



Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Strom- erzeugung aus EEG-Anlagen und der zu leistenden Zahlungen für die Kalenderjahre 2027 bis 2031

Gutachten im Auftrag von TenneT TSO GmbH

Impressum

Herausgeber



Am Blütenanger 71
80995 München
+49 (0)89 158121-0
info@ffe.de
www.ffe.de

Abschlussbericht zum Gutachten

Mittelfristprognose zur deutschlandweiten
Stromerzeugung aus EEG-Anlagen und der zu
leistenden Zahlungen für die Kalenderjahre 2027
bis 2031

Veröffentlicht am

26.10.2026

Projektleitung

Alexander Heyder, M. Sc.

Bearbeiter:innen

Miguel Martínez Pérez, M. Sc.
Julius Kiso, M. Sc.
Dr.-Ing. Stephan Kigle
Dr.-Ing. Timo Kern

Stellv. wissenschaftlicher Leiter

Dr.-Ing. Serafin von Roon

Geschäftsleitung

Dr.-Ing. Serafin von Roon
Dr.-Ing. Christoph Pellingner
Dr.-Ing. Anna Gruber
Dr.-Ing. Andrej Guminski

Auftraggeber

TenneT TSO GmbH
Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth
Deutschland

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung	7
1.1	Einleitung	7
1.2	Leistungsentwicklung nach Energieträgern	8
1.3	Stromerzeugung nach Energieträgern	10
1.4	EEG-Zahlungen nach Energieträgern	12
2	Methodik	15
2.1	Vorgehensweise	15
2.2	Definition der Szenarien	17
2.3	Herleitung der Entwicklung von Leistung und Stromerzeugung	18
2.4	Herleitung der Entwicklung und Zahlungen nach Vermarktungsform	19
2.5	Bestimmung der Strompreise und Marktwerte bis 2031	22
2.6	Wegfallende Vergütungsansprüche und Abregelung bei negativen Strompreisen	26
2.7	Preislimitierte Vermarktung durch die ÜNB	27
3	Mittelfristprognose nach Energieträgern	29
3.1	Wasserkraft	29
3.1.1	Analyse der bisherigen Entwicklung	29
3.1.2	Leistungsentwicklung 2026 bis 2031	30
3.1.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2031	31
3.1.4	Marktwert	32
3.1.5	Entwicklung nach Veräußerungsformen und Eigenverbrauch	32
3.1.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform	33
3.2	Deponiegas	34
3.2.1	Analyse der bisherigen Entwicklungen	34
3.2.2	Leistungsentwicklung 2026 bis 2031	35
3.2.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2031	35
3.2.4	Marktwert	36
3.2.5	Entwicklung nach Veräußerungsformen und Eigenverbrauch	36
3.2.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen	37
3.3	Klärgas	38
3.3.1	Analyse der bisherigen Entwicklung	38

3.3.2	Leistungsentwicklung 2026 bis 2031	39
3.3.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2031	40
3.3.4	Marktwert	40
3.3.5	Entwicklung nach Veräußerungsformen und Eigenverbrauch	40
3.3.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen	41
3.4	Grubengas	42
3.4.1	Analyse der bisherigen Entwicklungen	42
3.4.2	Leistungsentwicklung 2026 bis 2031	43
3.4.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2031	43
3.4.4	Marktwert	44
3.4.5	Entwicklung nach Veräußerungsformen und Eigenverbrauch	44
3.4.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen	44
3.5	Biomasse	45
3.5.1	Analyse der bisherigen Entwicklung	45
3.5.2	Leistungsentwicklung 2026 bis 2031	46
3.5.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2031	48
3.5.4	Marktwert	48
3.5.5	Entwicklung nach Veräußerungsformen und Eigenverbrauch	48
3.5.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen	49
3.6	Geothermie	50
3.6.1	Analyse der bisherigen Entwicklung	50
3.6.2	Leistungsentwicklung 2026 bis 2031	51
3.6.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2031	52
3.6.4	Marktwert	52
3.6.5	Entwicklung nach Veräußerungsformen und Eigenverbrauch	52
3.6.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen	53
3.7	Windenergie an Land	54
3.7.1	Analyse der bisherigen Entwicklung	54
3.7.2	Leistungsentwicklung 2026 bis 2031	55
3.7.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2031	56
3.7.4	Marktwert	57
3.7.5	Entwicklung nach Veräußerungsformen und Eigenverbrauch	58
3.7.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen	58
3.8	Windenergie auf See	59
3.8.1	Analyse der bisherigen Entwicklung	59
3.8.2	Leistungsentwicklung 2026 bis 2031	60
3.8.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis Ende 2031	62
3.8.4	Marktwert	62
3.8.5	Entwicklung nach Veräußerungsform und Eigenverbrauch	63

3.8.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform	64
3.9	Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	64
3.9.1	Analyse der bisherigen Entwicklung	64
3.9.2	Leistungsentwicklung 2026 bis 2031	65
3.9.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis Ende 2031	67
3.9.4	Marktwert	68
3.9.5	Entwicklung nach Veräußerungsform und Eigenverbrauch	68
3.9.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform	69
3.10	Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	70
3.10.1	Analyse der bisherigen Entwicklung	70
3.10.2	Leistungsentwicklung 2026 bis 2031	71
3.10.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis Ende 2031	72
3.10.4	Marktwert	74
3.10.5	Entwicklung nach Veräußerungsform und Eigenverbrauch	74
3.10.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform	75
Literaturverzeichnis		78
Abbildungsverzeichnis		83
Tabellenverzeichnis		85
Anhang		89
Anhang A: Ergebnisse in Monatsauflösung im Jahr 2027 für das Trend-Szenario		89
Anhang B: Jährliche Stromerzeugung in Jahresauflösung		101
Anhang C: Jährliche Förderzahlungen nach Veräußerungsform		106
Anhang D: Jährliche anzulegende Werte der Anlagen		111
Anhang E: Marktwertfaktoren		116



1

Zusammenfassung

1 Zusammenfassung

Die Zusammenfassung stellt die Kernergebnisse energieträgerübergreifend dar.

1.1 Einleitung

Gemäß § 74 EEG sind die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) gesetzlich verpflichtet, einmal jährlich eine Vorausschau über den Ausbau der nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vergüteten Energieträger für einen rollierenden Fünfjahreszeitraum zu erstellen und zu veröffentlichen. Die hieraus resultierenden Ergebnisse dienen als rechnerische Grundlage zur Bestimmung des EEG-Finanzierungsbedarfs im jeweils folgenden Kalenderjahr. Im Jahr 2026 wurde das vorliegende Gutachten zur Erfüllung dieser gesetzlichen Anforderung von der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. erarbeitet. Im Mittelpunkt steht die quantitative Abschätzung der kurz- und mittelfristigen Perspektiven hinsichtlich installierter Leistung, Stromerzeugung, Vermarktungsformen, vermiedener Netznutzungsentgelte und der den ÜNB entstehenden Zahlungsverpflichtungen. Den zeitlichen Rahmen bildet das Prognosejahr 2027, das durch eine Mittelfristbetrachtung bis einschließlich 2031 ergänzt wird. Ergänzend werden für das laufende Jahr 2026 Hochrechnungen auf Basis der bis zum Ende des fünften Kalendermonats vorliegenden Ist-Daten vorgenommen.

