Unterzeichnung und eine überwiegende Teilnahme von Bestandsanlagen.

Die Biomasseverstromung ist geprägt von vergleichsweise hohen Betriebskosten, die ohne die gewährten EEG-Fördersätze auf Basis reiner Strommarkterlöse annahmegemäß in der Prognose nicht zu decken sind. Dies zeigt sich auch in den historischen Daten des Jahres 2022: Trotz historisch hoher Strommarkterlöse wurden hier immer noch Marktprämien an Anlagenbetreiber ausgezahlt. Vor diesem Hintergrund wird in der Studie davon ausgegangen, dass Bestandsanlagen, die nicht erneut einen Zuschlag in der Ausschreibung erhalten, mit dem Ende ihrer Förderung stillgelegt werden. Neubau findet annahmegemäß nur noch in begrenztem Maße und vor allem bei Gülle-Kleinanlagen statt. Vor diesem Hintergrund geht die Studie ab dem Jahr 2024 von einem erst moderaten, längerfristig zunehmenden Rückgang der installierten Kapazität bis Ende 2028 aus. Im Segment Biomethan unterstellt die Studie keinen Neubau.

Wasserkraft erreichte Ende 2022 eine installierte Kapazität von rund 1.520 MW und eine erzeugte Strommenge von rund 4.840 GWh. Die jährliche Zubaurate lag in den Jahren 2021 und 2022 im Mittel bei 13 MW. Das Zubaupotenzial stellt sich somit als sehr begrenzt dar; im Wesentlichen stammt es aus Ertüchtigungen von Bestandsanlagen. Ein Ausbau der geförderten Wasserkraft wird daher für die Studie im TS nicht angenommen. Jedoch wird unterstellt, dass Wasserkraftanlagen durchgehend von der vergüteten Weiterbetriebsregelung nach § 40 EEG 2023 Gebrauch machen, so dass die installierte Kapazität und korrespondierende Stromerzeugung daraus bis zum Jahr 2028 weitgehend konstant bleiben.

Deponiegas hatte Ende 2022 deutschlandweit eine installierte Kapazität von rund 110 MW und erzeugte im Jahr 2022 rund 185 GWh Strom. Da das Deponiegasaufkommen begrenzt und tendenziell rückläufig ist, gab es in den letzten Jahren keinen Zuwachs der installierten Kapazitäten und der Erzeugungsmengen mehr. Für das Zieljahr 2024 wird von keiner wesentlichen Veränderung der Kapazität und Erzeugung gegenüber 2022 und 2023 ausgegangen. Mittelfristig ist diese Technologie aber geprägt von der Nutzung einer begrenzten Ressource, da die Ausgasung bestehender Deponien zurückgeht und keine neuen Deponien mehr angelegt werden. Aufgrund auslaufender EEG-Vergütungen für einen bedeutenden Anteil der Bestandskapazitäten und die Annahme, dass ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb nicht erfolgt, geht die installierte Leistung von Deponiegasanlagen annahmegemäß ab dem Jahr 2025 deutlich zurück und beträgt Ende 2028 im TS nur noch rund 50 MW. Die Stromerzeugung nimmt korrespondierend damit ebenfalls deutlich ab und liegt 2028 mit 80 GWh bei rund 45 % der erzeugten Strommenge aus dem Aufsatzjahr 2022.

Klärgas erreichte laut ÜNB-Stamm- und Bewegungsdaten Ende 2022 eine installierte Kapazität von 68 MW und eine erzeugte Strommenge von rund 63 GWh. Mit dem installierten Bestand sind die verfügbaren Potenziale weitgehend erschlossen, weshalb die jährliche Zubaurate in den Jahren 2019 bis 2022 lediglich bei 1 MW im Mittel lag. Im Rahmen der Studie wird im TS diese Entwicklung auch für die Zukunft unterstellt und von nur marginal zunehmenden Kapazitäten und Erzeugungsmengen ausgegangen. 2028 liegt die installierte Kapazität von Klärgasanlagen bei 76 MW und hat eine Stromerzeugung von 74 GWh.

Grubengas hatte Ende 2022 deutschlandweit eine installierte Kapazität von 177 MW und erzeugte im gleichen Jahr rund 560 GWh Strom. Da das Grubengasaufkommen insgesamt begrenzt und tendenziell rückläufig ist, gab es in den letzten Jahren keinerlei Leistungszuwächse, sondern einen leichten Rückgang der Kapazitäten um im Mittel 1 MW pro Jahr im Zeitraum 2019 bis 2022. Die letzte Neuanlage wurde 2011 in Betrieb genommen.

Insgesamt ist die Grubengastechnologie im EEG geprägt von einem kontinuierlichen Rückgang des Grubengasaufkommens. Für die Prognose im Rahmen der Studie wird von einem leichten Rückbau um rund 30 MW bis Ende 2024 auf 145 MW installierte Leistung ausgegangen. Danach unterstellt die Studie entlang eines Expertengutachtens eine weitere deutliche Abnahme des Grubengasaufkommens. Damit kommt es zu einem Leistungsrückgang durch umfangreiche Stilllegungen, so dass im TS zu Jahresende 2028 annähernd keine Grubengaskapazitäten mehr genutzt werden.

Geothermie hatte Ende 2022 eine installierte Gesamtkapazität von 55 MW und eine erzeugte Strommenge von rund 205 GWh aus Anlagen in Deutschland. Die Projektentwicklung ist weiterhin geprägt von hohen Vorlaufkosten und dem Fündigkeitsrisiko sowie von vergleichsweise hohen technischen Risiken. Trotz der genannten Risiken werden in den kommenden Jahren deutliche Leistungszuwächse erwartet. Die Prognose in dieser Studie unterstellt ein kontinuierliches Wachstum im TS auf rund 130 MW, die im Jahr 2028 installiert sein werden und rund 500 GWh erzeugen. Dies entspricht einem Wachstum der Erzeugungsmenge um den Faktor 2,6 im Zeitraum 2022 bis 2028.

1.2 Entwicklung der Leistung bis 2028

Nachfolgende Abbildung und Tabelle stellen die aggregierte Leistungsentwicklung der untersuchten EEG-Energieträger für die Jahre 2022 bis 2028 im TS dar. Dargestellt ist jeweils der Bestand in MW zum Jahresende. Die dargestellten Leistungen im Aufsatzpunkt für das Jahr 2022 beruhen auf den EEG-Stammdaten der ÜNB; ab dem Jahr 2023 stellen sie eine Prognose dar.

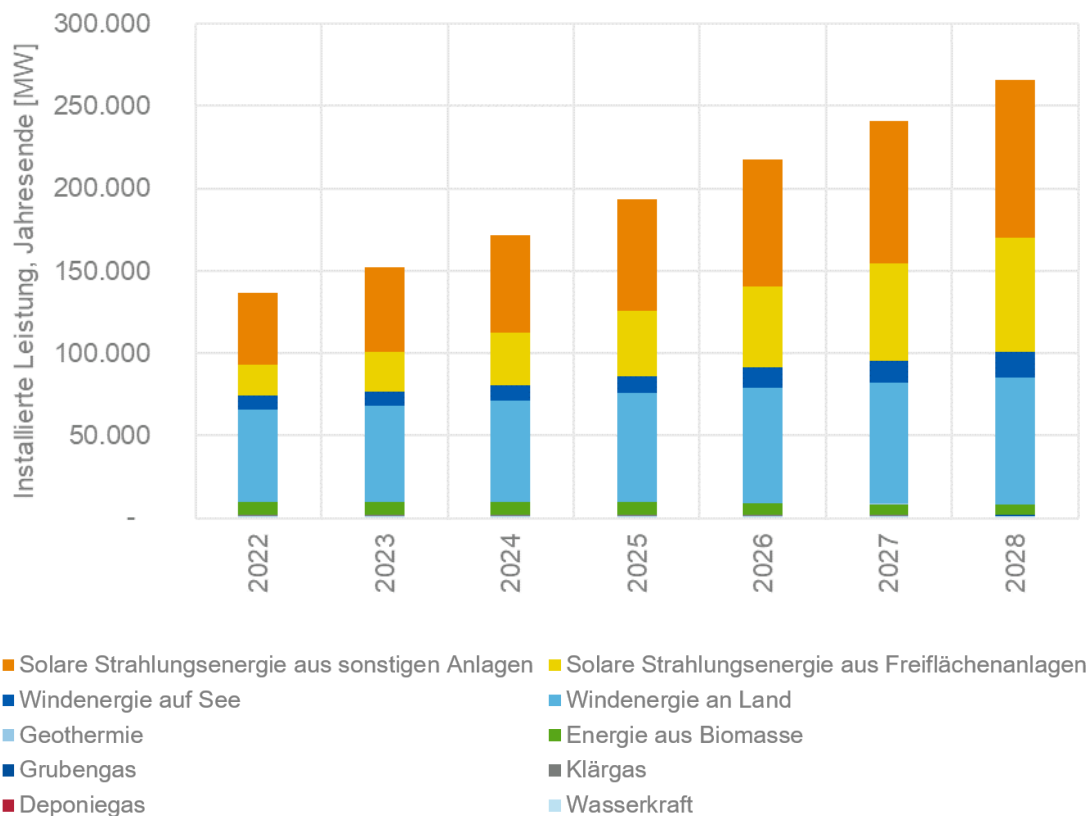


Abbildung 1: Leistungsentwicklung EEG-Energieträger 20 - 2028, Trend-Szenario

Leistung zum Jahresende [MW]	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Wasserkraft	1.521	1.520	1.518	1.516	1.514	1.513	1.511
Deponiegas	107	108	108	63	54	52	49
Klärgas	68	70	71	72	74	75	76
Grubengas	177	170	145	104	51	7	2
Energie aus Biomasse	8.098	8.170	8.145	7.853	7.478	6.981	6.563
Geothermie	55	63	73	84	96	111	127
Windenergie an Land	56.114	58.153	60.915	66.086	69.632	73.332	76.600
Windenergie auf See	8.129	8.446	9.560	10.257	12.697	13.352	15.642
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	19.090	24.381	31.703	39.813	49.296	59.269	69.422
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	43.601	51.522	59.635	68.045	76.899	86.167	95.875
Summe	136.961	152.604	171.873	193.892	217.791	240.857	265.868

Tabelle 1: Leistungsentwicklung EEG-Energieträger 2022 - 2028, Trend-Szenario

Windenergie an Land (2022 rund 56 GW) sowie solare Strahlungsenergie auf Freiflächen und aus sonstigen Anlagen² (2022 zusammen rund 63 GW) stellen den bei weitem größten Anteil der EEG-geförderten Leistung in Deutschland, gefolgt von Windenergie auf See und Biomasse (beide 2022 jeweils rund 8,1 GW). Die Technologien Wasserkraft (2022 rund 1,5 GW), Geothermie, Grubengas, Klärgas und Deponiegas (2022 jeweils unter rund 0,2 GW) weisen im Vergleich dazu deutlich geringere installierte Leistungen auf. In der Prognose zur zukünftigen Leistungsentwicklung wird für die Technologien Windenergie an Land, solare Strahlungsenergie auf Freiflächen und aus sonstigen Anlagen sowie Windenergie auf See ein weiteres deutliches Wachstum unterstellt.

Die Technologien Biomasse, Wasserkraft, Grubengas, Klärgas und Deponiegas zeigen in Bezug auf die installierte Leistung einen weitgehend stabilen, teils auch abnehmenden Verlauf. Die installierte Leistung von Geothermie nimmt absolut zu, bleibt relativ gesehen aber auf sehr geringem Niveau. Die der jeweiligen Technologie zugrundeliegenden Erwartung zur Leistungsentwicklung werden in den technologiespezifischen Kapiteln der Studie im Detail erläutert. Die Summe der installierten Leistung aller EEG-Technologien steigt im Betrachtungszeitraum von rund 137 GW am Ende des Jahres 2022 auf rund 153 GW am Ende des Jahres 2024 und rund 266 GW am Ende des Jahres 2028 an. Diese Zahlen gelten für das TS; die beiden anderen untersuchten Szenarien weichen in der Leistungsentwicklung entsprechend nach oben und unten ab.

² Sofern sich Aussagen nicht nur auf eine der im EEG getrennt geführten Technologiebereiche solare Strahlungsenergie auf Freiflächen und solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen beziehen, wird im Folgenden auch die zusammenfassende Beschreibung „Photovoltaik“ respektive „PV“ für beide Bereiche zusammen verwendet.

1.3 Entwicklung der Stromerzeugung bis 2028

Die zur oben dargestellten Leistungsentwicklung gehörige monatliche Stromerzeugung der EEG-Anlagen für die Jahre 2022 bis 2028 ist für das TS in nachfolgender Abbildung (monatliche Erzeugungsmenge) und Tabelle (Jahreserzeugung) dargestellt.

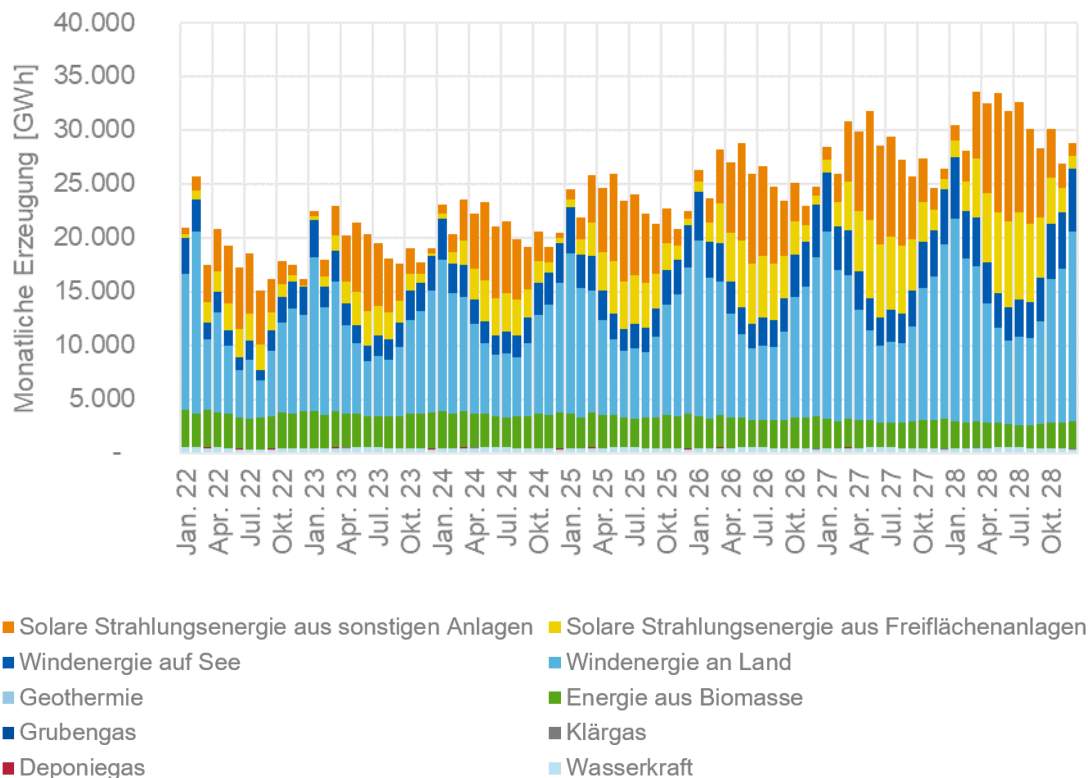


Abbildung 2: Monatliche Stromerzeugung aus EEG-Energieträgern 2022 - 2028, Trend-Szenario

Die Gesamterzeugungsmenge aus EEG-Technologien steigt im TS von rund 223 TWh im Jahr 2022 auf rund 234 TWh im Jahr 2024 und rund 367 TWh im Jahr 2028 an, wie nachfolgende Tabelle zeigt.

Jahreserzeugung [GWh/a]	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Wasserkraft	4.836	5.401	5.395	5.389	5.383	5.377	5.371
Deponiegas	186	180	175	135	97	87	80
Klärgas	63	64	66	68	70	72	74
Grubengas	559	533	481	397	233	89	20
Energie aus Biomasse	38.332	37.857	37.387	35.537	33.124	30.266	27.969
Geothermie	204	226	289	339	396	462	535
Windenergie an Land	98.097	102.838	106.290	115.840	126.133	136.141	146.703
Windenergie auf See	24.754	28.047	31.521	35.161	40.284	45.585	52.151
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	18.413	20.845	27.166	34.557	43.071	52.253	60.395
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	37.773	40.772	46.140	52.531	59.242	66.264	73.463
Summe	223.217	236.762	254.911	279.955	308.034	336.597	366.761

Tabelle 2: Jährliche Stromerzeugung aus EEG-Energieträgern 2022 - 2028, Trend-Szenario

Das Anwachsen der Erzeugungsmenge beruht für die Technologien Windenergie an Land und Windenergie auf See sowie PV auf der angenommenen Zunahme der installierten Leistung sowie für Windenergie auch auf einer Annahme bedingt moderat zunehmender VBh.

Die Erzeugungsmengen aus Biomasse, Wasserkraft, Geothermie, Grubengas, Klärgas und Deponiegas verlaufen weitgehend stabil oder zeigen einen abnehmenden Verlauf aufgrund zurückgehenden Erzeugungspotenzials. Die zugrundeliegenden Erwartungen zur Erzeugungsentwicklung werden in den technologiespezifischen Kapiteln der Studie im Detail erläutert. Historische Daten der ÜNB zu den jeweiligen Erzeugungsmengen bilden die Basis der Berechnung für 2022 (Aufsatzpunkt) sowie das erste Halbjahr 2023. Dies erklärt die teils abweichende Struktur der Monatsmengen im Jahr 2022 und bis Juni 2023 (Ist-Daten) gegenüber den Folgejahren insbesondere aus Windenergie; so war beispielsweise der Februar 2022 überdurchschnittlich windstark. Ab der zweiten Jahreshälfte 2023 entstammen die dargestellten Erzeugungsdaten der Prognose und beruhen damit auf den zugrunde gelegten Erwartungen zu einem mittleren Wetterjahr, weshalb die Schwankungsbreite der monatlichen Erzeugungsmengen geringer ausfällt, für die Monate symmetrisch ist und im Wesentlichen entlang der Annahmen zur Leistungsentwicklung skaliert.

1.4 Entwicklung der Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber bis 2028

Die monatlichen Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber nach Abzug von vNNE für den Zeitraum 2022 bis 2028 im TS sind in der nachfolgenden Abbildung pro EEG-Technologie dargestellt.

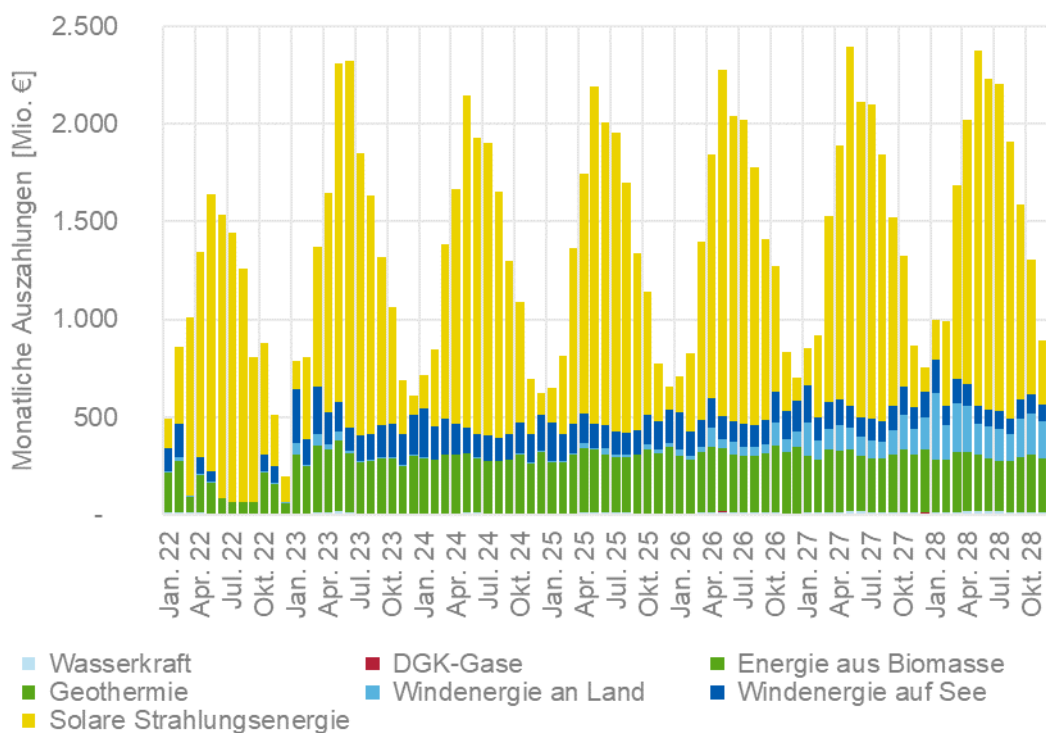


Abbildung 3: Monatliche Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber nach Abzug vNNE 2022 - 2028, Trend-Szenario

In der monatlichen Verteilung der absoluten Förderzahlungsbeträge spiegelt sich die Saisonalität der verschiedenen EEG-Technologien wider (Schwerpunkt PV im Sommerhalbjahr, Windenergie im Winterhalbjahr), während Biomasse weitgehend konstant verläuft.

Ferner hat die Strommarktentwicklung einen großen Einfluss auf die erwarteten Auszahlungen für Anlagen in der Direktvermarktung nach dem Marktprämienmodell. Die erwarteten, weiterhin substantiellen Marktwerte führen dazu, dass im Zieljahr 2024 die Marktprämienzahlungen an Anlagen im Marktprämienmodell in geringerem Umfang als Auszahlungen in der Festvergütung anfallen; diese Situation war bereits in den historischen Daten erkennbar.

So entfällt auch im Zieljahr 2024 ein Großteil der Auszahlungen auf die Energieträger Solar, Biomasse und Windenergie auf See, die vor allem im Bestand vergleichsweise hohe spezifische Vergütungen erhalten. Auf die im Marktprämienmodell mit vergleichsweise geringeren anzulegenden Werten geförderten Energieträger Windenergie an Land entfallen nahezu keine Zahlungen. Dies ändert sich, wenn in der Prognose die Marktwerte im Zeitverlauf zurückgehen und für einen Teil der Technologieportfolios wieder eine Marktprämie ausgezahlt wird. Für Windenergie an Land ist dies substantziell ab dem Jahr 2025 der Fall.

Nachfolgende Tabelle führt die Jahreswerte der Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber nach Abzug der vNNE für den untersuchten Zeitraum im TS auf.

Auszahlungen [Mio. EURO]	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Wasserkraft	102	118	110	120	142	165	182
DGK-Gase	- 1	1	2	2	1	1	1
Energie aus Biomasse	1.545	3.474	3.363	3.558	3.641	3.518	3.299
Geothermie	12	30	37	46	58	71	84
Windenergie an Land	81	243	51	182	693	1.489	2.488
Windenergie auf See	606	2.029	1.850	1.694	1.640	1.504	1.241
Solare Strahlungsenergie	9.644	10.516	10.535	10.724	10.927	11.364	11.714
Summe	11.990	16.410	15.948	16.327	17.101	18.112	19.009

Tabelle 3: Jährliche Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber nach Abzug vNNE 2022 - 2028, Trend-Szenario

Im Aufsatzjahr 2022 lagen die Auszahlungen aufgrund der vergleichsweise hohen Strompreise und Marktwerte bei nur rund 12 Mrd. Euro. Im betrachteten Zeitverlauf bis 2028 steigen die erwarteten Förderzahlungen von diesem Betrag ausgehend moderat an und liegen im Jahr 2028 bei rund 19 Mrd. Euro. Im Zieljahr 2024 umfassen die Auszahlungen rund 16 Mrd. Euro und liegen damit auf einem vergleichbaren Niveau, das für das laufende Jahr 2023 erwartet wird (16,4 Mrd. Euro).

Der wesentliche Grund für den in der Studie mittelfristig erwarteten moderaten Anstieg der Auszahlungen im Zeitverlauf gegenüber dem Aufsatzjahr 2022 ist der Rückgang der Strompreise und die damit sinkenden Marktwerte des EEG-Stroms, was zu höheren Zahlungen führt. Weiterhin unterstellt die Prognose einen Zubau in nahezu allen EEG-Technologien, so dass auch ein Zuwachs an Kapazitäten und Erzeugungsmengen besteht, welcher einen Mengeneffekt bei den Zahlungen sowie sinkende Marktwertfaktoren hervorruft.

2 Methodik und Vorgehen für die Studie

Dieses Kapitel erläutert die Methodik zur Erstellung der vorliegenden Studie, insbesondere die Vorgehensweise zur Prognose der installierten Leistung Erneuerbarer Energieträger, der zugehörigen Stromerzeugung, der Zuordnung der EEG-geförderten Erzeugung zu den jeweiligen Vermarktungsformen und die Berechnung der sich daraus ergebenden Zahlungen, die den zukünftigen Finanzierungsbedarf bestimmen. Hierfür wird vorrangig die grundsätzliche Herangehensweise dargelegt, die alle betrachteten EEG-Technologien betrifft. Spezifische methodische Schritte, welche einzelne Technologien betreffen (beispielsweise spezifische Annahmen zur Stilllegung und dem Weiterbetrieb sowie dem Wechseln zwischen Vermarktungsformen), werden in den technologiespezifischen Kapiteln gesondert erläutert.

In die Erstellung der Studie ist eine Vielzahl von Daten und Marktinformationen eingeflossen. Diese lassen sich grundsätzlich in drei Kategorien unterteilen:

1. Daten der Übertragungsnetzbetreiber: von den ÜNB im Rahmen der Prognoseerstellung bereitgestellte Stammdaten und Bewegungsdaten der EEG-Anlagen bis zum 31.12.2022. Sofern nicht anders ausgewiesen, beziehen sich die in dieser Studie verwendeten und dargestellten historischen Daten bis inklusive des Jahres 2022 auf die von den ÜNB im Rahmen der Prognoseerstellung bereitgestellten Stamm- und Bewegungsdaten (ÜNB 2023a bis 2023f). Weiterhin werden die von den ÜNB veröffentlichten Angaben zur Direktvermarktung und den technologiespezifischen Marktwerten verwendet.
2. Sonstige Daten und Marktinformationen: von Institutionen wie beispielsweise der Bundesnetzagentur (BNetzA) und der Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) bereitgestellte Daten zum Einspeisemanagement und zu Erzeugungsmengen sowie historische Wetterdaten. Darüber hinaus wurden Informationen für die Definition der Szenarien aus Studien sowie Hintergrundgesprächen mit Marktakteuren erhoben.
3. Prognosedaten: Annahmen zu erwarteten Entwicklungen unter anderem von installierten Leistungen Erneuerbarer Energieträger (Zubau, Rückbau, Bestand), VBh, vNNE, Zuordnung der EEG-geförderten Erzeugung zu den Vermarktungsformen sowie Vergütungshöhen. Ebenfalls werden Strompreise und Marktwerte prognostiziert. Diese Daten entstammen der im Rahmen der Studie erstellten Prognose; sie definieren die Entwicklungen für den Zeitraum 01.07.2023 bis 31.12.2028. In die Kategorie der Prognosedaten fallen auch die im Rahmen der Studie berechneten Großhandelsstrompreise und Marktwerte aus dem enervis-Strommarktmodell.

Das methodische Vorgehen zur Ermittlung der Zahlungen an EEG-Anlagenbetreiber im Zeitraum bis 2028 ist in folgendem Ablaufdiagramm dargestellt.

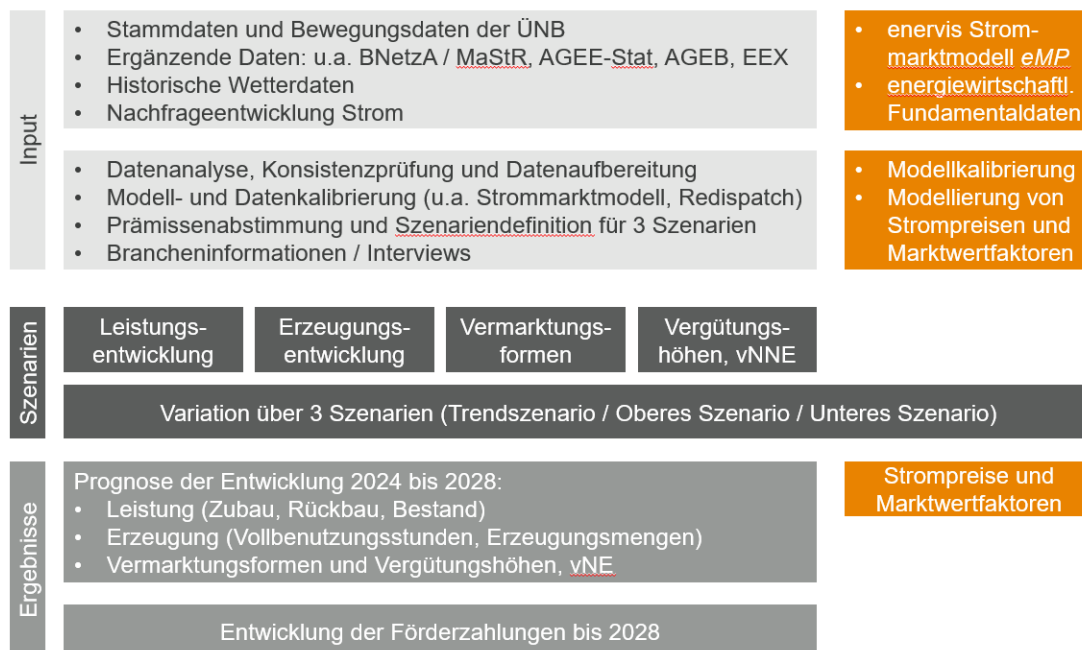


Abbildung 4: Methodisches Vorgehen zur Ermittlung der Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber

In einem ersten Schritt (Input) wurden die Stamm- und Bewegungsdaten der ÜNB bis zum Stichtag 31.12.2022 einer detaillierten Analyse, Konsistenzprüfung und Datenaufbereitung unterzogen. In Abstimmung mit den ÜNB wurden Vorgehensweisen zur Bereinigung von punktuellen Inkonsistenzen festgelegt und umgesetzt. Aus den Stamm- und Bewegungsdaten wurden sodann Informationen in Bezug auf Leistung, Standort, Anlagenalter, Vergütungsdauer, Erzeugung, Vergütungskategorien, vNNE und Vergütungshöhen des Anlagenbestands definiert. Diese stellen auch die Ansatzpunkte für die Szenarien dar. Weiterhin wurden Daten unter anderem der BNetzA zu Redispatch und der AGEE-Stat zu historischen Erzeugungsmengen und deren Schwankungsbreiten für die Kalibrierung des Modells und die Definition der Szenarien verwendet.

In einem zweiten Schritt (Szenarien) wurden drei Szenarien definiert, welche sich vor allem durch ihre Annahmen zur Entwicklung der installierten Leistung (Variation über Zubau und Rückbau) und der Erzeugungsmengen (Variation der VBh) unterscheiden. Da in diesem Jahr keine separate Prognose des Stromverbrauchs (bisheriges Los 2 der Mittelfristprognose wurde aufgrund der Abschaffung der EEG-Umlage dieses Jahr nicht ausgeschrieben) durchgeführt wurde, basieren die drei Szenarien auf unterschiedlichen Annahmen zur Entwicklung des Stromverbrauchs, welche von enervis erarbeitet wurden. Hier erfolgte eine Variation nach Höhe und Struktur des Stromverbrauchs. Die drei Szenarien wurden sodann im enervis-Strommarktmodell abgebildet. In einem dritten Schritt (Ergebnisse) wurden dann die Szenarioannahmen mit den modellierten Strompreisen und Marktwerten für den Prognosezeitraum zusammengeführt.

Daraus ergeben sich die Kernergebnisse der vorliegenden Mittelfristprognose 2024 bis 2028 in Bezug auf die erwartete Entwicklung der Leistung (Zubau, Rückbau, Bestand), Erzeugung (VBh, Erzeugungsmengen), Vermarktungsformen und Vergütungshöhen. Unter Abzug von kostensenkenden Positionen wie vNNE und Abzügen für die Nutzung von Regionalnachweisen wird pro Szenario sodann die Entwicklung der Förderzahlungen bis 2028 berechnet.

2.1 Definition der Szenarien

Die vorliegende Studie bildet ausschließlich die aktuell gültigen rechtlichen Rahmenbedingungen, im Wesentlichen das EEG 2023 mit Stand 07.07.2023 ab; etwaige zukünftige Änderungen des Rechtsrahmens sind in der Studie nicht umfasst. Neben der Möglichkeit zukünftiger Änderungen des gesetzlich-regulatorischen Regelungsrahmens ist die Prognose der Entwicklung der EEG-geförderten Erneuerbaren Energien und der damit verbundenen Zahlungen aus dem EEG-Konto mit weiteren Unsicherheiten verbunden. Diese ergeben sich vorwiegend aus der Unsicherheit der zukünftigen Kapazitätsentwicklung, Erzeugungsmenge, Vergütungshöhen sowie den zukünftigen Strommarkterlöse (Marktwerte), welche wiederum von energiewirtschaftlichen Faktoren wie beispielsweise der zukünftigen Stromnachfrage sowie fundamentalen Markt- und Preisentwicklungen abhängig sind. Um diese Unsicherheiten besser bewertbar zu machen, werden im Rahmen der vorliegenden Studie drei Szenarien unterschieden, die wie folgt ausgestaltet sind:

1. **Trend-Szenario:** Das TS umfasst Entwicklungen, die mit der im Vergleich der Szenarien höchsten Eintrittswahrscheinlichkeit erwartet werden. Die für die untersuchten EE-Technologien angenommenen Auslastungsgrade (VBh) entsprechen einem historischen Mittelwert (mittleres Wetterjahr). Für die Strommarktmodellierung wird ein mittlerer Pfad der Stromnachfrage angenommen. In diesem Szenario wächst die Stromnachfrage bis zum Jahr 2028 im Vergleich zum Aufsattpunkt des Jahres 2022 um 13 %.
2. **Unteres Szenario:** Im US werden ein geringerer Leistungszubau, ggf. höhere Stilllegungen sowie geringere Auslastungsgrade (VBh) im unteren Bereich der historisch beobachteten Bandbreite unterstellt – also in Summe weniger EE-Erzeugung als im TS. Für die Strommarktmodellierung wird der obere Pfad der Stromnachfrage angenommen. In diesem Szenario wächst die Stromnachfrage bis zum Jahr 2028 im Vergleich zum Aufsattpunkt des Jahres 2022 um 17 %.
3. **Oberes Szenario:** Im OS werden ein höherer Leistungszubau, ggf. geringere Stilllegungen sowie höhere Auslastungsgrade (VBh) im oberen Bereich der historisch beobachteten Bandbreite unterstellt – also in Summe mehr EE-Erzeugung als im TS. Für die Strommarktmodellierung wird der untere Pfad der Stromnachfrage angenommen. In diesem Szenario wächst die Stromnachfrage bis zum Jahr 2028 im Vergleich zum Aufsattpunkt des Jahres 2022 um 4 %.

Die Bandbreite der Schwankungen zwischen den Szenarien variiert je nach EEG-Technologie. Die unterstellten Schwankungsbreiten orientieren sich dabei vor allem für die VBh an den historisch beobachteten Größenordnungen von Schwankungen.

2.2 Leistungsentwicklung

Für jede der zehn EEG-Technologien wird die historische Entwicklung der installierten Leistung in absoluten Zahlen und der jährliche Zubau für 2008 bis 2022 ermittelt und validiert. Datenbasis dafür sind die ÜNB-Stammdaten (ÜNB 2023a bis 2023f) bis inklusive des Jahres 2022. Die im Zeitraum 01.01.2023 bis 30.06.2023 installierten Leistungen werden auf Basis von aktuellen Informationen aus dem Marktstammdatenregister der BNetzA sowie Informationen der ÜNB ergänzt. Diese Daten stellen somit den Aufsattpunkt für die Prognose. Ausgehend davon wird in den drei Szenarien der Studie für jede EEG-Technologie die monats-scharfe Leistungsentwicklung ab dem 01.07.2023 bis zum Ende des Jahres 2028 prognostiziert.

Dies beinhaltet eine Annahme über den Zubau neuer EEG-Anlagen, die Stilllegung von Bestandsanlagen vor Ende der EEG-Vergütung sowie Annahmen zur Stilllegung von Anlagen beim regulären Auslaufen der EEG-Vergütung. Basierend auf Wirtschaftlichkeitsüberlegungen und technischen Hintergründen einzelner EEG-Technologien wird ein (ggf. anteiliger) Weiterbetrieb von EE-Leistungen nach dem regulären Ende der EEG-Vergütung unterstellt. Diese Anlagen werden dann – sofern sie keinen Anspruch auf eine Anschlussförderung haben – unter der Vermarktungsform der sonstigen Direktvermarktung geführt. Gleiches gilt für neue Anlagen, die ohne Vergütungsanspruch außerhalb von EEG-Ausschreibungen oder dem EEG-Festvergütungssystem errichtet werden; dies ist in der Studie in relevantem Umfang nur für Freiflächen-PV relevant).

Die Annahmen zur zukünftigen Leistungsentwicklung stützen sich dabei im Wesentlichen auf die Auswertung der historischen Leistungsentwicklung, das gesetzlich festgelegte Mengen- und Zeitgerüst für Ausschreibungen im EEG, historische Ausschreibungsergebnisse und Realisierungswahrscheinlichkeiten, öffentliche Studien für einzelne Technologien sowie bei enervis vorliegende Datensätze zu Anlagen im Antrags- oder Genehmigungsverfahren sowie Potenzialerhebungen für Windenergie an Land und Freiflächen-PV. Weiterhin gehen Informationen aus Hintergrundgesprächen mit Marktakteuren in die Annahmen ein. Nicht zuletzt wurden die Szenarioannahmen für alle EEG-Technologien in den drei Szenarien mit den ÜNB diskutiert und abgestimmt.

2.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Für die Prognose der Stromerzeugung aus den volatilen Erzeugungstechnologien Windenergie an Land, Windenergie auf See und PV wurde ein mittleres Wetterjahr definiert werden, welches den Erwartungswert für die Einspeisung aus diesen dargebotsabhängigen Technologien möglichst zielgenau abbildet. Im Rahmen der vorliegenden Studie wird hierfür aus historischen Wetterdaten ein mittleres Wetterjahr in Stundenauflösung definiert.

Dieses mittlere Wetterjahr wird sodann in der Modellierung der VBh und der stündlichen Stromerzeugungsprofile für die Studie verwendet. Dabei werden die VBh über drei Szenarien entlang langjähriger historischer Schwankungsbreiten variiert, um eine realistische Bandbreite der VBh abzubilden. Hierfür wird auf Monatsbasis ein Rangverfahren für die historischen Wetterjahre 2000 bis 2022 durchgeführt, welches die sich ergebenden VBh für Windenergie und PV nach Größe sortiert und sodann jeweils die Rangpaare Windenergie-PV aus einem Monat auswählt, der möglichst nahe am mittleren Rang des gesamten verwendeten Datensatzes mit 22 historischen Wetterjahren liegt. Dabei wird die Saisonalität der beiden Energieträger durch eine Gewichtung im Rangverfahren berücksichtigt.

Durch dieses mathematische Verfahren bleibt einerseits der meteorologische Zusammenhang von Windgeschwindigkeiten und Globalstrahlung erhalten und andererseits wird mit Erhalt dieses Zusammenhangs ein synthetisches Wetterjahr aus real aufgetretenen Wettermonaten definiert, welches das mittlere Jahr aus dem historischen Sample repräsentiert. Für die im enervis-Strommarktmodell ebenfalls abgebildeten europäischen Nachbarmärkte werden die jeweiligen Wetterdaten für die aus dieser Analyse für Deutschland ausgewählten Monate verwendet, so dass der chronologische Zusammenhang auch grenzüberschreitend gegeben ist und eine europaweit konsistente Datenbasis für die Strommarktmodellierung verwendet wird. Die aus den Wetterdaten abgeleiteten stündlich aufgelösten Einspeisedaten für Wind und PV werden im Strommarktmodell verwendet und sind damit maßgeblich für die Ermittlung der stundenscharfen Marktpreise und Marktwerte der volatilen Energieträger.

Aufgrund von Redispatch, das heißt der netzbedingten Abregelung von EE-Leistung, sowie marktbedingter Abregelung entsprechen die sich aus den Wetterdaten ergebenden potenziellen Einspeisemengen allerdings noch nicht den förderzahlungsrelevanten tatsächlichen Einspeisemengen. Daher wurde die Ausfallarbeit durch Redispatch für Wind an Land, Wind auf See und Freiflächen-PV bundeslandscharf abgeschätzt.

Dazu wurde die durch die BNetzA im Monitoringbericht (BNetzA 2022a) und den Quartalsberichten (BNetzA 2022b) dokumentierte historische Ausfallarbeit durch Redispatch jeweils mit der potenziellen Einspeisearbeit aus historischen Wetterdaten und der tatsächlichen historischen Einspeisearbeit aus den ÜNB-Bewegungsdaten abgeglichen.

Die für die Förderzahlungen relevanten Strommengen ergeben sich dann als die um die nicht ins Netz eingespeisten Mengen aus Redispatch bereinigten Erzeugungsmengen. Die Verhältnisse der Ausfallarbeit aus Redispatch an der verbleibenden Erzeugung werden für die Studie aus der historischen Analyse bestimmt und in die Zukunft fortgeschrieben. Die in diesem Bericht dargestellten Strommengen und VBh beziehen sich damit jeweils auf diese um das Redispatch bereinigten Mengen.