Gegenstand der Untersuchung sind die zehn nach dem EEG geförderten Erzeugungstechnologien: Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse, Geothermie, Windenergie an Land, Windenergie auf See, Freiflächen-Photovoltaikanlagen sowie sonstige Solaranlagen.

Der methodische Rahmen des Gutachtens umfasst zwei Szenarien: Das Trend-Szenario bildet den aus heutiger Sicht wahrscheinlichsten Entwicklungspfad ab, während das Obere Szenario von einem ambitionierteren Ausbaugeschehen und gleichzeitig einer wetterbedingt höheren Auslastung erneuerbarer Erzeugungsanlagen ausgeht. Die Grundlage der Leistungsprognosen bilden neben den einschlägigen gesetzlichen und regulatorischen Vorgaben auch frei verfügbare Statistiken, einschlägige Branchenpublikationen sowie Expertenmeinungen relevanter Verbände und Marktakteure. Für das Gutachten wurde das Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 23 des Gesetzes vom 18. Dezember 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 347) geändert worden ist, zugrunde gelegt. Aufgrund des zeitlichen Rahmens des Projekts konnten keine aktuellen Entwicklungen im Gesetzgebungsverfahren des EEG 2027 Berücksichtigung finden. Ausschreibungen für Windenergie an Land und Solar, welche im EEG 2023 im Prognosezeitraum auslaufen, wurden entsprechend mit gleichbleibendem Volumen und Ausschreibungsdesign fortgeschrieben.

Für dargebotsunabhängige Energieträger werden historische Vollbenutzungsstunden in der Regel konsistent fortgeschrieben, wohingegen die Stromerzeugung aus Wind- und Solaranlagen auf Basis synthetischer Wetterjahre modelliert wird. Börsenpreise, technologiespezifische Marktwerte sowie zu erwartende marktinduzierte Abregelungen werden mithilfe eines integrierten Energiesystemmodells hergeleitet. Gleichzeitig fließen sämtliche relevanten Vermarktungsformen der EEG-Anlagen einschließlich des Eigenverbrauchs in die Berechnung ein.

Das Gutachten gibt für jede betrachtete Technologie einen kompakten Überblick über die historische Entwicklung, den gegenwärtigen Anlagenbestand sowie die zu erwartenden Ausbauperspektiven. Die Ergebnisse sind sowohl auf der Ebene einzelner Energieträger als auch aggregiert ausgewiesen. Die nachfolgende Zusammenfassung beschränkt sich auf die Resultate des Trend-Szenarios; die vergleichende

Betrachtung beider Szenarien sowie weiterführende technologiespezifische Auswertungen sind den jeweiligen Fachkapiteln und dem Datenanhang zu entnehmen.

1.2 Leistungsentwicklung nach Energieträgern

Die installierte Leistung der EEG-geförderten Energieträger wurde auf Grundlage der von den ÜNB bereitgestellten Stamm-, Bewegungs- und Direktvermarktungsdaten sowie der im Marktstammdatenregister (MaStR) der Bundesnetzagentur (BNetzA) erfassten Anlagen ermittelt. Zusätzlich flossen Auswertungen einschlägiger Fachquellen sowie Einschätzungen von Branchenexpertinnen und -experten in die Prognoseberechnungen ein. Referenzgröße für die Bestandsbetrachtung ist jeweils die zum Jahresende installierte Leistung.

Die Ausgangswerte für das Jahr 2025 basieren auf den veröffentlichten Stamm-, Bewegungs- und Direktvermarktungsdaten der ÜNB. Für die Projektionsjahre werden diese um die Informationen aus den aktuellen Direktvermarktungstabellen der ÜNB ergänzt und mit den Daten des MaStR abgeglichen.

Für die Ableitung der künftigen Leistungsentwicklung bilden insbesondere die Ausschreibungsergebnisse der BNetzA sowie die im MaStR hinterlegten Informationen zu geplanten Anlagen eine zentrale Datengrundlage. Auf diese Weise lassen sich konkret in der Planung befindliche Projekte angemessen abbilden. Methodisch werden Ausschreibungsergebnisse als Indikator für den zu erwartenden jährlichen Bruttozubau verwendet, während gemeldete Vorhaben im MaStR ergänzend als Frühindikator für künftige Inbetriebnahmen dienen. Beide Datenquellen werden unter Berücksichtigung technologiespezifischer Realisierungsquoten, der üblichen Zeitspanne zwischen Zuschlagserteilung und Inbetriebnahme sowie charakteristischer Projektablaufzeiten in die Szenarienmodellierung überführt.

Der Rückbau bestehender Anlagen wird technologiespezifisch auf Basis angenommener technischer Lebensdauern modelliert. Für Windenergieanlagen an Land werden 25 Jahre angesetzt, für Photovoltaikanlagen 27 Jahre. Da die erste größere Ausbauwelle der Windenergie an Land auf die frühen 2000er-Jahre zurückgeht, setzt der altersbedingte Rückbau im Prognosezeitraum spürbar ein; ältere Bestandsanlagen scheiden dabei schrittweise über mehrere Jahre aus dem Bestand aus. Für Offshore-Wind und Geothermie wird im Betrachtungszeitraum kein Rückbau erwartet. Eine Sonderrolle nimmt Biomasse ein: Anlagen, deren ursprünglicher Vergütungszeitraum endet und die keinen erneuten Ausschreibungszuschlag erhalten, werden im Trend-Szenario zu 60 % stillgelegt. Bei Deponie- und Grubengas bestimmt das rückläufige Gasaufkommen in Kombination mit dem steigenden Anlagenalter den Rückbau maßgeblich. Für Wasserkraft wird kein nennenswerter Rückbau erwartet, da das EEG 2000 für diesen Energieträger keine zeitliche Befristung des Vergütungsanspruchs vorsieht und die jungen Anlagenjahrgänge ihre technische Lebensdauer im Betrachtungszeitraum noch nicht erreichen.

Im Ausgangsjahr 2025 dominieren Solaranlagen, sowohl Freiflächen- als auch sonstige PV-Anlagen, gemeinsam mit der Windenergie an Land den Bestand der installierten Leistung. Windenergie auf See und Biomasse leisten darüber hinaus einen substanziellen Beitrag. Demgegenüber fallen Wasserkraft, Geothermie sowie die DKG-Gase (Deponie-, Klär- und Grubengas) deutlich geringer ins Gewicht. Bis zum Jahr 2031 wird im Trend-Szenario ein Anstieg der aggregierten Gesamtleistung aller EEG-Technologien von Ende des Jahres 2026 um 133 GW auf über 364 GW Ende 2031 erwartet (siehe Tabelle 1).