2.4 Berechnung von Strompreisen und Marktwerten

Die Auszahlungen an EEG-Anlagenbetreiber und damit der EEG-Finanzierungsbedarf werden durch die Erlöse des Stromverkaufs im Großhandel in Form der technologiespezifischen Marktwerte gemindert – entweder explizit für Anlagen unter dem Marktprämienmodell in der Direktvermarktung oder implizit im Rahmen der Veräußerung des Stroms durch die ÜNB bei nicht direkt vermarkteten Anlagen. Daher kommt der Prognose dieser Marktwerte für die vorliegende Studie eine wichtige Bedeutung zu. Dafür wird in den drei Szenarien eine stundenscharfe Prognose der Day-Ahead-Großhandelsstrompreise für die Preiszone Deutschland-Luxemburg mit dem enervis-Strommarktmodell vorgenommen. Dieses Modell bildet sowohl fundamentale Preisentwicklungen (Brennstoffe, CO₂), strukturelle Entwicklungen im Kraftwerkspark (installierte und verfügbare Leistungen, Verlauf des Kernenergie- und Kohleausstiegs, das fluktuierende Angebot aus erneuerbaren Energien und die Stromnachfrage inklusive Flexibilitätspotenzialen und Speichereinsatz im europäischen Verbund ab. Dabei werden Kapazitätsrestriktionen an den Grenzkuppelstellen integriert berücksichtigt.

Das enervis-Strommarktmodell bildet die europäischen Strommärkte und Strompreiszonen ab. Es basiert auf umfangreichen energiemarktspezifischen Fundamentaldaten. Dieses von enervis entwickelte Modell erlaubt Prognosen der stündlichen Strommarktpreise sowie die Analyse der Haupteinflussfaktoren auf die entsprechenden Preisentwicklungen. Nachstehende Abbildung gibt einen Überblick über die wesentlichen Inputfaktoren, den Modellumfang und die Ergebnisse des enervis-Strommarktmodells.

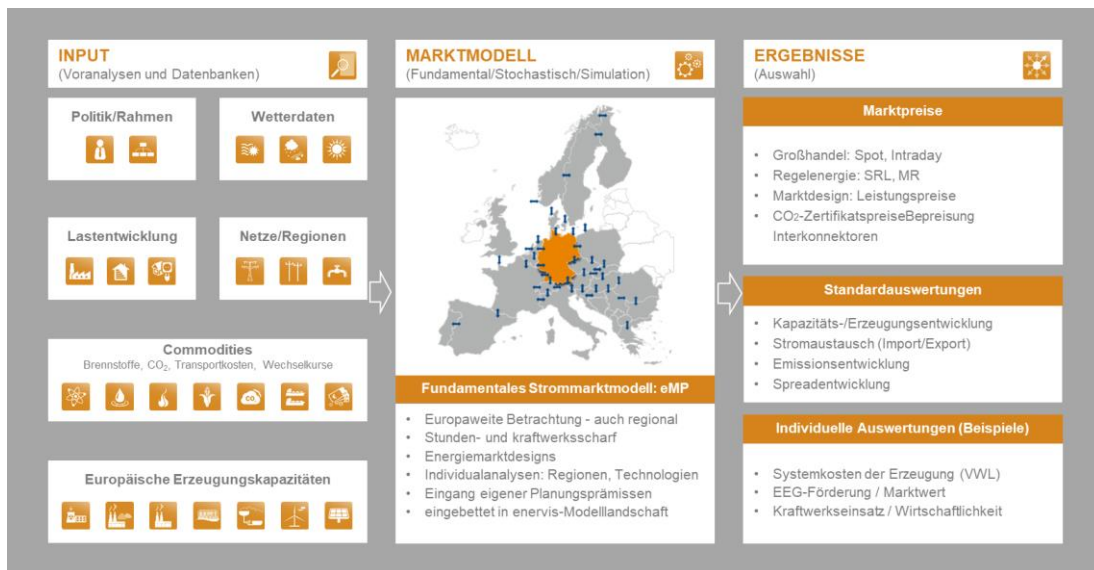


Abbildung 5: Inputfaktoren, Modellumfang und Ergebnisse des enervis-Strommarktmodells

Im Rahmen einer Strompreisprognose wird im ersten Schritt die Strompreisentwicklung in einem wettbewerbsintensiven Energiemarkt modelliert, das heißt ohne strategisches Verhalten der Marktteilnehmer. In diesem Zusammenhang wird unterstellt, dass Kraftwerke immer dann zum Einsatz kommen, wenn sie durch den Betrieb mindestens ihre variablen Betriebskosten decken können. Diese setzen sich im Wesentlichen aus Brennstoff-, CO₂- und variablen Wartungs- und Instandhaltungskosten zusammen.

Für erneuerbare Energien wird eine Einsatzweise unterstellt, die das Förderregime (Marktprämie bzw. gesetzliche Vergütung) in der Höhe und im Zeitverlauf entsprechend im Gebotsverhalten berücksichtigt. Die Auflösung des Strommarktmodells innerhalb Deutschlands erlaubt eine regionale Abbildung des Kraftwerksparks inklusive der erneuerbaren Energien. Das enervis-Strommarktmodell liefert schlussendlich stündliche Strompreise sowie Marktwerte und Marktwertfaktoren für alle betrachteten EE-Technologien.

Die in ein oberes und ein unteres Szenario differenzierten Leistungs- und Erzeugungsentwicklungen der EEG-Technologien sowie der Stromnachfrageannahmen wurden sodann als Szenariovarianten in dieses Referenzszenario im Strommarktmodell eingesetzt. Die drei berechneten Szenarien unterscheiden sich somit in Bezug auf die abgebildete Leistungs- und Erzeugungsentwicklung der EEG-Technologien sowie die Stromnachfrage. Die sonstigen energiewirtschaftlichen Annahmen, insbesondere Brennstoff- und CO₂-Preise, sind über alle drei Szenarien identisch.

Die im Rahmen der Studie berechneten mittleren Großhandelsstrompreise für die drei Szenarien dieser Studie stellen sich wie folgt dar.

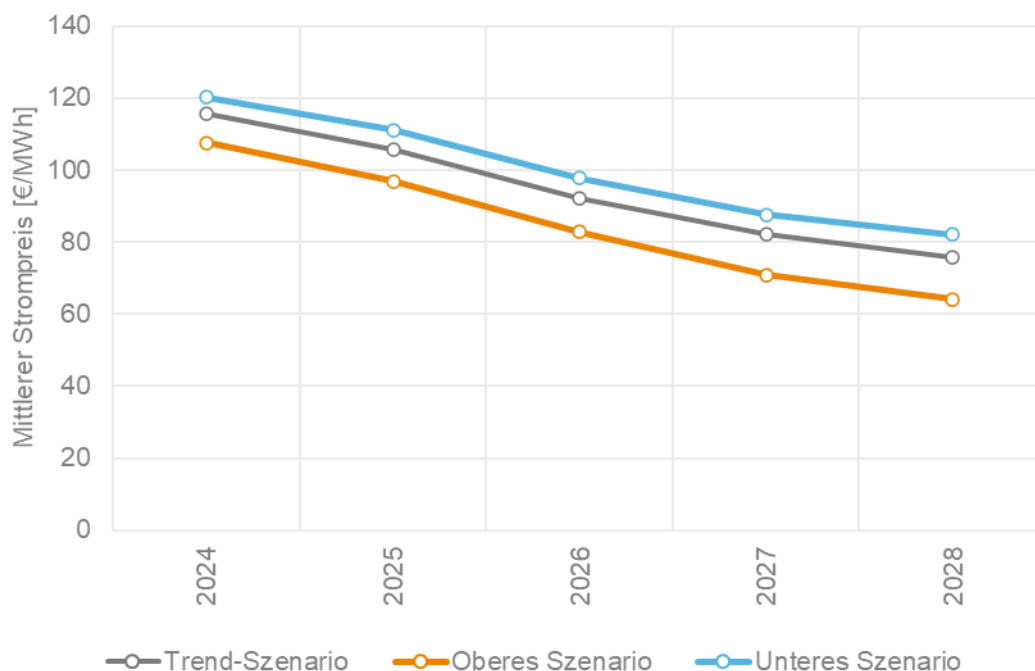


Abbildung 6: Entwicklung der mittleren Großhandelsstrompreise (Basepreis) 2024 – 2028 in drei Szenarien, real €₂₀₂₃

Die Prognose basiert auf den EEX-Terminmarktnotierungen für Brennstoffpreise und CO₂ aus dem 2. Quartal 2023. Das TS sowie die beiden zusätzlich berechneten Szenarien zeigen vom Aufsatzzpunkt 2024 eine rückläufige Preistendenz. Dies ist einerseits mit den rückläufigen Brennstoff- und CO₂-Preisen, andererseits mit dem zunehmenden Anteil erneuerbarer Einspeisung im In- und Ausland zu erklären. Beide Treiber führen in der fundamentalen Strompreismodellierung zu geringeren Strompreisen. Im TS liegt der Basepreis für das Zieljahr 2024 bei rund 115 €/MWh und geht auf rund 76 €/MWh in 2028 zurück. Die Entwicklung in den anderen beiden Szenarien ist analog. Für 2024 ergibt sich aus der Modellierung ein Szenariofächer mit Preisdifferenzen von +7 % und -4 % um das TS herum; dieser Szenariofächer wird über die Betrachtungsdauer moderat breiter. Die angegebenen Strompreise sind reale Preise mit Preisbasis 2023.

Der Marktwert für die dargebotsabhängigen Energieträger Windenergie an Land, Windenergie auf See und PV bestimmt sich aus dem technologiespezifischen erzeugungsmengengewichteten Mittel der Stundenpreise des Day-Ahead-Marktes und wird in der Modellierung ebenfalls stundenscharf ermittelt. Bei den für die Marktwertermittlung anzusetzenden Strommengen sind die Reduzierungen der Einspeiseleistung durch Netzbetreiber oder Direktvermarkter nicht zu berücksichtigen.

Der technologiespezifische Marktwert wird nach folgender Formel bestimmt; der Berechnungszeitraum ist typischerweise der Kalendermonat oder das Kalenderjahr:

$$\text{Marktwert} = \frac{\sum_{h=1}^N \text{Preis}_h \cdot \text{Strommenge}_h}{\sum_{h=1}^N \text{Strommenge}_h}$$

Der Marktwertfaktor ist der Quotient aus dem Marktwert und dem arithmetischen Mittelwert der Stundenstrompreise (Basepreis) im gleichen Zeitraum. Er schwankt demnach von Monat zu Monat mit den Strompreisen und der erneuerbaren Stromerzeugung und wird in der vorliegenden Studie technologiespezifisch pro Szenario unter Verwendung des enervis-Strommarktmodells berechnet. Nähere Ausführungen zu den Marktwertfaktoren der dargebotsabhängigen Energieträger finden sich in den jeweiligen Kapiteln. Die Marktwerte sind ausschlaggebend für die Berechnung der Strommarkterlöse und die etwaigen Marktprämienzahlungen.

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Wasserkraft, Klärgas, Grubengas, Geothermie und Biomasse wird im EEG als der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte des Spotmarktes (das heißt der Basepreis) definiert. Demzufolge beträgt der Marktwertfaktor für diese Technologien stets 1 (vgl. Anlage 1 zu § 23a EEG 2023) und es kommt als Marktwert der mittlere prognostizierte Strompreis des jeweiligen Zeitraums zur Anwendung.

2.5 Veräußerungsformen für EEG-Strom

Je nach Art und Leistung der EEG-Anlage bestehen im Rahmen des EEG grundsätzlich folgende fünf Veräußerungsformen für den erzeugten Strom:

1. Gesetzlich festgelegte Einspeisevergütung (§ 21 EEG 2023)
2. Geförderte Direktvermarktung mit Marktprämie (§ 20 EEG 2023)
3. Sonstige Direktvermarktung (§ 21a EEG 2023)
4. Verbrauch vor Ort (§ 33 EEG 2012, §§ 21 Abs. 3 EEG 2023)
5. Vermarktung in Ausnahmefällen für historische Daten (§ 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2023)

In die Veräußerungsform der **gesetzlich festgelegten Einspeisevergütung** fallen im Wesentlichen ältere Bestandsanlagen, die vor Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung in Betrieb gegangen sind und diese weiterhin nutzen, sowie Kleinanlagen, die nicht der Pflicht zur Direktvermarktung unterliegen. Diese Veräußerungsform umfasst auch die Ausfallvergütung (§ 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2023), sowie die Vergütung ausgeförderter Anlagen (§ 21 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2023).

Für neuere EEG-Anlagen, die keine Kleinanlagen sind, stellt hingegen die Vermarktung nach Marktprämie (**geförderte Direktvermarktung**) den Regelfall dar.

In speziellen Fällen vermindert sich die Vergütung von EEG-Anlagen auf eine reduzierte sogenannte **Ausfallvergütung** (§ 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2023). Für hiervon betroffene Strommengen wurde in der vorliegenden Studie keine Prognose vorgenommen. Hintergrund dafür ist, dass es sich hierbei um Einzelfälle handelt, die nicht prognostizierbar sind und zudem nur marginale Auswirkungen auf die gesamten EEG-Zahlungen haben. Außerdem sollte davon ausgegangen werden, dass Anlagenbetreiber nicht vorsätzlich in diese Vermarktungsform hineinlaufen.

Als weitere Option steht es EEG-Anlagenbetreibern offen, den erzeugten Strom über die **sonstige Direktvermarktung** (§ 21a EEG 2023) zu veräußern. Die Daten der ÜNB für das Jahr 2022 zeigen, dass aufgrund der vergleichsweise hohen Marktwerte aktuell ein gewisser Anteil von Anlagen trotz eines bestehenden Vergütungsanspruchs die sonstige Direktvermarktung nutzen und auf der Basis einer Spotvermarktung oder von Fixpreisen Stromerlöse sowie Erlöse für Herkunftsnachweise erwirtschaften, welche nur in dieser Vermarktungsform generiert werden können.

Mittelfristig spielt die sonstige Direktvermarktung vor allem auch für den Weiterbetrieb von Anlagen eine Rolle, deren EEG-Vergütung im Betrachtungszeitraum endet und die keinen Anspruch auf eine Anschlussförderung (§ 21 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2023) haben beziehungsweise wahrnehmen. Diese wechseln zum Zeitpunkt des prognostizierten Vergütungsendes in die sonstige Direktvermarktung, sofern nicht im Technologiekapitel abweichend beschrieben. Bei Windenergie auf See gehen im Betrachtungszeitraums überwiegend Windparks in Betrieb, die in den EEG-Ausschreibungen mit einem Gebot zu 0 ct/kWh bezuschlagt wurden und somit keine Marktprämie erhalten; diese werden ebenfalls der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet. Zusätzlich dazu werden die annahmegemäß zuwachsenden neuen PV-Freiflächenanlagen ohne Vergütungsanspruch (PPA-Anlagen) der Kategorie der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet.

Als weitere Veräußerungsform können PV-Anlagenbetreiber unter bestimmten Voraussetzungen einen **Mieterstromzuschlag** in Anspruch nehmen (§ 21 Abs. 3 EEG 2023). Auch hierfür werden entsprechende Annahmen in den Szenarien getroffen, die im Technologiekapitel beschrieben sind.

Für Betreiber von EEG-Anlagen besteht neben der Option, den erzeugten Strom zu veräußern, auch die Möglichkeit zum **Eigenverbrauch**. Für EEG-Technologien, für die der Eigenverbrauch relevant ist, ist daher auch dieser selbst verbrauchte Anteil Gegenstand der vorliegenden Studie. Der Anteil des Eigenverbrauchs variiert dabei zwischen den untersuchten Anlagenarten und Größenklassen. Für die Studie werden der Anteil des Eigenverbrauchs und die prognostizierte Entwicklung entlang von veröffentlichten Daten und Marktstudien abgeschätzt.

Im Allgemeinen wird im Rahmen der Studie für Bestandsanlagen, für die die aktuelle Veräußerungsform bekannt ist, unterstellt, dass diese die letzte bekannte Veräußerungsform auch zukünftig weiter nutzen werden – etwaige Ausnahmen werden in den jeweiligen Technologiekapiteln erläutert.

2.6 Vergütungssätze

Für die Berechnung der Vergütungszahlungen der EEG-Anlagen sind Informationen zu den anlagenspezifischen Vergütungssätzen notwendig. Hierfür wird grundsätzlich unterschieden zwischen

- a) Anlagen im Bestand, für welche Informationen zur Höhe der Vergütungssätze aus den aktuellen Bewegungs- und Stammdaten der ÜNB vorliegen und
- b) von Anfang 2023 bis Ende 2028 neu in Betrieb gehende Anlagen, für welche eine Annahme zur Höhe der Vergütungssätze vorzunehmen ist, sofern diese nicht aus bereits abgeschlossenen Ausschreibungen bekannt sind oder abgeleitet werden können.

Für Bestandsanlagen werden Informationen zu den Vergütungssätzen aus den aktuellen Bewegungsdaten der ÜNB bis Ende 2022 ermittelt. Deren Fortschreibung berücksichtigt ebenfalls in den ÜNB-Daten vorhandene Informationen zu etwaigen zukünftigen Veränderungen der Vergütungshöhe. Für die Prognose der Vergütungshöhen von Neuanlagen bildet die vorliegende Studie die Regelungen des EEG 2023 bezüglich Anlagen mit Festvergütung (beispielsweise die Vergütungsdegression für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen) ab. Für Anlagen, die bis Ende 2028 in Betrieb gehen und deren anzulegender Wert durch Ausschreibungen bestimmt wird (im Wesentlichen Windenergie an Land und auf See, Freiflächen-PV-Anlagen und Biomasse) werden zudem Annahmen getroffen, wie sich die jeweiligen Zuschlagspreise entwickeln. Nähere Informationen zum dafür gewählten Vorgehen finden sich in den technologiespezifischen Kapiteln der Studie.

2.7 Vermiedene Netznutzungsentgelte

In § 18 der Stromnetzentgeltverordnung ist geregelt, dass Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen bei Einspeisung in eine der Höchstspannung nachgelagerte Spannungsebene vom die Erzeugungsanlage anschließenden Verteilnetzbetreiber ein Entgelt erhalten, welches die seitens des Netzbetreibers vermiedenen Kosten der Netznutzung kompensieren soll. Das Entgelt leitet sich aus den durch die dezentrale Einspeisung vermiedenen Netzentgelten der vorgelagerten Netz- und Umspannebenen ab. Anlagenbetreiber, die nach § 19 Abs. 1 EEG 2023 eine Vergütung erhalten, haben jedoch selbst keinen Anspruch auf die Auszahlung der vNNE. Stattdessen fließen diese dem EEG-Konto zu und wirken damit senkend auf den Finanzierungsbedarf. Vor diesem Hintergrund sind vNNE für die Ermittlung des Finanzierungsbedarfs in dieser Studie relevant.

Das Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) regelt die gestaffelte Reduktion der vNNE für EEG-Anlagen. Dabei wird unterschieden nach volatiler Stromerzeugung (Windenergie und PV) und nicht-volatiler Stromerzeugung (andere erneuerbare Energieträger).

Die Zahlung der vNNE für volatile Stromerzeugung mit Inbetriebnahme ab 01.01.2018 entfällt dabei komplett. Für Neuinbetriebnahmen nicht-volatiler Erzeugungsanlagen (Wasserkraft, Biomasse, Gase, Geothermie) gilt dies ab 01.01.2023. Für den Anlagenbestand wird ebenfalls nach Energieträgern unterschieden: Bestehende und bis 01.01.2023 in Betrieb gehende nicht-volatile Erzeugungsanlagen erhalten weiterhin vNNE; für volatile Erzeugungsanlagen erfolgt seit dem 01.01.2020 keine Zahlung von vNNE mehr. Die Basis der Berechnung der vNNE sind die Referenzpreisblätter der Netzbetreiber. Für die vorliegende Studie werden die vNNE aus den ÜNB-Bewegungsdaten ermittelt und unter Berücksichtigung der oben genannten Vorgaben des NEMoG technologieabhängig für die Zukunft berechnet und als Erlöse von den Auszahlungen abgezogen.

2.8 Summe der Auszahlungen

Die Summe der EEG-Auszahlungen für die in der Studie untersuchten Jahre wird anhand der für die drei Szenarien unterstellten Erzeugungsmengen und unter Berücksichtigung der jeweiligen Vermarktungsformen und Vergütungshöhen berechnet. Für Erzeugungsmengen mit einer festen Einspeisevergütung ergibt sich die Gesamtzahlung aus der Multiplikation des entsprechenden Vergütungssatzes und der eingespeisten Strommenge. In der Direktvermarktung nach EEG-Marktprämienmodell wird nur die gleitende Marktprämie kostenwirksam, da lediglich die Differenz zwischen dem technologiespezifischen Referenzmarktwert (monatlicher Marktwert der Technologie) und dem jeweiligen anlagenspezifischen Vergütungsanspruch vom ÜNB ausbezahlt ist.

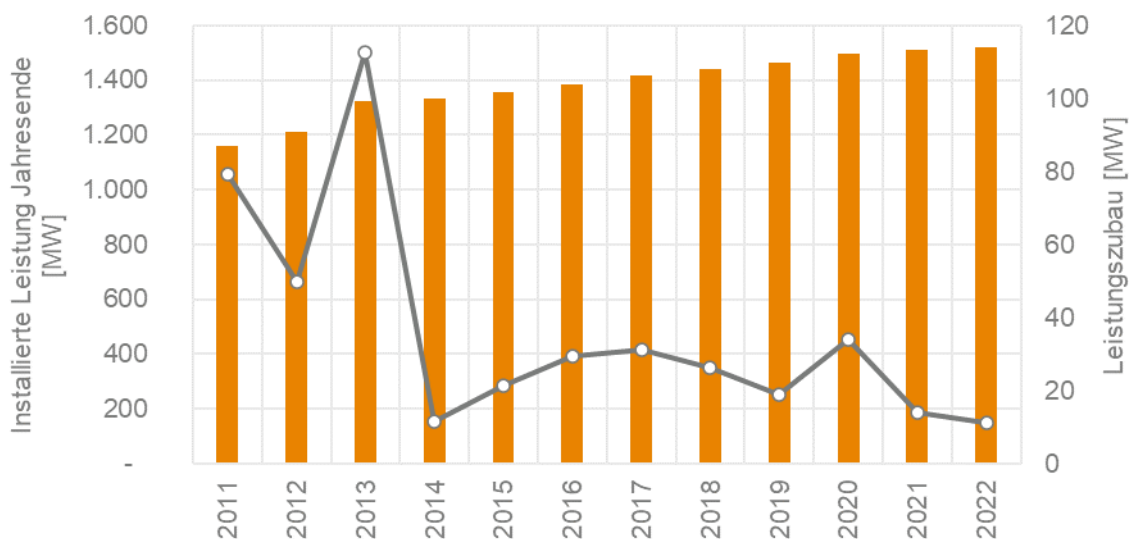
Zur Berechnung der Marktprämien kommen in der Studie die modellbasiert ermittelten Marktwerte zur Anwendung. Neben den Vergütungszahlungen aus der Einspeisevergütung und der Direktvermarktung mit Marktprämie berücksichtigt die vorliegende Studie Zahlungen für Mieterstrom, vergüteten Eigenverbrauch und die Flexibilitätsprämie bzw. den Flexibilitätszuschlag für Biomasse. Die anzusetzenden vNNE werden von den so errechneten summierten Vergütungszahlungen abgezogen.

3 Mittelfristprognosen für EEG-geförderte Anlagen

3.1 Wasserkraft

3.1.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Ein Drittel der heute in Deutschland installierten Wasserkraftleistung wurde bereits im 20. Jahrhundert erschlossen. Auch in den Jahren 2011, 2012 und 2013 wurde noch Leistung in nennenswertem Umfang zugebaut. Aufgrund naturschutzrechtlicher Vorgaben und des Wasserhaushaltsgesetzes waren die jährlichen Zubauraten in der jüngeren Vergangenheit jedoch erheblich geringer. So lag der Zubau von Leistung in den Jahren 2014 bis 2022 bei rund 22 MW pro Jahr, 2021 waren es 14 MW, 2022 nur 11 MW. Dieser Zubau war insbesondere auf Modernisierungs- und Ertüchtigungsmaßnahmen bestehender Anlagen sowie Kleinanlagen zurückzuführen. Dadurch stieg die installierte Leistung von EEG-geförderten Wasserkraftwerken auf 1.521 MW zum Ende des Jahres 2022 (siehe Abbildung 7).



Leistung Historie [MW]	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Netto Zubau	79	50	113	12	21	29	31	26	19	34	14	11
Bestand Jahresende	1.161	1.211	1.323	1.335	1.356	1.386	1.417	1.443	1.462	1.496	1.510	1.521

Abbildung 7: Historische Leistungsentwicklung für Wasserkraft

3.1.2 Leistungsentwicklung 2024 bis 2028

Im Prognosezeitraum wird für das TS im Wesentlichen ein Erhalt der installierten Kapazität unterstellt, jedoch kein weiterer Zubau von Wasserkraftanlagen. Dies liegt an den in Abschnitt 3.1.1 aufgeführten Entwicklungen. Außerdem sind neue Anlagen nach EEG 2023 nur dann förderfähig, wenn diese an bereits bestehenden Querverbauungen errichtet werden. Darüber hinaus haben sich die anzulegenden Werte für Wasserkraft im EEG 2023 leicht verringert, sodass auch dies nicht für einen weiteren Zubau spricht.

Die Degression dieser Werte wurde um zwei Jahre nach hinten auf das Jahr 2024 verschoben. Dem folgend wird für alle Szenarien unterstellt, dass es im Betrachtungszeitraum keinen neuen Zubau von Wasserkraftanlagen gibt; eine Szenariovariation erfolgt über die Rückbauannahmen.

Der Rückbau von bestehenden Anlagen zwischen 2016 und 2021 lag durchschnittlich bei 1,7 MW pro Jahr. Dieser Wert wird als Erwartung im TS bis 2028 fortgeschrieben. Die Rückbauquoten in den beiden anderen Szenarien schwanken entlang des Mittelwertes um die Standardabweichung desselben Zeitraums (2016 bis 2021), so dass sich im US kein Rückbau ergibt, während im US die installierte Leistung um rund 4 MW pro Jahr sinkt.

Für Wasserkraftanlagen, deren EEG-Vergütung im Prognosezeitraum endet, werden keine Stilllegungen, sondern ein Weiterbetrieb der Anlagen mit erneutem Vergütungsanspruch entlang der Fiktion der Neuinbetriebnahme durch Ertüchtigungsmaßnahmen (vgl. § 40 EEG 2023) angenommen. Daraus ergibt sich die prognostizierte Leistungsentwicklung in den Szenarien dieser Studie gemäß nachfolgender Tabelle.

Leistung Prognose [MW]	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Trend-Szenario						
Zubau	-	-	-	-	-	-
Rückbau	2	2	2	2	2	2
Bestand Jahresende	1.520	1.518	1.516	1.514	1.513	1.511
Oberes Szenario						
Zubau	-	-	-	-	-	-
Rückbau	0	-	-	-	-	-
Bestand Jahresende	1.521	1.521	1.521	1.521	1.521	1.521
Unteres Szenario						
Zubau	-	-	-	-	-	-
Rückbau	4	4	4	4	4	4
Bestand Jahresende	1.518	1.514	1.511	1.507	1.504	1.500

Tabelle 4: Prognose der Leistungsentwicklung von Wasserkraftanlagen

3.1.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Die VBh von Wasserkraftanlagen ergeben sich auf Basis der installierten Leistung sowie der Stromerzeugung, welche gemäß der Stamm- und Bewegungsdaten historisch bekannt ist. Die VBh im Jahresvergleich werden im Wesentlichen von den Witterungsverhältnissen, dem Abflussverhalten von Gewässern und Vorgaben bezüglich der Mindestabflussmengen beeinflusst.

Für die Prognose wird im TS daher das zehnjährige Mittel auch für die Folgejahre unterstellt. Im unteren und oberen Szenario wurden die VBh um +/- 242 Stunden variiert. Dies entspricht der mittleren Abweichung der VBh vom Mittelwert der letzten zehn Jahre gemäß Daten der AGEE-Stat (2023).

Da die Stromerzeugung aus Wasserkraftanlagen dargebotsabhängig ist, schwankt der Ausnutzungsgrad unterjährig. Das Einspeiseprofil wurde daher auf Basis mittlerer monatlicher Stromerzeugungsmengen der vergangenen zehn Jahre bestimmt (Destatis 2023). Der monatliche Verlauf der VBh für Wasserkraft in den drei Szenarien ist exemplarisch in nachstehender Abbildung für das Jahr 2024 dargestellt.

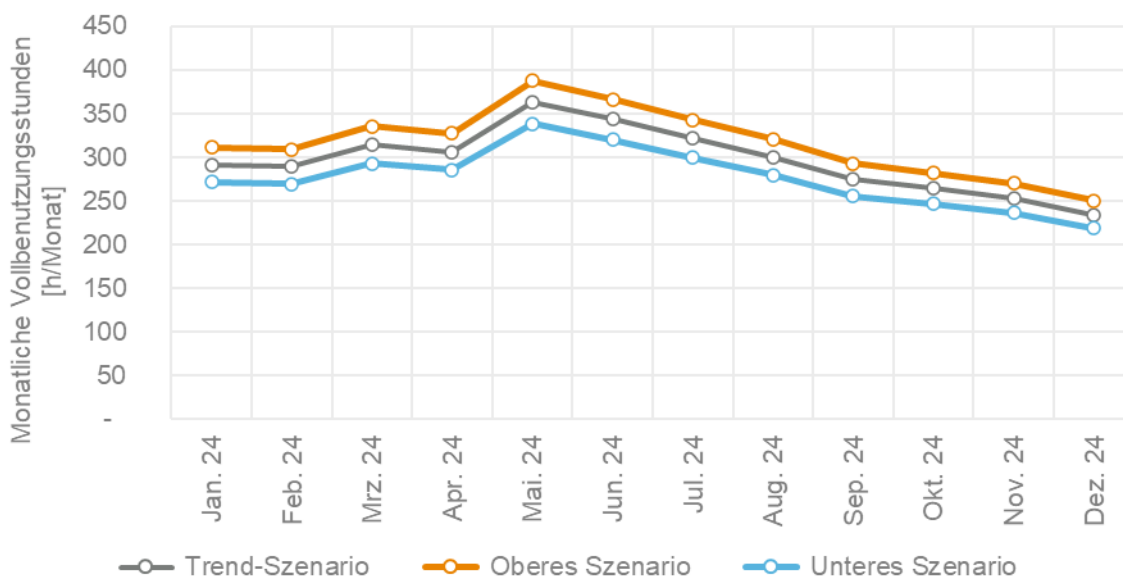


Abbildung 8: Monatliche VBh im Jahr 2024 für Wasserkraft

Die jährlichen VBh und die resultierende Stromerzeugung aus Wasserkraftanlagen in den drei Szenarien sind in nachstehender Tabelle aufgeführt, die Stromerzeugungsmenge in 2024 bis 2028 korrespondiert dabei aufgrund gleichbleibender VBh zur unterstellten Leistungsentwicklung.

VBh und Stromerzeugung	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.183	3.553	3.553	3.553	3.553	3.553	3.553
Stromerzeugung [GWh/a]	4.836	5.401	5.395	5.389	5.383	5.377	5.371
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.183	3.665	3.794	3.794	3.794	3.794	3.794
Stromerzeugung [GWh/a]	4.836	5.575	5.772	5.772	5.772	5.772	5.772
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.183	3.441	3.311	3.311	3.311	3.311	3.311
Stromerzeugung [GWh/a]	4.836	5.228	5.019	5.008	4.996	4.984	4.973

Tabelle 5: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Wasserkraft

3.1.4 Marktwertfaktoren

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Wasserkraft wird laut Anlage 1 zu § 23a EEG 2023 als der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte des Day-Ahead-Spotmarktes definiert und beträgt demzufolge für Wasserkraft genau 1.

3.1.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Die ausgewerteten Bewegungsdaten zeigen, dass für Wasserkraft die geförderte Direktvermarktung (Anteil der Stromerzeugung bei 57 %) und die feste Einspeisevergütung (25 %) die dominierenden Vermarktungsformen darstellen. Da für die Prognose unterstellt wird, dass Bestandsanlagen ihre jeweilige Vermarktungsform beibehalten, bleiben diese Anteile bis 2028 weitgehend konstant. Wie bereits in Abschnitt 3.1.2 ausgeführt, werden keine Anlagen vorzeitig stillgelegt, sondern mit erneutem Vergütungsanspruch weiterbetrieben. Ein Wechsel von Anlagen in die sonstige Direktvermarktung erfolgt daher im Betrachtungszeitraum nicht.

Basierend auf Auswertungen der Bewegungsdaten zeigt sich, dass sämtliche Wasserkraftanlagen einen Teil des erzeugten Stroms selbst verbrauchen, dies macht jedoch in Summe nur einen geringen Anteil der Gesamterzeugung aus. Dieser Anteil wird in der Prognose fortgeschrieben.

Nachstehende Abbildung fasst die Ergebnisse bezüglich der Vermarktungsformen für Wasserkraft zusammen.

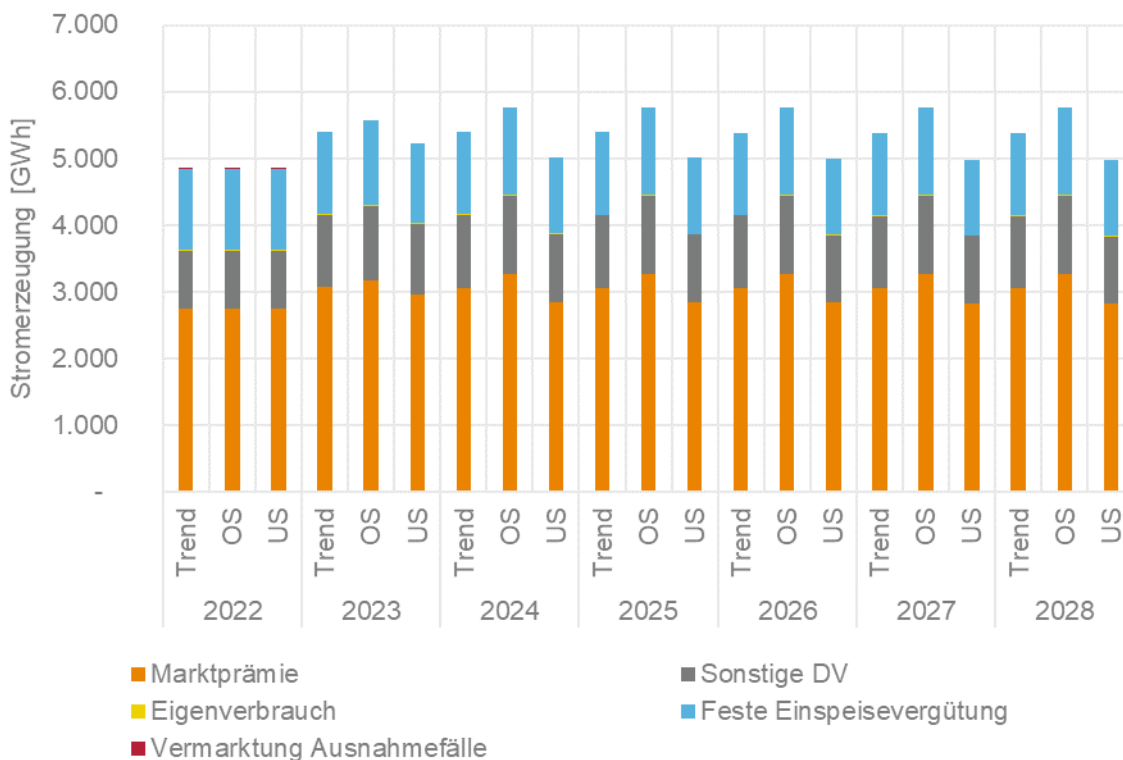


Abbildung 9: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für Wasserkraft

3.1.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Für die Berechnung der Förderzahlungen für Bestandsanlagen werden die auf Basis der Bewegungsdaten 2022 ermittelten Vergütungssätze angesetzt. Da sowohl selbst verbrauchte Strommengen als auch Strommengen der sonstigen Direktvermarktung für Wasserkraft nicht vergütet werden, setzt sich der Gesamtauszahlungsbetrag nur aus Förderzahlungen für Strommengen der geförderten Direktvermarktung und der festen Einspeisevergütung zusammen.

Aufgrund der vergleichsweise hohen Marktwerte im Jahr 2022 und deren nur moderatem Rückgang in den Prognosejahren danach fallen die Gesamtauszahlungen für die Marktprämie vergleichsweise gering aus. Anlagen mit fester Einspeisevergütung dominieren daher die EEG-Auszahlungen im Bereich der Wasserkraft. Erst mittelfristig machen Marktprämienzahlungen bei sinkenden Marktwerten wieder einen zunehmenden Anteil der Auszahlungen aus und machen im Jahr 2028 knapp 40 % der Auszahlungssumme aus.

Die Förderzahlungen nach Vermarktungsform zwischen 2022 und 2028 sind in nachstehender Abbildung dargestellt.

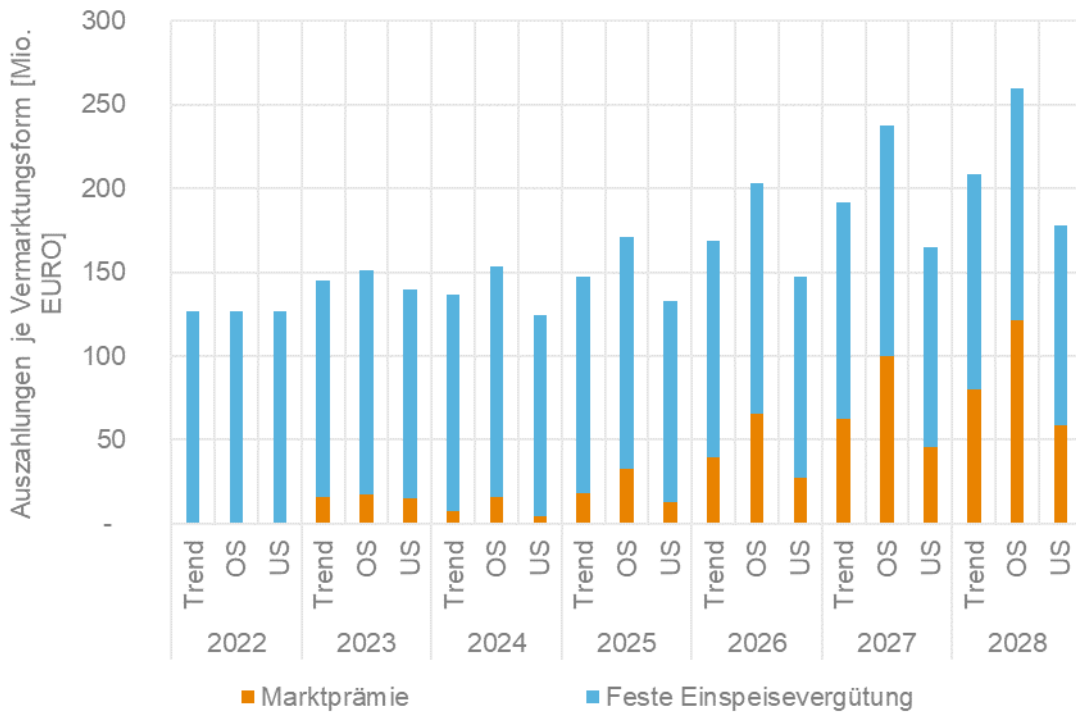


Abbildung 10: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Wasserkraft

Die Gesamtauszahlungen werden um die vNNE reduziert. Die jährlichen vNNE für Wasserkraft als nicht-volatile EEG-Technologie in den drei Szenarien sind in folgender Tabelle dargestellt.

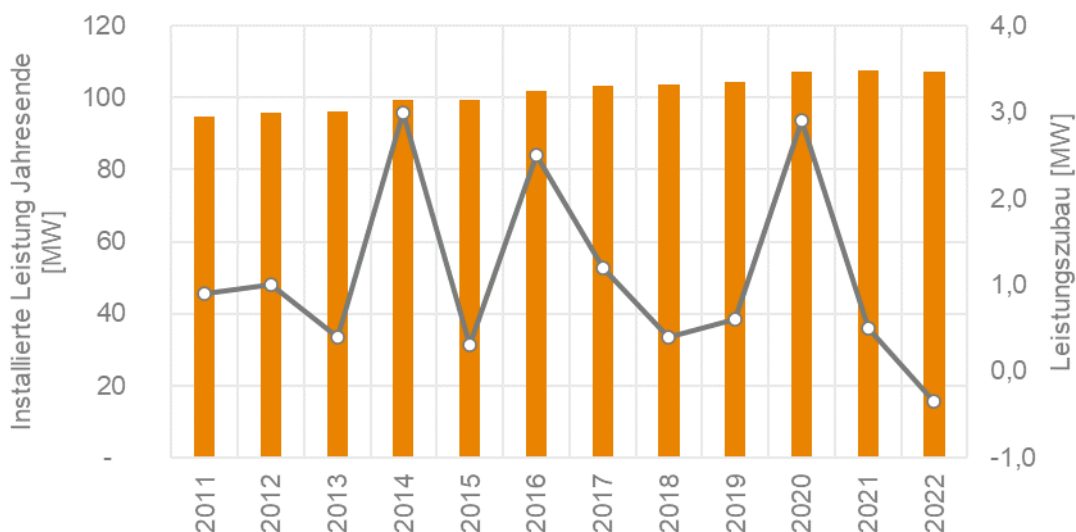
Vermiedene Netznutzung [Mio. EURO]	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Trend-Szenario	26	27	27	27	27	27	27
Oberes Szenario	26	28	29	29	29	29	29
Unteres Szenario	26	26	25	25	25	25	25

Tabelle 6: vNNE für Wasserkraft

3.2 Deponiegas

3.2.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Seit dem Inkrafttreten des Verbots der Ablagerung unbehandelter, organischer, biologisch abbaubarer Siedlungsabfälle im Jahr 2005 sinkt das Deponiegasaufkommen in Deutschland kontinuierlich. Bestehende Deponiegasanlagen spiegeln diese rückläufigen Mengen in ihrer Stromerzeugung wider. Nichtsdestotrotz bleibt die installierte Leistung bisher nahezu stabil. Im Jahr 2022 belief sich die installierte Gesamtleistung auf 107 MW, wobei es zu einem leichten Rückgang kam, wie nachstehender Abbildung entnommen werden kann.