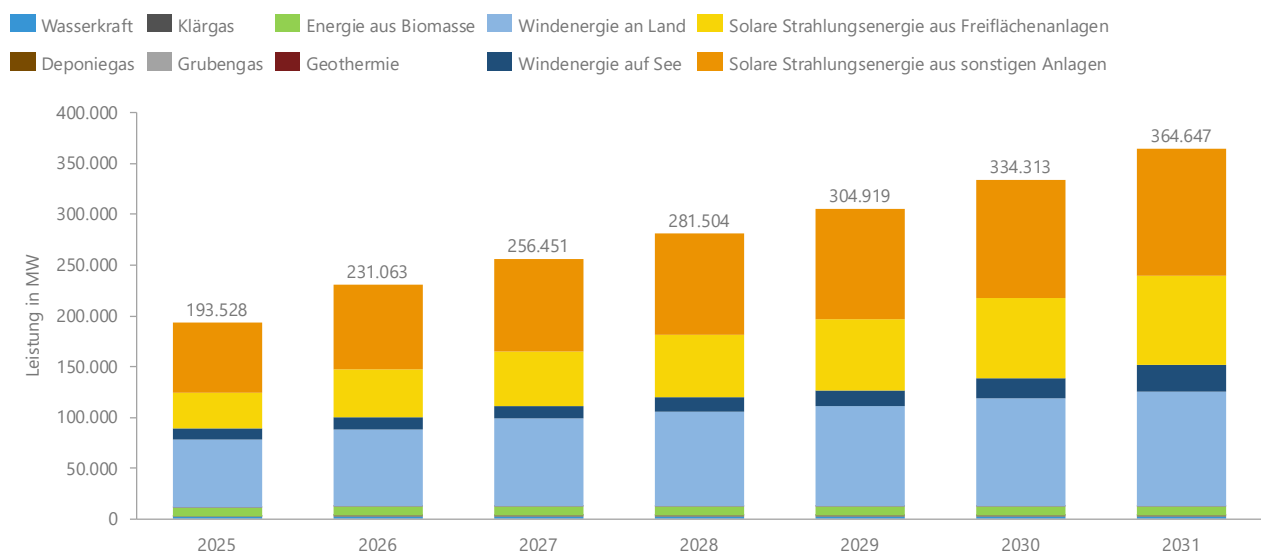


Abbildung 1: Entwicklung der installierten Leistung zu Jahresende im Trend-Szenario, 2025–2031¹

Tabelle 1: Entwicklung der installierten Leistung zu Jahresende im Trend-Szenario, 2025–2031

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Wasserkraft	2.556	3.048	3.054	3.060	3.066	3.072	3.078
Deponiegas	86	94	57	57	51	50	48
Klärgas	68	68	64	64	65	66	67
Grubengas	94	85	49	32	17	14	13
Energie aus Biomasse	8.322	8.818	9.586	9.646	9.683	9.587	9.082
Geothermie	49	53	56	60	63	67	70
Windenergie an Land	67.325	76.257	86.512	92.619	97.767	105.739	113.217
Windenergie auf See	10.234	11.358	11.837	14.794	15.544	19.627	25.877
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	35.463	47.094	53.739	61.076	69.983	78.882	87.745
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	69.331	84.188	91.497	100.097	108.680	117.210	125.449
Gesamt	193.528	231.063	256.451	281.504	304.919	334.313	364.647

Mit Beginn des Jahres 2027 zeigt das Trend-Szenario über den gesamten Prognosezeitraum einen deutlichen Nettoleistungszuwachs. Die stärkste Dynamik geht dabei weiter von der Photovoltaik aus: Freiflächenanlagen und sonstige PV-Anlagen, allen voran Dachsysteme, erreichen mit einem Nettozuwachs von jeweils rund 41 GW den höchsten Einzelbeitrag aller Technologien und etablieren die Solarenergie als dominierenden Wachstumsträger. Windenergie an Land verzeichnet ebenfalls einen Nettozubau von rund 37 GW, gefolgt von Windenergie auf See mit einem Zuwachs von etwa 15 GW. Biomasse hat keinen signifikanten

¹ Die Angaben für das Jahr 2025 basieren auf den zum Bearbeitungszeitpunkt vorliegenden Stamm- und Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber, sowie den Direktvermarktungstabellen des Jahres 2025. Zuschätzungen auf Grundlage des MaStR sind nicht enthalten; die Werte für 2025 weichen deshalb insbesondere bei PV-Freifläche, sonstige PV und Windenergie an Land ab. Kleinere Abweichungen gibt es diesbzgl. auch bei Biomasse und Wasserkraft.

Nettozubau im Prognosezeitraum. Durch die zunehmende Flexibilisierung des Anlagenbestands gewinnt Biomasse als steuerbare Erzeugungstechnologie im Prognosezeitraum weiter an systemischer Bedeutung. Wasserkraft und Geothermie weisen lediglich marginale Leistungszuwächse auf.

Die DKG-Gase zeigen dagegen insgesamt einen rückläufigen Trend. Klärgas bleibt ungefähr auf dem gleichen Niveau über den gesamten Zeitraum, während Deponie- und Grubengas leistungsseitig zurückgehen und damit weiter an Bedeutung verlieren.

1.3 Stromerzeugung nach Energieträgern

Die erwartete Stromerzeugung (siehe Abbildung 2) wurde auf Basis der je Kalendermonat typischen Vollbenutzungsstunden in Kombination mit der im jeweiligen Monat installierten Leistung abgeleitet. Die Resultate spiegeln die charakteristischen saisonalen Erzeugungsprofile der einzelnen erneuerbaren Energieträger wider: Windenergieanlagen erzielen ihre höchsten Erträge in den Wintermonaten, Photovoltaikanlagen konzentrieren ihre Erzeugungsspitzen auf die Sommermonate, und die Wasserkraft weist im Frühjahr typischerweise die höchsten Werte auf. Die zugehörigen Jahressummen je Technologie sind in Tabelle 2 ausgewiesen. Da Biomasseanlagen und Windenergieanlagen hohe Vollbenutzungsstunden aufweisen, fällt ihr Anteil an der Stromerzeugung größer aus als ihr Anteil an der installierten Leistung. Deponiegas, Klärgas, Grubengas und Geothermie bleiben auch bei der Stromerzeugung von untergeordneter Bedeutung.

Für den Betrachtungszeitraum 2025 bis 2031 ergibt sich im Trend-Szenario ein kontinuierlicher Anstieg der Stromerzeugung aus EEG-Anlagen. Wesentlicher Treiber dieser Entwicklung ist der fortschreitende Zubau bei Windenergie an Land, Windenergie auf See sowie Photovoltaik. Für die Windenergie an Land wird zudem ein moderater Anstieg der Vollbenutzungsstunden im Zeitverlauf unterstellt, der auf den wachsenden Anteil moderner Anlagen mit größeren Rotordurchmessern und höheren Nabenhöhen zurückzuführen ist. Demgegenüber entwickeln sich die Erzeugungsmengen aus Geothermie sowie den DKG-Gasen weitgehend stabil oder gehen infolge rückläufiger installierter Leistungen leicht zurück.

Bei der Wasserkraft fiel der Wasserabfluss im Jahr 2025 deutlich unterdurchschnittlich aus, sodass die Stromerzeugung im Jahr 2025 spürbar hinter den Folgejahren zurückbleibt. Ab 2026 wirken zwei Effekte zusammen, die zu einer merklichen Erholung der Wasserkrafterzeugung führen: Zum einen wurde für die Prognose der Vollbenutzungsstunden auf den langjährigen Mittelwert der vergangenen 20 Jahre zurückgegriffen, der deutlich über dem für 2025 beobachteten Niveau liegt. Zum anderen werden im Jahr 2026 Anlagen mit einer Leistung von 460 MW erstmalig in den Direktvermarktungstabellen der ÜNB erfasst und in den Anlagenbestand aufgenommen. In der Kombination führen beide Faktoren dazu, dass die jährlichen Erzeugungsmengen der Wasserkraft ab 2026 signifikant höher ausfallen als im Basisjahr 2025.