Leistung Historie [MW]	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Netto Zubau	1	1	0	3	0	3	1	0	1	3	1	0
Bestand Jahresende	95	96	96	99	100	102	103	104	104	107	108	107

Abbildung 11: Leistungsentwicklung für Deponiegas

3.2.2 Leistungsentwicklung 2024 bis 2028

Auch in der Zukunft ist mit einer sich fortsetzenden Ausgasung und damit einem Rückgang der verfügbaren Deponiegase zu rechnen. Vor diesem Hintergrund wird im TS mit einer Reduzierung des Dargebots von 5 % pro Jahr gerechnet. Im OS werden 1 % Rückgang, im US 10 % Rückgang pro Jahr unterstellt. In den vergangenen sechs Jahren wurden gemäß ÜNB-Stammdaten jährlich durchschnittlich 0,5 MW an Leistung stillgelegt. Für die Prognose wurde dieser Wert für Außerbetriebnahmen von Anlagen vor Ende der 20-jährigen EEG-Vergütungsdauer als Annahme für das TS festgelegt. In den übrigen Szenarien wurde dieser Mittelwert um die Standardabweichung variiert. Für die Anlagen in der EEG-Vergütung sinkt der anzulegende Wert laut EEG 2023 leicht. Der Stichtag für die Degression dieses Wertes wurde um zwei Jahre auf das Jahr 2024 nach hinten verschoben; dies wird abgebildet.

Im TS wird eine Stilllegung nach 25 Jahren Betriebsdauer angenommen, im US nach 20 und im OS nach 30 Jahren. Nach Ende der EEG-Vergütung wird ein Betrieb in der sonstigen Direktvermarktung unterstellt. Entlang historischer Daten wurde ein marginaler jährlicher Neubau von Anlagen zur Verwertung von Deponiegas angenommen, der sich mit dem Rückbau vor Förderende in etwa die Waage hält und den gezielten Ersatz von Leistung abbildet. Je nach Szenario sind dies jedoch nur zwischen 0 MW bis 2 MW pro Jahr.

Die Leistung dieser neu installierten Anlagen wird mit 100 kW bis 500 kW unterstellt. Da die angenommene Zubaurate im TS ab dem Jahr 2025 unter der Rate für den Rückbau liegt, kommt es von hier bis 2028 zu einem Netto-Rückbau. Die installierte Leistung zu Ende 2028 hat sich dann mehr als halbiert und beträgt noch 49 MW. Im OS kommt es zu einem leichten Zuwachs gegenüber dem Ausgangswert, während die installierte Leistung im US auf nur noch 23 MW zu Ende 2028 abnimmt. Die Leistungsentwicklung für die Szenarien zwischen 2023 und 2028 ist in nachstehender Tabelle dargestellt.

Leistung Prognose [MW]	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Trend-Szenario						
Zubau	1	1	1	1	1	1
Rückbau	1	1	46	10	3	4
Bestand Jahresende	108	108	63	54	52	49
Oberes Szenario						
Zubau	2	2	2	2	2	2
Rückbau	-	-	0	-	-	0
Bestand Jahresende	109	111	113	115	117	119
Unteres Szenario						
Zubau	-	-	-	-	-	-
Rückbau	63	12	3	2	2	2
Bestand Jahresende	44	32	29	27	25	23

Tabelle 7: Prognose der Leistungsentwicklung von Deponiegasanlagen

3.2.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Deponiegas steht, abgesehen von dem oben beschriebenen, langfristigen Rückgang, in stetiger Weise zur Verfügung, sodass die Stromerzeugung von Deponiegasanlagen nicht volatil ist und als über das Jahr gleichverteilt angenommen werden kann. Die VBh schwanken unterjährig daher nur mit der Anzahl der Tage eines Monats, wie exemplarisch in nachstehender Abbildung für das Jahr 2024 dargestellt ist.

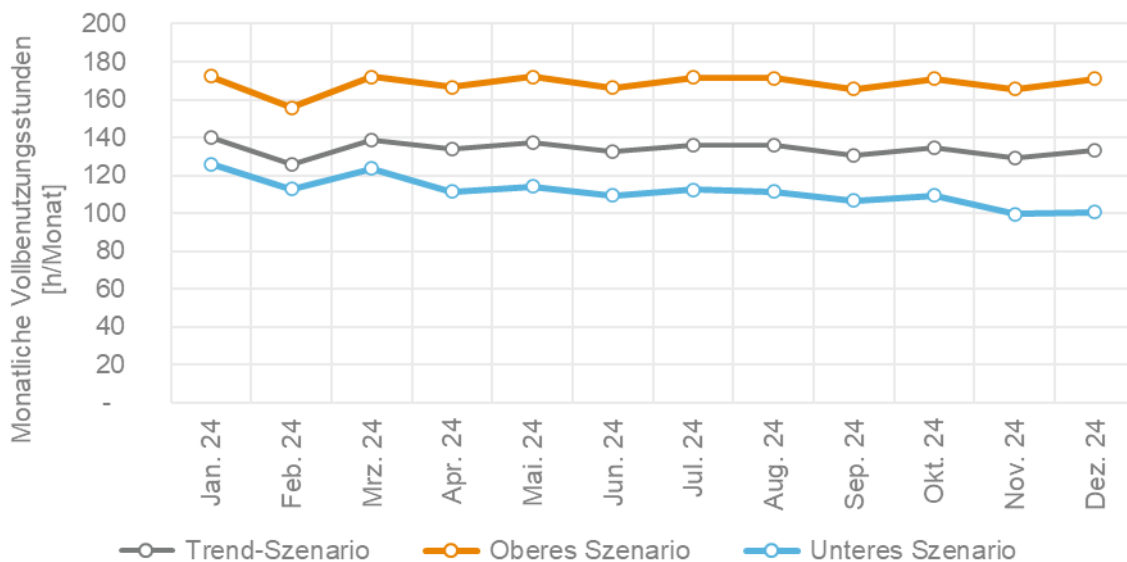


Abbildung 12: Monatliche VBh im Jahr 2024 für Deponiegas

Auf Basis der Stamm- und Bewegungsdaten der ÜNB ergeben sich für 2022 rechnerisch 1.724 VBh. Die VBh im TS nehmen langfristig etwas ab, schwanken zwischenzeitlich jedoch mit der Stilllegung einzelner Anlagen, die unterschiedlich hohe VBh zugeordnet haben. Daher ist der Trend uneinheitlich.

Aufgrund des Rückbaus eines größeren Segments von Bestandsanlagen nach Ende des unterstellten Weiterbetriebs geht die Leistung und die Stromerzeugung zum Jahr 2025 merklich zurück. Im OS steigen VBh und Stromerzeugung leicht an; im US sinken sowohl VBh als auch installierte Leistung und damit die Stromerzeugung. Dies ist in nachfolgender Tabelle dargestellt.

VBh und Stromerzeugung	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	1.724	1.672	1.608	1.640	1.690	1.651	1.565
Stromerzeugung [GWh/a]	186	180	175	135	97	87	80
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	1.724	1.855	2.021	2.034	2.044	2.053	2.061
Stromerzeugung [GWh/a]	186	201	225	231	236	241	246
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	1.724	1.742	1.338	1.105	938	783	643
Stromerzeugung [GWh/a]	186	81	51	34	26	20	15

Tabelle 8: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Deponiegas

3.2.4 Marktwertfaktoren

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Deponiegas wird per Gesetz als der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte des Day-Ahead-Spotmarktes definiert. Demzufolge beträgt der Marktwertfaktor für Deponiegas immer genau 1 (Anlage 1 zu § 23a EEG 2023).

3.2.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Abbildung 13 illustriert die Entwicklung der Veräußerungsformen für Deponiegas.

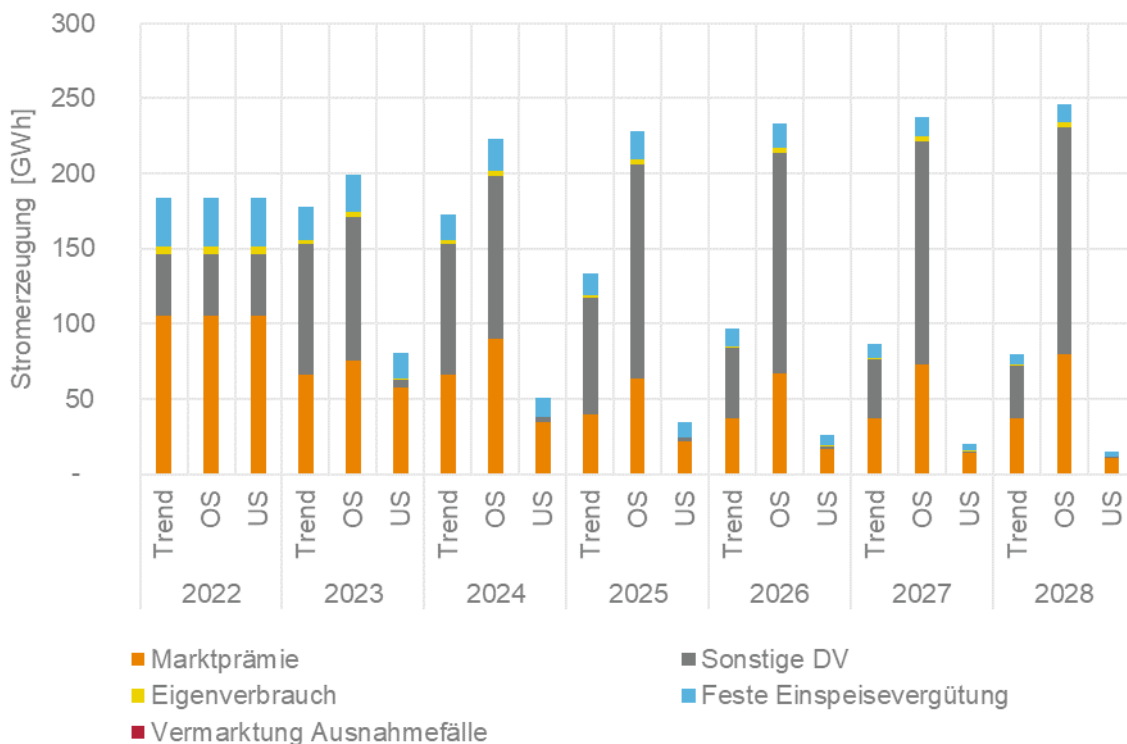


Abbildung 13: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für Deponiegas

Die Stromerzeugung aus Deponiegas verteilt sich laut vorliegenden Bewegungsdaten hauptsächlich auf die vergütete Direktvermarktung (57 %) und nachrangig die sonstige Direktvermarktung (22 %) sowie die feste Einspeisevergütung (18 %). Der Eigenverbrauch spielt eine untergeordnete Rolle. Mit der Stilllegung eines erheblichen Teils der Anlagen im Jahr 2025 (vorwiegend aus der festen Einspeisevergütung) verschieben sich die Anteile verstärkt zur sonstigen Direktvermarktung. Aufgrund des Rückgangs der VBh und dem Netto-Rückbau von Deponiegasanlagen, sinkt die Stromerzeugung im US und dem TS gegenüber dem Aufstzjahr 2022 deutlich; im OS nimmt sie hingegen leicht zu.

3.2.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Für die Berechnung der Förderzahlungen für Bestandsanlagen werden die auf Basis der Bewegungsdaten 2022 ermittelten Vergütungssätze angesetzt. Neuanlagen erhalten die im EEG 2023 festgelegten Vergütungen unter Berücksichtigung der Degressionssätze. Analog zur Stromerzeugung und den Vermarktungsformen entwickeln sich auch die jährlichen Gesamtauszahlungen in den Szenarien. Durch die Stilllegungen vieler Anlagen im Jahr 2025 kommt es ab diesem Zeitpunkt zu einem verstärkten Rückgang der Zahlungen im TS. Dort sinken die Gesamtauszahlungen von 2,5 Mio. Euro im Jahr 2022 auf rund 0,7 Mio. Euro in 2028, wie in nachfolgender Abbildung 14 dargestellt ist.

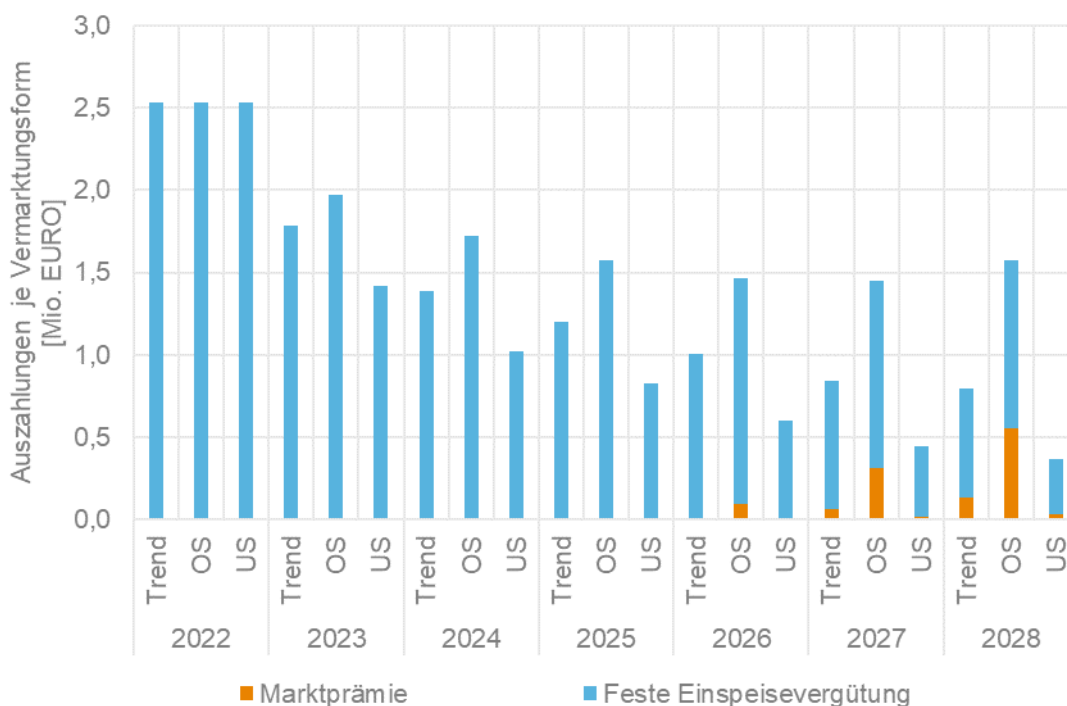


Abbildung 14: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Deponiegas

Die Gesamtauszahlungen werden um die vNNE reduziert. Die jährlichen vNNE in den drei Szenarien sind in folgender Tabelle dargestellt; sie reduzieren sich ab dem Jahr 2025 mit zurückgehender Erzeugungsmenge ebenfalls deutlich.

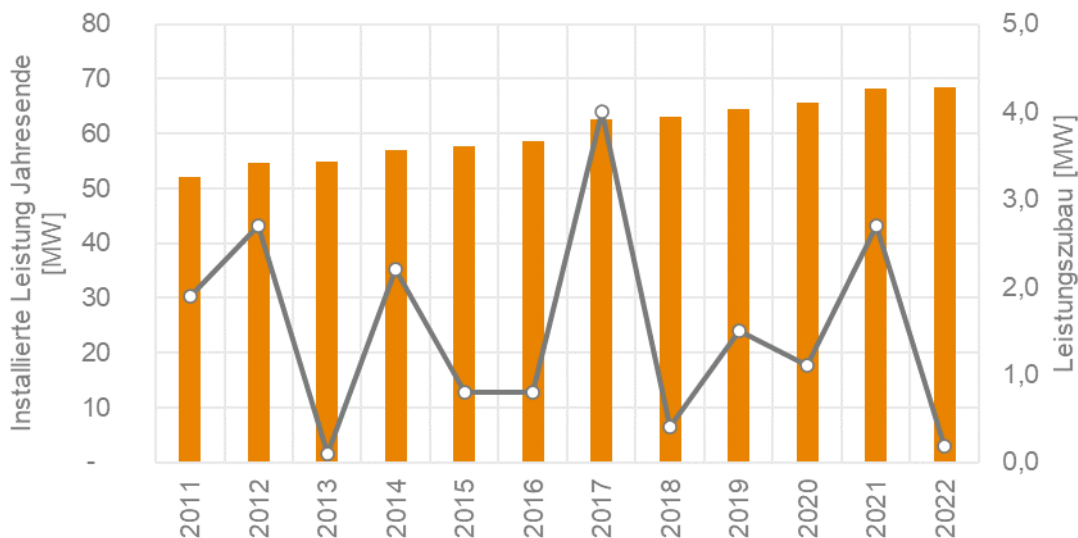
Vermiedene Netznutzung [Mio. EURO]	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Trend-Szenario	1,1	0,7	0,6	0,3	0,2	0,2	0,2
Oberes Szenario	1,1	0,8	0,8	0,4	0,3	0,3	0,3
Unteres Szenario	1,1	0,6	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1

Tabelle 9: vNNE für Deponiegas

3.3 Klärgas

3.3.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Im Jahr 2022 haben Klärgasanlagen mit einer Kapazität von 68 MW Strom erzeugt. Wie Abbildung 15 verdeutlicht, hat sich die installierte Leistung dieser Anlagen in den vergangenen zwölf Jahren nur leicht erhöht, da der größte Teil des Potenzials bereits erschlossen wurde; das Kapazitätswachstum war daher marginal.



Leistung Historie [MW]	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Netto Zubau	2	3	0	2	1	1	4	0	2	1	3	0
Bestand Jahresende	52	55	55	57	58	59	63	63	65	66	68	68

Abbildung 15: Historische Leistungsentwicklung für Klärgas

3.3.2 Leistungsentwicklung 2024 bis 2028

Aufgrund der bereits hohen Ausschöpfung des Klärgaspotenzials wird auch in der Zukunft keine signifikante Steigung der installierten Leistung erwartet. Im TS wurde daher ein Leistungszuwachs unterstellt, der dem mittleren Zubau seit 2016 entspricht. Die zugebauten Anlagen haben dabei analog zur historischen Entwicklung eine Kapazität zwischen 100 kW und 500 kW. Für das untere und obere Szenario wurde dieser Mittelwert in Höhe der Standardabweichung des untersuchten historischen Zeitraums variiert. Daraus ergibt sich im US ein Zubau von 0,3 MW und im OS ein Leistungszuwachs in Höhe von 3 MW pro Jahr.

Analog zur Bestimmung des mittleren Leistungszubaus in den vergangenen Jahren werden der mittlere Rückbau und die Standardabweichung aus den Daten der Jahre seit 2016 bestimmt und in den drei Szenarien als Annahme fortgeschrieben. Die jährliche Rückbaurrate von Anlagen, die vor Ende des EEG-Förderzeitraums außer Betrieb gehen, liegt zwischen 0 MW und 0,6 MW pro Jahr. Im US ergibt sich damit eine leichte Abnahme der installierten Kapazität von 68 MW in 2023 auf 67 MW in 2028. Im TS erhöht sich die installierte Kapazität leicht auf 76 MW im Jahr 2028, im OS wächst sie im gleichen Zeitraum auf 86 MW an.

Für Anlagen in der EEG-Vergütung ergibt sich laut EEG 2023 eine leichte Senkung des anzulegenden Werts. Die Degression wird ab 2024 fortgeschrieben. Nach Ablauf der EEG-Vergütung werden Klärgasanlagen in den Berechnungen der vorliegenden Studie annahmegermäßig nicht stillgelegt, sondern weiterbetrieben (sonstige Direktvermarktung).

Die aus den Annahmen resultierende Leistungsentwicklung für die drei Szenarien ist in nachstehender Tabelle dargestellt.

Leistung Prognose [MW]	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Trend-Szenario						
Zubau	2	2	2	2	2	2
Rückbau	0	0	0	0	0	0
Bestand Jahresende	70	71	72	74	75	76
Oberes Szenario						
Zubau	3	3	3	3	3	3
Rückbau	0	0	0	-	-	-
Bestand Jahresende	71	74	77	80	83	86
Unteres Szenario						
Zubau	0	0	0	0	0	0
Rückbau	1	1	1	1	1	1
Bestand Jahresende	68	68	68	67	67	67

Tabelle 10: Prognose der Leistungsentwicklung von Klärgasanlagen

3.3.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Auf Basis der Stromerzeugung und der relevanten installierten Leistung aller Klärgasanlagen der Stamm- und Bewegungsdaten des Jahres 2022 ergeben sich im Aufsatzjahr 2022 rechnerische VBh in Höhe von 916 Stunden. Für die Prognosejahre wurden die um Stilllegungen und Inbetriebnahmen bereinigten VBh aus der Historie fortgeschrieben und weichen damit nur in Schaltjahren ab. Die Stromerzeugung schwankt auch unterjährig nur mit der Anzahl der Monatstage.

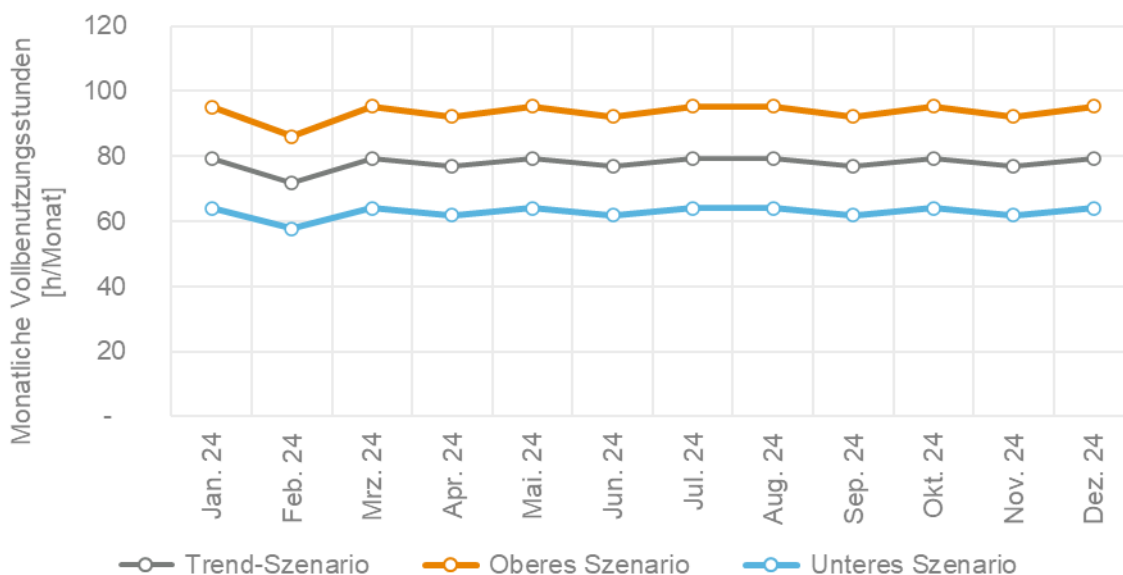


Abbildung 16: Monatliche VBh im Jahr 2024 für Klärgas

Für das untere und obere Szenario wurden die VBh des TS entsprechend der historischen Schwankungsbreiten nach unten und oben skaliert. Die jährlichen VBh und die daraus resultierende Stromerzeugung sind in nachstehender Tabelle für die drei untersuchten Szenarien dargestellt.

VBh und Stromerzeugung	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	916	920	934	943	952	960	968
Stromerzeugung [GWh/a]	63	64	66	68	70	72	74
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	916	1.009	1.122	1.141	1.159	1.175	1.191
Stromerzeugung [GWh/a]	63	71	84	88	93	98	103
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	916	833	754	755	757	759	760
Stromerzeugung [GWh/a]	63	57	51	51	51	51	51

Tabelle 11: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Klärgas

3.3.4 Marktwertfaktoren

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Klärgas wird per Gesetz als der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte des Day-Ahead-Spotmarktes definiert. Demzufolge beträgt der Marktwertfaktor für Klärgas immer genau 1 (Anlage 1 zu § 23a EEG 2023).

3.3.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Nachfolgend ist die Entwicklung der Veräußerungsformen für Klärgas im Zeitverlauf dargestellt.

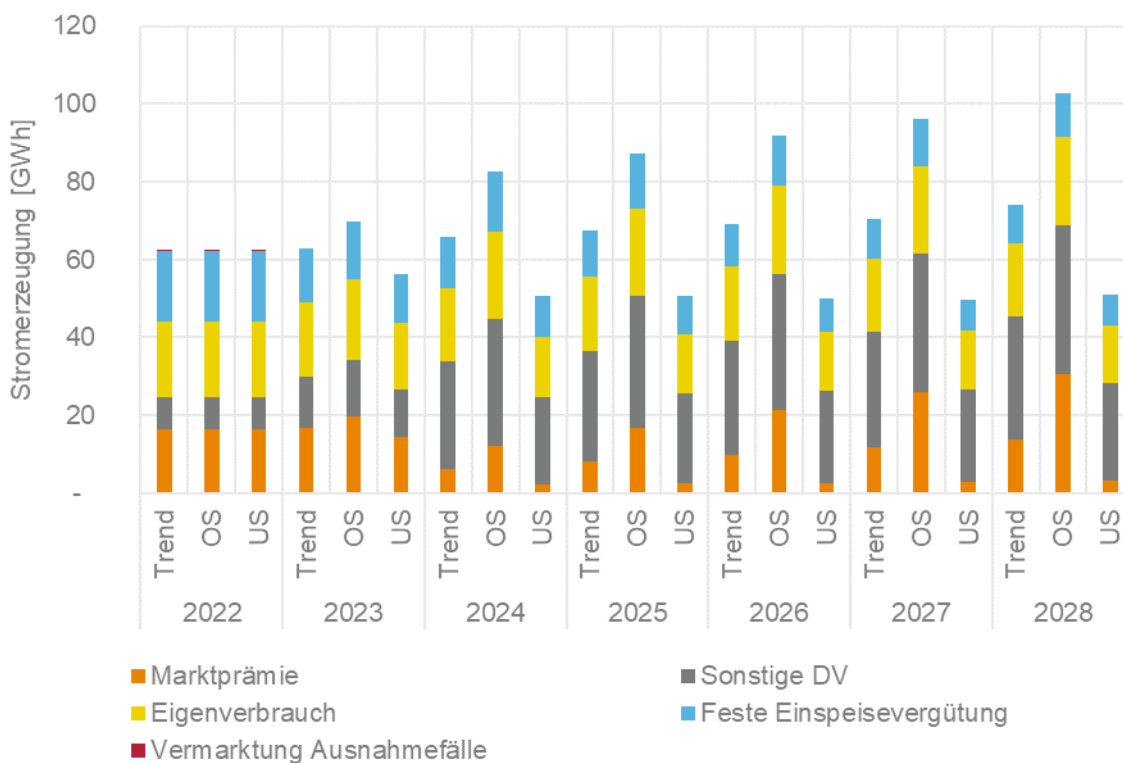


Abbildung 17: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für Klärgas

Der größte Teil der Stromerzeugung aus Klärgasanlagen entfällt mit 31 % auf den Eigenverbrauch innerhalb der Kläranlagen. 29 % der Strommengen sind der festen Einspeisevergütung zuzuordnen. Die geförderte Direktvermarktung folgt mit rund 27 % als dritte relevante Vermarktungsform. Mit dem Auslaufen der EEG-Vergütung einzelner Anlagen verschieben sich Mengen in die sonstige Direktvermarktung, da in der Prognose ein Weiterbetrieb von Klärgasanlagen unterstellt wurde. Dies erfolgt zunehmend im Betrachtungszeitraum.

3.3.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Für die Berechnung der Förderzahlungen an Bestandsanlagen werden die auf Basis der Bewegungsdaten 2022 ermittelten Vergütungssätze angesetzt. Neuanlagen werden die im EEG 2023 festgelegten Vergütungs- und Degressionssätze je nach Größenklasse zugeordnet. Während die erzeugten Strommengen im TS mit dem Leistungszubau leicht ansteigen, sinken die Förderzahlungen mit dem Wechsel von Anlagen nach dem Ende der EEG-Vergütung in die sonstige Direktvermarktung. Im TS sinken die Gesamtauszahlungen damit von 1,1 Mio. Euro in 2022 auf 0,6 Mio. Euro in 2028. Auszahlungen für eine Marktprämie fallen im TS nicht an, da die unterstellten Strompreise die anzulegenden Werte übersteigen.

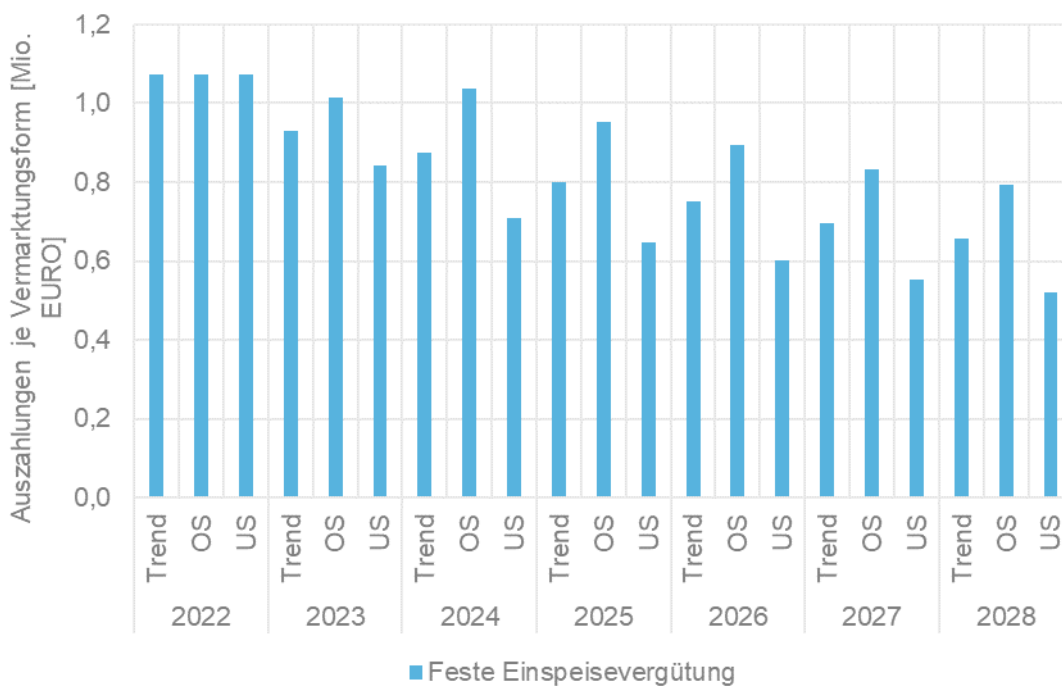


Abbildung 18: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Klärgas

Die Gesamtauszahlungen werden um die vNNE reduziert. Die jährlichen vNNE für Klärgas als nicht-volatile EEG-Technologie in den drei Szenarien sind in folgender Tabelle dargestellt.

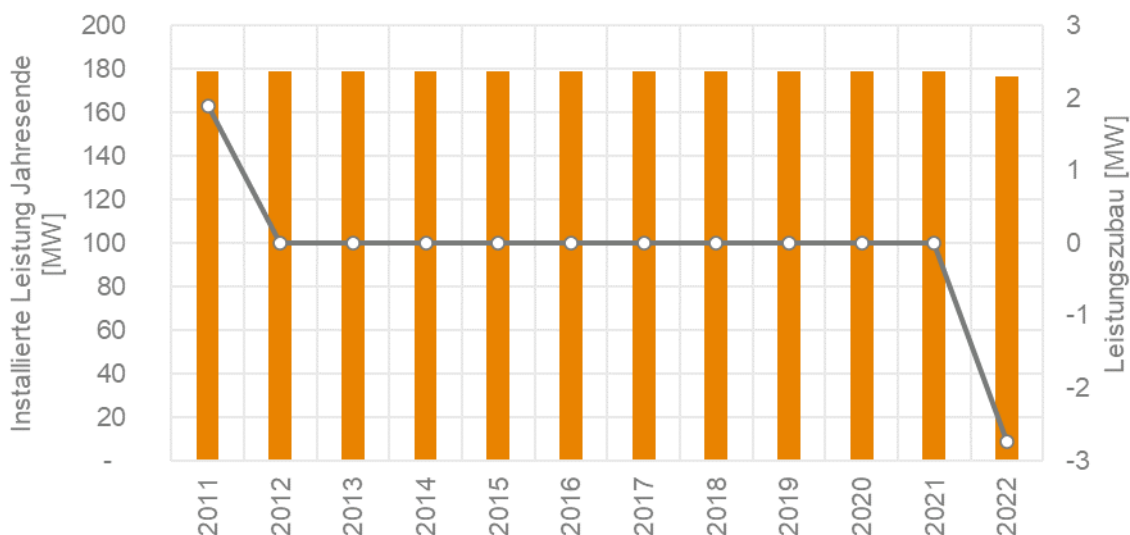
Vermiedene Netznutzung [Mio. EURO]	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Trend-Szenario	0,4	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Oberes Szenario	0,4	0,4	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
Unteres Szenario	0,4	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Tabelle 12: vNNE für Klärgas

3.4 Grubengas

3.4.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Grubengas besteht zum größten Teil aus Methan und wird beim Abbau von Steinkohle im unterirdischen Tagebau freigesetzt; es kann abgesaugt und zur Verstromung genutzt werden. Grubengasanlagen befinden sich derzeit nur in Nordrhein-Westfalen und im Saarland an Standorten von stillgelegten Steinkohlegruben. Grubengas kann sowohl in aktiven als auch stillgelegten Steinkohlegruben gewonnen werden. Seit der Schließung der letzten Steinkohlezechen Ende 2018 wird Grubengas nur noch aus stillgelegten Bergwerken gewonnen. Abgesehen von geringem Netto-Zubau im Jahr 2011 ist die installierte Leistung von Grubengasanlagen in den letzten Jahren weitgehend stabil geblieben. Seit 2012 ist keine neue Anlage mehr in Betrieb genommen worden; im Jahr 2022 fand erstmals ein Netto-Rückbau statt. Zum Ende des Jahres 2022 haben Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 177 MW Strom aus Grubengas erzeugt, wie Abbildung 19 zeigt.



Leistung Historie [MW]	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Netto Zubau	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3
Bestand Jahresende	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	177

Abbildung 19: Historische Leistungsentwicklung für Grubengas

3.4.2 Leistungsentwicklung 2024 bis 2028

Nach Beendigung der Steinkohleförderung wird das Grubengasaufkommen in der Zukunft weiter zurückgehen. Für die Prognose wurde daher angenommen, dass sich der beobachtete Netto-Rückbau längerfristig fortsetzt. In keinem der drei für die Studie definierten Szenarien werden neue Anlagen zugebaut. Gleichzeitig wird aber auch von keinem verfrühten Rückbau ausgegangen. Mit dem Ende der EEG-Vergütung wird ein Weiterbetrieb in der sonstigen Direktvermarktung unterstellt, dessen Dauer in den drei Szenarien zwischen null und fünf Jahren variiert wird (TS: drei Jahre Weiterbetrieb).

Der anzulegende Wert für Grubengas verringert sich im EEG 2023 geringfügig und seine Degression wird ab dem Jahr 2024 fortgeschrieben. Aufgrund dieser Faktoren wird im TS mit einer Stilllegung der Anlagen nach 23 Jahren Betriebsdauer gerechnet.

Das OS geht von 25, das US von 20 Jahren nach Inbetriebnahme aus. Insgesamt werden somit gegen Ende des Betrachtungszeitraums im TS fast alle Grubengasanlagen stillgelegt, so dass im TS zum Jahresende 2028 nur noch eine installierte Leistung von 2 MW verbleibt. Die nachstehende Tabelle fasst die Leistungsentwicklungen in den drei Szenarien zusammen.

Leistung Prognose [MW]	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Trend-Szenario						
Zubau	-	-	-	-	-	-
Rückbau	6	26	40	53	44	5
Bestand Jahresende	170	145	104	51	7	2
Oberes Szenario						
Zubau	-	-	-	-	-	-
Rückbau	-	0	6	26	40	53
Bestand Jahresende	177	177	170	145	104	51
Unteres Szenario						
Zubau	-	-	-	-	-	-
Rückbau	126	44	5	0	-	-
Bestand Jahresende	51	7	2	2	2	2

Tabelle 13: Prognose der Leistungsentwicklung von Grubengasanlagen

3.4.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Die Stromerzeugung von Grubengasanlagen ist dargebotsunabhängig, was einen konstanten Ausnutzungsgrad nach sich zieht. Die VBh schwanken unterjährig daher nur mit der Anzahl der Monatstage, wie nachstehende Abbildung exemplarisch für das Jahr 2024 zeigt.

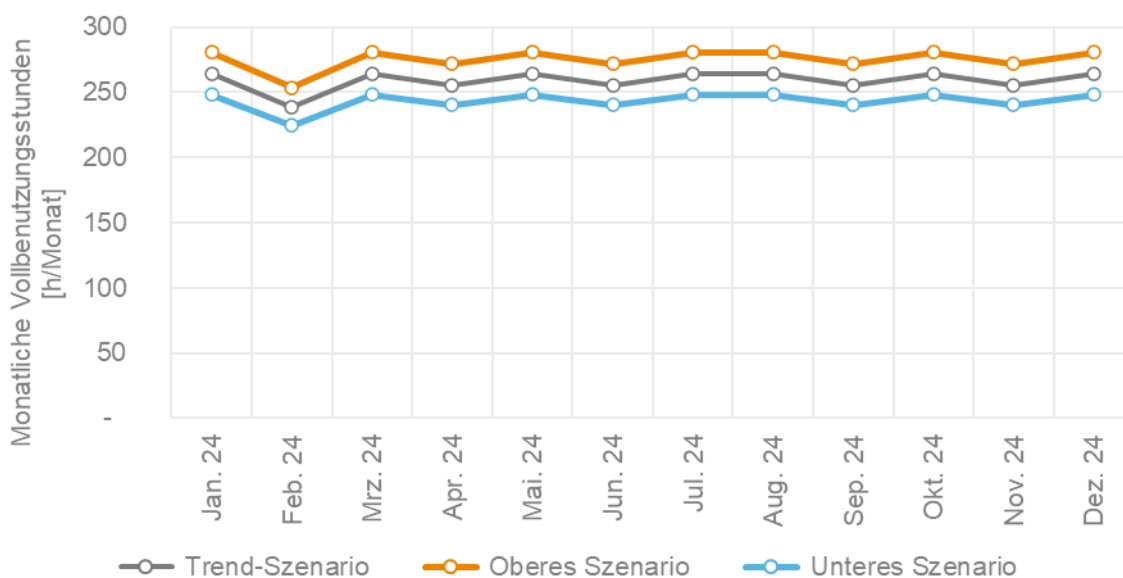


Abbildung 20: Monatliche VBh im Jahr 2024 für Grubengas

Zur Prognose der mit dem Grubengasaufkommen zurückgehenden Stromerzeugung wird eine gutachterliche Stellungnahme (DMT 2018) verwendet, in der das Grubengasaufkommen bis 2030 abgeschätzt wurde. Unter Verwendung historischer Zusammenhänge zwischen Grubengasaufkommen und Stromerzeugung werden daraus die zukünftig durch Grubengasanlagen erzeugten Strommengen für die vorliegende Studie bis 2028 bestimmt.

In allen drei Szenarien wird ein deutlicher Rückgang der Stromerzeugung unterstellt; im TS um rund 96 % bis 2028 gegenüber dem Aufsatzjahr 2022, wie nachstehender Tabelle entnommen werden kann.

VBh und Stromerzeugung	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.147	3.119	3.112	3.112	3.112	3.112	3.112
Stromerzeugung [GWh/a]	559	533	481	397	233	89	20
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.147	3.215	3.308	3.307	3.299	3.299	3.299
Stromerzeugung [GWh/a]	559	568	584	565	510	421	247
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.147	3.018	2.925	2.925	2.925	2.925	2.925
Stromerzeugung [GWh/a]	559	227	83	19	7	6	6

Tabelle 14: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Grubengas

3.4.4 Marktwertfaktoren

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Grubengas wird als der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte des Day-Ahead-Spotmarktes definiert. Demzufolge beträgt der Marktwertfaktor für Grubengas immer genau 1 (Anlage 1 zu § 23a EEG 2023).