Bei der Biomasse ist im Verlauf des Prognosezeitraums trotz weitgehend stabiler installierter Leistung ein leichter Rückgang der jährlichen Stromerzeugung zu verzeichnen. Ursächlich hierfür ist eine schrittweise Abnahme der Vollbenutzungsstunden, die auf die zunehmende Flexibilisierung der Biomasseanlagen im Rahmen der Anschlussförderung zurückzuführen ist.

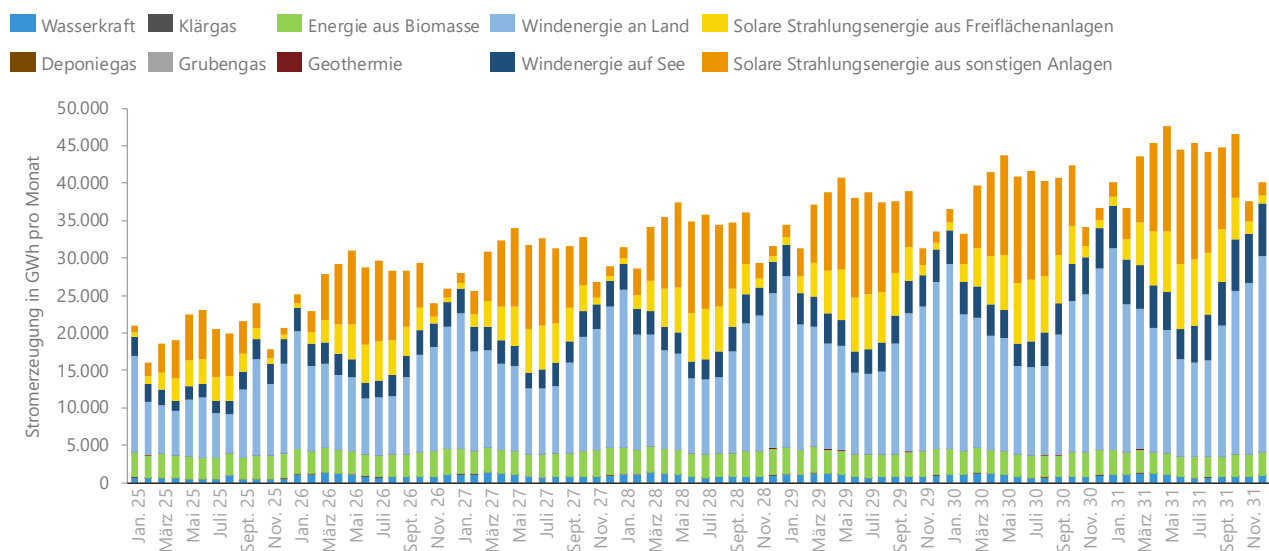


Abbildung 2: Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung im Trend-Szenario, 2025–2031

Tabelle 2: Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung in GWh im Trend-Szenario, 2025–2031

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Wasserkraft	6.356	11.183	11.090	11.001	10.913	10.825	10.738
Deponiegas	167	168	110	111	100	88	83
Klärgas	53	208	193	198	201	206	212
Grubengas	277	252	179	112	66	40	34
Energie aus Biomasse	36.430	37.300	38.635	39.461	38.912	37.590	34.888
Geothermie	223	233	249	264	279	294	309
Windenergie an Land	103.248	134.939	156.108	177.116	191.390	208.015	225.458
Windenergie auf See	26.167	33.942	36.413	39.647	46.558	51.168	69.468
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	25.393	36.883	42.089	47.688	53.840	60.215	66.076
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	46.496	75.237	81.523	88.415	95.690	102.614	109.005
Gesamt	244.809	330.345	366.589	404.013	437.949	471.055	516.270

Die Strommengen für das Jahr 2025 basieren auf den testierten Bewegungsdaten der ÜNB [ÜNB 2026]. Bis einschließlich Mai 2026 liegen vorläufige Ist-Werte vor [ÜNB 2026a], die zur Validierung der Modellierungsdaten Verwendung fanden. Für die Prognosejahre wird im Trend-Szenario ein mittleres Wetterjahr angesetzt. Das Obere Szenario basiert demgegenüber auf dem 70. Perzentil der historisch beobachteten Verteilung der aggregierten EE-Einspeisung und repräsentiert damit ein Jahr mit überdurchschnittlichen Windverhältnissen und hoher Sonneneinstrahlung.

Die ausgewiesene Stromerzeugung entspricht der nach Abzug modellierter markt- und netzbedingter Abregelungen verbleibenden Erzeugungsmenge einschließlich Eigenverbrauch.

1.4 EEG-Zahlungen nach Energieträgern

Abbildung 3 gibt einen Überblick über die prognostizierten Förderzahlungen an Anlagenbetreiber im Zeitraum 2025 bis 2031 im Trend-Szenario. Die ausgewiesenen Zahlungen verstehen sich als Nominalbeträge in Millionen Euro, da den hinterlegten Börsenpreisen die Terminmarktpreise des jeweiligen Prognosejahres als Kalibrierungsbasis zugrunde liegen. Sie setzen sich aus fester Einspeisevergütung, geförderter Direktvermarktung, Flexibilitätsprämien bzw. -zuschlägen sowie vergütetem Eigenverbrauch und Mieterstrom zusammen; in Abzug gebracht wurden jeweils die Einnahmen aus vermiedenen Netznutzungsentgelten (vNNE), die für Wind- und Photovoltaikanlagen definitionsgemäß nicht anrechenbar sind. Die Ausgangswerte für das Jahr 2025 stützen sich auf die testierten Bewegungsdaten der ÜNB [ÜNB 2026].

Der entscheidende Einflussfaktor für die Entwicklung der Förderzahlungen ist die Höhe der Strommarktpreise bzw. der technologiespezifischen Marktwerte. Die Börsenpreise erreichen ihr Maximum im Jahr 2026 mit rund 106 EUR/MWh und sinken anschließend bis 2030 kontinuierlich auf etwa 70 EUR/MWh ab. Dieser Preisrückgang wirkt sich unmittelbar auf die Marktprämienzahlungen aus: Da die Differenz zwischen anzulegendem Wert und realisiertem Marktwert mit sinkendem Preisniveau zunimmt, steigen die Förderzahlungen insbesondere bei Windenergie an Land und Freiflächen-Photovoltaik in den Folgejahren deutlich an. Da der überwiegende Teil der Zahlungen auf Bestandsanlagen mit hohen Vergütungssätzen entfällt, beeinflussen neu zugebaute Anlagen mit niedrigeren anzulegenden Werten das Gesamtniveau nur begrenzt.