3.4.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Abbildung 21 zeigt, dass sich der überwiegende Teil der Grubengasanlagen derzeit in der geförderten Direktvermarktung (Marktpremie) befindet; die sonstige Direktvermarktung spielt eine untergeordnete Rolle. Dies ändert sich in den Jahren 2023 und 2024 grundlegend durch das Auslaufen der EEG-Vergütung für einen Großteil der Anlagen, wodurch ein Wechsel in die sonstige Direktvermarktung erfolgt. Ohne Neuinbetriebnahmen und mit Stilllegung der verbleibenden Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung nach der angenommenen Weiterbetriebsdauer nimmt die Stromerzeugung dieser Technologie in allen Szenarien über die Zeit deutlich ab.

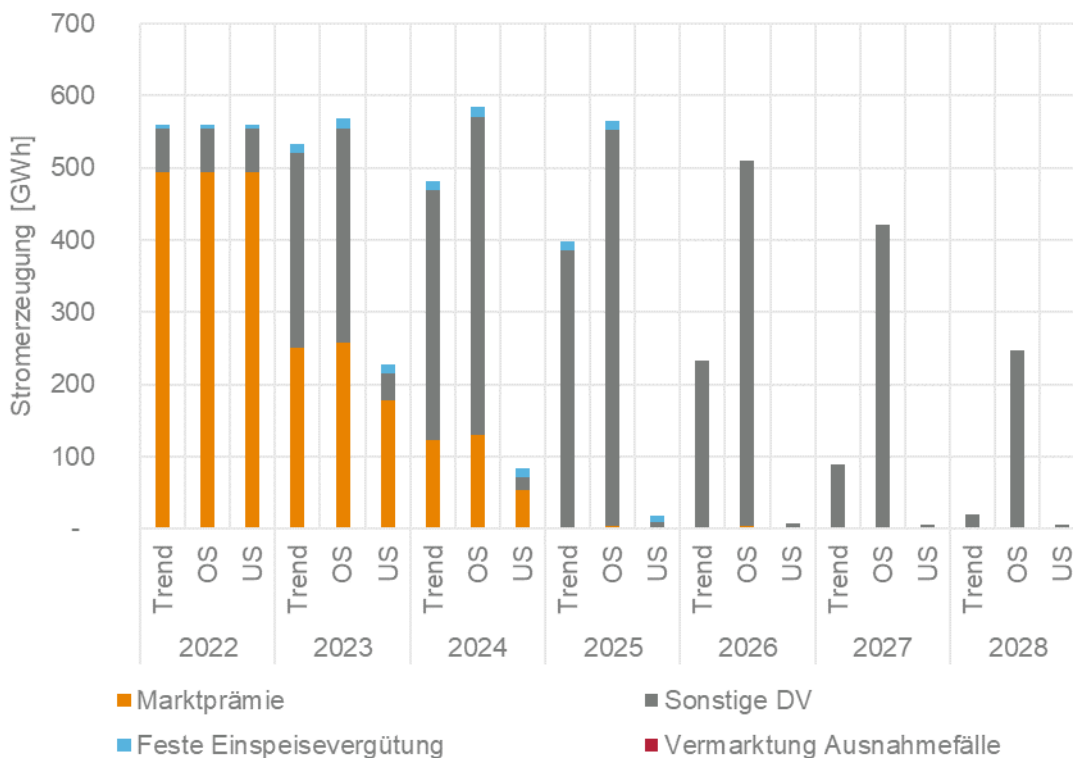


Abbildung 21: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für Grubengas

3.4.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Die Förderzahlungen für sämtliche Grubengasanlagen ergeben sich auf Basis der Stromerzeugung und der ermittelten Vermarktungsform gemäß den Vergütungssätzen, die aus den Bewegungsdaten 2022 hervorgehen. Es werden keine neuen Anlagen zugebaut; Bestandsanlagen werden sukzessive stillgelegt. Analog zu den erzeugten Strommengen sinken damit die Förderzahlungen mit der Minderung des Grubengasaufkommens und dem Rückbau eines Großteils der Bestandsanlagen, wie in nachstehender Abbildung zu sehen ist. Ab 2026 ist die feste Einspeisevergütung im TS für alle Anlagen vollständig ausgelaufen, sodass keine EEG-Zahlungen für Grubengas mehr fällig werden.

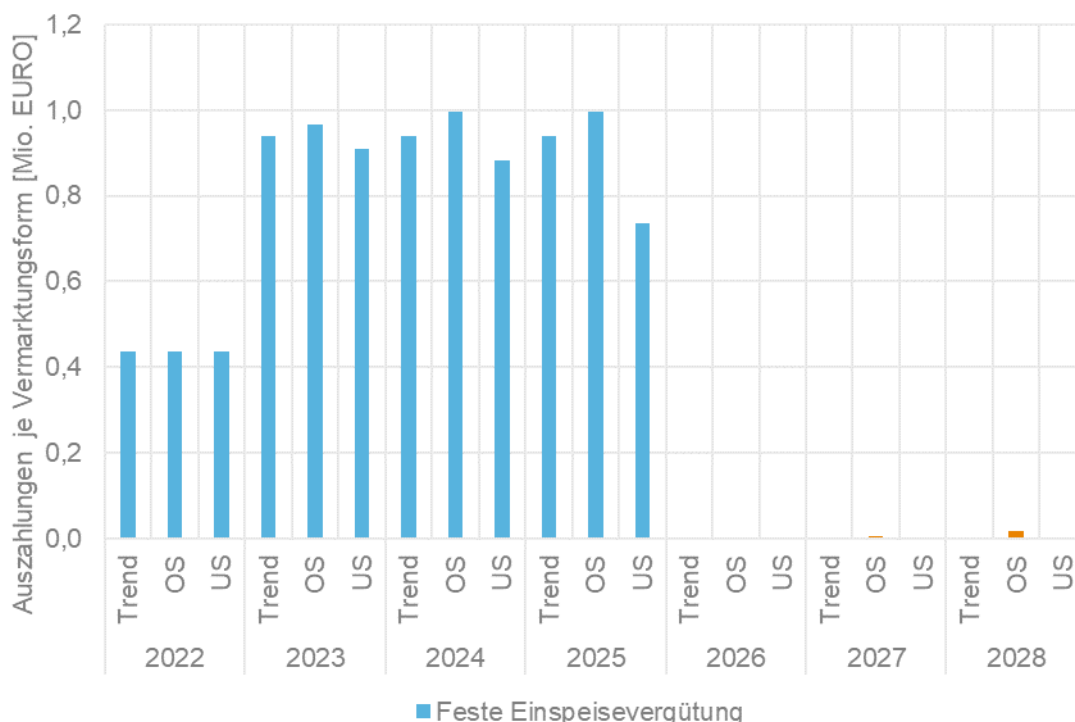


Abbildung 22: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Grubengas

Die Gesamtauszahlungen werden um die vNNE reduziert. Die jährlichen vNNE in den drei Szenarien sind für Grubengas als nicht-volatile EEG-Technologie in folgender Tabelle ausgewiesen.

Vermiedene Netznutzung [Mio. EURO]	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Trend-Szenario	3,3	1,5	0,9	0,1	0,0	0,0	0,0
Oberes Szenario	3,3	1,6	0,9	0,1	0,0	0,0	0,0
Unteres Szenario	3,3	1,2	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0

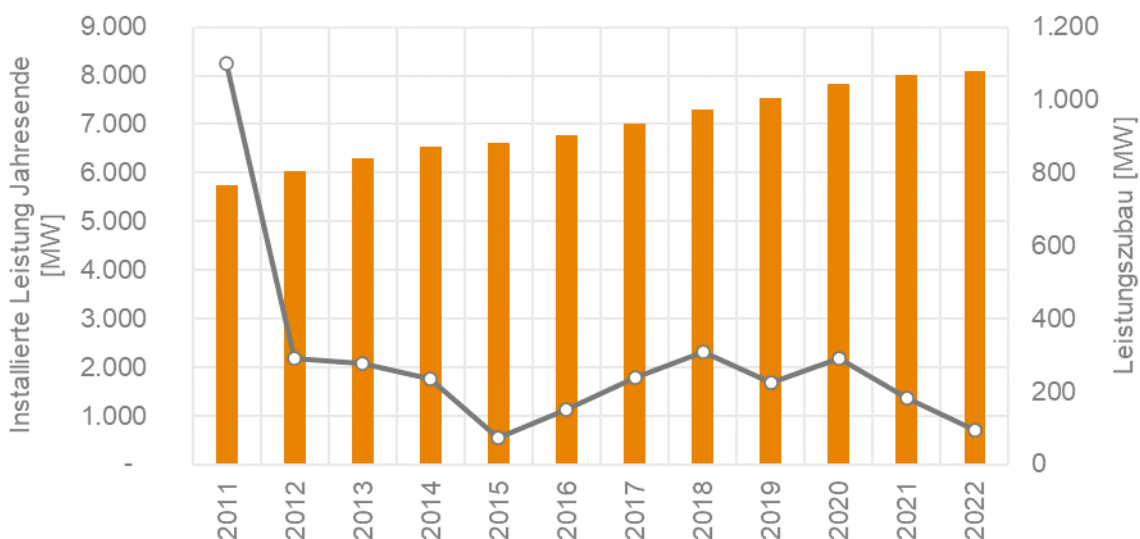
Tabelle 15: vNNE für Grubengas

3.5 Biomasse

3.5.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Während der Zubau von Biomasseanlagen ab 2012 im Vergleich zu den Vorjahren deutlich abnahm, wurden mit dem EEG 2014 weitere Anreizstrukturen geschaffen, um die Flexibilität von Biomasseanlagen besser auszunutzen. So wurde zusätzlich zur Flexibilitätsprämie der Flexibilitätszuschlag für alle Anlagen eingeführt, die seit dem 01.08.2014 in Betrieb genommen wurden. Dabei wurde jedoch die Förderung der Stromerzeugung aus Biogasanlagen auf 50 % der jeweiligen Höchstbemessungsleistung einer Anlage begrenzt. Diese Maßnahmen führten in den vergangenen Jahren zu einem Leistungszubau, der überwiegend auf den Zubau von Flexibilität entfällt.

Gemäß Stammdaten der ÜNB wurden im Jahr 2022 Biomasse-Anlagen mit einer Leistung von rund 90 MW in Betrieb genommen. Die installierte Leistung in Biomasseanlagen lag damit zum 31.12.2022 bei 8.098 MW. Die historische Leistungsentwicklung und der Bestand im Zeitraum 2011 bis 2022 sind nachfolgend dargestellt.



Leistung Historie [MW]	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Netto Zubau	1.099	290	276	234	72	151	239	309	223	292	180	92
Bestand Jahresende	5.740	6.030	6.305	6.539	6.611	6.762	7.001	7.310	7.534	7.826	8.006	8.098

Abbildung 23: Historische Leistungsentwicklung für Biomasse

Im Jahr 2017 fand erstmals ein Ausschreibungsverfahren für Biomasseanlagen statt. Während bei anderen EEG-Technologien nur neue Anlagen teilnehmen dürfen, können sich an der Auktion für Biomasseanlagen auch Bestandanlagen beteiligen, wenn der bisherige Zahlungsanspruch für Strom aus dieser Anlage zum Zeitpunkt der Ausschreibung nur noch für höchstens acht Jahre besteht. Durch einen Zuschlag bei der Ausschreibung erhalten solche Biomasseanlagen eine erneute Förderung für zehn Jahre. Der anzulegende Wert ist dabei der Höhe nach auf die durchschnittliche Höhe des anzulegenden Werts für den in der Anlage erzeugten Strom der vergangenen drei Kalenderjahre begrenzt.

Sowohl im Jahr 2017 als auch im Jahr 2018 fand jeweils eine Biomasse-Auktion statt, wobei das Ausschreibungsvolumen bei jeweils 150 MW lag. Mit dem Jahr 2019 wurde die Anzahl der Ausschreibungsverfahren auf zwei erhöht. Das jährliche Ausschreibungsvolumen blieb dabei zunächst bei 150 MW und erhöhte sich ab dem Jahr 2020 auf 200 MW pro Jahr. 2021 und 2022 wurden rund 575 MW ausgeschrieben, 2023 bisher 300 MW.

Die bisherigen Biomasse-Auktionen waren im Mittel unterdeckt, das bedeutet, das Angebot lag im Mittel deutlich unterhalb der Ausschreibungsmenge (vgl. BNetzA, 2023b). Der Hauptgrund dafür lag insbesondere in der maximalen Gebotshöhe für Neu- und Bestandsanlagen, die wirtschaftlich wenig attraktiv war. In den Jahren 2021 und 2022 betrug der Quotient von Zuschlagsmenge zu Ausschreibungsmenge im Durchschnitt nur 22 %. Im Ergebnis lagen die mengengewichteten Zuschlagspreise für Neu- und Bestandsanlagen nahe an den regulierten Höchstwerten. Die teilnehmende Biomasseanlagen kamen vorwiegend aus dem Bestand; ihr Anteil betrug 72 % der angebotenen Leistung.

3.5.2 Leistungsentwicklung 2024 bis 2028

Die erste Biomasse-Ausschreibung im Jahr 2023 für das reguläre Ausschreibungssegment zeigte im Gegensatz zur Historie eine Überzeichnung. Dies war vor allem auf die Erhöhung der Gebotshöchstwerte durch die BNetzA zurückzuführen. Dem folgend wird auch für das restliche Jahr 2023 in allen Szenarien eine Deckung der Ausschreibung unterstellt. Anschließend werden die Höchstsätze nach EEG 2023 jedoch wieder reduziert und es wird eine Degression von 0,5 bis 1,0 % pro Jahr je nach Bestands- oder Neuanlagen fortgeschrieben. Darum wird ab 2024 für diese Studie erneut von einer Unterdeckung entlang historischer Daten ausgegangen. Im TS wird mit einer jährlichen Zuschlagsmenge von 140 MW pro Jahr ab 2024 gerechnet, im OS sind es 180 MW und im US 100 MW. Aufgrund der Unterzeichnung wird in allen drei Szenarien ein Zuschlagswert nahe dem Höchstwert (95 % des Höchstwerts) für Neu- und Bestandsanlagen unterstellt. Außerdem wird angenommen, dass 80 % der an der Auktion teilnehmenden Anlagen Bestandsanlagen sind und es sich lediglich bei 20 % um Neuanlagen handelt. Dies entspricht der Zuschlagsbegrenzung, die im EEG 2023 festgeschrieben ist.

Es findet demnach ein Zubau an Biomasse-Anlagen statt, die in den Ausschreibungen einen Zuschlag erhalten haben. Neuanlagen müssen spätestens 36 Monate nach Zuschlagserteilung in Betrieb genommen werden. Bestandsanlagen müssen 60 Monate nach Erteilung des Zuschlags neu in Betrieb gehen und tun dies nach 60 Monaten automatisch, wenn keine gesonderte Mitteilung erfolgt. Daher wird für die Studie angenommen, dass nur solche Bestandsanlagen an einer Auktion teilnehmen, deren Außerbetriebnahmezeitpunkt zum Auktionszeitpunkt höchstens fünf Jahre in der Zukunft liegt, sodass sich der neu hinzugewonnene Förderzeitraum direkt an den bisherigen Förderzeitraum anschließt. Laut EEG 2023 dürfen Bestandsanlagen an der Ausschreibung teilnehmen, wenn ihr Förderanspruch höchstens noch für acht Jahre besteht. Neuanlagen gehen in der Modellierung für diese Studie im ersten auf die Ausschreibung folgenden Kalenderjahr in Betrieb. Die regionale Zuordnung des Zubaus erfolgt auf Basis historischer Verteilung.

In allen drei Szenarien wird davon ausgegangen, dass sich die Leistung im Rahmen der Flexibilitätsprämie um 20 MW pro Jahr erhöht. Für Anlagen, die bis einschließlich dem Jahr 2002 in Betrieb gegangen sind, läuft die EEG-Förderung zum Ende des Jahres 2022 aus. Da ein Weiterbetrieb ohne EEG-Vergütung aufgrund hoher Substratkosten im Allgemeinen nicht wirtschaftlich ist, bedeutet dies, dass dann ein signifikanter Anteil der Anlagen stillgelegt wird, sofern sie sich nicht um eine Anschlussförderung bemühen. Im TS werden 70 % dieser Anlagenkapazität mit Förderende stillgelegt, im OS sind es 50 % und im US 90 %. Dass ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb ohne Förderung selbst bei hohen Strommarkterlösen nicht plausibel ist, illustriert die Vergütungssituation im Jahr 2022, welches sehr hohe Strompreise zeigte. So erhielt der größte Teil der Biomasseanlagen auch im Jahr 2022 eine Marktprämie; die marktlichen Stromerlöse überstiegen die (hohen) anzulegenden Werte im Jahresmittel demnach nicht.

Ein konträres Bild zur Biomasse ergab sich in den separaten Ausschreibungen für Biomethananlagen in den vergangenen beiden Ausschreibungsrunden: im Oktober 2022 wurden lediglich 3,5 MW auf ein Ausschreibungsvolumen von 152 MW geboten.

Im April 2023 gab es gar keine Gebote auf ein bereits stark gekürztes ausgeschriebenes Volumen von 19,5 MW. In Berücksichtigung dieser Marktergebnisse und der pessimistischen Sicht des Marktes (vgl. hierzu beispielsweise Hauptstadtbüro Bioenergie 2023) ist davon auszugehen, dass das Biomethansegment in Kombination mit der Südquote in der Mittelfriststudie keine Rolle spielen wird. Darum wird in allen drei Szenarien kein Zubau für Biomethan unterstellt. Zusätzlich werden jährlich insgesamt 10 MW an Gülle-Kleinanlagen zugebaut, die jeweils eine installierte Leistung von weniger als 100 kW haben. Es wird davon ausgegangen, dass Gülle-Kleinanlagen keinen Gebrauch von der Anschlussregelung machen und nach Ende der Vergütungsdauer stillgelegt werden.

Neben dem oben beschriebenen Rückbau von Biomasseanlagen zum Ende ihrer EEG-Vergütungslaufzeit wird für einen Teil der Leistung ein vorzeitiger Rückbau angenommen, der sich an historischen Daten orientiert. Je Szenario werden zwischen 5 MW und 15 MW pro Jahr vor Ende der EEG-Laufzeit stillgelegt. In Summe führt dies zu der Annahme, dass im TS für das Jahr 2024 mit 8.145 MW in etwa die gleiche Kapazität zur Verfügung steht wie im Jahr 2022 und 2023. Langfristig wird von einem moderaten Rückgang der installierten Kapazitäten aufgrund des Förderendes älterer Bestandsanlagen und damit deren Stilllegung ausgegangen. Die aus diesen Annahmen resultierende Leistungsentwicklung ist in nachfolgender Tabelle dargestellt.

Leistung Prognose [MW]	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Trend-Szenario						
Zubau	233	190	236	581	301	218
Rückbau	159	215	528	955	798	637
Bestand Jahresende	8.170	8.145	7.853	7.478	6.981	6.563
Oberes Szenario						
Zubau	233	190	249	623	391	286
Rückbau	119	161	424	883	725	546
Bestand Jahresende	8.210	8.240	8.065	7.805	7.471	7.213
Unteres Szenario						
Zubau	233	190	214	538	230	182
Rückbau	170	256	583	966	850	743
Bestand Jahresende	8.159	8.093	7.724	7.295	6.676	6.116

Tabelle 16: Prognose der Leistungsentwicklung von Biomasseanlagen

3.5.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

In nachstehender Abbildung ist der monatliche Verlauf der VBh in den drei Szenarien exemplarisch für das Jahr 2024 zu sehen. Die mittleren monatlichen VBh zeigen für alle Jahre einen leichten Rückgang im Sommer, da viele Biomasseanlagen in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden.

Für die Prognose werden die anlagenspezifischen VBh des Jahres 2022 als Basis verwendet. Nach durchschnittlich 4.738 VBh im Jahr 2022 sinken die VBh im TS im Jahr 2023 leicht auf 4.707. In den Folgejahren sinken die VBh weiter im TS. Ein signifikanter Anteil der Neuanlagen sind Biogasanlagen, die auf eine mittlere Benutzungszahl von 45 % der Jahresstunden begrenzt sind. Dies führt insgesamt zu einer Absenkung der mittleren VBh. Dieser wetterbereinigte Rückgang ist bereits in den historischen Erzeugungsdaten zu beobachten (AGEE-Stat 2023).

Für das US wurden die VBh des TS um rund 5 % reduziert. Im OS liegen die VBh rund 5 % höher. Dies entspricht der Schwankungsbreite der VBh für Biomasseanlagen aus den vergangenen Jahren gemäß AGEE-Stat 2023.

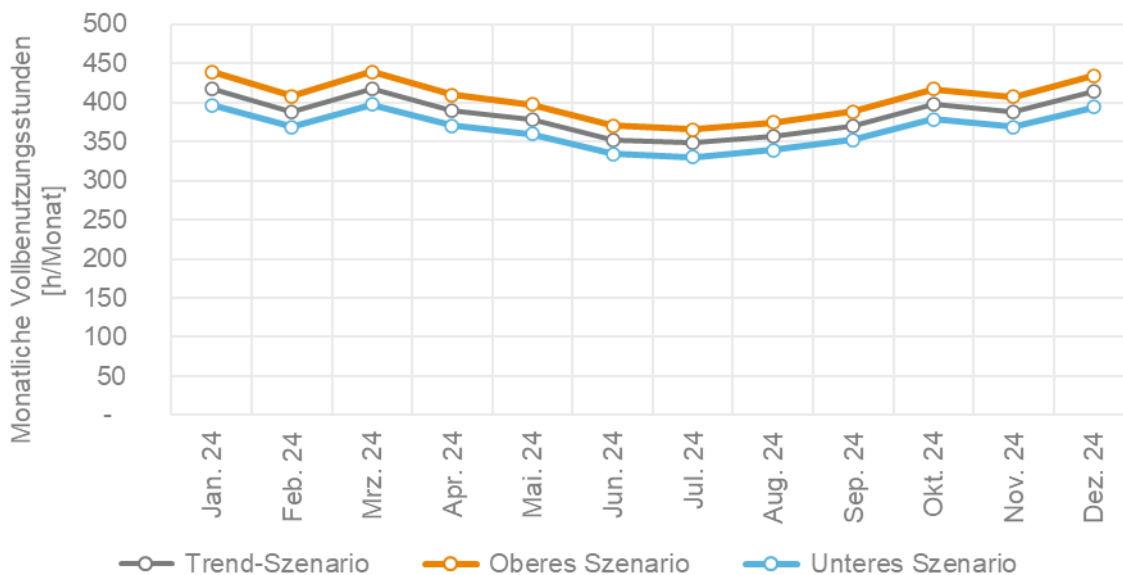


Abbildung 24: Monatliche VBh im Jahr 2024 für Biomasse

Die jährlichen VBh und die daraus resultierende Stromerzeugung für Biomasseanlagen sind in nachstehender Tabelle dargestellt.

VBh und Stromerzeugung	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	4.738	4.707	4.620	4.548	4.450	4.349	4.276
Stromerzeugung [GWh/a]	38.332	37.857	37.387	35.537	33.124	30.266	27.969
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	4.738	4.944	4.850	4.774	4.657	4.537	4.453
Stromerzeugung [GWh/a]	38.332	39.954	39.693	38.267	36.140	33.766	31.994
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	4.738	4.472	4.387	4.312	4.224	4.135	4.066
Stromerzeugung [GWh/a]	38.332	35.928	35.286	33.172	30.708	27.538	24.802

Tabelle 17: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Biomasse

3.5.4 Marktwertfaktoren

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Biomasse wird per Gesetz als der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte des Day-Ahead-Spotmarktes definiert. Demzufolge beträgt der Marktwertfaktor für Biomasse immer genau 1 (Anlage 1 zu § 23a EEG 2023).

3.5.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Die dominierende Vermarktungsform bei Biomasseanlagen ist und bleibt die geförderte Direktvermarktung. Alle Neuanlagen mit einer Leistung von über 100 kW fallen unter die Direktvermarktung mit Marktprämie; dies sind sämtliche Anlagen, die einen Zuschlag bei einem Ausschreibungsverfahren erhalten, da auch Bestandsanlagen mit dem Beginn des weiteren Förderungszeitraum nach der Bezuschlagung als Neuanlagen gelten.

Anlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kW müssen nicht an einer Auktion teilnehmen und können die feste Einspeisevergütung in Anspruch nehmen. Für die Studie wird unterstellt, dass solche Anlagen Gülleanlagen sind und eine dementsprechende Vergütung gemäß EEG 2023 bekommen. In den Jahren ab 2023 gibt es annahmegemäß keinen Leistungszuwachs von Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung, da alle Anlagen stillgelegt werden, die nach Ablauf der EEG-Vergütung nicht an einer Ausschreibung teilnehmen oder keinen Zuschlag erhalten. Damit bleibt die Stromerzeugung in der sonstigen Direktvermarktung auf einem unbedeutend niedrigen Niveau. Die ausgewerteten Bewegungsdaten zeigen, dass die in der geförderten Direktvermarktung veräußerte Strommenge mit ca. 33 TWh einen Anteil von annähernd 90 % an der gesamten erzeugten Strommenge hat. Dieser Anteil bleibt – bei tendenziell sinkenden VBh aufgrund der oben beschriebenen Flexibilisierung – bis zum Jahr 2028 nahezu konstant, wie nachstehende Abbildung zeigt.

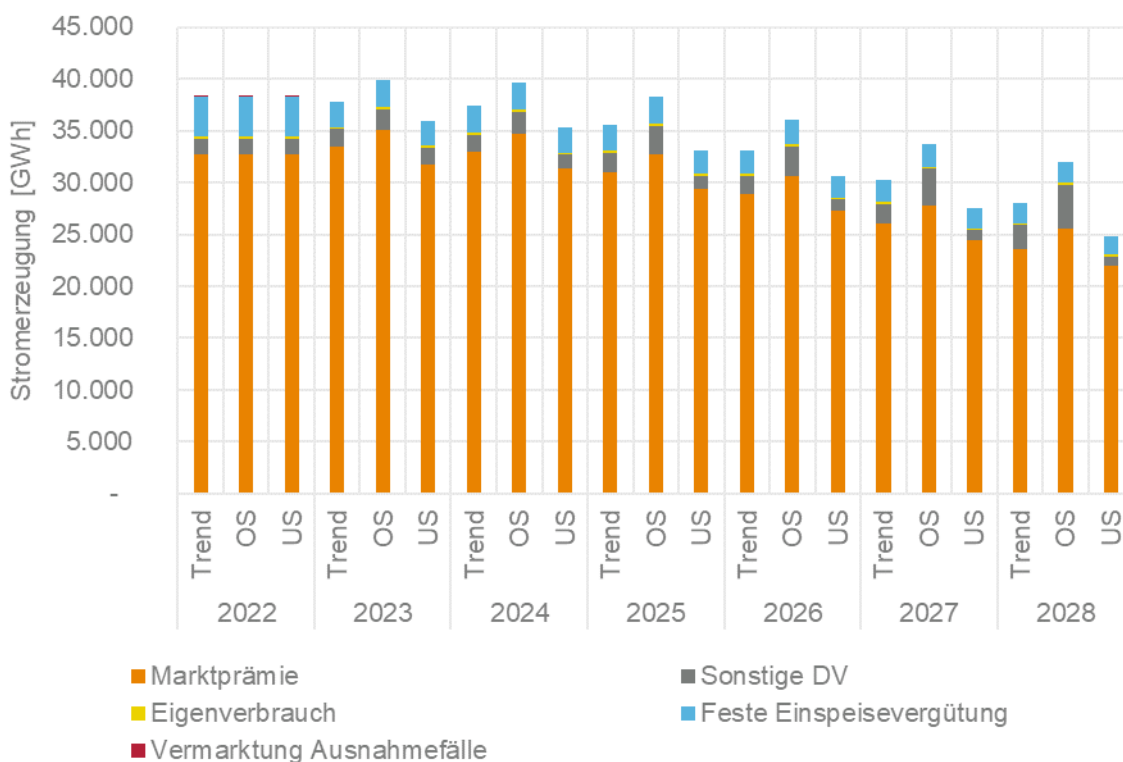


Abbildung 25: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für Biomasse

3.5.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Zur Bestimmung der EEG-Zahlungen ab dem Jahr 2023 werden die anlagenscharfen Vergütungssätze verwendet, die auf Basis der ÜNB-Bewegungsdaten ermittelt wurden. Die Vergütungssätze von Anlagen, die nicht an einer Ausschreibung teilnehmen und eine feste Einspeisevergütung bekommen, werden auf Basis der Vorgaben des EEG 2023 bestimmt.

Anlagen, die an einer Ausschreibung erfolgreich teilgenommen haben, wird der mengengewichtete Zuschlagswert der jeweiligen Ausschreibungsrunde zugeordnet. Es wird unterstellt, dass dieser analog zu den historischen Zuschlagswerten der vergangenen Ausschreibungsverfahren auch in den drei Szenarien nahe dem geltenden Höchstwert liegt, da weiterhin fast alle Auktionen annahmegemäß unterdeckt sind. Der mengengewichtete Zuschlagswert wird mit 95 % des Höchstpreises für Neu- sowie Bestandsanlagen angenommen.

Nachstehende Abbildung zeigt die resultierenden Förderzahlungen für Biomasseanlagen zwischen 2022 und 2028, aufgeschlüsselt nach den jeweiligen Vermarktungsformen. Mit sinkenden Strompreisen steigen die Auszahlungen gegenüber dem Aufsatzjahr 2022 ab 2023 hier wieder an und liegen dann auf einem relativ stabilen Niveau, wobei die leicht rückläufige Kapazität und Erzeugungsmenge die sinkenden Stromerlöse in Bezug auf die Auszahlungen kompensiert.

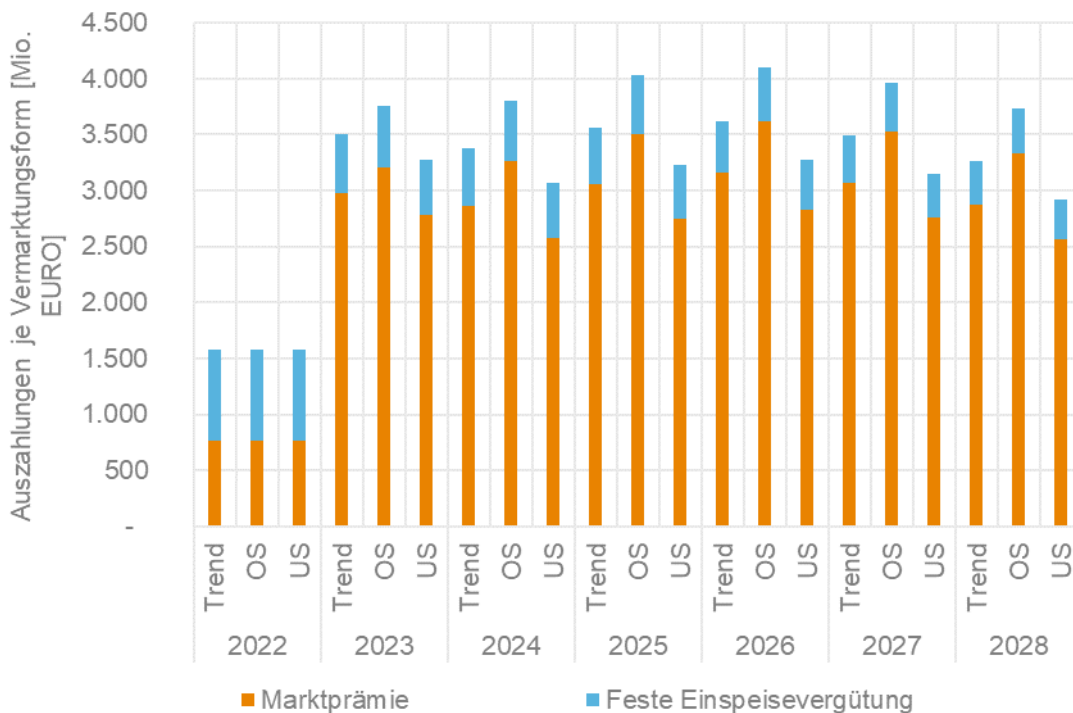


Abbildung 26: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Biomasse

Die Gesamtauszahlungen werden um die vNNE reduziert. Die jährlichen vNNE in den drei Szenarien sind für Biomasse als nicht-volatile EEG-Technologie in folgender Tabelle ausgewiesen.

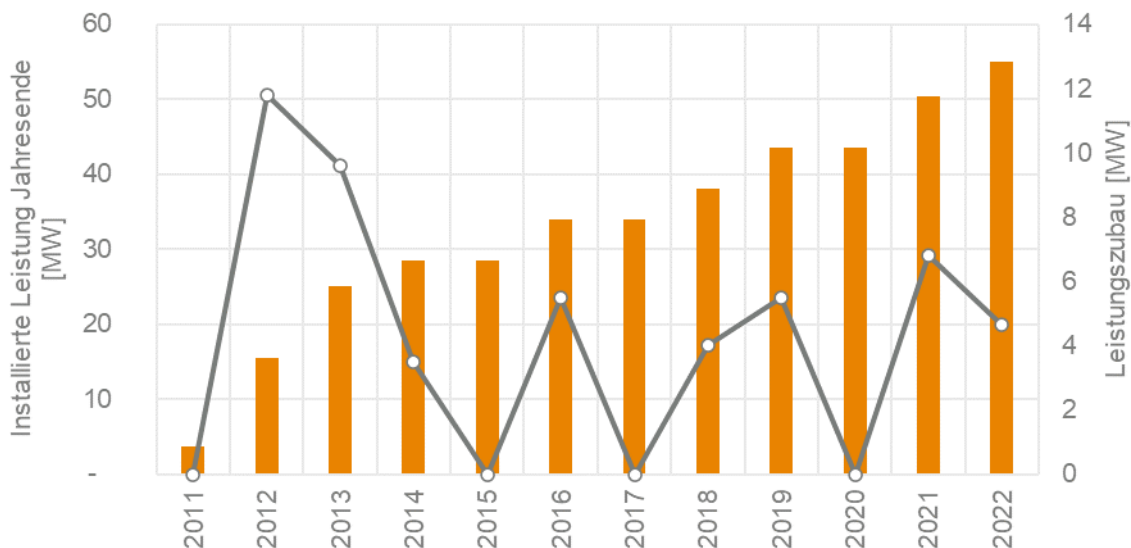
Vermiedene Netznutzung [Mio. EURO]	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Trend-Szenario	267	258	254	239	210	182	157
Oberes Szenario	267	271	267	252	220	191	165
Unteres Szenario	267	245	241	227	199	173	150

Tabelle 18: vNNE für Biomasse

3.6 Geothermie

3.6.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Bis zum Jahresende 2022 waren Geothermieranlagen mit einer Gesamtkapazität von 55 MW in Deutschland installiert. Der Zubau wird von der Inbetriebnahme einzelner Projekte bestimmt und schwankt daher von Jahr zu Jahr. Die folgende Abbildung zeigt die Leistungsentwicklung und den Zubau seit 2011.



Leistung Historie [MW]	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Netto Zubau	-	12	10	4	-	6	-	4	6	-	7	5
Bestand Jahresende	4	15	25	29	29	34	34	38	44	44	50	55

Abbildung 27: Historische Leistungsentwicklung für Geothermie

3.6.2 Leistungsentwicklung 2024 bis 2028

Geographisch beschränken sich aufgrund der natürlichen Gegebenheiten die Entwicklungspotentiale der Geothermieranlagen zur Stromerzeugung weiterhin auf den Oberrheingraben und das Molassebecken in Süddeutschland. Hier findet der unterstellte Zubau statt.

Ausgehend vom Bestand zum Jahresende 2022 wird im TS ein Zuwachs der installierten Leistung von 15 % pro Jahr angenommen. Im OS beträgt der Zuwachs 20 %, im US 10 % pro Jahr. In jedem der Szenarien wird davon ausgegangen, dass es keinen verfrühten Rückbau im Prognosezeitraum bis 2028 gibt. Außerdem läuft in diesem Zeitraum für keine der Anlagen die EEG-Vergütung aus. Die Förderungsbedingungen für Geothermie haben sich im EEG 2023 gegenüber dem EEG 2021 nicht geändert; der anzulegende Wert bleibt gleich und seine Degression wird ab dem Jahr 2024 fortgeschrieben.

Die jährlichen Leistungsentwicklungen in den drei Szenarien sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

Leistung Prognose [MW]	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Trend-Szenario						
Zubau	8	9	11	13	14	17
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Bestand Jahresende	63	73	84	96	111	127
Oberes Szenario						
Zubau	11	13	16	19	23	27
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Bestand Jahresende	66	79	95	114	137	164
Unteres Szenario						
Zubau	5	6	7	7	8	9
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Bestand Jahresende	60	66	73	80	88	97

Tabelle 19: Prognose der Leistungsentwicklung von Geothermieanlagen

3.6.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Die Stromerzeugung aus Geothermie ist grundsätzlich dargebotsunabhängig, woraus sich in erster Näherung ein konstanter Verlauf der VBh ergäbe (VBh würden in diesem Fall lediglich mit der Anzahl der Tage eines Monats variieren). Die Analyse der monatlichen VBh auf Basis mittlerer monatlicher Stromerzeugungsmengen (Destatis 2023) der vergangenen Jahre zeigt jedoch einen leichten Rückgang in den Sommermonaten. Auch die auf Basis der Stamm- und Bewegungsdaten des Jahres 2022 ermittelten VBh bestätigten dieses Muster. Der Verlauf der VBh für die Prognose wird an dieses Muster der historischen Daten angepasst und ist für die drei Szenarien exemplarisch in nachstehender Abbildung für das Jahr 2024 dargestellt.

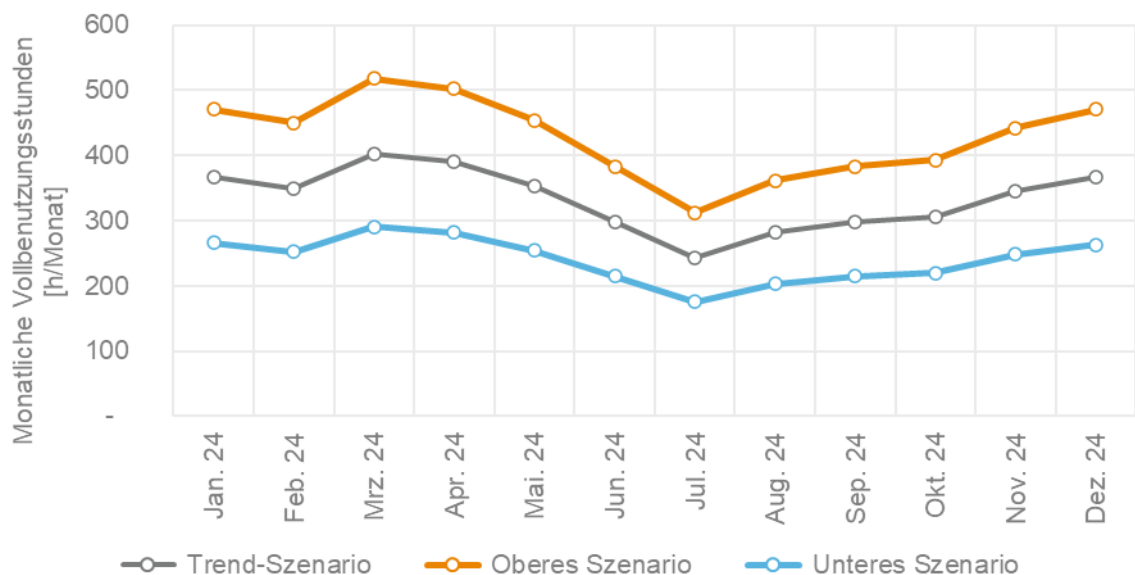


Abbildung 28: Monatliche VBh im Jahr 2024 für Geothermie

Gemäß Daten der AGEE-Stat (2023) schwankten die historisch beobachteten mittleren Benutzungsstunden der Technologie aufgrund der geringen Anzahl von Geothermieanlagen vergleichsweise stark von Jahr zu Jahr. Für die resultierenden VBh spielten somit die anlagenspezifischen Verfügbarkeiten eine große Rolle.

Im Jahr 2022 lagen die VBh bei knapp 4.000 Stunden. Für die VBh-Prognose in dieser Studie wird der Mittelwert der historisch beobachteten VBh der Jahre 2010 bis 2022 sowie deren Schwankungsbreite verwendet; daraus ergibt sich eine recht große Spreizung von rund +/- 25 % über die drei Szenarien. Über den Betrachtungszeitraum wird zudem von einer Verfügbarkeitsverbesserung der Geothermieanlagen ausgegangen, was zur Annahme moderat steigender VBh führt. Die VBh und die daraus resultierende Stromerzeugung bis zum Jahr 2028 sind in nachstehender Tabelle dargestellt.

VBh und Stromerzeugung	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.973	3.861	4.003	4.080	4.146	4.204	4.253
Stromerzeugung [GWh/a]	204	226	289	339	396	462	535
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.973	4.362	5.143	5.258	5.350	5.430	5.494
Stromerzeugung [GWh/a]	204	264	404	496	602	733	884
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.973	3.368	2.885	2.927	2.966	3.001	3.031
Stromerzeugung [GWh/a]	204	192	192	214	239	266	294

Tabelle 20: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Geothermie

3.6.4 Marktwertfaktoren

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Geothermie wird per Gesetz als der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte des Day-Ahead-Spotmarktes definiert. Demzufolge beträgt der Marktwertfaktor für Geothermie immer genau 1 (Anlage 1 zu § 23a EEG 2023).

3.6.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Abbildung 29 zeigt die Entwicklung der gesetzlichen Veräußerungsformen für Geothermie.

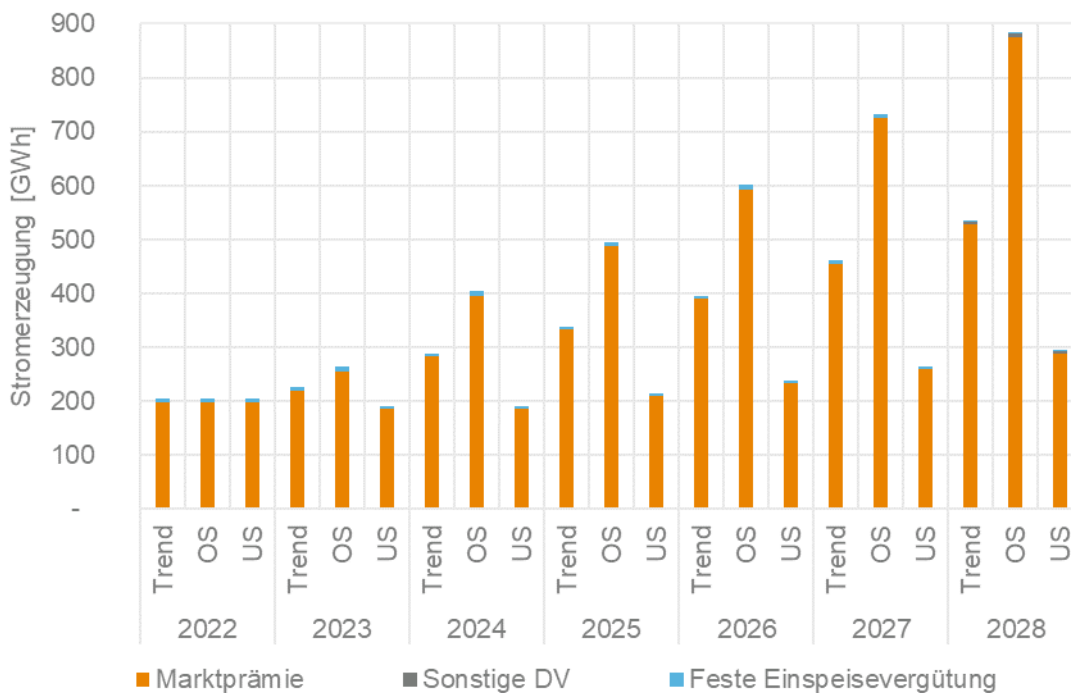


Abbildung 29: Stromerzeugung nach Veräußerungsform für Geothermie

Nahezu die gesamten vermarkteten Strommengen sind der geförderten Direktvermarktung zuzuordnen. Ein sehr geringer Teil der Anlagen erhält eine feste Einspeisevergütung; dieser bleibt im Prognosezeitraum weitgehend konstant. Die Strommengen steigen mit der installierten Leistung und durch die moderate Zunahme der VBh in allen Szenarien über den Betrachtungszeitraum an.

3.6.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Auf Basis der prognostizierten VBh, der installierten Leistung und der ermittelten Vermarktungsform ergeben sich die Förderzahlungen für Bestandsanlagen gemäß den Vergütungssätzen, die aus den Bewegungsdaten des Jahres 2022 hervorgehen. Für Neuanlagen werden die im EEG 2023 geltenden Vergütungs- und Degressionssätze für das jeweilige Inbetriebnahmejahr berücksichtigt. Analog zu den erzeugten Strommengen steigen die absoluten Förderzahlungen mit der installierten Leistung bis 2028 an. Dominierende Vermarktungsform bleibt die Marktprämie, welche für den größten Teil der Auszahlung verantwortlich ist, wie nachstehende Abbildung verdeutlicht.

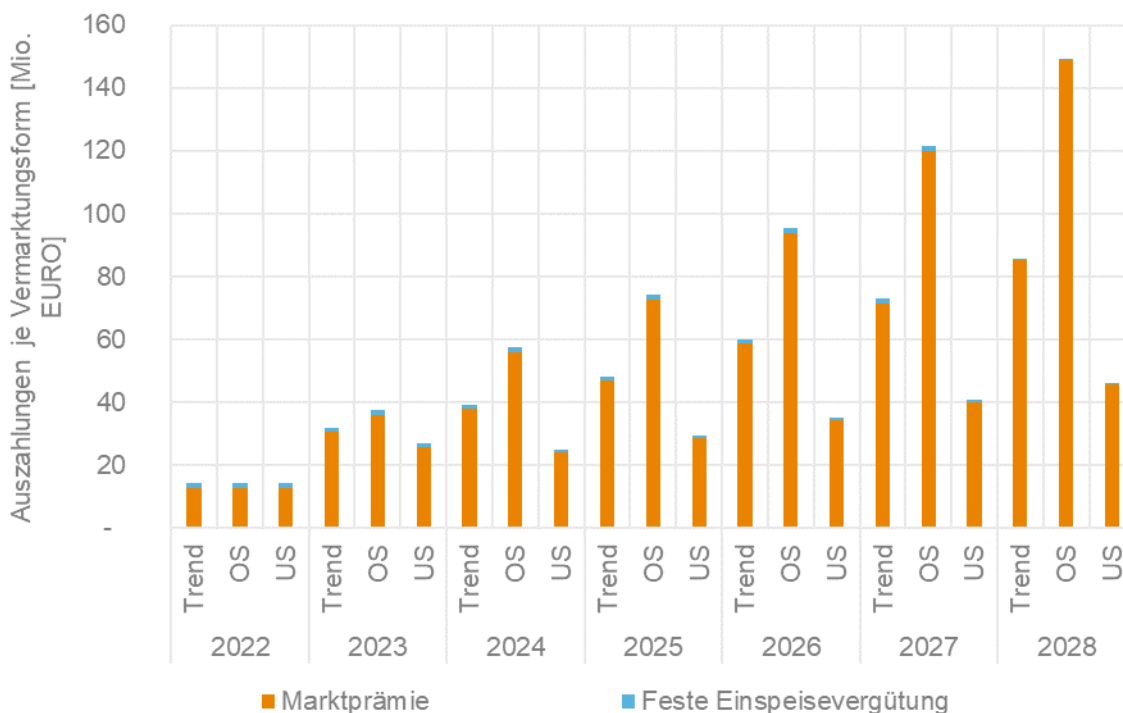


Abbildung 30: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Geothermie

Die Gesamtauszahlungen werden um die vNNE reduziert, die Geothermie als nicht-volatile EEG-Technologie weiterhin zugerechnet bekommt. Die jährlichen vNNE für Geothermie in den drei Szenarien sind in folgender Tabelle zusammengefasst.

Vermiedene Netznutzung [Mio. EURO]	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Trend-Szenario	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7
Oberes Szenario	1,7	2,0	2,3	2,3	2,3	2,3	2,1
Unteres Szenario	1,7	1,6	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2

Tabelle 21: vNNE für Geothermie

3.7 Windenergie an Land

3.7.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Während der Zubau von Windenergie an Land in den Jahren 2014 bis 2017 bei rund 4.000 MW oder mehr pro Jahr lag, war im Zeitraum 2018 und 2019 ein deutlicher Rückgang des Leistungszuwachses zu verzeichnen. Der Netto-Zuwachs lag im Jahr 2018 bei 2.114 MW und 2019 bei nur rund 740 MW. 2020 und 2021 stieg der Zubau wieder deutlich an und erreichte rund 1.600 MW pro Jahr. Im Jahr 2022 wuchs die installierte Leistung um rund 1.135 MW.

Die vergleichsweise niedrigen Ausbautzahlen der letzten Jahre hatten unterschiedliche Ursachen. Unter anderem ist hier auf Hemmnisse für die Erteilung neuer Genehmigungen nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) wie insbesondere Aspekte der Flugsicherung und artenschutzrechtliche Sachverhalte, sowie die teils nicht rechtssichere Ausweisung von Flächen auf Ebene der Regionalplanung hinzuweisen, wodurch Regionalpläne nachträglich für ungültig erklärt wurden und ein erheblicher Zeitbedarf für deren Neuaufstellung entstand, der Genehmigungen verzögerte. Weiterhin machte sich bemerkbar, dass Zuschläge an Bürgerenergieprojekte ohne BImSchG-Genehmigung und mit verlängerten Realisierungsfrist aus dem Jahr 2017 nicht realisiert wurden. Insgesamt führte diese Situation zu einer strukturellen Unterzeichnung der EEG-Ausschreibungen für Windenergie an Land (vgl. BNetzA, 2023a).

Die Gesamtleistung von Windenergieanlagen an Land lag Ende 2022 bei rund 56.100 GW, die Bruttostromerzeugung bei rund 98,1 TWh. Die historische Leistungsentwicklung und der jährliche Zubau sind in nachfolgender Abbildung dargestellt.

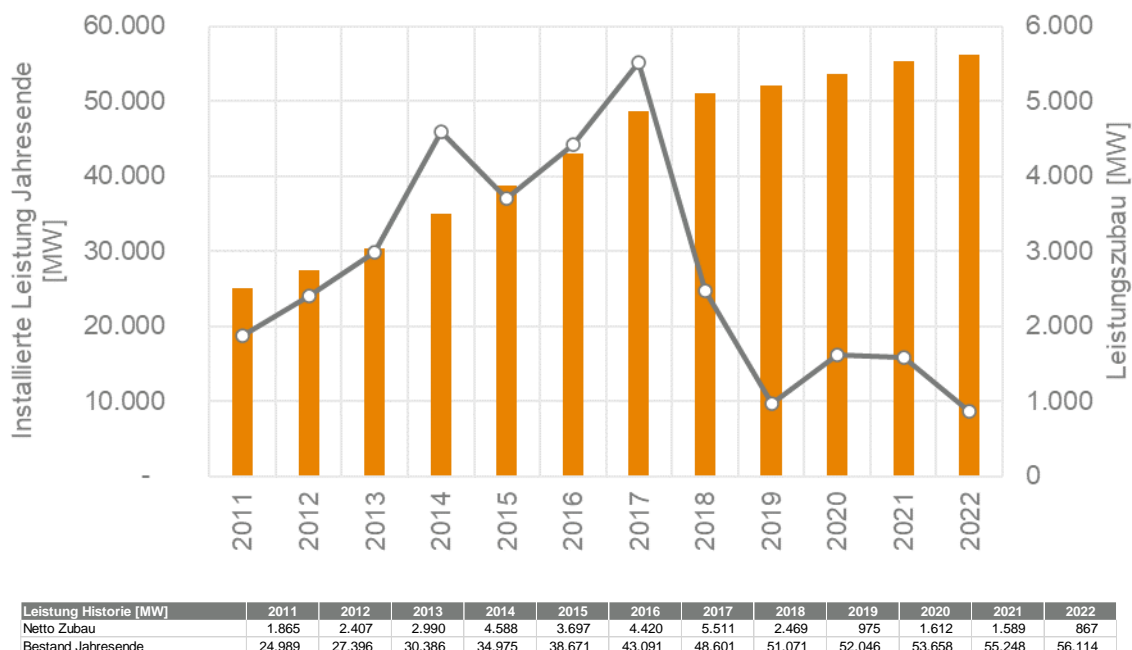


Abbildung 31: Historische Leistungsentwicklung für Windenergieanlagen an Land

3.7.2 Leistungsentwicklung 2024 bis 2028

Die Volllaststunden für Windenergie an Land in den drei Szenarien für diese Studie werden über das Winddargebot variiert (siehe nachfolgendes Kapitel), wobei im OS ein höheres Winddargebot unterstellt wird und im US ein schwächeres, jeweils im realistischen Bereich historischer Daten rund um das TS. Neben der Variation über das Winddargebot findet eine Differenzierung in der Kapazitätsentwicklung statt, deren Annahmen nachfolgend beschrieben werden. Es wird grundsätzlich unterstellt, dass alle Zuschläge im Rahmen der Innovationsausschreibung an PV-Projekte gehen und Windenergie an Land hier keine Rolle spielt. Hintergrund für diese Annahme sind die sinkenden Stromgestehungskosten für PV und Speicher und das für Windenergie an Land attraktivere Wettbewerbsumfeld in den technologiespezifischen Ausschreibungen. Dies zeigen auch die Ergebnisse der bisherigen Innovationsausschreibungen.

Die Modellierung der Kapazitätsentwicklung in den Jahren 2024 bis 2028 erfolgt mit Hilfe des enervis-Auktionsmodells für Windenergie an Land, dem Daten zu Windenergieanlagen mit Genehmigung, zu im Genehmigungsverfahren befindlichen Anlagen sowie zu noch realisierbaren Flächenpotenzialen in den jeweiligen Regionalplänen zugrunde liegen. Neben den Kapazitätsdaten verwendet das enervis-Auktionsmodell detaillierte Kostenparameter für mehr 120 Windenergieanlagencluster sowie regional hochaufgelöste Winddaten, mit denen die Standortgüte bewertet wird. Mit Hilfe des enervis-Auktionsmodells werden für zukünftige Ausschreibungsrunden bis 2028 die angebotsseitig zur Verfügung stehenden Leistungen und die sich aus Angebot und Nachfrage ergebende Wettbewerbssituation ermittelt.

Daraus ergibt sich eine fundamentale Abschätzung der Wettbewerbssituation, der projektspezifischen Gebots- und Zuschlagswerte und der resultierenden Vergütungshöhen (anzulegende Werte) unter Berücksichtigung der Standortgüten und Korrekturfaktoren. Diese Berechnungen stellen die Grundlage für die Zubauentwicklung der Leistung sowie die Vergütungen der zugebauten Anlagen bis 2028 dar.

Die Analyse vergangener Auktionsrunden sowie des zukünftig zu erwartenden Angebotspotenzials ergibt, dass die Situation einer systematischen Unterdeckung der EEG-Ausschreibungen für Windenergie an Land absehbar erhalten bleiben wird. Diese Erwartung ergibt sich auch aus der Rechtslage, welche die Übertragung von nicht bezuschlagten Ausschreibungsvolumen in das jeweils kommende Jahr vorsieht, so dass sich bestehende Unterdeckungen strukturell fortsetzen können. Nach derzeitigem Regelungsstand kann die BNetzA Ausschreibungsmengen kürzen, wenn eine Unterdeckung absehbar ist – dies jedoch nur in einem Umfang, der die Unterdeckung zwar reduziert, aber nicht strukturell beendet.

Die Nachfrage- und Angebotsmenge in den EEG-Ausschreibungen wird über die drei abgebildeten Szenarien der Studie wie folgt differenziert: Erstens wendet enervis über die drei Szenarien differenzierte Genehmigungsquoten für die aktuell im Genehmigungsverfahren befindlichen Projekte an. Im TS werden 70 % Genehmigungsquote unterstellt, im OS 10 % mehr, im US 10 % weniger.

Zweitens erfolgt eine Variation über den Umfang von Neuausweisung von planerischen Flächen, welche im OS höher und im US geringer ausfällt als im TS. Hintergrund dieser Annahmen sind unterschiedliche Erwartungen zur Umsetzungs- und Wirkungsgeschwindigkeit von Maßnahmen zur Flächenausweisung im Wind-an-Land-Gesetz sowie zur Beschleunigung von Genehmigungsverfahren, welche die angenommene mittlere Zeitdauer bis zur Genehmigung beeinflussen. Diese Annahmen schlagen sich insbesondere in den Prognosejahren 2025 und später nieder.

Eine weitere Variation der Leistungsentwicklungen erfolgt über die Differenzierung der Realisierungsquoten bereits bezuschlagter und zukünftig zu bezuschlagender Windenergieanlagen in den Szenarien. Für das TS wird aus historischen Analysen (FA Wind 2023) eine Realisierungsquote von bereits bezuschlagten Projekten und Neugenehmigungen von 90 % unterstellt. Im US sind es 85 % und im OS 95 %.

Für bereits aus den Jahren 2021 und 2022 bezuschlagte, aber noch nicht in Betrieb gegangene Projekte wird davon abweichend in der Studie eine geringere Realisierungsquote unterstellt. Diese beträgt 60 % im TS, 70 % im OS und 50 % im US. Hintergrund dieser Annahme ist die Situation, dass diese Projekte vor der Anhebung des Höchstwertes für die Ausschreibungen ab 2023 und damit der Ermöglichung höherer Zuschlagswerte an Ausschreibungen teilgenommen haben und bezuschlagt wurden und damit vergleichsweise geringe anzulegende Werte erhalten haben.

Der Höchstwert in den Ausschreibungen 2021 lag bei 6 ct/kWh, im Jahr 2022 bei 5,88 ct/kWh. Dieser Höchstwert wurde 2023 auf 7,35 ct/kWh angehoben, um gestiegenen Investitions-, Betriebs- und Finanzierungskosten Rechnung zu tragen – allerdings nicht für die bereits vor der Anhebung bezuschlagten Anlagen. Während die Zuschläge aus den Jahren 2021 und 2022 somit feststanden, stiegen die Kosten vieler bereits bezuschlagter Projekte erheblich an, was zu der Diskussion führte, den bezuschlagten Bietern eine erneute Teilnahme an Ausschreibungen im Jahr 2023 mit dem höheren Höchstwert zu gestatten. Diese Regelung wurde jedoch nicht umgesetzt.

Eigene Berechnungen von enervis, Brancheninformationen und eine Studie des Bundesverband Windenergie (Bundesverband Windenergie e. V., 2023) weisen darauf hin, dass die Kosten für Anlageninvestition, Errichtung und Betrieb sowie Finanzierung in den letzten zwei Jahren erheblich gestiegen sind, so dass ein Teil der Zuschläge aus diesen Jahren mit dem damals geltenden Zuschlagswert aufgrund der Kostenproblematik als nicht mehr ausreichend für eine Realisierung angenommen werden müssen. Dies führt zu der oben dargestellten abgesenkten Umsetzungsquote für Zuschläge aus 2021 und 2022.

Die regionale Verteilung des Leistungszuwachses ist für den Bestand aus den EEG-Daten der ÜNB bekannt. Für den hier prognostizierten Zubau bis 2028 wird die Regionalverteilung auf Basis bekannter Genehmigungsverfahren (Standorte) und dem Status der jeweiligen Regionalpläne, sowie den Zwischenzielen zur Flächenausweisung der Bundesländer modelliert. Die Inbetriebnahme bezuschlagter Windenergieanlagen an Land muss laut EEG innerhalb von 24 Monaten nach dem Zeitpunkt des Zuschlags erfolgen, danach wird die hinterlegte Gebotssicherheit anteilig und nach 30 Monaten komplett einbehalten. Für die Studie wird unterstellt, dass die bezuschlagten Projekte innerhalb der Monate 12 bis 24 nach Zuschlag in Betrieb gehen. Für Projekte mit einem Zuschlag vor Juli 2022 greift die Verlängerung der Realisierungsfrist aufgrund der Coronakrise; dies wird ebenfalls abgebildet, hier erfolgt die Inbetriebnahme über die Monate 18 bis 30 nach Zuschlag. Pönalen aus einbehaltenen Gebotssicherheiten fallen entlang der angenommenen Nichtumsetzung von in Ausschreibungen bezuschlagter Projekte an. Pönalen wurden separat berechnet.

Für Pilotwindanlagen ist es im aktuellen und zukünftig erwarteten Marktumfeld attraktiver, an den technologiespezifischen Auktionen teilzunehmen; sie fallen somit in das unterstellte Zubaupotenzial der Ausschreibungen und werden nicht anders als normale Anlagen betrachtet. Ähnlich wie bei Pilotwindanlagen ergeben sich für Bürgerenergieprojekte im aktuellen Marktumfeld mit angehobenen Höchstpreisen in den Ausschreibungen keine Verbesserungen durch den Sonderstatus. Auch in späteren Jahren erscheint eine Vergütung im Rahmen des „Bürgerenergiestatus“ außerhalb von Ausschreibungen als nur in geringem Umfang attraktiv, da die Höchstgrenze von 18 MW pro Windpark bei neuen Windenergieanlagentypen bereits bei mehr als zwei Anlagen regelmäßig überschritten werden dürfte.

Es wird daher für die Studie davon ausgegangen, dass auch Bürgerenergieprojekte an den regulären Ausschreibungen teilnehmen. Sie sind daher im abgebildeten Zubaupotenzial inkludiert.

Als Vergütungshöhe für bereits erfolgte Zuschläge wird der bekannte anzulegende Wert aus den Daten der ÜNB unterstellt. Ist dieser nicht bekannt, weil das Projekt noch nicht in Betrieb gegangen ist, wird die durchschnittliche Zuschlagshöhe der jeweiligen Auktionsrunde zugrunde gelegt, in welcher das Projekt bezuschlagt wurde.

Da die Ausschreibungen der BNetzA als „pay-as-bid“-Auktionen durchgeführt werden, erhält jede bezuschlagte Anlage die individuelle Gebotshöhe, multipliziert mit einem Korrekturfaktor für die individuelle Standortgüte (zum Korrekturfaktor: siehe weiter unten). Als zentraler Anhaltspunkt für die Festlegung der Gebotspreise zukünftig bezuschlagter Projekte dient daher die erwartete durchschnittliche Vergütungshöhe der jeweiligen Ausschreibungsrunde.

Durch die im EEG vorgesehene Übertragung und Neuausschreibung von nicht bezuschlagten Ausschreibungsvolumen in das jeweils kommende Jahr wird im Rahmen der Studie angenommen, dass es zu einer anhaltenden Unterdeckungssituation der Ausschreibungen auf Jahresbasis kommt und daher die Zuschläge knapp unterhalb des regulatorischen Höchstwertes erfolgen. Ein Zubau von neuen Windenergieanlagen an Land ohne Teilnahme an den EEG-Ausschreibungen (das heißt komplett ohne EEG-Vergütungsanspruch) wird aufgrund der auch zukünftig erwarteten Unterdeckungssituation in den Ausschreibungen für die Studie nicht angenommen. Es wird vielmehr unterstellt, dass die Anreize für eine Ausschreibungsteilnahme bis 2028 weiterhin attraktiv sind, so wie es sich bereits seit 2017 dargestellt hat.

Vor diesem Hintergrund werden als mittlere Zuschlagshöhe für Wind an Land im Rahmen der Studie stets 98 % des für das jeweilige Jahr angenommenen regulatorischen Höchstpreises angesetzt. Dieser Quotient leitet sich aus der Analyse historischer Auktionsrunden ab, die eine vergleichbare Unterdeckungssituation zeigten. Für 2023 und 2024 wird für die Studie der aktuell gültige, von der BNetzA angepasste Höchstwert von 7,35 ct/kWh unterstellt.

Ab dem Jahr 2025 wird eine jährliche Degression um 2 % p. a. von diesem Ausgangsniveau angenommen, wie in § 36b (2) EEG 2023 festgelegt. Davon werden, wie bereits ausgeführt 98 % als Zuschlagswert (bezogen auf den 100 % Standort) für alle teilnehmenden Kapazitäten angenommen. Auch wenn es zukünftig in einzelnen Ausschreibungsrunden doch zu einer Überdeckung kommen sollte, wird im Rahmen einer konservativen Abschätzung über die Jahre bis 2028 hinweg der o. g. Anteil des regulatorischen Höchstpreises als Zuschlagswert unterstellt.

Weiterhin sind projektspezifische Korrekturfaktoren festzulegen, um den anzulegenden Wert der zukünftig in Betrieb gehenden Projekte für die Studie zu bestimmen. Diese Korrekturfaktoren ergeben sich nach § 36h EEG 2023 aus der individuellen Standortgüte, aus welcher sich der Korrekturfaktor durch Interpolation bestimmt. Mit dem EEG 2023 wurde für die Südregion ein neuer Korrekturfaktor für die Standortqualität von 50 % eingeführt und der Korrekturfaktor für 60 % Standorte wurde für Gesamt-Deutschland angehoben; diese Regelungen werden in der Studie entsprechend berücksichtigt.

Für die Berechnung des projektspezifischen anzulegenden Wertes aus dem mittleren Zuschlagsniveau erfolgt eine landkreisscharfe Zuordnung der erwarteten Windprojekte, über welche die entsprechenden Korrekturfaktoren für die Standortgüte festgelegt werden. Die Verteilung der mittleren Standortgüte und der daraus resultierenden Korrekturfaktoren wird an eine aktuelle Auswertung der Fachagentur Wind über die Neugenehmigungen der letzten drei Jahre bis Ende 2022 angelehnt (FA Wind 2023).

Für den Norden Deutschlands (ehemaliges Netzausbaubereich) wird eine Standortgüte von 89 % unterstellt, was einem Korrekturfaktor von 1,08 entspricht. Für die Mitte Deutschlands bis in etwa zur Mainlinie wird eine Standortgüte von 73 % unterstellt, was einem Korrekturfaktor von 1,25 entspricht. In der Südregion zeigt die Auswertung der Neugenehmigungen der Jahre 2020 bis 2022 mittlere Standortgüten von 67 %; diese werden in der Studie als Annahme auf 63 % reduziert, um die mittlerweile erfolgte Absenkung des Standortgütekorridders auf nur noch 50 % im Süden mit einem Korrekturfaktor von 1,38 im EEG 2023 abzubilden. Hieraus werden die standortspezifischen Vergütungshöhen für die Studie entlang der Annahme der angenommenen Zuschläge und Höchstpreise ermittelt.

Nachfolgende Abbildung zeigt die angenommene Entwicklung des regulatorischen Höchstwertes für den 100 % Standort mit der unterstellten Degression von 2 % p. a. sowie die sich daraus ergebenden Zuschlagswerte an Standortgüten von 50 % bis 100 % in der vorliegenden Studie.

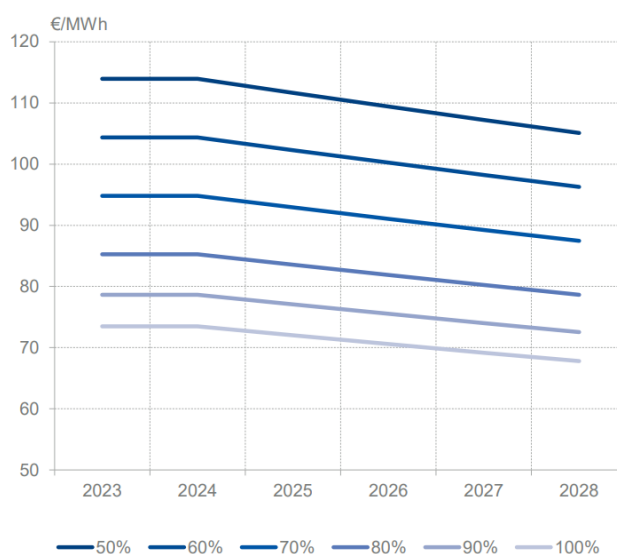


Abbildung 32: Zuschlagswerte und unterstellter Höchstwert für den 100 % Standort im Zeitverlauf

Grundsätzlich werden Windenergieanlagen in der Studie frühestens mit Ende ihrer Förderdauer stillgelegt. Je nach Standortsituation wird sodann ein Weiterbetrieb oder eine Stilllegung unterstellt. Für Anlagen mit Standorten im raumplanerischen Vorranggebiet wird ab 2025 ein Repowering nach Förderende angenommen, welches zu einer zeitnahen Stilllegung der Altanlagen führt. Für Anlagen außerhalb des raumplanerischen Vorranggebiets, für die ein Repowering unter genehmigungsrechtlichen Gesichtspunkten nicht oder nur erschwert möglich sein wird, unterstellt die Studie einen Weiterbetrieb. Der Anteil der Kapazitäten, die diese Kriterien erfüllen beträgt deutschlandweit rund 50 %.

Die Laufzeit des Weiterbetriebs nach Förderende wird generell mit sechs Jahren unterstellt, das heißt der Anlagenbetrieb wird für 26 Jahre ab Inbetriebnahme angenommen, sofern nicht vorher bereits eine Stilllegung erfolgt (siehe vorhergehender Absatz). Der Zeitraum von sechs Jahren erscheint technisch als mittlere Weiterbetriebsdauer realistisch, wie projektbezogene Analysen von technischen Branchenexperten für mehrere hundert Alt-Windenergieanlagen zeigen, die enervis vorliegen. Im Weiterbetrieb werden die Anlagen der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet.

Die aus den beschriebenen Prämissen prognostizierten Zubau- und Rückbauwerte der Kapazität von Windenergie an Land sind in nachstehender Tabelle dargestellt.

Leistung Prognose [MW]	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Trend-Szenario						
Zubau	2.889	3.126	5.996	5.545	6.981	6.776
Rückbau	850	365	826	1.999	3.281	3.508
Bestand Jahresende	58.153	60.915	66.086	69.632	73.332	76.600
Oberes Szenario						
Zubau	3.123	3.474	6.543	6.100	7.680	7.454
Rückbau	850	365	826	1.826	3.063	3.343
Bestand Jahresende	58.387	61.496	67.213	71.486	76.103	80.214
Unteres Szenario						
Zubau	2.656	2.779	5.450	4.991	6.283	6.099
Rückbau	850	365	826	2.172	3.500	3.672
Bestand Jahresende	57.920	60.334	64.959	67.777	70.561	72.987

Tabelle 22: Prognose der Leistungsentwicklung von Windenergie an Land

Im Jahr 2024 wird im TS ein Zubau neuer Anlagen von rund 3.130 MW erwartet, 2025 und 2026 liegt der Zubau dann bei rund 6.000 MW pro Jahr, 2027 und 2028 mit knapp 7.000 MW noch einmal darüber. Der Rückbau variiert ab 2024 pro Jahr und Szenario in Abhängigkeit der ausgeforderten Kapazität sowie der Annahmen für Stilllegung beziehungsweise Weiterbetrieb. Im TS erreicht die installierte Kapazität im Jahr 2028 somit rund 76,6 GW; dies ist ein Nettozuwachs von rund 18,5 GW.

3.7.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Zur Ermittlung der VBh für Windenergie an Land wurde ein synthetisches Wetterjahr gebildet; die entsprechende Methodik hierzu wird in Kapitel 2.3 beschrieben. Die entsprechenden VBh für das Jahr 2024 in monatscharfer Darstellung sind in nachstehender Abbildung dargestellt. Es ist im unterjährigen Verlauf zu erkennen, dass die VBh im Winter wesentlich höher liegen als in den Sommermonaten. Dies entspricht auch den Erkenntnissen aus historischen Wetterjahren und stellt die typische Saisonalität für Windenergie an Land dar.

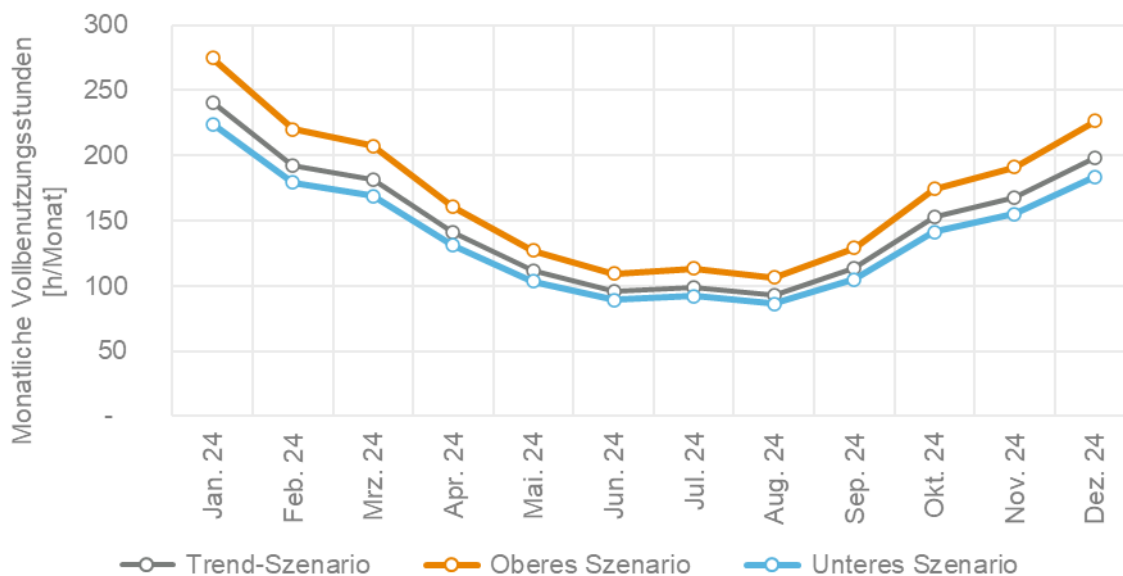


Abbildung 33: Monatliche VBh im Jahr 2024 für für Windenergie an Land

Die resultierende Stromerzeugung und die entsprechenden mittleren VBh für die Jahre 2023 bis 2028 zeigt die folgende Tabelle.

VBh und Stromerzeugung	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	1.760	1.810	1.788	1.821	1.866	1.911	1.955
Stromerzeugung [GWh/a]	98.097	102.838	106.290	115.840	126.133	136.141	146.703
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	1.760	1.818	2.041	2.082	2.132	2.150	2.152
Stromerzeugung [GWh/a]	98.097	103.388	122.234	134.147	147.535	158.395	168.563
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	1.760	1.807	1.660	1.690	1.730	1.773	1.820
Stromerzeugung [GWh/a]	98.097	102.503	97.983	106.026	114.227	122.035	130.552

Tabelle 23: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Windenergie an Land

Die deutschlandweiten mittleren VBh steigen dabei von 1.760 Stunden im Jahr 2022 auf 1.955 Stunden im Jahr 2028 im TS an. Dies liegt insbesondere an den Entwicklungen im deutschlandweiten Windenergieportfolio, wobei alte Anlagen mit kleineren Rotordurchmessern und Nabenhöhen durch Stilllegung aus dem Portfolio herausfallen und der Neubau von Anlagentypen neuerer Anlagenklassen mit hohen Nabenhöhen und großen Rotoren und damit überdurchschnittlichen VBh erfolgt.

Die VBh des Portfolios erhöhen sich damit über den Betrachtungszeitraum und die angenommene Stromerzeugung steigt durch die steigenden VBh ebenfalls an. Zusätzlich wird durch den angenommenen Netto-Leistungszuwachs insgesamt mehr Strom erzeugt. Lag die Stromerzeugung aus Windenergie an Land im Jahr 2022 noch bei rund 98,1 TWh im TS, so steigt sie bis zum Jahr 2028 auf rund 146,7 TWh.

3.7.4 Marktwertfaktoren

Die Stromerzeugung von Windenergieanlagen an Land ist volatil und von einer hohen Gleichzeitigkeit geprägt. In Zeiten mit viel Windstromerzeugung liegt durch den sogenannten „Merit-Order-Effekt“ der Windstromerzeugung der Marktwert von Windenergie daher unter dem durchschnittlichen Strompreis (Basepreis) des Day-Ahead-Spotmarktes. Weiterhin führt auch die typische untertägige Erzeugungsstruktur des Windstroms dazu, dass systematisch Marktwerte unterhalb der mittleren Strompreise erwirtschaftet werden. Diese Effekte sind saisonal unterschiedlich stark ausgeprägt: In Wintermonaten mit höherer Windstromerzeugung sind die relativen Marktwerte als Anteil am Basepreis tendenziell niedriger als in Sommermonaten mit geringerer Windstromerzeugung. Im Rahmen der Studie wurden unter Verwendung des oben dargestellten Strommarktmodells und unter Verwendung des synthetischen Wetterjahres folgende Marktwertfaktoren für Windenergieanlagen an Land berechnet. Dabei stellt nachstehende Abbildung die jeweiligen Profilwerte für das Prognose-Zieljahr 2024 auf Monatsebene dar. Der Marktwertfaktor multipliziert mit den Base-Strompreisen ergibt sodann die erwarteten Erlöse des deutschlandweiten Portfolios für Windenergie an Land.

Der berechnete Jahres-Marktwertfaktor für das Jahr 2024 liegt bei Annahme des mittleren synthetischen Wetterjahres bei 89 % und damit etwas höher als in den letzten Jahren. Dies liegt insbesondere am verwendeten mittleren Windjahr für die Prognose der Marktwertfaktoren für das Jahr 2024, welches im Vergleich zum überdurchschnittlich starken Windjahr 2022 schwächer ausfällt (das heißt wieder näher am langjährigen Mittel liegt, welches für die Prognose in der vorliegenden Studie verwendet wird). Hinzu kommt ein Kapazitätsrückgang konventioneller Kapazitäten, insbesondere Kohle und Kernenergie. In den Wintermonaten liegen die relativen Marktwerte niedriger als im Sommer, was der Saisonalität der Windstromerzeugung geschuldet ist und der Erwartung entspricht.

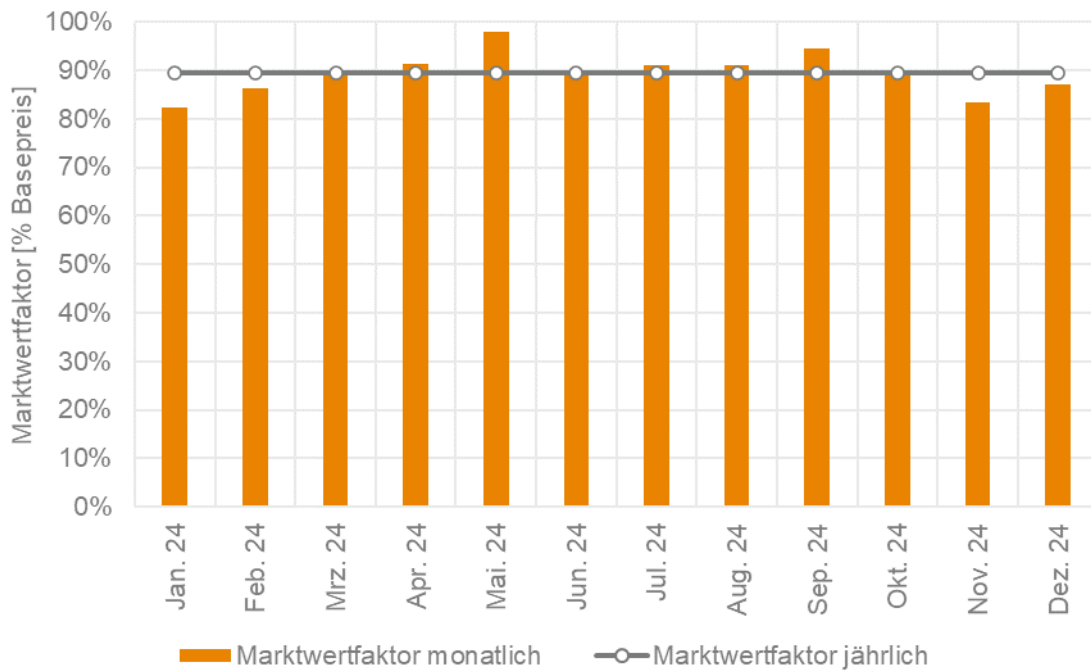


Abbildung 34: Marktwertfaktoren im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Windenergie an Land

Nachstehende Abbildung zeigt die Entwicklung der Jahresmarktwertfaktoren für Windenergie an Land für die drei Szenarien bis zum Jahr 2028.

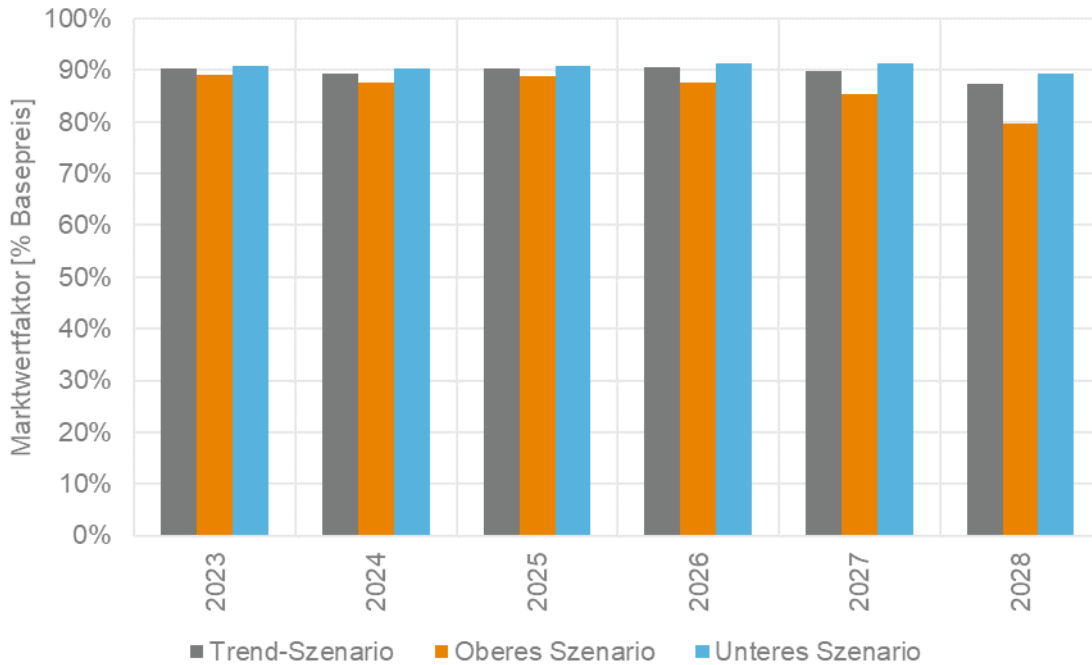


Abbildung 35: Jährliche Marktwertfaktoren für Windenergie an Land 2023 - 2028

Aus den unterschiedlichen Annahmen bzgl. Leistungsausbau und den unterschiedlich hohen Winddargeboten sowie den unterschiedlichen resultierenden Strompreisen ergeben sich im OS niedrigere und im US höhere Marktwertfaktoren, was der energiewirtschaftlichen Erwartung entspricht. Im Jahr 2028 ergibt die Prognose einen Marktwertfaktor von 87 % im TS, 80 % im US und 89 % im OS. Hieran wird deutlich, dass insbesondere der Anteil der installierten Leistung im Verhältnis zur Stromnachfrage einen deutlichen Einfluss auf den Profilwert hat.