Entwicklung im Prognosezeitraum

Im Prognosejahr 2027 belaufen sich die Gesamtzahlungen auf rund 18,3 Mrd. Euro, davon entfallen allein auf sonstige Solaranlagen rund 9,6 Mrd. Euro, auf Biomasse rund 3,6 Mrd. Euro sowie auf Windenergie auf See rund 1,3 Mrd. Euro. Die Zahlungen für Windenergie an Land bleiben mit rund 1,3 Mrd. Euro in diesem Jahr noch gering, da die im Schnitt niedrigeren anzulegenden Werte des Anlagenparks im Marktprämienmodell den noch hohen Marktwerten gegenüberstehen. Im weiteren Verlauf steigen die Zahlungen für Windenergie an Land auf rund 6,2 Mrd. Euro im Jahr 2031 deutlich an; bei den PV-Freiflächenanlagen erhöhen sie sich von rund 1,9 Mrd. Euro (2025) auf rund 2,8 Mrd. Euro bis 2029 und verbleiben anschließend auf diesem Niveau mit leicht sinkender Tendenz.

Im Jahr 2031 ist ein gegenläufiger Effekt zu beobachten: Obwohl das Strompreisniveau gegenüber dem Vorjahr nahezu unverändert bleibt und die Marktwertfaktoren weiter sinken, gehen die Gesamtzahlungen von rund 21,7 Mrd. Euro (2030) auf etwa 20,6 Mrd. Euro zurück. Ursächlich hierfür ist das Herausfallen von Bestandsanlagen mit sehr hohen historischen Vergütungssätzen aus dem Fördersystem – besonders ausgeprägt bei den sonstigen Solaranlagen, deren Zahlungen von rund 8,4 Mrd. Euro (2030) auf rund 7,2 Mrd. Euro (2031) absinken. Hintergrund ist der starke PV-Ausbau der Jahre um 2010, dessen Anlagen nach Ablauf der 20-jährigen Förderdauer in großem Umfang aus der EEG-Vergütung herausfallen.

Die saisonale Verteilung der monatlichen Auszahlungen folgt dem Erzeugungsprofil der jeweiligen Technologien: Im Sommerhalbjahr dominiert die Solarenergie das Auszahlungsgeschehen, während die Windenergie im Winterhalbjahr stärker zu Buche schlägt. Biomasse zeichnet sich hingegen durch einen ganzjährig gleichmäßigen Zahlungsverlauf aus.

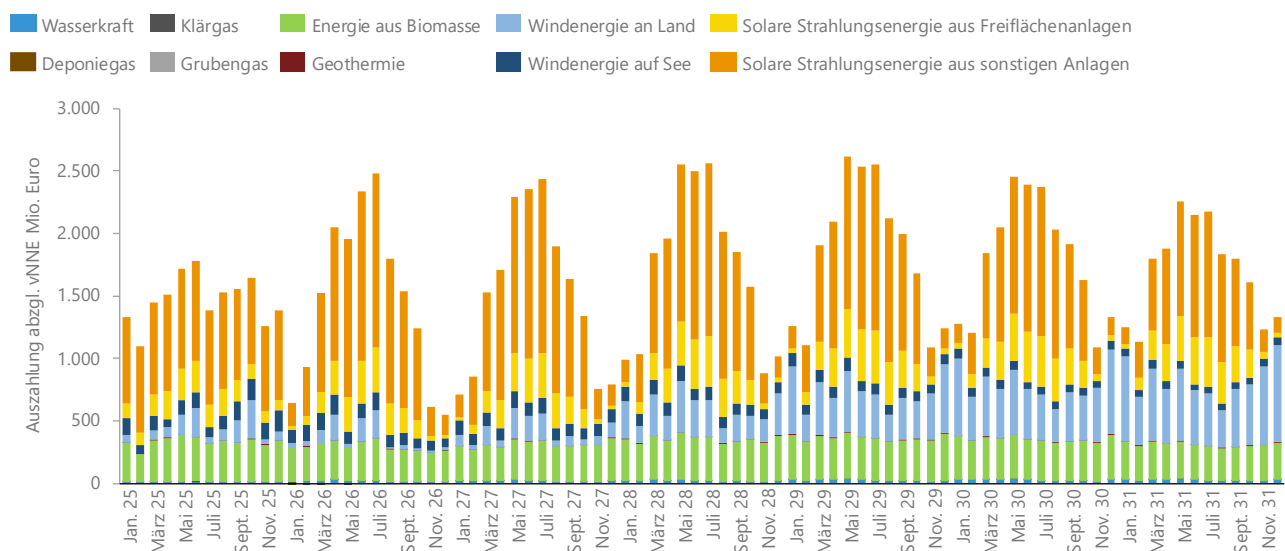


Abbildung 3: Entwicklung der monatlichen Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber (abzgl. vNNE) im Trend-Szenario, 2025–2031

Tabelle 3: Entwicklung der jährlichen Förderzahlungen in Mio. Euro an EEG-Anlagenbetreiber (abzgl. vNNE) im Trend-Szenario, 2025–2031

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Wasserkraft	116,0	164,2	174,8	220,2	246,2	258,6	259,8
Deponiegas	0,7	0,2	0,3	0,6	0,9	0,8	0,6
Klärgas	0,6	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
Grubengas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energie aus Biomasse	3.876,0	3.353,3	3.559,8	3.999,2	4.121,1	3.964,6	3.436,4
Geothermie	33,2	33,7	37,8	44,2	49,1	52,9	55,9
Windenergie an Land	1.338,5	917,7	1.327,5	3.019,9	4.454,7	5.239,2	6.175,5
Windenergie auf See	1.453,7	1.332,6	1.266,5	1.206,1	1.072,5	780,9	688,8
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	1.944,3	2.159,9	2.251,2	2.594,2	2.832,4	2.826,4	2.754,7
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	8.853,6	9.695,2	9.705,4	9.750,2	9.521,5	8.602,2	7.220,9
Gesamt	17.616	17.657	18.323	20.835	22.299	21.726	20.593



Methodik

2 Methodik

Im nachfolgenden Kapitel werden alle wesentlichen methodischen Schritte erläutert, die zu den in Kapitel 3 dargestellten Ergebnissen geführt haben. Die Datengrundlage des Gutachtens basiert auf mehreren zentralen Stichtagen: Die testierten Stamm- und Bewegungsdaten der ÜNB beziehen sich auf den 31. Dezember 2025 [ÜNB 2026], vorläufige Ist-Werte zur Stromerzeugung liegen bis einschließlich 31. Mai 2026 vor [ÜNB 2026a]. Die Direktvermarktungsdaten der ÜNB wurden mit Stand 5. August 2026 berücksichtigt [ÜNB 2026c], die Ausschreibungsergebnisse der BNetzA wurden zum 19. August 2026 ausgewertet [BNetzA 2026] und das MaStR mit Datenstand August 2026 herangezogen [MaStR 2026]. Die Kalibrierung der modellierten Strompreise auf die EEX-Terminmarktnotierungen erfolgte auf Basis der im Zeitraum Anfang Mai bis Ende Juli 2026 verfügbaren Notierungen.