3.7.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Durch die Ermittlung der Vergütungshöhe über Ausschreibungen im Rahmen des EEG 2017 erfolgt für neu zugebaute Anlagen eine Förderung ausschließlich im Rahmen der vergüteten Direktvermarktung. Anlagen, die für den Weiterbetrieb zur Verfügung stehen, wechseln nach Wegfall der EEG-Vergütung in die sonstige Direktvermarktung; erstmals erfolgte dies zum 01.01.2021 in größerem Umfang. Diese Vermarktungsform wird für den Weiterbetrieb unterstellt.

Die vergleichsweise hohen Marktwerte für Windenergie an Land haben zudem seit dem Jahr 2022 dazu geführt, dass auch Anlagen, die einen Vergütungsanspruch haben (also nicht nur ausgeforderte Anlagen) in die sonstige Direktvermarktung wechseln. Dies erfolgt typischerweise auf der Basis von längerfristigen Fixpreisvereinbarungen, die für die Laufzeit von einem bis drei Jahren geschlossen werden. Diese Kontrakte binden die Anlagen somit auch längerfristig in der sonstigen Direktvermarktung. Dies wird in der Studie berücksichtigt, indem Anlagen, die aktuell in der sonstigen Direktvermarktung gemeldet sind, diese Vermarktungsform auch längerfristig beibehalten.

In nachstehender Abbildung ist die Verteilung der Veräußerungsformen für Windenergie an Land für 2022 bis 2028 sowie für die jeweiligen Szenarien dargestellt.

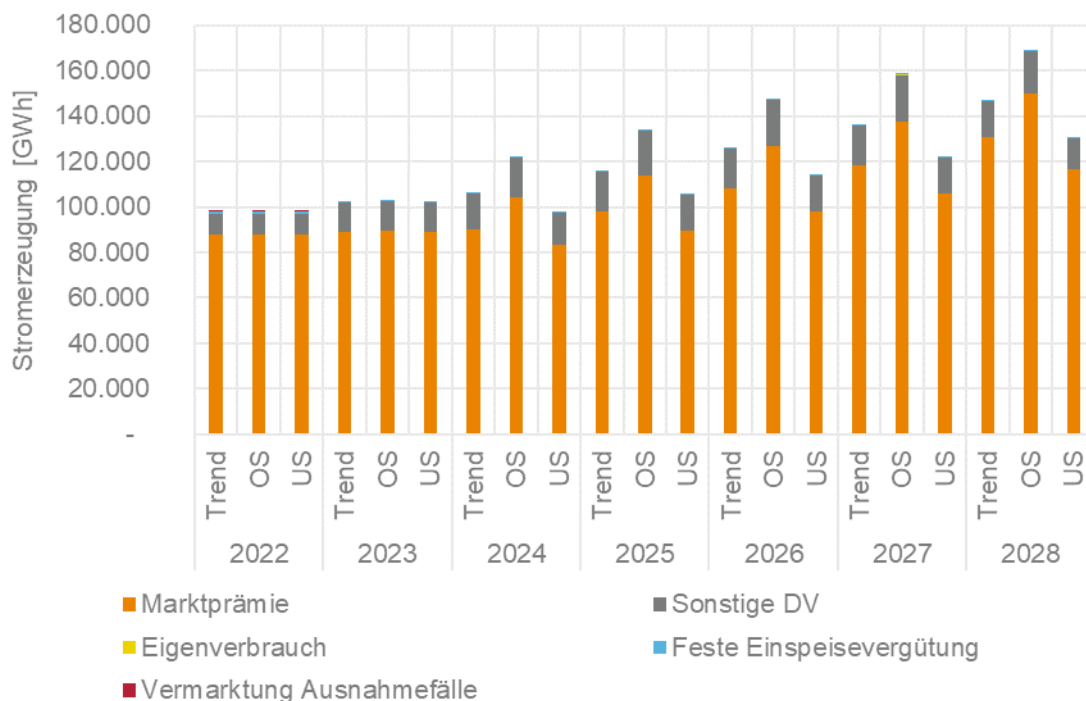


Abbildung 36: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für Windenergie an Land

Der Großteil der Verkaufsmengen entfällt auf die geförderte Direktvermarktung (Marktprämie). Aus dem Weiterbetrieb und den oben beschriebenen Fixpreis-Absicherungen ist mit steigenden Mengen in der sonstigen Direktvermarktung zu rechnen, die im TS bis 2028 auf rund 15.600 GWh ansteigen.

3.7.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Die Entwicklung der Förderzahlungen für Windenergie an Land, geordnet nach Veräußerungsform, stellt sich wie folgt dar.

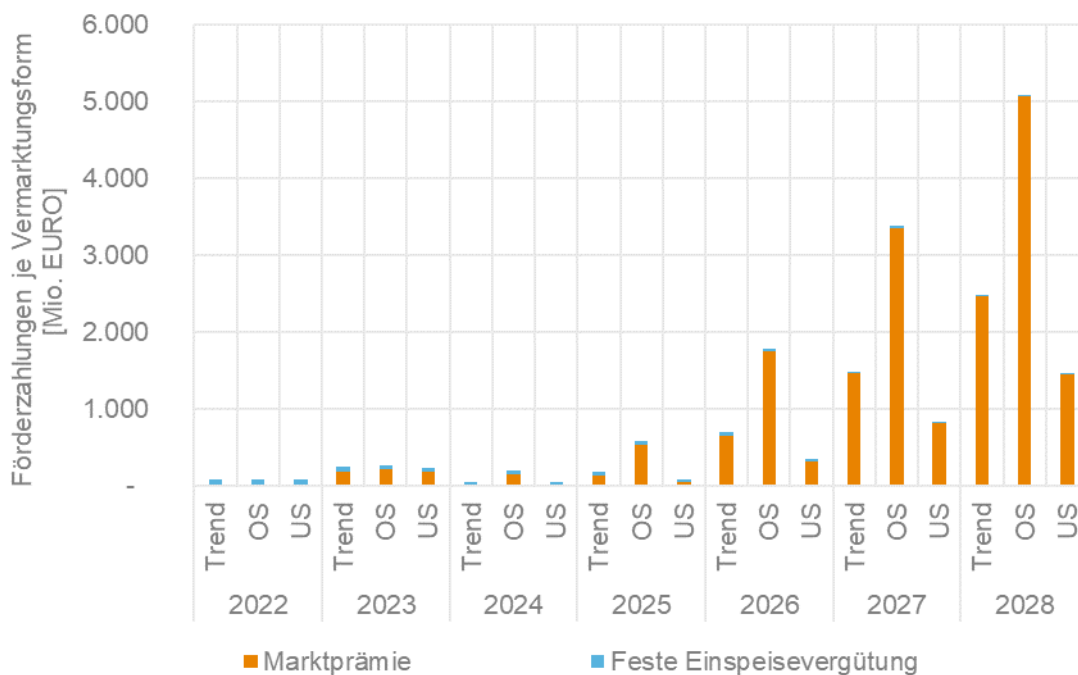


Abbildung 37: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Windenergie an Land

Wie im Aufsatzjahr 2022 bereits in den Daten der ÜNB dokumentiert, fallen die Auszahlungen für Windenergie an Land aufgrund der hohen Marktwerte und der Tatsache, dass nahezu 100 % der Erzeugung im Marktprämienmodell oder der sonstigen Direktvermarktung stehen, gering aus. Die hohen Marktwerte liegen für die allermeisten Anlagen über den anzulegenden Werten und führen damit nicht zu einem Marktprämienanspruch. Mit fallenden Strompreisen und Marktwerten steigen die Auszahlungen auf Basis der Marktprämie langfristig wieder an. Im TS werden jedoch erst ab dem Jahr 2027 Auszahlungen von über 1 Mrd. Euro in Summe erwartet, im Jahr 2026 sind es rund 690 Mio. Euro und davor deutlich weniger. Die Zahlungen für feste Einspeisevergütungen sind im Vergleich dazu marginal und nehmen in Summe über den Betrachtungszeitraum ab.

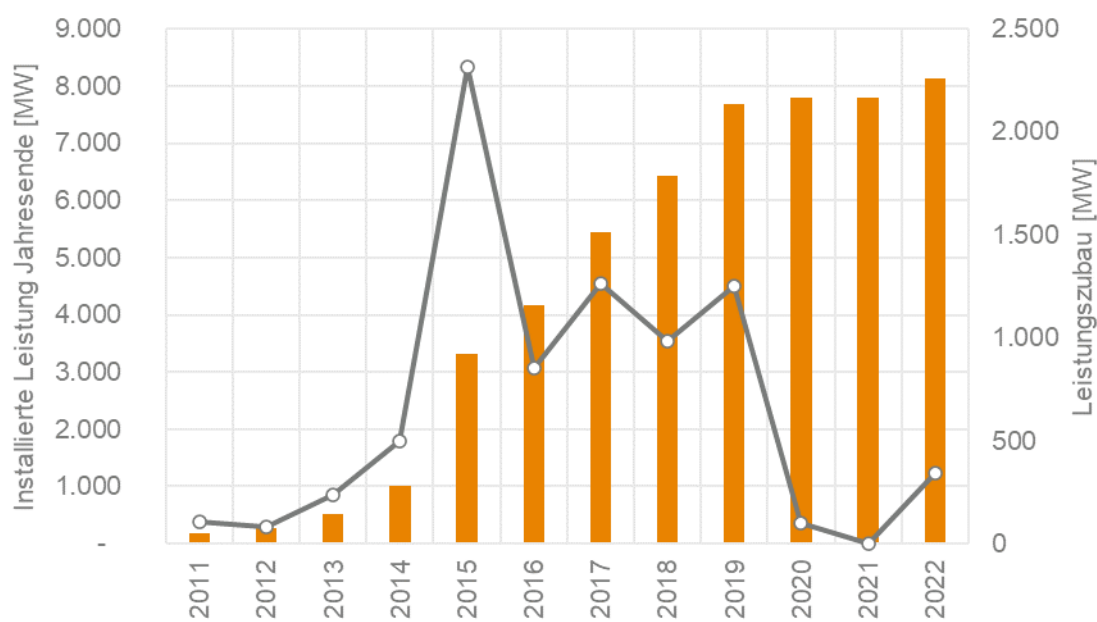
Seit dem Jahr 2020 fallen für Wind an Land keine vNNE-Zahlungen mehr an.

3.8 Windenergie auf See

3.8.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Der Ausbau der Windenergie auf See hat in Deutschland im Jahr 2010 mit der Inbetriebnahme des Windparks Alpha Ventus begonnen. Sodann war ein stetig wachsender Zubau bis zum Jahr 2015 zu verzeichnen, das mit 2.295 MW Neuinbetriebnahmen den bisher höchsten Zuwachs zeigte. In den Jahren 2016 bis 2019 lag der jährliche Zubau zwischen rund 800 MW und 1.300 MW und ging dann aufgrund eines Mangels an inbetriebnahmefähigen Projekten im Jahr 2020 deutlich zurück. Im Jahr 2021 wurden vor diesem Hintergrund keine neuen Windenergieanlagen auf See in Betrieb genommen, im Folgejahr 2022 knapp 350 MW. Die installierte Leistung für Windenergie auf See lag Ende 2022 bei 8.129 MW.

Die historische Leistungsentwicklung seit 2011 ist in nachstehender Abbildung dargestellt.



Leistung Historie [MW]	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Netto Zubau	108	80	240	501	2.316	855	1.266	987	1.253	101	-	342
Bestand Jahresende	188	268	508	1.009	3.325	4.180	5.446	6.432	7.686	7.787	7.787	8.129

Abbildung 38: Historische Leistungsentwicklung für Windenergie auf See

3.8.2 Leistungsentwicklung 2024 bis 2028

Für die vorliegende Studie ist der zukünftige Zubau für Wind auf See anlagenscharf auf Basis der Veröffentlichungen von Anlagenbetreibern und Branchenverbänden recherchiert und mit den Daten zur Inbetriebnahme der Netzanbindungen der jeweils verantwortlichen ÜNB abgeglichen worden. Da Windparks auf See selten vollständig zu einem Zeitpunkt, sondern meist Schritt für Schritt in Betrieb genommen werden, erfolgt die Inbetriebnahme der unterstellten Leistungen in dieser Studie annahmegemäß jeweils kontinuierlich über einen Zeitraum, der pro Windpark mit den verantwortlichen ÜNB abgestimmt wurde.

Der Großteil der Projekte mit bereits erfolgten Zuschlägen aus den Ausschreibungsrunden 2017 und 2018 wird annahmegemäß im Zeitraum 2023 bis 2025 ans Netz angeschlossen. Weitere Inbetriebnahmen erfolgen in den Jahren 2026, 2027 und 2028 aus den 2023 durchgeführten sowie noch anstehenden Ausschreibungen.

Für das obere und das untere Szenario wird angenommen, dass sich der Zubau-Zeitraum einzelner Windparks gegenüber dem TS jeweils um drei Monate nach vorne beziehungsweise nach hinten verschiebt. Nachfolgende Tabelle zeigt die in der Studie unterstellte Leistungsentwicklung bis zum Jahr 2028. Im TS sind im Jahr 2028 insgesamt 15.642 MW Windenergie auf See installiert. Ein Rückbau von Kapazitäten findet im Betrachtungszeitraum annahmegemäß nicht statt.

Leistung Prognose [MW]	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Trend-Szenario						
Zubau	318	1.114	697	2.441	655	2.290
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Bestand Jahresende	8.446	9.560	10.257	12.697	13.352	15.642
Oberes Szenario						
Zubau	544	1.345	960	1.885	1.309	1.471
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Bestand Jahresende	8.672	10.017	10.977	12.862	14.171	15.642
Unteres Szenario						
Zubau	318	408	1.163	1.724	1.122	2.627
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Bestand Jahresende	8.446	8.854	10.017	11.740	12.862	15.489

Tabelle 24: Prognose der Leistungsentwicklung von Windenergie auf See

3.8.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Zur Ermittlung der VBh für Windenergie auf See wurde ein synthetisches Wetterjahr gebildet; die entsprechende Methodik hierzu findet sich in Kapitel 2.3. Die entsprechenden Monats-VBh für das Jahr 2024 sind in nachstehender Abbildung dargestellt.

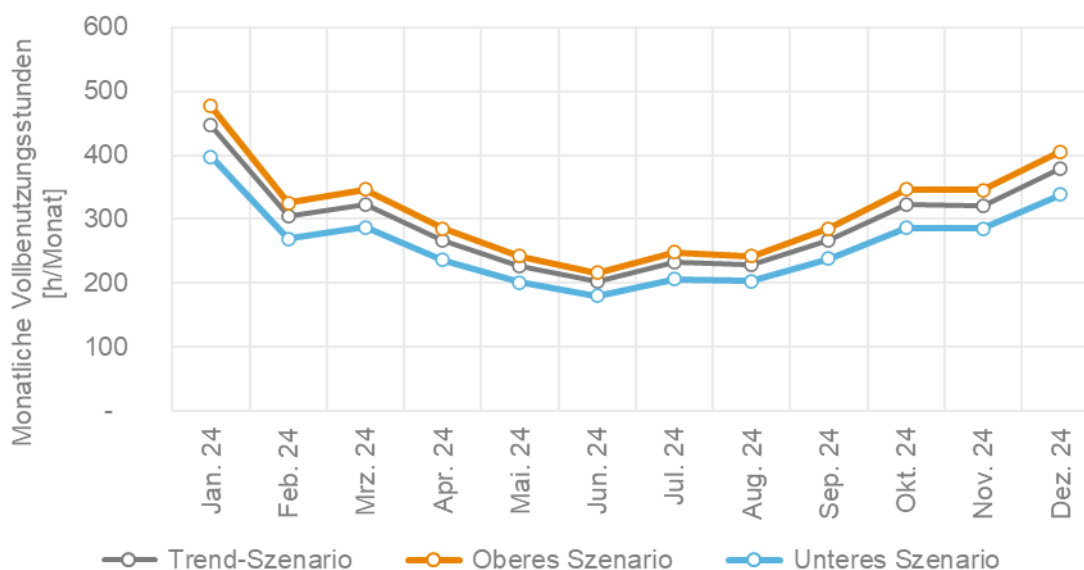


Abbildung 39: Monatliche VBh im Jahr 2024 für Windenergie auf See

Im unterjährigen Verlauf ist zu erkennen, dass die VBh für Windenergie auf See im Winter wesentlich höher liegen als in den Sommermonaten. Dies entspricht auch den Erkenntnissen aus historischen Wetterjahren sowie den EEG-Bewegungsdaten der ÜNB. Die monatlichen VBh liegen in der Größenordnung 200 bis 450 Stunden. Juni ist dabei der ertragschwächste Monat, während im Januar die höchsten Erträge liegen.

In nachstehender Tabelle sind die VBh sowie die resultierenden Stromproduktionsmengen der Windenergieanlagen auf See im Untersuchungszeitraum zusammengefasst.

VBh und Stromerzeugung	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.136	3.365	3.523	3.519	3.519	3.517	3.510
Stromerzeugung [GWh/a]	24.754	28.047	31.521	35.161	40.284	45.585	52.151
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.136	3.372	3.768	3.765	3.762	3.712	3.668
Stromerzeugung [GWh/a]	24.754	28.261	34.780	38.590	44.966	49.163	56.081
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.136	3.359	3.132	3.135	3.135	3.132	3.133
Stromerzeugung [GWh/a]	24.754	27.996	27.399	30.612	34.005	39.800	44.732

Tabelle 25: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Windenergie auf See

Die VBh liegen im TS zwischen 2024 und 2028 bei rund 3.520 Stunden pro Jahr. Die davon abweichenden VBh im Jahr 2023 beruhen auf realen Daten für das erste Halbjahr, welche in der Berechnung berücksichtigt wurden.

3.8.4 Marktwertfaktoren

Die Stromerzeugung von Windenergieanlagen auf See ist analog zu der von Windenergieanlagen an Land dargebotsabhängig. Die hohe Gleichzeitigkeit führt jedoch auch hier zu einem „Merit-Order-Effekt“ und somit Marktwertfaktoren, die unterhalb der durchschnittlichen Strompreise (Basepreise) liegen. Die Marktwertfaktoren zeigen eine leichte Saisonalität und liegen in den Sommermonaten mit niedrigeren VBh tendenziell etwas höher als in den ertragstarken Wintermonaten.

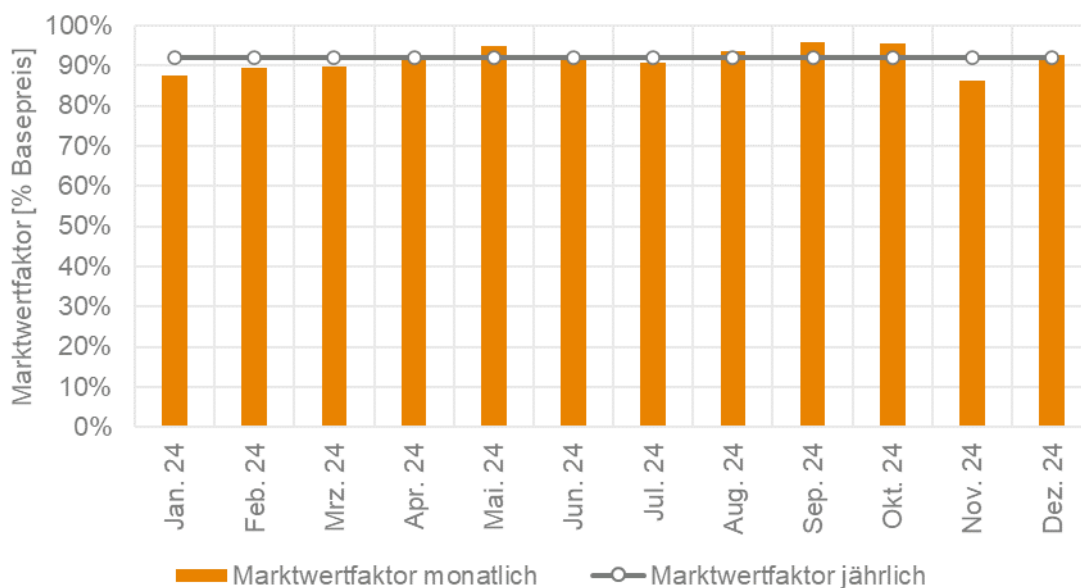


Abbildung 40: Marktwertfaktoren im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Windenergie auf See

Im Rahmen der Studie wurden unter Verwendung des oben dargestellten Strommarktmodells und unter Verwendung des synthetischen Wetterjahres für das Jahr 2024 die in Abbildung 40 dargestellten monatlichen Marktwertfaktoren für Windenergieanlagen auf See berechnet. Dabei ist zu erkennen, dass die Marktwertfaktoren insgesamt über die Monate weniger schwanken als die Marktwertfaktoren für Windenergie an Land; dies liegt insbesondere am beständigeren Winddargebot auf See und der geringeren installierten Leistung.

Der Verlauf der Marktwertfaktoren für die Jahre 2024 bis 2028 ist für die drei Szenarien in nachstehender Abbildung dargestellt. Die Marktwerte liegen dabei für 2024 in den drei Szenarien im Bereich von 91 % bis 93 %, bewegen sich dann seitwärts und zeigen eine abnehmende Tendenz am Ende des Betrachtungszeitraums bis 2028. Dies liegt am erwarteten Leistungszubau und den daraus entstehenden Kannibalisierungseffekten.

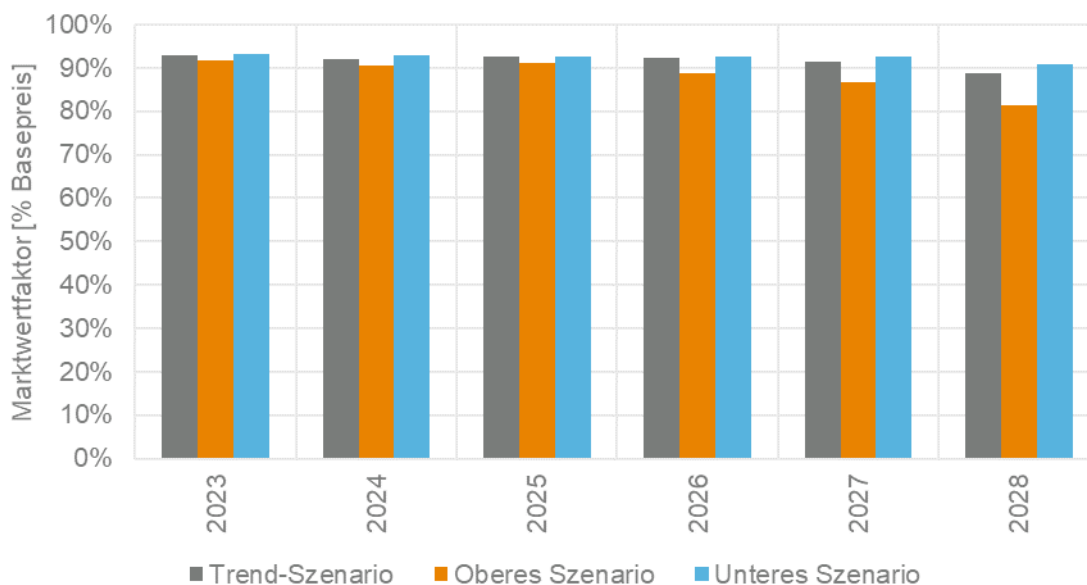


Abbildung 41: Jährliche Marktwertfaktoren für Windenergie auf See 2023 - 2028

3.8.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Strom aus Windenergieanlagen auf See wird für Bestandsanlagen im Wesentlichen nach dem Modell der vergüteten Direktvermarktung (Marktprämie) veräußert. Sämtliche Neuanlagen, die in der Zukunft in Betrieb gehen, werden in der Prognose der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet, sofern sie Zuschläge mit Gebotspreisen von 0 ct/kWh haben. Alle Anlagen, die in zukünftigen Ausschreibungen teilnehmen und damit auf Basis der zugrunde gelegten Prämissen in dieser Studie ein Null-Gebot platzieren, sind ebenfalls dieser Kategorie zugeordnet und erhalten keine Zahlungen.

Die Entwicklung der entsprechenden Vergütungszahlungen für Windenergie auf See ist nach Jahr und Szenario differenziert in nachstehender Abbildung dargestellt, sie teilen sich damit auf in Anlagen mit Vergütungsanspruch, die eine Marktprämie erhalten, die mit sinkenden Marktwerten tendenziell etwas ansteigt und Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung, deren Anteil durch den Zubau von ungeforderten Windparks zunimmt und im Jahr 2028 rund 45 % der gesamten Erzeugungsmenge von Windenergie auf See umfasst.

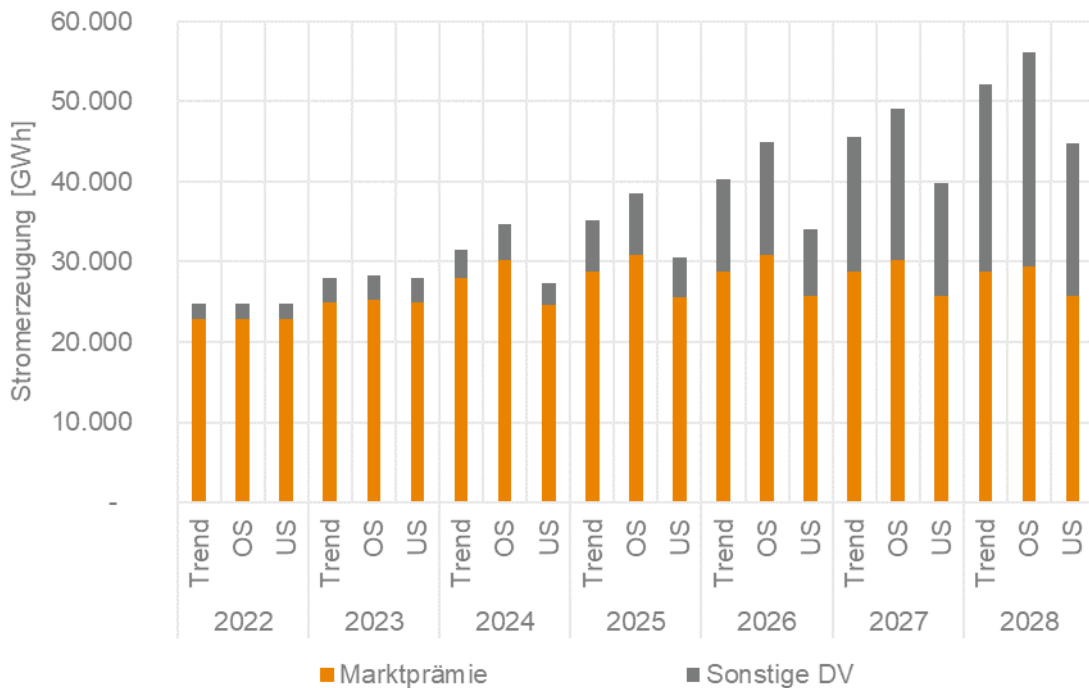


Abbildung 42: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für Windenergie auf See

3.8.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Für Windparks auf See, die bis zur Mitte des Jahres 2020 in Betrieb gegangen sind und deren Vergütungshöhe noch nicht auf Basis von Ausschreibungen ermittelt wurde, werden im Rahmen der Studie die entsprechenden Vergütungssätze aus dem EEG 2014 bzw. dem EEG 2017 unterstellt. Sofern zutreffend, wird die Dauer der erhöhten Anfangsvergütung aus dem Stauchungsmodell berücksichtigt, welches eine erhöhte Anfangsvergütung für einen begrenzten Zeitraum und danach eine deutliche Absenkung der Vergütung beinhaltet.

Für Anlagen, die auf der Basis von Ausschreibungen errichtet werden, wird die Vergütung pro Windpark anhand der zur Verfügung stehenden Informationen festgelegt. Windparks aus zukünftigen Ausschreibungen werden mit Zuschlagswerten von 0 ct/kWh unterstellt.

Die aus diesen Annahmen resultierende Entwicklung der Förderzahlung für Windenergie auf See ist in nachfolgender Abbildung für die drei Szenarien dargestellt.

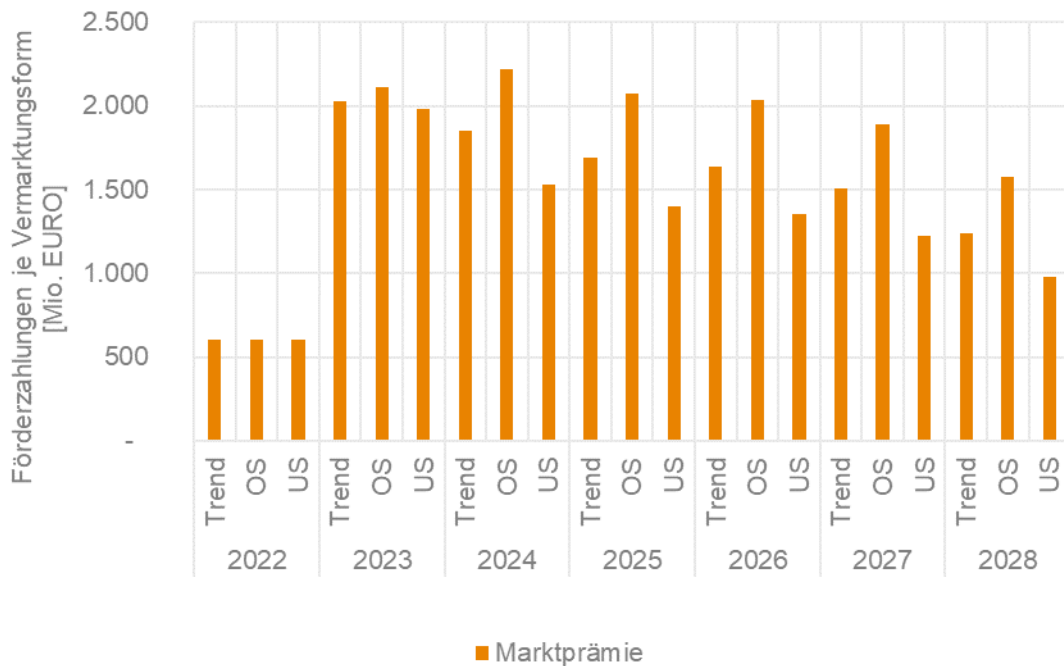


Abbildung 43: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Windenergie auf See

Während im Jahr 2022 aufgrund der vergleichsweise hohen Marktwerte nur rund 600 Mio. Euro an Marktprämienzahlungen für Windenergie auf See anfielen, steigt dieser Betrag ab dem Jahr 2023 aufgrund sinkender prognostizierter Marktwerte wieder auf rund 2 Mrd. Euro an. Längerfristig gehen die Marktprämienzahlungen leicht zurück, da einzelne Windparks von der hohen Anfangsvergütung in eine niedrigere Vergütung wechseln (Stauchungsmodell) und neu in Betrieb gehende Windparks vollständig in der sonstigen Direktvermarktung und damit ohne einen Förderanspruch betrieben werden.

Für Wind auf See fallen keine vNNE-Zahlungen an.

3.9 Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen

3.9.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Dieses Kapitel adressiert Anlagen zur Nutzung solarer Strahlungsenergie (PV-Anlagen) auf und an Gebäuden und sonstigen baulichen Anlagen; diese werden im Folgenden als sonstige Anlagen bezeichnet. Der Zubau von sonstigen Anlagen wird innerhalb des EEG durch die Ausgestaltung der Höhe der gesetzlich festgelegten Förderung gesteuert, welche die Attraktivität der Investition im Zusammenspiel mit den Gesamtkosten der Investition und des Betriebs definiert. Anreize für den Eigenverbrauch spielen eine zunehmend wichtige Rolle.

Mit der EEG-Novelle 2012 wurde die Degression der Fördersätze dynamisiert und erfolgte fortan monatlich in Abhängigkeit des realisierten Zubaus. Die Förderung nahm entlang dieses „atmenden Deckels“ zwar weniger schnell ab als in den vorherigen zwei Jahren. Dennoch ging der Zubau zwischen 2011 und 2015 deutlich zurück und erreichte im Jahr 2015 einen Tiefststand von 750 MW.

Die Einspeisevergütung bzw. die anzulegenden Werte für sonstige PV-Anlagen blieben aufgrund des zubauabhängigen Vergütungssystems bis Mitte 2018 auf einem relativ stabilen Niveau, wobei die Investitions- und Betriebskosten abnahmen – insbesondere für größere Anlagen. Zusätzlich verschaffte die Option des Eigenverbrauchs Anlagenbetreibern mit vergleichsweise hohen Endkundenstrompreisen einen zusätzlichen finanziellen Anreiz. Aus dieser Kombination resultierte eine erneute Beschleunigung des Zubaus zwischen 2015 und 2020. 2022 lag der Leistungszuwachs auf Basis der ausgewerteten ÜNB-Daten bei rund 2.700 MW. Die historische Leistungsentwicklung zeigt nachfolgende Abbildung.

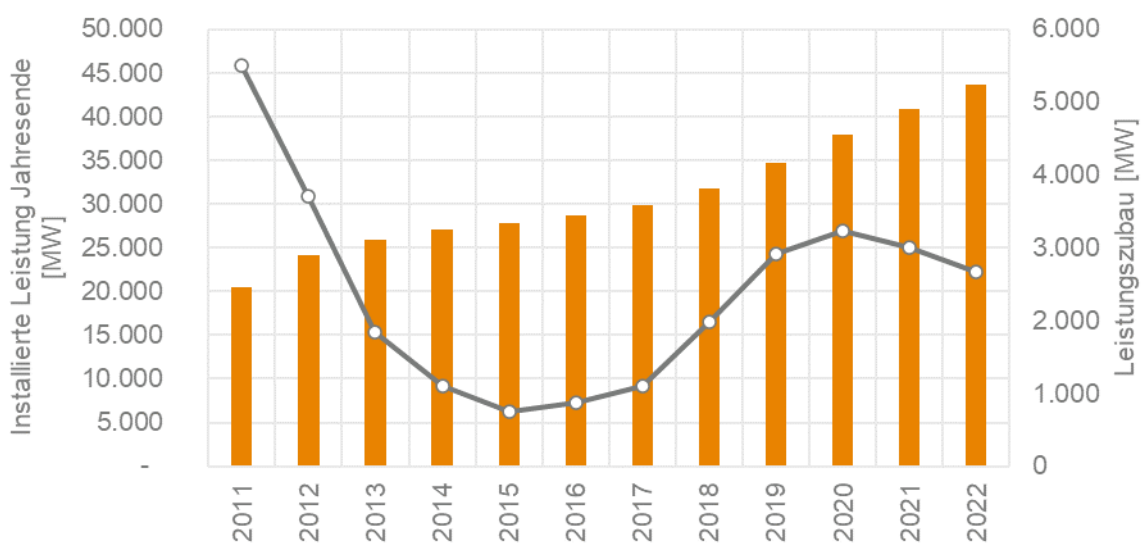


Abbildung 44: Historische Leistungsentwicklung für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen

3.9.2 Leistungsentwicklung 2024 bis 2028

In der Vergangenheit war ein deutlicher Zusammenhang zwischen der Wirtschaftlichkeit von neuen PV-Anlagen und dem Zubau erkennbar. Dieser Zusammenhang wird in vereinfachter Form für die Prognose des Zubaus auch in dieser Studie verwendet. Hierfür spielt der aktuell und auch in Zukunft erwartete hohe Endverbraucherstrompreis eine wesentliche Rolle.

Für die Herleitung der Zubaumengen im PV-Aufdachsegment bis 1 MW Anlagenleistung erfolgt eine Aufteilung in die Leistungssegmente mit unterschiedlichen Vergütungsklassen laut EEG 2023 sowie eine Aufteilung in Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch; diese haben unterschiedliche anzulegende Werte. In einer vereinfachten Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird der erwartete Zubau aus den erzielbaren Renditen für die Betreiber von kleinen und größeren Aufdächanlagen abgeleitet. Hierfür werden bis 2028 Annahmen zu Entwicklung von Investitions- Finanzierungs- und Betriebskosten sowie Eigenverbrauchsquoten getroffen. Für die anzulegenden Werte wird die im EEG 2023 festgelegte Degression unterstellt.

Im Segment über 1 MW Anlagenleistung wird aufgrund steigender Ausschreibungsmengen in den kommenden Jahren von einem Anstieg des Zubaus für diese großen Aufdächanlagen ausgegangen. Die Aufteilung erfolgt dabei in Zubau aus bisherigen und zukünftigen Auktionen. Für historische Auktionen erfolgt ein Abgleich mit dem Marktstammdatenregister. Für zukünftige Auktionen wird von mittleren anzulegenden um 95 €/MWh ausgegangen und ein Aufteilungsschlüssel auf die Bundesländer auf Basis historischer Daten angewandt.

Alle drei Szenarien zeigen einen deutlichen Zuwachs an sonstigen Anlagen, im Wesentlichen getrieben vom Zubau kleiner PV-Anlagen. In Summe wird für 2024 von einem Zubau von rund 8.113 MW ausgegangen, der im TS bis auf 9.708 MW im Jahr 2028 zunimmt. Nachfolgende Tabelle fasst die Annahmen für die Leistungsentwicklung in den drei Szenarien zusammen.

Leistung Prognose [MW]	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Trend-Szenario						
Zubau	7.920	8.113	8.410	8.854	9.268	9.708
Rückbau	0	-	-	-	0	0
Bestand Jahresende	51.522	59.635	68.045	76.899	86.167	95.875
Oberes Szenario						
Zubau	7.932	8.099	8.725	9.587	10.589	10.769
Rückbau	0	-	-	-	0	0
Bestand Jahresende	51.533	59.632	68.357	77.944	88.533	99.302
Unteres Szenario						
Zubau	7.911	7.890	7.957	8.164	8.313	8.361
Rückbau	0	-	-	-	0	0
Bestand Jahresende	51.513	59.403	67.360	75.524	83.836	92.198

Tabelle 26: Prognose der Leistungsentwicklung von solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen

Ein Rückbau von Anlagen findet annahmegemäß nicht statt, da für die Studie von einem Weiterbetrieb aller PV-Anlagen nach Förderende ausgegangen wird. Dieser wird durch die Wirtschaftlichkeit des Eigenverbrauchs ermöglicht, beziehungsweise ist er bei größeren Anlagen durch auskömmliche Erlöse in der sonstigen Direktvermarktung begründet. Es wird ein zehnjähriger Weiterbetrieb unterstellt, das heißt eine Betriebsdauer von 30 Jahren.

3.9.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Zur Ermittlung der VBh für sonstige PV-Anlagen wurde ein synthetisches Wetterjahr gebildet; die entsprechende Methodik hierzu ist in Kapitel 2.3 dokumentiert. Die Berechnung berücksichtigt die regionale Leistungsverteilung der sonstigen PV-Anlagen. Die entsprechenden VBh für das Jahr 2024 sind in monatscharfer Darstellung in nachstehender Abbildung dargestellt. Im unterjährigen Verlauf ist zu erkennen, dass die VBh im Sommer und Frühjahr um ein Vielfaches höher liegen als in den Wintermonaten. Dies entspricht den Erkenntnissen aus historischen Wetterjahren und den analysierten Bewegungsdaten der letzten Jahre.

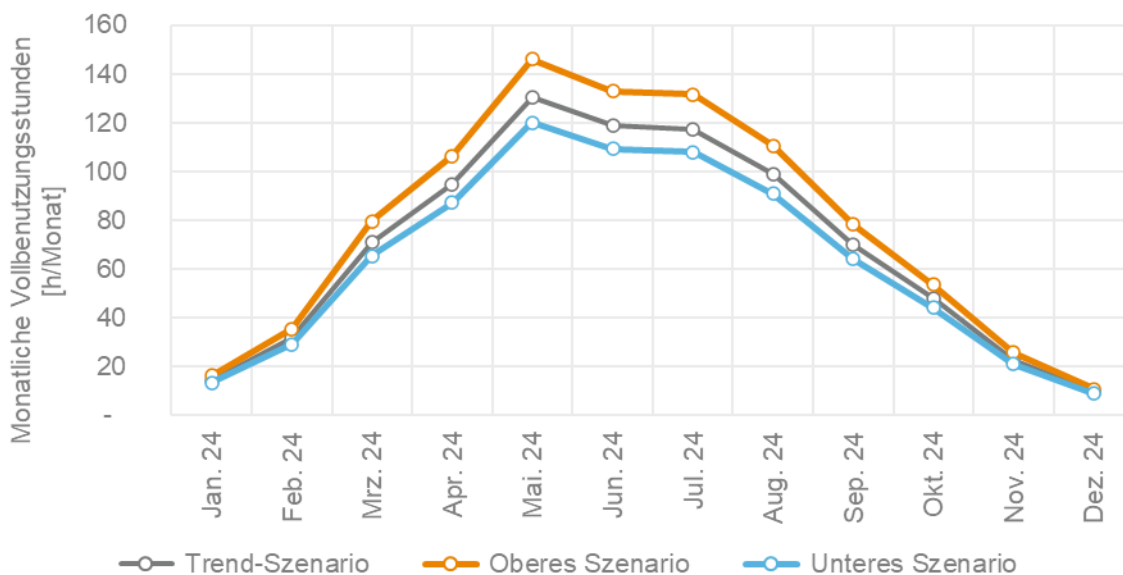


Abbildung 45: Monatliche VBh im Jahr 2024 für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen

Die Höhe der monatlichen VBh im TS liegt in der Größenordnung von 15 bis 130 Stunden pro Monat. Das OS liegt aufgrund des höheren Strahlungsdargebots rund 10 % oberhalb, das US rund 10 % unterhalb des TS.

Auf Jahresebene liegen die VBh zwischen rund 800 und 850 Stunden im TS. Die gegenüber Freiflächen-PV geringeren VBh sind mit der in der Realität häufig anzutreffenden suboptimale Ausrichtung sowie Verschattungseffekten bei Aufdachanlagen zu begründen. Nachfolgende Tabelle enthält die jährlichen VBh und die jährliche Stromerzeugung für sonstige PV-Anlagen. Die Zahlen für das Jahr 2022 enthalten dabei historische Werte; dies gilt auch für die erste Hälfte des Jahres 2023.

VBh und Stromerzeugung	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	888	853	828	821	816	811	806
Stromerzeugung [GWh/a]	37.773	40.772	46.140	52.531	59.242	66.264	73.463
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	888	858	928	920	913	899	886
Stromerzeugung [GWh/a]	37.773	41.008	51.668	58.964	66.934	74.970	83.380
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	888	850	762	756	751	747	744
Stromerzeugung [GWh/a]	37.773	40.614	42.367	47.999	53.756	59.640	65.586

Tabelle 27: Jährliche VBh und Stromerzeugung für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen

3.9.4 Marktwertfaktoren

Die Marktwertfaktoren für Solarstromerzeugung aus sonstigen Anlagen und Freiflächenanlagen werden entsprechend der EEG-Systematik gemeinsam bestimmt. Die Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie durch sonstige Anlagen und Freiflächenanlagen ist dargebotsabhängig und von einer hohen Gleichzeitigkeit geprägt. Dieser Effekt ist saisonal unterschiedlich stark, wie nachfolgende Abbildung der monatlichen Marktwertfaktoren für das Zieljahr 2024 verdeutlicht.

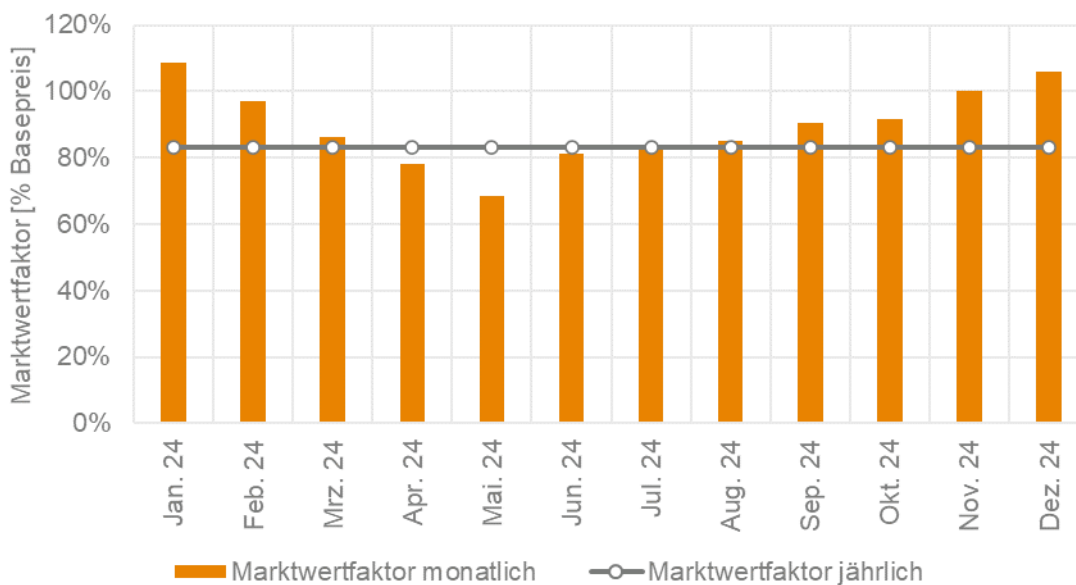


Abbildung 46: Marktwertfaktoren im Jahr 2024 im Trend-Szenario für solare Strahlungsenergie

In den Wintermonaten mit niedriger Solarstromerzeugung aber höheren Strompreisen sind die relativen Marktwerte als Anteil am Basepreis tendenziell höher als in Sommermonaten mit hoher Solarstromerzeugung und tendenziell niedrigeren Strompreisen in den Stunden mit viel PV-Erzeugung. Aufgrund des starken Zubaus und der hohen Gleichzeitigkeit sowie Saisonalität ergeben sich für PV-Erzeugung perspektivisch geringere Marktwertfaktoren, als für Windenergie und auch eine stärkere Abnahme dieser im Zeitverlauf bis 2028.

Der Verlauf der Marktwertfaktoren für die Jahre 2024 bis 2028 für die drei Szenarien ist in nachstehender Abbildung dargestellt.

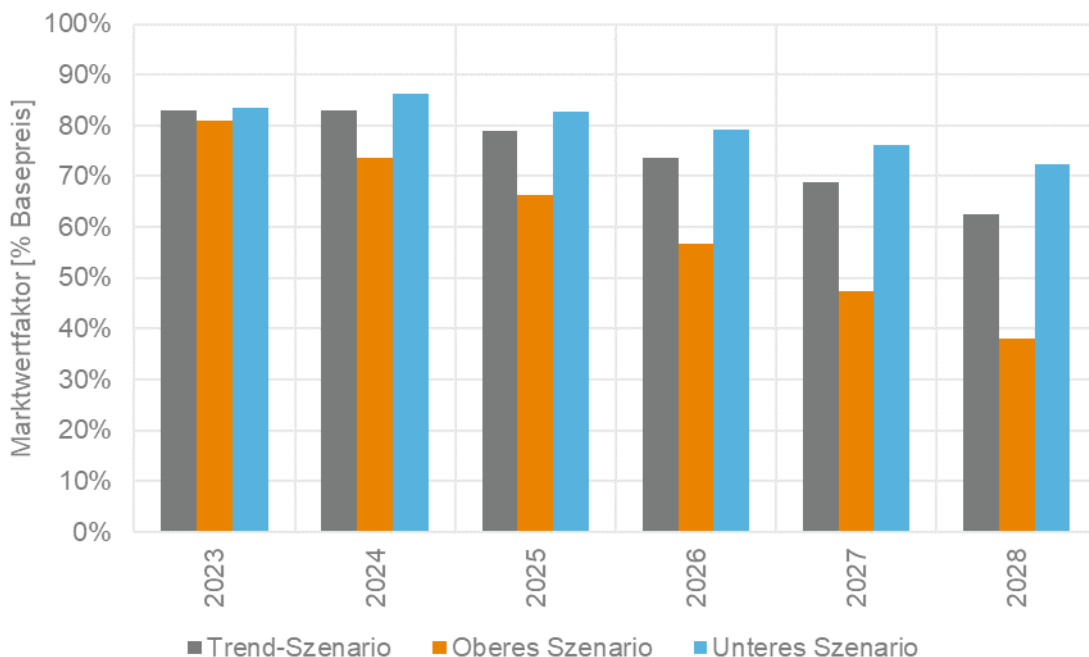


Abbildung 47: Jährliche Marktwertfaktoren für solare Strahlungsenergie 2023 - 2028

Die Marktwertfaktoren liegen im TS bei 83 % im Startjahr 2023 mit deutlich abnehmender Tendenz über den Betrachtungszeitraum. Besonders im OS ist eine erhebliche Reduktion der Marktwertfaktoren zu beobachten, was der Kombination aus starkem Wachstum der solaren Erzeugung mit hoher Gleichzeitigkeit in Kombination mit dem geringsten Wachstum der Stromnachfrage innerhalb der drei Szenarien geschuldet ist. Das US hingegen zeigt bei geringeren Erzeugungsmengen und hoher Stromnachfrage eine gegenüber dem TS und vor allem dem OS stark gedämpfte Abnahme der Marktwertfaktoren. Im Jahr 2028 liegt der Marktwertfaktor im TS bei 63 %, es kommt somit in der Prognose zu einer erheblichen Minderung des Marktwertfaktors um rund 20 Prozentpunkte gegenüber 2023 im TS.

3.9.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Anlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kW beziehen größtenteils eine feste Einspeisevergütung, die nach Anlagenleistung gestaffelt ist. Diese Regelungen aus dem EEG 2023 inklusive der vorgesehenen Vergütungsdegression werden im Rahmen der Studie entsprechend fortgeschrieben. Diese Veräußerungsform umfasst mit rund 75 % den größten Teil der Erzeugung. Alle Neuanlagen mit einer Leistung von über 100 kW fallen annahmegemäß unter die vergütete Direktvermarktung (Marktprämie). Da diese Größenklasse im Aufdachsegment eine untergeordnete Rolle spielt, macht die Marktprämie jedoch nur einen Anteil von rund 10 % der Erzeugung aus. Im Bereich des Eigenverbrauchs findet ein Zuwachs statt, was die wachsende Bedeutung des Eigenverbrauchs für den wirtschaftlichen Betrieb von sonstigen PV-Anlagen reflektiert.

Die sonstige Direktvermarktung hat eine untergeordnete Bedeutung, da im Betrachtungszeitraum nur ein geringer Anteil der kleinen Anlagen das Vergütungsende erreicht und weiter betrieben wird.

Nachfolgende Abbildung zeigt die Vermarktungsformen von sonstigen PV-Anlagen.

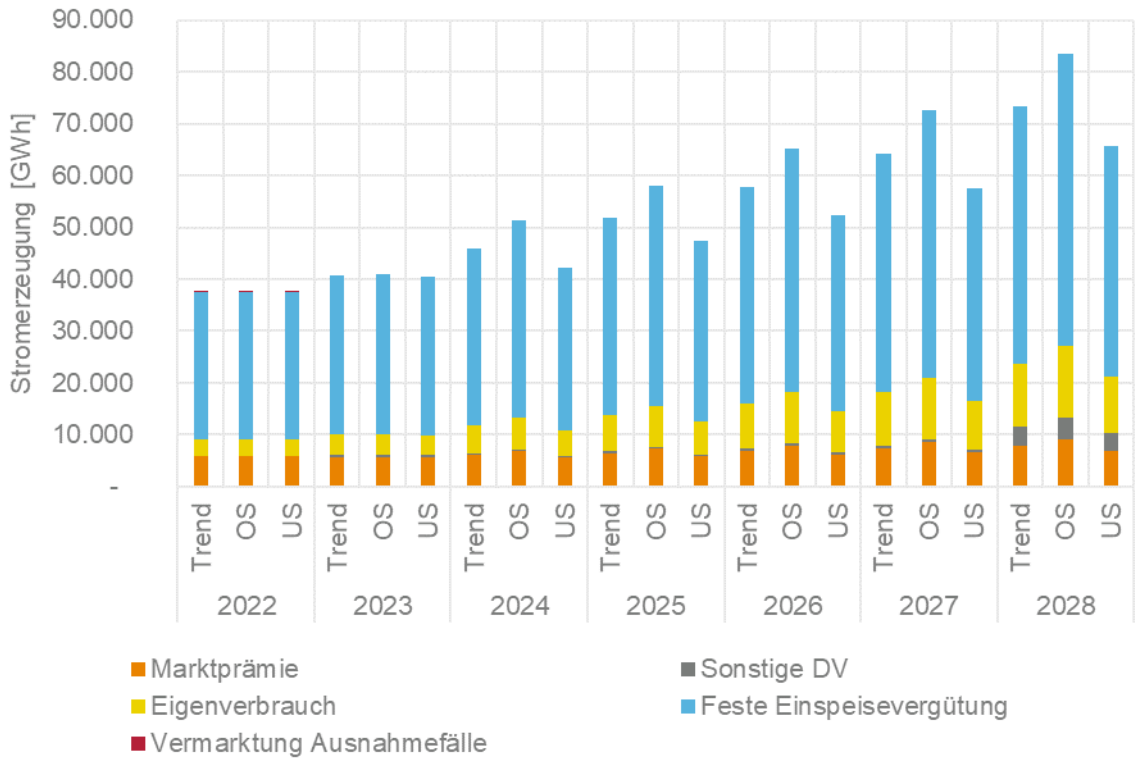


Abbildung 48: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen

3.9.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Bedingt durch die historisch hohen Fördersätze dominiert die feste Einspeisevergütung die Auszahlungssummen gegenüber allen anderen Vergütungsformen. Der Anteil der Zahlungen für diese Veräußerungsform beträgt 2023 im TS 93 % und bleibt bis 2028 weitgehend konstant. Die Zahlungen für die Marktprämie steigen bedingt durch den Zubau von Anlagen über 100 kW und das tendenziell absinkende Marktwertniveau bis 2028 an, dies jedoch auf niedrigem Niveau. Abbildung 49 zeigt den Verlauf der Förderzahlungen an sonstigen PV-Anlagen bis 2028 in den drei Szenarien.

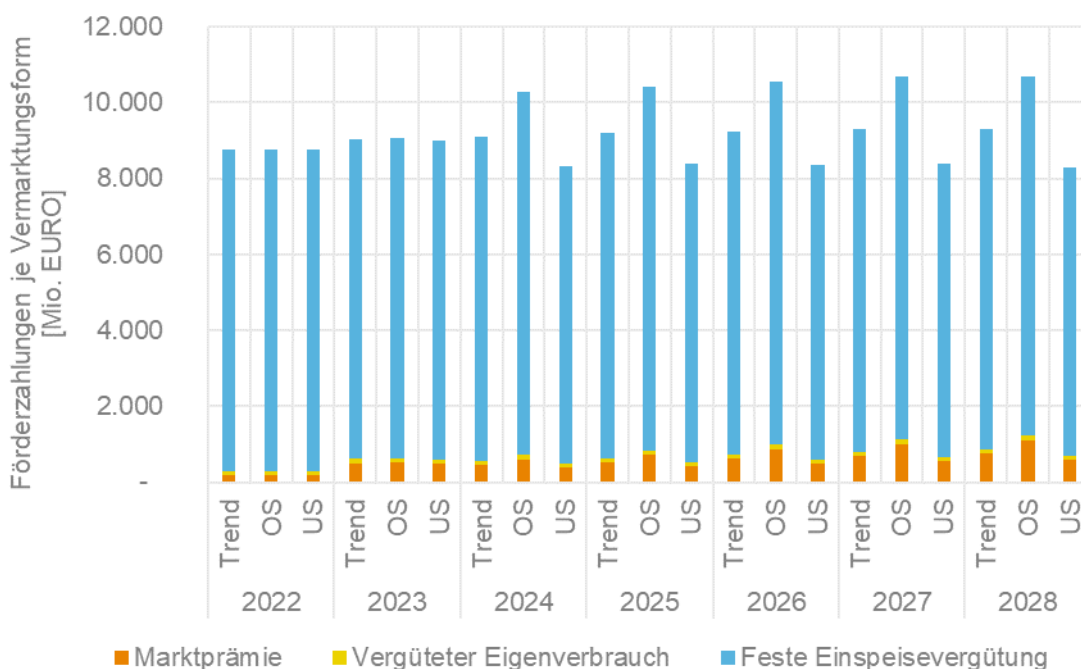


Abbildung 49: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen

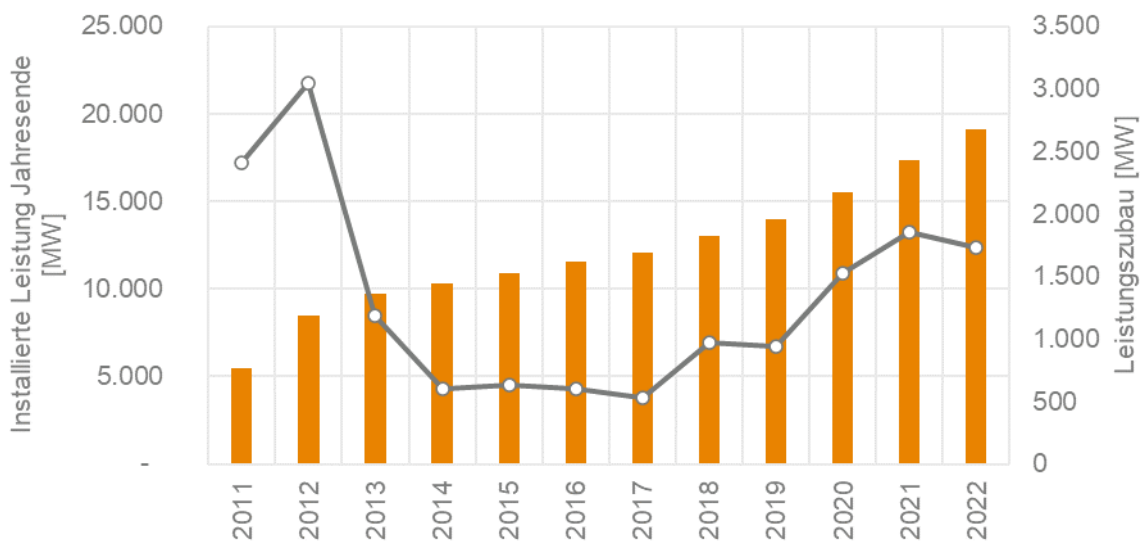
Für sonstige Anlagen werden keine vNNE ausgezahlt.

3.10 Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen

3.10.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Dieses Kapitel adressiert Anlagen zur Nutzung solarer Strahlungsenergie (PV-Anlagen) auf Freiflächen; diese werden im Folgenden als Freiflächenanlagen bezeichnet.

Mit der Kürzung der Förderhöhen im Jahr 2012 ging der Zubau historisch deutlich zurück und stabilisierte sich ab 2014 zwischen um rund 600 MW pro Jahr. Seitdem hat sich die Wirtschaftlichkeit dieses Segments aufgrund weiterer Kostensenkungen wieder verbessert und die Zubauraten sind kontinuierlich angestiegen. 2022 wurden rund 1.730 MW zugebaut; der installierte Bestand summierte sich auf rund 19.100 MW Leistung.



Leistung Historie [MW]	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Netto Zubau	2.404	3.049	1.191	604	638	600	535	968	939	1.524	1.855	1.734
Bestand Jahresende	5.454	8.503	9.694	10.298	10.936	11.536	12.071	13.039	13.978	15.502	17.356	19.090

Abbildung 50: Historische Leistungsentwicklung für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen

3.10.2 Leistungsentwicklung 2024 bis 2028

Die Prognose der Leistungsentwicklung ist im Wesentlichen durch das EEG 2023 geprägt, welches mit der Ausschreibung für Freiflächenanlagen eine Mengensteuerung vorsieht. Ergänzend dazu wird auch ein Anlagenzubau außerhalb der EEG-Vergütung durch PPA-Anlagen abgebildet.

Für den Bereich der ausgeschriebenen Freiflächenanlagen geht die Studie von deutlich steigenden Zubaumengen durch die umfangreichen geplante Auktionsmengen und die große Pipeline von Projekten im Genehmigungsverfahren aus. Die Projekte hierfür werden auf Basis projektspezifischer Recherchen (enervis PV-Datensatz) für PV-Freiflächenanlagen im Genehmigungsverfahren (Aufstellungs- und Satzungsbeschlüsse der zuständigen Kommunen und Gemeinden) definiert. Hieraus wird – unter Berücksichtigung von anzulegenden Realisierungsquoten und beobachteten Zeitabläufen der Projekte – der erwartete Verlauf des Zubaus bis 2025 ermittelt. Danach erfolgt ein Fortschreiben der ermittelten Pipeline. Die Projektinformationen erlauben neben der Zuordnung von Anlagenleistung, Standort und erwarteter Inbetriebnahme auch eine Zuordnung bezüglich der EEG-Förderfähigkeit.

Sofern Projekte EEG-förderfähig sind, werden sie im Segment der EEG-Ausschreibungen verortet. Sind sie nicht EEG-förderfähig, werden sie dem Segment der PPA-Anlagen ohne Förderung (sonstige Direktvermarktung) zugeordnet. Beide Segmente ergeben zusammen den erwarteten Zubau. Der Zubau unterscheidet sich in den drei Szenarien über das Projektangebot in den Ausschreibungen und die Variation von Realisierungswahrscheinlichkeiten nach Zuschlag.

Die mittleren mengengewichteten Zuschlagswerte pro EEG-Ausschreibungsrunde werden aus der historisch beobachteten Korrelation von Zuschlagswerten mit dem Wettbewerb der EEG-Ausschreibungsrunden hergeleitet. Hierfür wird eine Korrelation der angebotenen Mengen zum Verhältnis von errichteten Zuschlagswerten im Verhältnis zum jeweilig gültigen Gebotshöchstwert ermittelt. Aus dieser Korrelation werden die erwarteten Zuschlagswerte zukünftiger Freiflächenanlagen abgeleitet. Für das Zieljahr 2024 liegen die erwarteten Zuschläge im TS bei rund 65 €/MWh.

Der Zubau von förderfreien Freiflächenanlagen ohne anzulegende Werte (Finanzierung über PPAs mit Zuordnung zur sonstigen Direktvermarktung) wird ebenfalls auf Basis des enervis PV-Datensatzes modelliert. Es erfolgt eine projektspezifische Zuordnung bis 2025, danach ein Fortschreiben der Pipeline. Im Jahr 2024 ergeben sich rund 1,7 GW an förderfreiem Zubau, ansteigend auf 3,3 GW im Jahr 2028 im TS.

Die Leistungsprognose für die Studie fasst nachstehende Tabelle zusammen.

Leistung Prognose [MW]	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Trend-Szenario						
Zubau	5.291	7.322	8.109	9.483	9.973	10.153
Rückbau	-	-	-	0	-	0
Bestand Jahresende	24.381	31.703	39.813	49.296	59.269	69.422
Oberes Szenario						
Zubau	6.117	9.420	10.301	12.103	11.552	11.632
Rückbau	-	-	-	0	-	0
Bestand Jahresende	25.207	34.628	44.929	57.032	68.584	80.216
Unteres Szenario						
Zubau	4.640	5.655	6.318	7.357	8.487	8.720
Rückbau	-	-	-	0	-	0
Bestand Jahresende	23.730	29.385	35.703	43.061	51.548	60.268

Tabelle 28: Prognose der Leistungsentwicklung von solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen

Es wird für diese Studie unterstellt, dass alle Zuschläge im Rahmen der Innovationsausschreibung (§ 39n EEG 2023) an PV-Projekte gehen. Diese Annahme beruht auf den Ergebnissen der bisher durchgeführten Innovationsausschreibungen und der Erwartung, dass die Attraktivität der Innovationsausschreibung insbesondere für PV-Anlagen hoch bleibt, während sie für Wind an Land nicht ausreichen ist, um Gebote aus der technologiespezifischen Ausschreibung abzuziehen.

Ein Rückbau von Freiflächenanlagen findet annahmegemäß nicht statt, da von einem Weiterbetrieb für insgesamt 10 Jahre (30 Jahre Betriebsdauer) nach Vergütungsende ausgegangen wird. Dies fußt auf der Annahme, dass die Stromvermarktung ohne Förderung die vergleichsweise geringen Betriebskosten der ausgeführten PV-Anlagen deckt und den Weiterbetrieb damit wirtschaftlich attraktiv macht. Diese Strommengen werden somit der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet.

3.10.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Zur Ermittlung der VBh für PV-Anlagen wurde ein synthetisches Wetterjahr gebildet; die entsprechende Methodik hierzu findet sich in Kapitel 2.3. Die Berechnung berücksichtigt die regionale Leistungsverteilung der Freiflächenanlagen. Die entsprechenden VBh für das Jahr 2024 sind in monatscharfer Auflösung in nachstehender Abbildung dargestellt. Im unterjährigen Verlauf ist zu erkennen, dass die VBh im Sommer und Frühjahr wesentlich höher liegen als in den Wintermonaten. Dies entspricht auch den Erkenntnissen aus historischen Wetterjahren.

Die Höhe der monatlichen VBh liegt im TS in der Größenordnung von 15 bis 140 Stunden pro Monat. Die Erzeugungsstruktur gleicht der von sonstigen PV-Anlagen, haben Freiflächenanlagen höhere VBh aufgrund der optimierten Ausrichtung und Neigung. Das OS liegt aufgrund des höheren Strahlungsdargebots rund 10 % oberhalb des TS, das US liegt rund 10 % darunter.

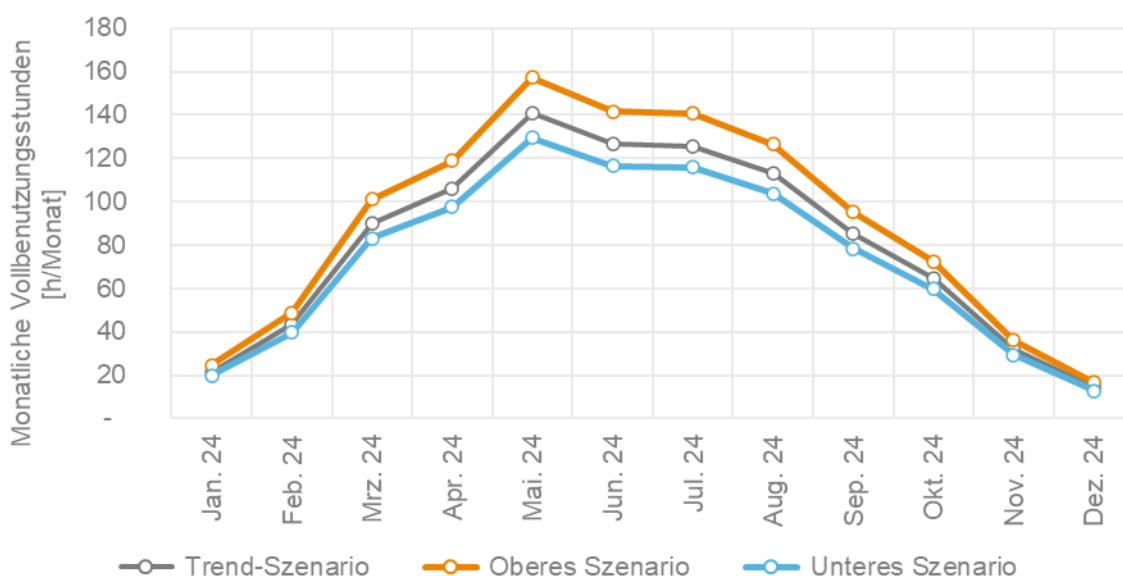


Abbildung 51: Monatliche VBh im Jahr 2024 für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen

Nachfolgende Tabelle zeigt die sich ergebenden jährlichen VBh und die Stromerzeugung für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen. Das Jahr 2022 enthält historische Werte; dies gilt auch für die erste Hälfte des Jahres 2023.

VBh und Stromerzeugung	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	998	973	964	963	964	960	936
Stromerzeugung [GWh/a]	18.413	20.845	27.166	34.557	43.071	52.253	60.395
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	998	982	1.080	1.079	1.077	955	854
Stromerzeugung [GWh/a]	18.413	21.217	32.501	43.086	55.128	60.218	63.725
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	998	967	886	886	886	886	885
Stromerzeugung [GWh/a]	18.413	20.600	23.645	28.917	35.005	42.054	49.601

Tabelle 29: Jährliche VBh und Stromerzeugung für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen

3.10.4 Marktwertfaktoren

Die Stromerzeugung von Freiflächenanlagen ist in Bezug auf die Marktwertfaktoren entsprechend den Regelungen des EEG zusammen mit der Stromerzeugung von sonstigen Anlagen zu bewerten. Das Vorgehen dafür wurde bereits in Kapitel 3.9.4 ausgeführt.

3.10.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Die dominierende Vermarktungsform bei Freiflächenanlagen ist die geförderte Direktvermarktung. Annähernd alle Neuanlagen fallen in diese Vergütungsform, sofern sie an einer Ausschreibung teilgenommen haben oder zukünftig teilnehmen. Der weiterhin sichtbare Anteil an Stromerzeugung mit fester Einspeisevergütung ergibt sich aus dem stabilen Bestand älterer Anlagen im Betrachtungszeitraum. Wie nachfolgende Abbildung verdeutlicht, fällt der Erzeugungszuwachs bei der geförderten Direktvermarktung analog zum angenommenen Zubau deutlich aus. Auch die Stromerzeugung aus förderfreien Anlagen, im Wesentlichen sind dies Neuanlagen, die ohne gesetzliche Förderung errichtet werden, nimmt deutlich zu. Diese sind der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet, deren Anteil im TS von rund 15 % im Jahr 2023 auf rund 25 % im Jahr 2028 zunimmt.

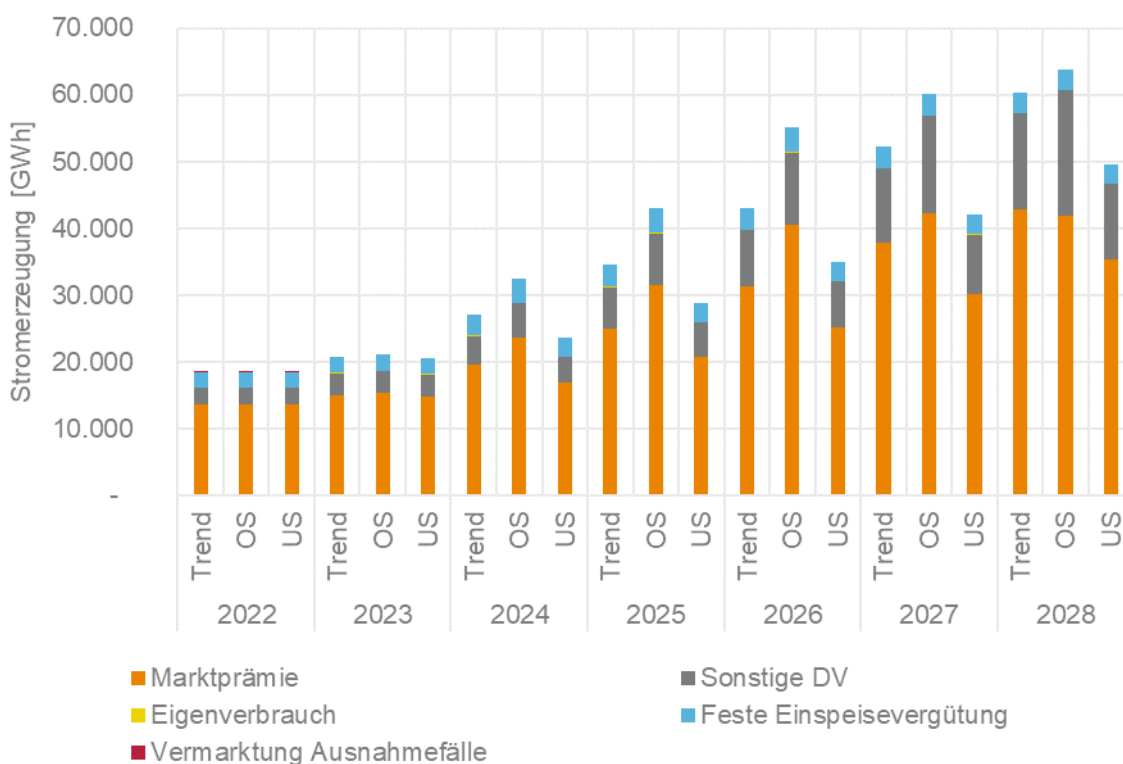


Abbildung 52: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen

3.10.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Die Zahlungen für die geförderte Direktvermarktung steigen in allen drei Szenarien über den Betrachtungszeitraum gegenüber dem Aufsatzjahr 2022. Dies spiegelt einerseits den in allen drei Szenarien unterstellten deutlichen Zubau von Freiflächenanlagen wider, andererseits das rückläufige Marktwertniveau, welches zu steigenden Marktprämienzahlungen führt.

Die feste Einspeisevergütung spielt in Bezug auf die Förderzahlungsbeträge eine deutlich größere Rolle als ihr Anteil an der Erzeugungsmenge, da die Fördersätze für die entsprechenden Freiflächenanlagen zum Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme gegenüber den anzulegenden Werten aus den Ausschreibungen vergleichsweise hoch lagen.

Nachfolgende Abbildung fasst die Entwicklung der Förderzahlungen für PV-Freiflächenanlagen zusammen.

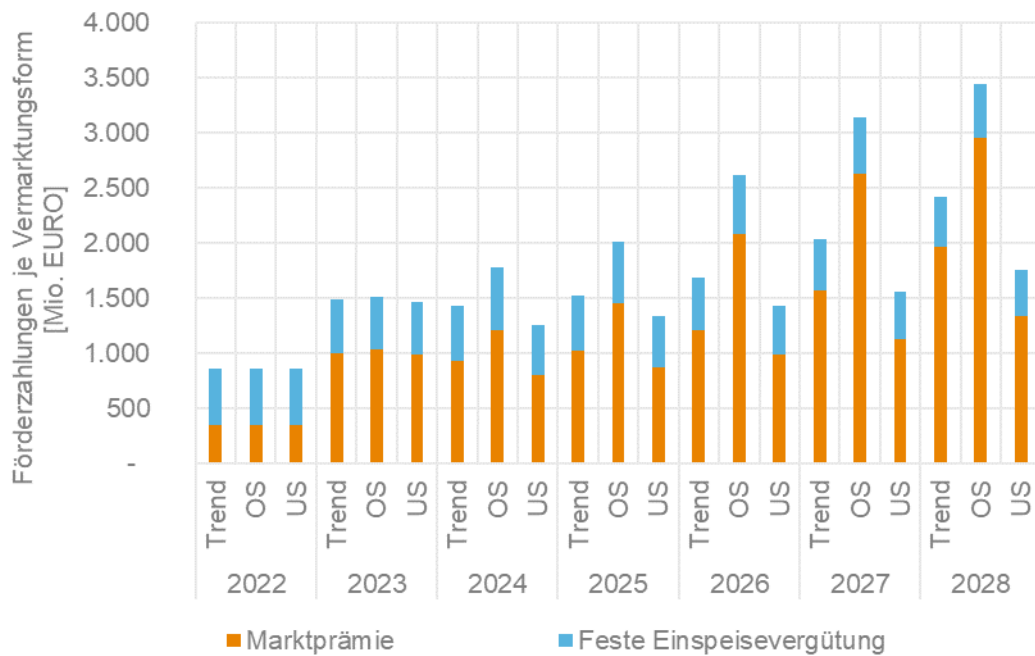


Abbildung 53: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen

Für PV-Freiflächenanlagen werden keine vNNE ausgezahlt.

Literaturverzeichnis

- AGEE-Stat (2023). Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik – Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Online verfügbar unter < https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html >
- BNetzA (2023a). Statistiken zum Ausschreibungsverfahren für Windenergieanlagen an Land. Online verfügbar unter < https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/start.html>
- BNetzA (2023b). Statistiken zum Ausschreibungsverfahren für Biomasse-Anlagen. Online verfügbar unter < <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/start.html>>
- BNetzA (2022a). Monitoringbericht. Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2022.pdf?__blob=publicationFile&v=6>
- BNetzA (2022b). Quartalsberichte zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen 2022. Online verfügbar unter <<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/start.html>>
- Bundesverband Windenergie e. V. (2023). Positionspapier zu den Zuschlägen von 2022. Online verfügbar unter <https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/04-politische-arbeit/02-ausschreibungen/20230525_BWE_Position_Zuschlaege_2022.pdf>
- Destatis (2023). Monatserhebung über die Elektrizitätsversorgung. Statistisches Bundesamt
- DMT (2018). Gutachterliche Stellungnahme: Verwerten von Grubengas als Beitrag zur Emissionsminderung und zur Gefahrenabwehr. Essen, 13.12.2018.
- EEG 2023. Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 26. Juli 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 202) geändert worden ist. Unter Berücksichtigung aller bis zum 07.07.2023 rechtsgültig ins Gesetz aufgenommenen Änderungen.
- Fachagentur Wind (2023). Ausbausituation der Windenergie an Land im Jahr 2022. Online verfügbar unter < https://fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Analysen/FA_Wind_Zubauanalyse_Wind-an-Land_Gesamtjahr_2022.pdf >
- Hauptstadtbüro Bioenergie (2023). Kommentar zur Biomethan Ausschreibung. Online verfügbar unter <<https://www.hauptstadtbuero-bioenergie.de/aktuelles/pressemitteilungen/ausschreibungsergebnisse-bestaetigen-die-notwendigkeit-biogener-kraft-waerme-kopplung-und-verbesserter-rahmenbedingungen-im-eeg>>
- Marktstammdatenregister (2023). Online verfügbar unter <<https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>>
- ÜNB (2023a). Stammdaten der EEG-Anlagen zum 31.12.2020. Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH
- ÜNB (2023b). Bewegungsdaten der EEG-Anlagen zu 31.12.2020. Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH

ÜNB (2023c). Stammdaten der EEG-Anlagen zum 31.12.2021. Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH

ÜNB (2023d). Bewegungsdaten der EEG-Anlagen zu 31.12.2021. Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH

ÜNB (2023e). Stammdaten der EEG-Anlagen zum 31.12.2022. Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH

ÜNB (2023f). Bewegungsdaten der EEG-Anlagen zu 31.12.2022. Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH

Anhang A: Ergebnisse in Monatsauflösung im Jahr 2024 für das Trend-Szenario

Tabelle 30: Leistungsentwicklung in Monatsauflösung im Jahr 2024 im Trend-Szenario

Leistungsentwicklung Energieträger [MW]		Jan. 24	Feb. 24	Mrz. 24	Apr. 24	Mai. 24	Jun. 24	Jul. 24	Aug. 24	Sep. 24	Okt. 24	Nov. 24	Dez. 24
Wasserkraft	Zubau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Rückbau	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Bestand	1.519	1.519	1.519	1.519	1.519	1.519	1.519	1.518	1.518	1.518	1.518	1.518
DKG-Gase	Zubau	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Rückbau	5	0	0	1	4	7	4	0	0	0	4	0
	Bestand	346	346	345	344	340	332	328	328	328	328	324	324
Energie aus Biomasse	Zubau	80	7	10	11	7	7	11	7	27	7	7	7
	Rückbau	206	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Bestand	8.044	8.051	8.060	8.070	8.076	8.082	8.093	8.100	8.126	8.133	8.139	8.145
Geothermie	Zubau	5	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Rückbau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bestand	69	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73
Windenergie an Land	Zubau	235	235	153	153	258	258	258	311	272	272	365	356
	Rückbau	14	29	68	15	23	14	23	30	10	51	26	62
	Bestand	58.374	58.580	58.665	58.804	59.040	59.284	59.519	59.799	60.061	60.282	60.621	60.915
Windenergie auf See	Zubau	136	136	136	-	-	-	-	-	-	236	236	236
	Rückbau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bestand	8.582	8.718	8.854	8.854	8.854	8.854	8.854	8.854	8.854	9.089	9.325	9.560
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	Zubau	621	621	605	605	605	612	612	612	612	621	598	598
	Rückbau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bestand	25.002	25.623	26.228	26.833	27.438	28.050	28.662	29.275	29.887	30.508	31.106	31.703
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	Zubau	672	679	680	670	671	681	682	669	670	680	682	677
	Rückbau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bestand	52.193	52.873	53.553	54.223	54.893	55.574	56.257	56.925	57.596	58.276	58.957	59.635

Tabelle 31: Monatliche VBh im Jahr 2024 im Trend-Szenario

Vollbenutzungsstunden [h/Monat]	Jan. 24	Feb. 24	Mrz. 24	Apr. 24	Mai. 24	Jun. 24	Jul. 24	Aug. 24	Sep. 24	Okt. 24	Nov. 24	Dez. 24
Wasserkraft	291	289	314	306	363	343	321	300	274	264	253	234
Deponiegas	140	126	139	134	138	132	136	136	131	134	130	133
Klärgas	79	72	79	77	79	77	79	79	77	79	77	79
Grubengas	264	239	264	256	264	256	264	264	256	264	256	264
Energie aus Biomasse	418	388	418	390	379	352	348	357	369	398	389	414
Geothermie	367	350	403	391	354	299	243	282	299	306	345	366
Windenergie an Land	241	193	182	141	112	96	99	93	113	153	167	198
Windenergie auf See	447	304	323	267	226	202	232	228	267	323	322	380
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	22	43	90	106	141	127	126	113	85	65	32	15
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	15	32	71	95	130	119	117	99	70	48	23	10

Tabelle 32: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Wasserkraft

Stromerzeugung [GWh]	Jan. 24	Feb. 24	Mrz. 24	Apr. 24	Mai. 24	Jun. 24	Jul. 24	Aug. 24	Sep. 24	Okt. 24	Nov. 24	Dez. 24
Marktprämie	251	249	271	264	313	295	276	258	236	227	218	201
Sonstige DV	89	89	97	94	112	105	99	92	84	81	78	72
Eigenverbrauch	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Feste Einspeisevergütung	101	100	109	106	126	119	112	104	95	92	88	81
Vermarktung Ausnahmefälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	442	439	477	465	551	521	488	456	416	401	384	355

Tabelle 33: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Deponiegas

Stromerzeugung [GWh]	Jan. 24	Feb. 24	Mrz. 24	Apr. 24	Mai. 24	Jun. 24	Jul. 24	Aug. 24	Sep. 24	Okt. 24	Nov. 24	Dez. 24
Marktprämie	6	5	6	5	6	5	6	6	5	6	5	5
Sonstige DV	8	7	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Eigenverbrauch	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Feste Einspeisevergütung	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Vermarktung Ausnahmefälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	15	14	15	15	15	14	15	15	14	15	14	14