2.1 Vorgehensweise

Die vorliegende Mittelfristprognose hat zum Ziel, die künftige Entwicklung der installierten Leistung, der Stromerzeugung, der Vermarktungsformen sowie der EEG-Zahlungsansprüche für alle geförderten Energieträger in Deutschland monatlich aufgelöst bis Ende 2031 quantitativ abzubilden. Die Berechnungsergebnisse wurden den ÜNB in Form zweier Szenarien zur Verfügung gestellt. In die Modellierung einbezogen wurden alle zehn EEG-geförderten Energieträger (vgl. Kapitel 3.1 bis 3.10), die jeweils geltenden Vermarktungsformen einschließlich Eigenverbrauchsanteilen sowie die szenariospezifischen Strompreis- und Marktwertannahmen. Der vorliegende Bericht fasst die Kernergebnisse auf Jahresbasis zusammen und legt die wesentlichen Modellprämissen offen.

Die Berechnungen stützen sich auf das Energiesystemmodell ISAaR (Integriertes Simulationsmodell zur Anlageneinsatz- und Ausbauplanung mit Regionalisierung) [FfE 2026] der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), das zur Ableitung von Strompreisen und technologiespezifischen Marktwertfaktoren eingesetzt wird. Die Ermittlung der monatlichen Strom- und Zahlungsmengen je Energieträger erfolgt darauf aufbauend mithilfe eigens entwickelter Berechnungsskripte der FfE.

Datengrundlagen

Die Eingangsgrößen des Modells basieren auf Datenpublikationen der ÜNB [ÜNB 2026], [ÜNB 2026a], dem MaStR der BNetzA [MaStR 2026], sowie auf der von den ÜNB im Rahmen der Analyse bereitgestellten vorläufigen ÜNB-Jahresmeldung [ÜNB 2026b]. Diese decken das Kalenderjahr 2025 vollständig ab und liefern für die ersten fünf Monate des Jahres 2026 das Grundgerüst der Ist-Werte.

Für das Jahr 2025 standen aus den Stamm- und Bewegungsdaten der ÜNB [ÜNB 2026] sowohl Jahres- als auch Monatswerte für den Großteil der Vermarktungsformen zur Verfügung. Vermarktungsformen ohne verfügbare Monatsprofile wurden gleichmäßig über das Kalenderjahr verteilt.² Ergänzend wurden die Leistungsdaten für 2025 anhand der Direktvermarktungsmeldungen [ÜNB 2026b] vervollständigt.

² Davon betroffen sind im Wesentlichen die Energiemengen und Zahlungen von Anlagen mit Abrechnung nach Jahresmarktwert. Diese vereinfachte Methodik erzeugt insbesondere bei PV eine gleichmäßigere Verteilung der Zahlungen im Jahr 2025, welche nicht das reale Erzeugungs- und Zahlungsprofil widerspiegelt. Für den Prognosezeitraum werden die Energiemengen auf Basis von Wetterdaten physikalisch modelliert, wodurch sich realistischere Profile ergeben.

Weiterhin wurden ab dem Jahr 2026 Zuschätzungen zum Anlagenbestand vorgenommen. Hierzu wurden in einem ersten Schritt die Stammdaten der ÜNB [ÜNB 2026] und 2025 Direktvermarktungsmeldungen [ÜNB 2026b] mit den Direktvermarktungsmeldungen [ÜNB 2026c] abgeglichen, sodass bislang nicht erfasste Anlagen identifiziert und dem Bestand zugerechnet werden konnten. In einem zweiten Schritt wurde der so erweiterte Bestand für die Energieträger Windenergie an Land, Windenergie auf See, PV-Freiflächenanlagen und sonstige PV-Anlagen mit dem MaStR der BNetzA [MaStR 2026] abgeglichen. Anlagen mit einem Inbetriebnahmejahrgang ab 2023, die im MaStR geführt, in den ÜNB-Daten jedoch nicht enthalten waren, wurden dem Bestand hinzugefügt.

Für im MaStR erfasste Anlagen mit Inbetriebnahme vor 2023 wurde davon ausgegangen, dass Einheiten, die bis August 2026 weder eine EEG-Meldung noch eine Direktvermarktungsmeldung bei den Verteilnetzbetreibern eingereicht haben, dies auch in Zukunft nicht nachholen werden. Dieses Vorgehen dient dazu, sogenannte Karteileichen aus dem Prognosebestand zu eliminieren und eine realitätsnahe Ausgangsbasis für die Modellierung sicherzustellen. Die resultierenden Gesamtleistungswerte wurden zum Stichtag 31.05.2026 mit einschlägigen Branchenstudien und externen Quellen plausibilisiert.

Annahmen bis 2031

Die Fortschreibung des Anlagenbestands und der Erzeugungsmengen bis 2031 stützte sich auf folgende Informationsquellen:

- geplante Inbetriebnahmedaten aus dem MaStR [MaStR 2026],
- Ausschreibungsergebnisse der BNetzA [BNetzA 2026],
- technische Erfahrungswerte, insbesondere zu den Vollbenutzungsstunden,
- die jeweils nach Inbetriebnahmedatum geltenden Regelungen des EEG sowie
- Expertenbefragungen und Einschätzungen relevanter Branchenvertreter.

Da das EEG 2023 nicht den gesamten Prognosezeitraum abdeckt und das EEG 2027 zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung noch nicht verabschiedet war, sind für die Jahre nach Auslaufen der derzeit gesetzlich festgelegten Ausschreibungsmengen zusätzliche Annahmen erforderlich. Für Windenergie an Land und solare Strahlungsenergie werden die im EEG 2023 vorgesehenen Ausschreibungsmengen, die teilweise nur bis 2028 festgelegt sind, bis einschließlich 2031 fortgeschrieben. Bei Biomasse enden die Ausschreibungen dagegen entsprechend der geltenden Rechtslage mit dem Jahr 2028. Die Entwicklung der Windenergie auf See wird nicht durch eine pauschale Fortschreibung der Ausschreibungsmengen, sondern anhand der im Flächenentwicklungsplan vorgesehenen Projekte und Inbetriebnahmezeitpunkte abgebildet.

Die Annahmen wurden spezifisch für beide Szenarien ausgearbeitet (vgl. Kapitel 2.2). Eigenverbrauchsanteile, insbesondere bei Photovoltaik- und Klärgasanlagen, werden über den gesamten Prognosezeitraum separat abgeschätzt. Hieraus ergibt sich eine monatsstarke Projektion der installierten Leistung und der Stromerzeugung nach Energieträgern und Veräußerungsformen bis Dezember 2031.

Ausschreibungen

Für Energieträger, deren Zubau durch Ausschreibungsverfahren der BNetzA [BNetzA 2026] gesteuert wird, wurden Realisierungsquoten, typische Realisierungszeiträume zwischen Zuschlagserteilung und Inbetriebnahme sowie die aus den Ausschreibungen resultierenden anzulegenden Werte abgeleitet und in die Modellierung überführt.

Bestimmung von Preisen und Zahlungen

Die Prognose der zukünftigen Strompreise sowie der technologiespezifischen Marktwertfaktoren für die dargebotsabhängigen Energieträger Windenergie an Land, Windenergie auf See und Photovoltaik erfolgte modellgestützt mithilfe von ISAaR [FfE 2026]. Als Kalibrierungsgrundlage dienten die zum Prognosezeitpunkt an der European Energy Exchange (EEX) verfügbaren Jahres-Terminmarktnotierungen des Baseprodukts Strom für jedes einzelne Prognosejahr. Dieses Vorgehen orientiert sich an der Berechnungsmethodik zur Prognose der EEG-Einnahmen (Anlage 1 EnFG) gemäß den Vorgaben der Leistungsbeschreibung. Auf Basis dieser kalibrierten Strompreise wurden anschließend die technologiespezifischen Marktwertfaktoren berechnet.

Für jedes Szenario wurden auf dieser Basis stündliche Zeitreihen simuliert und zu monatlichen Mittelwerten aggregiert. Die nachfolgenden Kenngrößen wurden je Prognosejahr und Energieträger ausgewiesen:

- Strompreise: Modellierte Strommarktpreise, kalibriert auf die jeweiligen Jahres-Terminmarktpreise an der EEX.
- Marktwertfaktoren: Verhältnis des mengengewichteten Erzeugungserlöses eines Energieträgers zum zeitgewichteten Durchschnittsstrompreis; bildet insbesondere Kannibalisierungseffekte bei hoher EE-Einspeisung ab.
- Marktbedingte Abregelungsanteile: Anteil der Erzeugung, der in Phasen negativer Börsenpreise durch wirtschaftliche Anreize nicht vermarktet wird.
- Vergütungsausfälle bei negativen Strompreisen gemäß § 51 EEG.

Aus diesen Größen sowie den anzulegenden Werten und festen Vergütungssätzen für Bestands- und Neuanlagen wurden die monatlichen Zahlungsansprüche der Anlagenbetreiber gegenüber den ÜNB berechnet. Die vermiedenen Netznutzungsentgelte wurden ebenfalls in die Gesamtbetrachtung einbezogen.

Eine schematische Darstellung der Vorgehensweise bietet Abbildung 4.

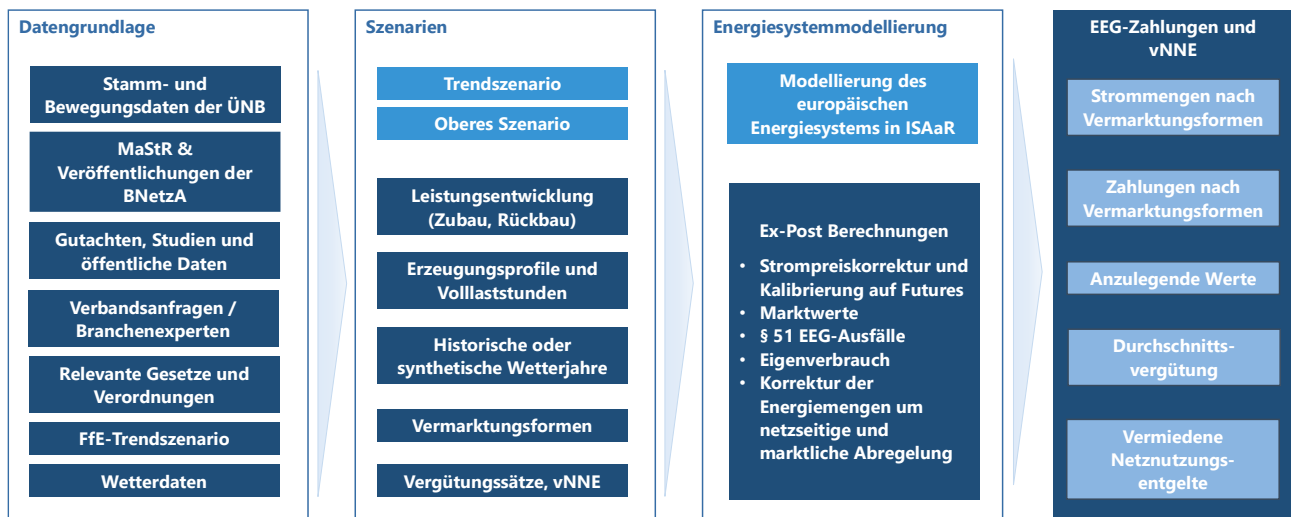


Abbildung 4: Vorgehensweise zur Erstellung der Mittelfristprognose

2.2 Definition der Szenarien

Um die mit dem Ausbau und Betrieb erneuerbarer Energieträger verbundenen Unsicherheiten strukturiert abzubilden, wurden die Annahmen zur Leistungsentwicklung, zum Anlagenbestand sowie zur erwarteten Auslastung in einem zweiteiligen Szenariorahmen formuliert. Dieser umfasst ein Trend-Szenario als

wahrscheinlichsten Entwicklungspfad sowie ein Oberes Szenario, das einen dynamischeren Ausbau und eine höhere Anlagenauslastung unterstellt. Die Szenarien unterscheiden sich primär in der Höhe der Mantelzahlen sowie in den ermittelten Vollbenutzungsstunden in Deutschland. Das europäische Ausland und nicht EEG relevante Technologien des Energiesystems werden auf Basis des FfE-Trendszenarios modelliert [FfE 2026a].

Das Ausmaß der szenariospezifischen Abweichungen variiert je nach Energieträger und orientiert sich an der technologie- und marktspezifischen Planungssicherheit. Bei Energieträgern, deren Leistungsentwicklung über Ausschreibungsverfahren der BNetzA gesteuert wird – etwa Windenergie an Land oder PV-Freiflächenanlagen – sind die Unsicherheitsspannen in der Leistungsprognose vergleichsweise gering, da ein wesentlicher Teil des Zubaus bereits durch vorliegende Zuschläge konkretisiert ist. Deutlich größer sind die Unsicherheiten hingegen bei Technologien ohne Ausschreibungspflicht, wie etwa kleinen Aufdach-PV-Anlagen bis 1 MW, deren Zubau stark von individuellen Investitionsentscheidungen, Endkundenpreisen und regulatorischen Vereinfachungen abhängt. Bei dargebotsabhängigen Energieträgern schlägt zudem die Variabilität der meteorologischen Bedingungen erheblich auf die Auslastung durch.

Für die Leistungsentwicklung bis einschließlich Mai 2026 wurden die im MaStR [MaStR 2026] sowie in den Direktvermarktungsmeldungen 2026 [ÜNB 2026c] dokumentierten Inbetriebnahmen als gemeinsame Datengrundlage beider Szenarien herangezogen. Die Informationen aus dem MaStR wurden dabei nur für die Energieträger Windenergie an Land, Windenergie auf See und PV ergänzt. Ebenso lagen für die Stromeinspeisung bis Mai 2026 vorläufige Ist-Werte der ÜNB vor, die zur Validierung der modellierten Werte Verwendung fanden [ÜNB 2026a].

Die beiden Szenarien sind im Einzelnen wie folgt definiert:

Trend-Szenario: Das Trend-Szenario beschreibt den aus heutiger Sicht wahrscheinlichsten Entwicklungspfad. Die Vollbenutzungsstunden orientieren sich an den langjährigen historischen Mittelwerten der jeweiligen Technologie. Die Leistungsentwicklung wird auf Basis der zum Prognosezeitpunkt verfügbaren Informationen mit der höchsten Eintrittswahrscheinlichkeit fortgeschrieben.