Tabelle 34: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Klärgas

Stromerzeugung [GWh]	Jan. 24	Feb. 24	Mrz. 24	Apr. 24	Mai. 24	Jun. 24	Jul. 24	Aug. 24	Sep. 24	Okt. 24	Nov. 24	Dez. 24
Marktprämie	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Sonstige DV	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Eigenverbrauch	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Feste Einspeisevergütung	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Vermarktung Ausnahmefälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	6	5	6	5	6	5	6	6	5	6	5	6

Tabelle 35: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Grubengas

Stromerzeugung [GWh]	Jan. 24	Feb. 24	Mrz. 24	Apr. 24	Mai. 24	Jun. 24	Jul. 24	Aug. 24	Sep. 24	Okt. 24	Nov. 24	Dez. 24
Marktprämie	10	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Sonstige DV	32	29	32	31	31	28	28	28	27	28	26	27
Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Vermarktung Ausnahmefälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	44	40	44	42	42	39	39	39	38	39	37	38

Tabelle 36: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Biomasse

Stromerzeugung [GWh]	Jan. 24	Feb. 24	Mrz. 24	Apr. 24	Mai. 24	Jun. 24	Jul. 24	Aug. 24	Sep. 24	Okt. 24	Nov. 24	Dez. 24
Marktprämie	2.969	2.754	2.972	2.778	2.692	2.506	2.488	2.556	2.662	2.860	2.784	2.971
Sonstige DV	143	141	152	138	140	129	123	128	123	140	142	151
Eigenverbrauch	25	22	21	19	20	20	18	17	17	19	18	19
Feste Einspeisevergütung	222	206	223	209	204	191	187	191	199	218	219	234
Vermarktung Ausnahmefälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	3.359	3.124	3.369	3.145	3.057	2.846	2.816	2.893	3.002	3.237	3.163	3.375

Tabelle 37: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Geothermie

Stromerzeugung [GWh]	Jan. 24	Feb. 24	Mrz. 24	Apr. 24	Mai. 24	Jun. 24	Jul. 24	Aug. 24	Sep. 24	Okt. 24	Nov. 24	Dez. 24
Marktprämie	25	25	29	28	25	21	17	20	21	22	24	26
Sonstige DV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	1	1
Vermarktung Ausnahmefälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	25	25	29	28	26	22	18	20	22	22	25	27

Tabelle 38: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Windenergie an Land

Stromerzeugung [GWh]	Jan. 24	Feb. 24	Mrz. 24	Apr. 24	Mai. 24	Jun. 24	Jul. 24	Aug. 24	Sep. 24	Okt. 24	Nov. 24	Dez. 24
Marktprämie	11.847	9.539	9.025	7.027	5.588	4.831	5.001	4.749	5.807	7.872	8.670	10.366
Sonstige DV	2.139	1.691	1.583	1.218	962	828	877	792	956	1.287	1.431	1.636
Eigenverbrauch	3	3	2	2	2	1	1	1	2	2	2	3
Feste Einspeisevergütung	76	62	58	41	34	28	27	27	34	45	49	62
Vermarktung Ausnahmefälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	14.065	11.295	10.669	8.288	6.586	5.688	5.906	5.570	6.798	9.206	10.152	12.066

Tabelle 39: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Windenergie auf See

Stromerzeugung [GWh]	Jan. 24	Feb. 24	Mrz. 24	Apr. 24	Mai. 24	Jun. 24	Jul. 24	Aug. 24	Sep. 24	Okt. 24	Nov. 24	Dez. 24
Marktprämie	3.415	2.385	2.573	2.134	1.793	1.608	1.842	1.797	2.120	2.600	2.619	3.124
Sonstige DV	419	266	291	231	209	181	215	225	247	335	383	507
Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vermarktung Ausnahmefälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	3.834	2.651	2.864	2.365	2.003	1.789	2.058	2.022	2.368	2.935	3.002	3.631

Tabelle 40: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Solar (sonstige Anlagen)

Stromerzeugung [GWh]	Jan. 24	Feb. 24	Mrz. 24	Apr. 24	Mai. 24	Jun. 24	Jul. 24	Aug. 24	Sep. 24	Okt. 24	Nov. 24	Dez. 24
Marktprämie	100	211	495	673	948	872	867	735	527	357	161	62
Sonstige DV	5	12	28	38	53	48	47	40	28	19	9	3
Eigenverbrauch	90	195	441	594	818	761	776	676	493	352	179	89
Feste Einspeisevergütung	561	1.251	2.829	3.814	5.302	4.875	4.880	4.138	2.954	2.054	997	428
Vermarktung Ausnahmefälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	4	10	22	29	40	37	37	30	21	14	7	3
Summe	761	1.679	3.814	5.148	7.162	6.594	6.607	5.619	4.022	2.796	1.353	584

Tabelle 41: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Solar (Freiflächenanlagen)

Stromerzeugung [GWh]	Jan. 24	Feb. 24	Mrz. 24	Apr. 24	Mai. 24	Jun. 24	Jul. 24	Aug. 24	Sep. 24	Okt. 24	Nov. 24	Dez. 24
Marktprämie	392	802	1.703	2.047	2.772	2.548	2.593	2.374	1.830	1.423	728	338
Sonstige DV	78	163	363	444	611	572	579	545	421	326	157	70
Eigenverbrauch	1	2	5	6	7	7	7	6	4	3	2	1
Feste Einspeisevergütung	71	143	293	344	459	417	420	376	286	223	112	51
Vermarktung Ausnahmefälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ausgeförderte Anlagen	1	2	4	4	6	5	5	5	3	3	1	1
Summe	542	1.112	2.367	2.846	3.856	3.549	3.605	3.305	2.545	1.978	1.001	460

Tabelle 42: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Wasserkraft

Auszahlungen [Mio. EURO]	Jan. 24	Feb. 24	Mrz. 24	Apr. 24	Mai. 24	Jun. 24	Jul. 24	Aug. 24	Sep. 24	Okt. 24	Nov. 24	Dez. 24
Marktprämie	0	0	0	1	2	1	1	1	0	1	-	0
Vergüteter Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	11	11	11	11	13	12	12	11	10	10	9	9
Summe	11	11	12	12	15	14	12	12	10	10	9	9

Tabelle 43: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Deponiegas

Auszahlungen [Mio. EURO]	Jan. 24	Feb. 24	Mrz. 24	Apr. 24	Mai. 24	Jun. 24	Jul. 24	Aug. 24	Sep. 24	Okt. 24	Nov. 24	Dez. 24
Marktprämie	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vergüteter Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	0,12	0,11	0,12	0,12	0,12	0,11	0,12	0,12	0,11	0,12	0,11	0,11
Summe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabelle 44: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Klärgas

Auszahlungen [Mio. EURO]	Jan. 24	Feb. 24	Mrz. 24	Apr. 24	Mai. 24	Jun. 24	Jul. 24	Aug. 24	Sep. 24	Okt. 24	Nov. 24	Dez. 24
Marktprämie	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vergüteter Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Summe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabelle 45: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Grubengas

Auszahlungen [Mio. EURO]	Jan. 24	Feb. 24	Mrz. 24	Apr. 24	Mai. 24	Jun. 24	Jul. 24	Aug. 24	Sep. 24	Okt. 24	Nov. 24	Dez. 24
Marktprämie	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vergüteter Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabelle 46: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Biomasse

Auszahlungen [Mio. EURO]	Jan. 24	Feb. 24	Mrz. 24	Apr. 24	Mai. 24	Jun. 24	Jul. 24	Aug. 24	Sep. 24	Okt. 24	Nov. 24	Dez. 24
Marktprämie	236	227	249	253	257	234	225	226	230	255	209	263
Vergüteter Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	46	43	46	44	42	40	39	40	41	45	45	49
Summe	282	270	295	297	299	273	264	265	272	300	254	311

Tabelle 47: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Geothermie

Auszahlungen [Mio. EURO]	Jan. 24	Feb. 24	Mrz. 24	Apr. 24	Mai. 24	Jun. 24	Jul. 24	Aug. 24	Sep. 24	Okt. 24	Nov. 24	Dez. 24
Marktprämie	3,1	3,2	3,8	3,8	3,5	3,0	2,4	2,7	2,9	3,0	3,0	3,5
Vergüteter Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	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	3	3	4	4	4	3	2	3	3	3	3	4

Tabelle 48: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Windenergie an Land

Auszahlungen [Mio. EURO]	Jan. 24	Feb. 24	Mrz. 24	Apr. 24	Mai. 24	Jun. 24	Jul. 24	Aug. 24	Sep. 24	Okt. 24	Nov. 24	Dez. 24
Marktprämie	0	-	-	0	0	4	0	0	-	0	-	1
Vergüteter Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	6	5	5	4	3	2	2	2	3	4	4	5
Summe	7	5	5	4	3	7	2	2	3	4	4	6

Tabelle 49: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Windenergie auf See

Auszahlungen [Mio. EURO]	Jan. 24	Feb. 24	Mrz. 24	Apr. 24	Mai. 24	Jun. 24	Jul. 24	Aug. 24	Sep. 24	Okt. 24	Nov. 24	Dez. 24
Marktprämie	246	166	180	154	130	118	127	117	126	156	144	184
Vergüteter Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	246	166	180	154	130	118	127	117	126	156	144	184

Tabelle 50: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Solar (sonstige Anlagen)

Auszahlungen [Mio. EURO]	Jan. 24	Feb. 24	Mrz. 24	Apr. 24	Mai. 24	Jun. 24	Jul. 24	Aug. 24	Sep. 24	Okt. 24	Nov. 24	Dez. 24
Marktprämie	6	14	35	55	89	70	65	54	35	24	9	3
Vergüteter Eigenverbrauch	3	7	17	23	32	28	27	22	15	10	4	1
Feste Einspeisevergütung	141	319	719	968	1.350	1.235	1.226	1.024	722	494	234	91
Summe	149	339	771	1.046	1.471	1.334	1.319	1.100	773	528	248	96

Tabelle 51: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Solar (Freiflächenanlagen)

Auszahlungen [Mio. EURO]	Jan. 24	Feb. 24	Mrz. 24	Apr. 24	Mai. 24	Jun. 24	Jul. 24	Aug. 24	Sep. 24	Okt. 24	Nov. 24	Dez. 24
Marktprämie	14	34	83	110	166	131	123	108	77	59	23	8
Vergüteter Eigenverbrauch	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
Feste Einspeisevergütung	11	22	47	54	73	66	66	59	45	35	17	6
Summe	25	57	131	165	240	198	190	168	123	95	40	15

Tabelle 52: Prognose der monatlichen vNNE im Jahr 2024 im Trend-Szenario

vNNE [Mio. EURO]	Jan. 24	Feb. 24	Mrz. 24	Apr. 24	Mai. 24	Jun. 24	Jul. 24	Aug. 24	Sep. 24	Okt. 24	Nov. 24	Dez. 24
Wasserkraft	2,2	2,2	2,4	2,3	2,7	2,6	2,4	2,3	2,1	2,0	1,9	1,8
Deponiegas	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1
Klärgas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Grubengas	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Energie aus Biomasse	23,3	21,5	23,0	21,4	20,7	19,2	19,1	19,4	20,1	21,7	21,4	22,8
Geothermie	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2
Windenergie an Land	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Windenergie auf See	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Anhang B: Stromerzeugung nach Veräußerungsform in Jahresauflösung pro Szenario

Tabelle 53: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Wasserkraft

Stromerzeugung [GWh]	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung Ausnahmefälle	Ausgeförderte Anlagen	Summe
2022	Trend	2.743	872	8	1.208	4	0	4.836
	OS	2.743	872	8	1.208	4	0	4.836
	US	2.743	872	8	1.208	4	0	4.836
2023	Trend	3.063	1.093	9	1.236	-	0	5.401
	OS	3.162	1.128	9	1.276	-	0	5.575
	US	2.965	1.058	9	1.196	-	0	5.228
2024	Trend	3.060	1.092	9	1.235	-	0	5.395
	OS	3.273	1.168	10	1.321	-	0	5.772
	US	2.847	1.016	9	1.149	-	0	5.019
2025	Trend	3.056	1.090	9	1.233	-	0	5.389
	OS	3.273	1.168	10	1.321	-	0	5.772
	US	2.840	1.013	9	1.146	-	0	5.008
2026	Trend	3.053	1.089	9	1.232	-	0	5.383
	OS	3.273	1.168	10	1.321	-	0	5.772
	US	2.833	1.011	8	1.143	-	0	4.996
2027	Trend	3.049	1.088	9	1.230	-	0	5.377
	OS	3.273	1.168	10	1.321	-	0	5.772
	US	2.827	1.009	8	1.141	-	0	4.984
2028	Trend	3.046	1.087	9	1.229	-	-	5.371
	OS	3.273	1.168	10	1.321	-	-	5.772
	US	2.820	1.006	8	1.138	-	-	4.973

Tabelle 54: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Deponiegas

Stromerzeugung [GWh]	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung Ausnahmefälle	Ausgeförderte Anlagen	Summe
2022	Trend	105	41	5	33	-	2	186
	OS	105	41	5	33	-	2	186
	US	105	41	5	33	-	2	186
2023	Trend	66	87	3	22	-	2	180
	OS	76	96	3	24	-	2	201
	US	57	5	1	17	-	-	81
2024	Trend	66	87	3	17	-	2	175
	OS	90	108	4	21	-	2	225
	US	35	3	0	12	-	-	51
2025	Trend	40	78	2	14	-	1	135
	OS	64	142	4	19	-	2	231
	US	21	3	0	10	-	-	34
2026	Trend	37	47	1	12	-	0	97
	OS	67	147	4	16	-	3	236
	US	17	2	0	7	-	-	26
2027	Trend	37	39	1	9	-	1	87
	OS	73	148	4	13	-	3	241
	US	14	1	0	5	-	-	20
2028	Trend	37	35	1	8	-	-	80
	OS	79	151	4	12	-	-	246
	US	11	0	0	4	-	-	15

Tabelle 55: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Klärgas

Stromerzeugung [GWh]	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung Ausnahmefälle	Ausgeförderte Anlagen	Summe
2022	Trend	16	8	19	18	0	1	63
	OS	16	8	19	18	0	1	63
	US	16	8	19	18	0	1	63
2023	Trend	17	13	19	14	-	1	64
	OS	20	14	21	15	-	1	71
	US	15	12	17	12	-	1	57
2024	Trend	6	28	19	13	-	1	66
	OS	12	33	23	15	-	1	84
	US	2	22	15	11	-	1	51
2025	Trend	8	28	19	12	-	1	68
	OS	17	34	23	14	-	1	88
	US	3	23	15	10	-	1	51
2026	Trend	10	29	19	11	-	1	70
	OS	21	35	23	13	-	1	93
	US	3	24	15	9	-	1	51
2027	Trend	12	30	19	10	-	2	72
	OS	26	35	23	12	-	2	98
	US	3	24	15	8	-	1	51
2028	Trend	14	32	19	10	-	-	74
	OS	31	38	23	12	-	-	103
	US	3	25	15	8	-	-	51

Tabelle 56: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Grubengas

Stromerzeugung [GWh]	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung Ausnahmefälle	Ausgeförderte Anlagen	Summe
2022	Trend	493	60	-	6	-	0	559
	OS	493	60	-	6	-	0	559
	US	493	60	-	6	-	0	559
2023	Trend	250	271	-	13	-	0	533
	OS	257	297	-	13	-	0	568
	US	177	38	-	12	-	-	227
2024	Trend	122	346	-	13	-	-	481
	OS	130	441	-	13	-	0	584
	US	54	18	-	12	-	-	83
2025	Trend	3	382	-	13	-	-	397
	OS	3	549	-	13	-	0	565
	US	3	6	-	10	-	-	19
2026	Trend	3	229	-	-	-	-	233
	OS	3	507	-	-	-	-	510
	US	3	4	-	-	-	-	7
2027	Trend	2	86	-	-	-	-	89
	OS	2	419	-	-	-	-	421
	US	2	4	-	-	-	-	6
2028	Trend	2	18	-	-	-	-	20
	OS	2	244	-	-	-	-	247
	US	2	4	-	-	-	-	6

Tabelle 57: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Biomasse

Stromerzeugung [GWh]	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung Ausnahmefälle	Ausgeförderte Anlagen	Summe
2022	Trend	32.748	1.478	234	3.869	1	4	38.332
	OS	32.748	1.478	234	3.869	1	4	38.332
	US	32.748	1.478	234	3.869	1	4	38.332
2023	Trend	33.412	1.732	235	2.476	-	2	37.857
	OS	35.092	2.012	248	2.600	-	2	39.954
	US	31.734	1.618	223	2.351	-	2	35.928
2024	Trend	32.993	1.650	235	2.504	-	4	37.387
	OS	34.670	2.137	248	2.633	-	5	39.693
	US	31.317	1.366	223	2.376	-	4	35.286
2025	Trend	31.049	1.786	229	2.454	-	19	35.537
	OS	32.675	2.747	242	2.583	-	20	38.267
	US	29.402	1.225	201	2.326	-	18	33.172
2026	Trend	28.956	1.664	212	2.252	-	40	33.124
	OS	30.618	2.877	229	2.375	-	42	36.140
	US	27.283	1.077	180	2.130	-	38	30.708
2027	Trend	26.097	1.855	200	2.052	-	63	30.266
	OS	27.775	3.540	218	2.167	-	66	33.766
	US	24.438	936	166	1.939	-	59	27.538
2028	Trend	23.599	2.294	187	1.889	-	-	27.969
	OS	25.563	4.236	204	1.990	-	-	31.994
	US	21.947	927	152	1.775	-	-	24.802

Tabelle 58: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Geothermie

Stromerzeugung [GWh]	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung Ausnahmefälle	Ausgeförderte Anlagen	Summe
2022	Trend	198	-	-	6	-	-	204
	OS	198	-	-	6	-	-	204
	US	198	-	-	6	-	-	204
2023	Trend	220	-	-	6	-	-	226
	OS	256	-	-	7	-	-	264
	US	187	-	-	6	-	-	192
2024	Trend	283	-	-	6	-	-	289
	OS	396	-	-	8	-	-	404
	US	187	-	-	5	-	-	192
2025	Trend	333	-	-	6	-	-	339
	OS	488	-	-	8	-	-	496
	US	209	-	-	5	-	-	214
2026	Trend	390	-	-	6	-	-	396
	OS	594	-	-	8	-	-	602
	US	234	-	-	5	-	-	239
2027	Trend	456	-	-	6	-	-	462
	OS	725	-	-	8	-	-	733
	US	261	-	-	5	-	-	266
2028	Trend	529	5	-	1	-	-	535
	OS	876	7	-	1	-	-	884
	US	289	4	-	1	-	-	294

Tabelle 59: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Windenergie an Land

Stromerzeugung [GWh]	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung Ausnahmefälle	Ausgeförderte Anlagen	Summe
2022	Trend	87.872	9.191	25	976	34	0	98.097
	OS	87.872	9.191	25	976	34	0	98.097
	US	87.872	9.191	25	976	34	0	98.097
2023	Trend	89.287	12.879	25	647	-	-	102.838
	OS	89.837	12.879	25	647	-	-	103.388
	US	88.952	12.879	25	647	-	-	102.503
2024	Trend	90.322	15.400	24	544	-	-	106.290
	OS	104.029	17.556	28	620	-	-	122.234
	US	83.132	14.322	22	506	-	-	97.983
2025	Trend	97.908	17.423	24	485	-	-	115.840
	OS	113.705	19.862	27	553	-	-	134.147
	US	89.349	16.203	22	451	-	-	106.026
2026	Trend	108.246	17.448	24	415	-	-	126.133
	OS	126.870	20.165	27	473	-	-	147.535
	US	97.815	16.004	22	386	-	-	114.227
2027	Trend	118.539	17.345	23	234	-	-	136.141
	OS	137.691	20.410	27	267	-	-	158.395
	US	106.185	15.611	22	218	-	-	122.035
2028	Trend	130.941	15.596	23	143	-	-	146.703
	OS	149.678	18.697	27	162	-	-	168.563
	US	116.641	13.757	22	133	-	-	130.552

Tabelle 60: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Windenergie auf See

Stromerzeugung [GWh]	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung Ausnahmefälle	Ausgeförderte Anlagen	Summe
2022	Trend	22.886	1.868	-	-	-	-	24.754
	OS	22.886	1.868	-	-	-	-	24.754
	US	22.886	1.868	-	-	-	-	24.754
2023	Trend	25.031	3.016	-	-	-	-	28.047
	OS	25.245	3.016	-	-	-	-	28.261
	US	24.980	3.016	-	-	-	-	27.996
2024	Trend	28.012	3.510	-	-	-	-	31.521
	OS	30.271	4.509	-	-	-	-	34.780
	US	24.565	2.834	-	-	-	-	27.399
2025	Trend	28.861	6.300	-	-	-	-	35.161
	OS	30.882	7.709	-	-	-	-	38.590
	US	25.602	5.009	-	-	-	-	30.612
2026	Trend	28.861	11.423	-	-	-	-	40.284
	OS	30.870	14.096	-	-	-	-	44.966
	US	25.686	8.318	-	-	-	-	34.005
2027	Trend	28.856	16.729	-	-	-	-	45.585
	OS	30.203	18.960	-	-	-	-	49.163
	US	25.686	14.114	-	-	-	-	39.800
2028	Trend	28.732	23.419	-	-	-	-	52.151
	OS	29.416	26.664	-	-	-	-	56.081
	US	25.686	19.046	-	-	-	-	44.732

Tabelle 61: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Solar (sonstige Anlagen)

Stromerzeugung [GWh]	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung Ausnahmefälle	Ausgeförderte Anlagen	Summe
2022	Trend	5.856	59	3.078	28.635	68	78	37.773
	OS	5.856	59	3.078	28.635	68	78	37.773
	US	5.856	59	3.078	28.635	68	78	37.773
2023	Trend	5.681	336	3.977	30.634	-	145	40.772
	OS	5.691	336	4.040	30.797	-	145	41.008
	US	5.674	336	3.935	30.525	-	145	40.614
2024	Trend	6.011	329	5.464	34.083	-	254	46.140
	OS	6.752	368	6.127	38.136	-	284	51.668
	US	5.514	302	5.022	31.296	-	233	42.367
2025	Trend	6.412	369	7.057	37.919	-	775	52.531
	OS	7.271	413	7.945	42.468	-	867	58.964
	US	5.826	339	6.473	34.649	-	713	47.999
2026	Trend	6.893	428	8.676	41.753	-	1.492	59.242
	OS	7.913	480	9.827	47.043	-	1.671	66.934
	US	6.183	394	7.938	37.868	-	1.373	53.756
2027	Trend	7.415	499	10.322	45.872	-	2.156	66.264
	OS	8.554	559	11.777	51.665	-	2.415	74.970
	US	6.570	459	9.417	41.211	-	1.984	59.640
2028	Trend	7.908	3.687	11.995	49.872	-	-	73.463
	OS	9.162	4.130	13.787	56.301	-	-	83.380
	US	6.938	3.392	10.910	44.345	-	-	65.586

Tabelle 62: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Solar (Freiflächenanlagen)

Stromerzeugung [GWh]	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung Ausnahmefälle	Ausgeförderte Anlagen	Summe
2022	Trend	13.562	2.559	47	2.223	7	14	18.413
	OS	13.562	2.559	47	2.223	7	14	18.413
	US	13.562	2.559	47	2.223	7	14	18.413
2023	Trend	14.998	3.305	51	2.462	-	28	20.845
	OS	15.298	3.328	51	2.511	-	28	21.217
	US	14.804	3.289	51	2.427	-	28	20.600
2024	Trend	19.550	4.331	50	3.195	-	41	27.166
	OS	23.615	5.151	57	3.633	-	45	32.501
	US	16.902	3.764	46	2.895	-	37	23.645
2025	Trend	24.958	6.236	50	3.268	-	45	34.557
	OS	31.462	7.797	57	3.720	-	50	43.086
	US	20.728	5.144	46	2.958	-	41	28.917
2026	Trend	31.246	8.499	50	3.222	-	54	43.071
	OS	40.441	10.908	57	3.662	-	60	55.128
	US	25.189	6.804	46	2.915	-	50	35.005
2027	Trend	37.775	11.183	50	3.187	-	58	52.253
	OS	42.309	14.471	57	3.317	-	65	60.218
	US	30.208	8.855	46	2.891	-	53	42.054
2028	Trend	42.795	14.453	50	3.096	-	-	60.395
	OS	41.957	18.680	57	3.032	-	-	63.725
	US	35.248	11.442	46	2.865	-	-	49.601

Anhang C: Förderzahlungen in Jahresauflösung pro Szenario

Tabelle 63: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Wasserkraft

Auszahlungen [Mio. EURO]	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Summe
2022	Trend	0	-	127	127
	OS	0	-	127	127
	US	0	-	127	127
2023	Trend	16	-	129	145
	OS	17	-	134	151
	US	15	-	125	140
2024	Trend	7	-	129	136
	OS	16	-	138	154
	US	4	-	120	124
2025	Trend	18	-	129	147
	OS	33	-	138	171
	US	13	-	120	133
2026	Trend	39	-	129	168
	OS	65	-	138	203
	US	27	-	120	147
2027	Trend	63	-	129	191
	OS	100	-	138	238
	US	46	-	119	165
2028	Trend	80	-	129	208
	OS	122	-	138	260
	US	59	-	119	178

Tabelle 64: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Deponiegas

Auszahlungen [Mio. EURO]	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Summe
2022	Trend	-	-	2,5	2,5
	OS	-	-	2,5	2,5
	US	-	-	2,5	2,5
2023	Trend	0,0	-	1,8	1,8
	OS	0,0	-	2,0	2,0
	US	0,0	-	1,4	1,4
2024	Trend	-	-	1,4	1,4
	OS	-	-	1,7	1,7
	US	-	-	1,0	1,0
2025	Trend	-	-	1,2	1,2
	OS	0,0	-	1,6	1,6
	US	-	-	0,8	0,8
2026	Trend	0,0	-	1,0	1,0
	OS	0,1	-	1,4	1,5
	US	0,0	-	0,6	0,6
2027	Trend	0,1	-	0,8	0,8
	OS	0,3	-	1,1	1,5
	US	0,0	-	0,4	0,4
2028	Trend	0,1	-	0,7	0,8
	OS	0,6	-	1,0	1,6
	US	0,0	-	0,3	0,4

Tabelle 65: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Klärgas

Auszahlungen [Mio. EURO]	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Summe
2022	Trend	-	-	1,1	1,1
	OS	-	-	1,1	1,1
	US	-	-	1,1	1,1
2023	Trend	-	-	0,9	0,9
	OS	-	-	1,0	1,0
	US	-	-	0,8	0,8
2024	Trend	-	-	0,9	0,9
	OS	-	-	1,0	1,0
	US	-	-	0,7	0,7
2025	Trend	-	-	0,8	0,8
	OS	-	-	1,0	1,0
	US	-	-	0,6	0,6
2026	Trend	-	-	0,8	0,8
	OS	0,0	-	0,9	0,9
	US	-	-	0,6	0,6
2027	Trend	0,0	-	0,7	0,7
	OS	0,0	-	0,8	0,8
	US	-	-	0,6	0,6
2028	Trend	0,0	-	0,7	0,7
	OS	0,0	-	0,8	0,8
	US	-	-	0,5	0,5

Tabelle 66: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Grubengas

Auszahlungen [Mio. EURO]	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Summe
2022	Trend	-	-	0,4	0,4
	OS	-	-	0,4	0,4
	US	-	-	0,4	0,4
2023	Trend	-	-	0,9	0,9
	OS	-	-	1,0	1,0
	US	-	-	0,9	0,9
2024	Trend	-	-	0,9	0,9
	OS	-	-	1,0	1,0
	US	-	-	0,9	0,9
2025	Trend	-	-	0,9	0,9
	OS	-	-	1,0	1,0
	US	-	-	0,7	0,7
2026	Trend	-	-	-	-
	OS	0,0	-	-	0,0
	US	-	-	-	-
2027	Trend	0,0	-	-	0,0
	OS	0,0	-	-	0,0
	US	-	-	-	-
2028	Trend	0,0	-	-	0,0
	OS	0,0	-	-	0,0
	US	0,0	-	-	0,0

Tabelle 67: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Biomasse

Auszahlungen [Mio. EURO]	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Summe
2022	Trend	769	-	813	1.582
	OS	769	-	813	1.582
	US	769	-	813	1.582
2023	Trend	2.983	-	518	3.501
	OS	3.212	-	542	3.754
	US	2.786	-	493	3.279
2024	Trend	2.862	-	520	3.382
	OS	3.261	-	545	3.806
	US	2.580	-	495	3.075
2025	Trend	3.056	-	506	3.562
	OS	3.501	-	530	4.031
	US	2.748	-	481	3.229
2026	Trend	3.157	-	462	3.620
	OS	3.617	-	485	4.103
	US	2.833	-	439	3.272
2027	Trend	3.074	-	416	3.490
	OS	3.531	-	438	3.969
	US	2.756	-	395	3.150
2028	Trend	2.880	-	380	3.260
	OS	3.336	-	399	3.735
	US	2.563	-	358	2.922

Tabelle 68: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Geothermie

Auszahlungen [Mio. EURO]	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Summe
2022	Trend	13		1	14
	OS	13		1	14
	US	13		1	14
2023	Trend	31		1	32
	OS	36		1	37
	US	26		1	27
2024	Trend	38		1	39
	OS	56		2	58
	US	24		1	25
2025	Trend	47		1	48
	OS	73		2	74
	US	29		1	29
2026	Trend	59		1	60
	OS	94		2	95
	US	34		1	35
2027	Trend	72		1	73
	OS	120		2	121
	US	40		1	41
2028	Trend	85		0	85
	OS	149		0	149
	US	46		0	46

Tabelle 69: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Windenergie an Land

Auszahlungen [Mio. EURO]	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Summe
2022	Trend	1	-	79	80
	OS	1	-	79	80
	US	1	-	79	80
2023	Trend	188	-	55	243
	OS	210	-	55	266
	US	186	-	55	242
2024	Trend	5	-	46	51
	OS	147	-	53	199
	US	0	-	43	43
2025	Trend	141	-	41	182
	OS	532	-	47	579
	US	49	-	38	87
2026	Trend	657	-	35	693
	OS	1.744	-	40	1.784
	US	319	-	33	352
2027	Trend	1.468	-	21	1.489
	OS	3.361	-	23	3.385
	US	815	-	19	834
2028	Trend	2.475	-	13	2.488
	OS	5.066	-	15	5.081
	US	1.445	-	12	1.458

Tabelle 70: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Windenergie auf See

Auszahlungen [Mio. EURO]	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Summe
2022	Trend	606		-	606
	OS	606		-	606
	US	606		-	606
2023	Trend	2.029		-	2.029
	OS	2.111		-	2.111
	US	1.982		-	1.982
2024	Trend	1.850		-	1.850
	OS	2.217		-	2.217
	US	1.527		-	1.527
2025	Trend	1.694		-	1.694
	OS	2.070		-	2.070
	US	1.398		-	1.398
2026	Trend	1.640		-	1.640
	OS	2.036		-	2.036
	US	1.350		-	1.350
2027	Trend	1.504		-	1.504
	OS	1.886		-	1.886
	US	1.220		-	1.220
2028	Trend	1.241		-	1.241
	OS	1.573		-	1.573
	US	982		-	982

Tabelle 71: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Solar (sonstige Anlagen)

Auszahlungen [Mio. EURO]	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Summe
2022	Trend	189	116	8.475	8.779
	OS	189	116	8.475	8.779
	US	189	116	8.475	8.779
2023	Trend	500	116	8.411	9.026
	OS	515	116	8.424	9.054
	US	494	116	8.403	9.012
2024	Trend	460	113	8.524	9.097
	OS	608	126	9.543	10.277
	US	394	104	7.836	8.334
2025	Trend	520	113	8.559	9.191
	OS	720	126	9.583	10.430
	US	435	104	7.852	8.391
2026	Trend	616	113	8.504	9.233
	OS	872	127	9.545	10.544
	US	499	104	7.774	8.377
2027	Trend	698	113	8.513	9.324
	OS	1.010	127	9.560	10.696
	US	554	104	7.742	8.400
2028	Trend	767	113	8.415	9.295
	OS	1.114	127	9.465	10.706
	US	589	104	7.602	8.295

Tabelle 72: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Solar (Freiflächenanlagen)

Auszahlungen [Mio. EURO]	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Summe
2022	Trend	356	0	504	860
	OS	356	0	504	860
	US	356	0	504	860
2023	Trend	1.008	0	481	1.489
	OS	1.037	0	483	1.521
	US	995	0	480	1.474
2024	Trend	937	0	502	1.438
	OS	1.215	0	565	1.780
	US	806	0	460	1.266
2025	Trend	1.034	0	499	1.533
	OS	1.457	0	561	2.019
	US	881	0	457	1.337
2026	Trend	1.215	0	479	1.693
	OS	2.082	0	539	2.621
	US	993	0	438	1.432
2027	Trend	1.572	0	468	2.040
	OS	2.636	0	513	3.149
	US	1.132	0	429	1.560
2028	Trend	1.965	0	454	2.419
	OS	2.956	0	490	3.446
	US	1.338	0	419	1.757

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Leistungsentwicklung EEG-Energieträger 20 - 2028, Trend-Szenario	11
Abbildung 2: Monatliche Stromerzeugung aus EEG-Energieträgern 2022 - 2028, Trend-Szenario	13
Abbildung 3: Monatliche Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber nach Abzug vNNE 2022 - 2028, Trend-Szenario	14
Abbildung 4: Methodisches Vorgehen zur Ermittlung der Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber	17
Abbildung 5: Inputfaktoren, Modellumfang und Ergebnisse des enervis-Strommarktmodells	21
Abbildung 6: Entwicklung der mittleren Großhandelsstrompreise (Basepreis) 2024 – 2028 in drei Szenarien, real € ₂₀₂₃	22
Abbildung 7: Historische Leistungsentwicklung für Wasserkraft	26
Abbildung 8: Monatliche VBh im Jahr 2024 für Wasserkraft	28
Abbildung 9: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für Wasserkraft	29
Abbildung 10: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Wasserkraft	30
Abbildung 11: Leistungsentwicklung für Deponiegas	31
Abbildung 12: Monatliche VBh im Jahr 2024 für Deponiegas	32
Abbildung 13: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für Deponiegas	33
Abbildung 14: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Deponiegas	34
Abbildung 15: Historische Leistungsentwicklung für Klärgas	35
Abbildung 16: Monatliche VBh im Jahr 2024 für Klärgas	36
Abbildung 17: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für Klärgas	37
Abbildung 18: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Klärgas	38
Abbildung 19: Historische Leistungsentwicklung für Grubengas	39
Abbildung 20: Monatliche VBh im Jahr 2024 für Grubengas	40
Abbildung 21: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für Grubengas	41
Abbildung 22: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Grubengas	42
Abbildung 23: Historische Leistungsentwicklung für Biomasse	43
Abbildung 24: Monatliche VBh im Jahr 2024 für Biomasse	46
Abbildung 25: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für Biomasse	47
Abbildung 26: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Biomasse	48
Abbildung 27: Historische Leistungsentwicklung für Geothermie	49
Abbildung 28: Monatliche VBh im Jahr 2024 für Geothermie	50
Abbildung 29: Stromerzeugung nach Veräußerungsform für Geothermie	51
Abbildung 30: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Geothermie	52
Abbildung 31: Historische Leistungsentwicklung für Windenergieanlagen an Land	53
Abbildung 32: Zuschlagswerte und unterstellter Höchstwert für den 100 % Standort im Zeitverlauf	57
Abbildung 33: Monatliche VBh im Jahr 2024 für für Windenergie an Land	58
Abbildung 34: Marktwertfaktoren im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Windenergie an Land	60
Abbildung 35: Jährliche Marktwertfaktoren für Windenergie an Land 2023 - 2028	60

Abbildung 36: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für Windenergie an Land.....	61
Abbildung 37: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Windenergie an Land	62
Abbildung 38: Historische Leistungsentwicklung für Windenergie auf See	63
Abbildung 39: Monatliche VBh im Jahr 2024 für Windenergie auf See	64
Abbildung 40: Marktwertfaktoren im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Windenergie auf See.....	65
Abbildung 41: Jährliche Marktwertfaktoren für Windenergie auf See 2023 - 2028	66
Abbildung 42: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für Windenergie auf See	67
Abbildung 43: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Windenergie auf See.....	68
Abbildung 44: Historische Leistungsentwicklung für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	69
Abbildung 45: Monatliche VBh im Jahr 2024 für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	71
Abbildung 46: Marktwertfaktoren im Jahr 2024 im Trend-Szenario für solare Strahlungsenergie	72
Abbildung 47: Jährliche Marktwertfaktoren für solare Strahlungsenergie 2023 - 2028.....	73
Abbildung 48: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen.....	74
Abbildung 49: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	75
Abbildung 50: Historische Leistungsentwicklung für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	76
Abbildung 51: Monatliche VBh im Jahr 2024 für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	78
Abbildung 52: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen....	79
Abbildung 53: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen ...	80

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Leistungsentwicklung EEG-Energieträger 2022 - 2028, Trend-Szenario.....	11
Tabelle 2: Jährliche Stromerzeugung aus EEG-Energieträgern 2022 - 2028, Trend-Szenario	13
Tabelle 3: Jährliche Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber nach Abzug vNNE 2022 - 2028, Trend-Szenario	15
Tabelle 4: Prognose der Leistungsentwicklung von Wasserkraftanlagen	27
Tabelle 5: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Wasserkraft	28
Tabelle 6: vNNE für Wasserkraft.....	30
Tabelle 7: Prognose der Leistungsentwicklung von Deponiegasanlagen	32
Tabelle 8: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Deponiegas	33
Tabelle 9: vNNE für Deponiegas.....	34
Tabelle 10: Prognose der Leistungsentwicklung von Klärgasanlagen	36
Tabelle 11: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Klärgas	37
Tabelle 12: vNNE für Klärgas.....	38
Tabelle 13: Prognose der Leistungsentwicklung von Grubengasanlagen	40
Tabelle 14: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Grubengas	41
Tabelle 15: vNNE für Grubengas	42
Tabelle 16: Prognose der Leistungsentwicklung von Biomasseanlagen.....	45
Tabelle 17: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Biomasse	46
Tabelle 18: vNNE für Biomasse	48
Tabelle 19: Prognose der Leistungsentwicklung von Geothermieanlagen.....	50
Tabelle 20: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Geothermie	51
Tabelle 21: vNNE für Geothermie	52
Tabelle 22: Prognose der Leistungsentwicklung von Windenergie an Land	58
Tabelle 23: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Windenergie an Land	59
Tabelle 24: Prognose der Leistungsentwicklung von Windenergie auf See	64
Tabelle 25: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Windenergie auf See	65
Tabelle 26: Prognose der Leistungsentwicklung von solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	70
Tabelle 27: Jährliche VBh und Stromerzeugung für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen.....	71
Tabelle 28: Prognose der Leistungsentwicklung von solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	77
Tabelle 29: Jährliche VBh und Stromerzeugung für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen.....	78
Tabelle 30: Leistungsentwicklung in Monatsauflösung im Jahr 2024 im Trend-Szenario.....	83
Tabelle 31: Monatliche VBh im Jahr 2024 im Trend-Szenario	84
Tabelle 32: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Wasserkraft	84
Tabelle 33: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Deponiegas	85
Tabelle 34: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Klärgas.....	85
Tabelle 35: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Grubengas	85
Tabelle 36: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Biomasse	86

Tabelle 37: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Geothermie	86
Tabelle 38: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Windenergie an Land	86
Tabelle 39: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Windenergie auf See	86
Tabelle 40: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Solar (sonstige Anlagen)	87
Tabelle 41: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Solar (Freiflächenanlagen)	87
Tabelle 42: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Wasserkraft.....	87
Tabelle 43: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Deponiegas.....	88
Tabelle 44: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Klärgas	88
Tabelle 45: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Grubengas.....	88
Tabelle 46: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Biomasse	88
Tabelle 47: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Geothermie	89
Tabelle 48: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Windenergie an Land.....	89
Tabelle 49: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Windenergie auf See.....	89
Tabelle 50: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Solar (sonstige Anlagen).....	89
Tabelle 51: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2024 im Trend-Szenario für Solar (Freiflächenanlagen)	89
Tabelle 52: Prognose der monatlichen vNNE im Jahr 2024 im Trend-Szenario	90
Tabelle 53: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Wasserkraft	91
Tabelle 54: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Deponiegas	91
Tabelle 55: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Klärgas...	92
Tabelle 56: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Grubengas	92
Tabelle 57: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Biomasse	92
Tabelle 58: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Geothermie	93
Tabelle 59: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Windenergie an Land.....	94
Tabelle 60: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Windenergie auf See	94
Tabelle 61: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Solar (sonstige Anlagen)	95
Tabelle 62: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Solar (Freiflächenanlagen)	95
Tabelle 63: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Wasserkraft	96

Tabelle 64: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Deponiegas	96
Tabelle 65: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Klärgas	96
Tabelle 66: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Grubengas.....	97
Tabelle 67: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Biomasse.....	98
Tabelle 68: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Geothermie.....	98
Tabelle 69: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Windenergie an Land.....	99
Tabelle 70: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Windenergie auf See	99
Tabelle 71: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Solar (sonstige Anlagen)	100
Tabelle 72: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Solar (Freiflächenanlagen)	100