Oberes Szenario: Im Oberen Szenario werden eine ambitioniertere Leistungsentwicklung, ein geringerer Rückbau von Bestandsanlagen sowie eine überdurchschnittliche Anlagenauslastung unterstellt. Die jährlichen Vollbenutzungsstunden bewegen sich dabei im oberen Bereich der historisch beobachteten Bandbreite. Für dargebotsabhängige Energieträger entspricht dies einem Jahr mit überdurchschnittlichen Windverhältnissen bzw. hoher Sonneneinstrahlung.

2.3 Herleitung der Entwicklung von Leistung und Stromerzeugung

Leistung

Ausgangspunkt der Leistungsmodellierung war die jährliche Festlegung technologiespezifischer Zubau- und Rückbauwerte. Der Bruttozubau wird dabei gleichmäßig auf die zwölf Monate eines Jahres verteilt. Eine Ausnahme bildet die Windenergie auf See, bei der der Zubau windparkspezifisch und damit in diskreten Schritten entsprechend der jeweiligen geplanten Inbetriebnahmezeitpunkte abgebildet wird. Stilllegungen werden anlagenscharf auf Basis des im MaStR hinterlegten Inbetriebnahmedatum und der technologiespezifisch angenommenen Lebensdauer modelliert. Bei Energieträgern mit ausschreibungsbasiertem Zubau – insbesondere PV-Freiflächenanlagen und Windenergie an Land – wurden technologiespezifische Realisierungszeiträume je Ausschreibungsrunde hinterlegt.

Stromerzeugung

Die Vollbenutzungsstunden bilden die zentrale Verbindungsgröße zwischen der installierten Leistung und der prognostizierten Stromerzeugung. Ihre Ermittlung erfolgt differenziert nach Energieträger, Regelzone, Vermarktungsform und – bei relevanten Technologien – nach Inbetriebnahmejahrgang.

Als Ausgangsbasis für die Herleitung der Vollbenutzungsstunden dienen die Stamm- und Bewegungsdaten der ÜNB für das Jahr 2025 [ÜNB 2026]. Für jede Technologie werden aus dem Verhältnis der monatlichen Strommengen zur jeweiligen Nettoleistung monatliche Auslastungsprofile je ÜNB-Regelzone bestimmt. Bei Geothermie werden darüber hinaus sehr niedrige Monatswerte auf mindestens 60 % des mittleren Monatswertes angehoben.

Für nicht dargebotsabhängige Energieträger werden die so ermittelten historischen Monatsprofile grundsätzlich in den Prognosezeitraum fortgeschrieben. Im Trend-Szenario werden dabei technologiespezifische Anpassungen – etwa aufgrund struktureller Veränderungen im Anlagenbestand oder veränderter Betriebsweisen – berücksichtigt und in den jeweiligen Energieträgerkapiteln erläutert. Im Oberen Szenario werden die Vollbenutzungsstunden gegenüber dem Trend-Szenario durch technologiespezifische Skalierungsfaktoren angehoben oder durch geringere jährliche Absenkraten fortgeschrieben; die genauen Annahmen sind ebenfalls den Energieträgerkapiteln zu entnehmen.

Für die Energieträger Windenergie an Land, Windenergie auf See sowie Photovoltaik werden die Vollbenutzungsstunden nicht aus historischen Bewegungsdaten, sondern auf Grundlage synthetischer Wetterjahre abgeleitet. Die zugrunde liegenden Erzeugungs- und Leistungszeitreihen stammen aus der ISAAR-Modellierung der FfE und werden regional auf die vier ÜNB-Regelzonen aufgelöst. Für Bestandsanlagen erfolgt dabei eine weitere Differenzierung nach Inbetriebnahmejahrgänge, um unterschiedliche Auslastungscharakteristika verschiedener Anlagengenerationen abzubilden. Im Trend-Szenario wird ein mittleres Wetterjahr angesetzt; das Obere Szenario basiert auf einem ertragreicheren synthetischen Wetterjahr, das dem 70. Perzentil der historisch beobachteten EE-Einspeisung entspricht und damit überdurchschnittliche Wind- und Strahlungsverhältnisse repräsentiert.

Wasserkraft ist zwar ebenfalls dargebotsabhängig, wird jedoch vereinfacht über ein fest vorgegebenes nationales Monatsprofil abgebildet, das hohe Erträge im Winter und Frühjahr sowie niedrigere Erträge im Sommer abbildet. Dieser Ansatz ist ausreichend, da die installierte Leistung im Prognosezeitraum nahezu konstant bleibt und keine wesentlichen strukturellen Veränderungen im Anlagenbestand zu erwarten sind. Zur regionalen Kalibrierung wird das nationale Profil mithilfe von regelzonenspezifischen Auslastungsfaktoren auf die vier ÜNB-Regelzonen übertragen, die aus den Strommengen und Leistungen des Basisjahres 2025 abgeleitet werden. Zusätzlich werden bundesweite Unterschiede zwischen den Vermarktungskategorien über entsprechende Faktoren berücksichtigt. Im Trend-Szenario sinken die Vollbenutzungsstunden ab 2027 jährlich um 1 %, wobei die monatliche Saisonalität des Profils erhalten bleibt. Im Oberen Szenario werden die Werte des Trend-Szenarios einheitlich mit dem Faktor 1,15 angehoben.

2.4 Herleitung der Entwicklung und Zahlungen nach Vermarktungsform

Die im EEG vorgesehenen Veräußerungsformen lassen sich grundsätzlich in vier Hauptkategorien gliedern:

- Feste Einspeisevergütung (einschließlich Ausfallvergütung und Vergütung für ausgeforderte Anlagen)
- Geförderte Direktvermarktung mit Marktprämie
- Sonstige Direktvermarktung außerhalb der EEG-Förderung

- Eigenverbrauch einschließlich Mieterstrommodellen und Marktintegrationsmodell (§ 33 EEG 2012)

Ergänzend bestehen für Biomasseanlagen spezifische Fördermechanismen in Form von Flexibilitätszuschlag und Flexibilitätsprämie sowie Sonderregelungen für Güllekleinanlagen.

Feste Einspeisevergütung

Die gesetzlich festgelegte Einspeisevergütung nach § 21 EEG 2023 stellt die maßgebliche Förderform für Kleinanlagen sowie für ältere Bestandsanlagen dar, die von der Pflicht zur Direktvermarktung befreit sind. Sie sichert den Anlagenbetreibern einen fixen Vergütungssatz je eingespeister Kilowattstunde. Die Vergütungshöhe richtet sich nach Energieträger, Anlagengröße, Inbetriebnahmezeitpunkt sowie bei Photovoltaikanlagen nach der gewählten Einspeiseart (Teil- oder Volleinspeisung). Zur festen Einspeisevergütung zählen zudem die Ausfallvergütung nach § 21 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2023 sowie die Vergütung für ausgeförderte Anlagen nach § 21 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2023.

Da Ausfallvergütungen ausschließlich in ungeplanten Einzelfällen anfallen, mengenmäßig vernachlässigbar sind und durch das EEG 2017 auf maximal drei aufeinanderfolgende Monate begrenzt wurden, werden sie im Prognosezeitraum ab Juni 2026 nicht weiter berücksichtigt.

Nach Ablauf der regulären EEG-Förderperiode – in der Regel nach 20 Jahren – steht Betreibern von Anlagen mit einer installierten Leistung bis 100 kW, mit Ausnahme der Windenergie an Land, gemäß § 19 Abs. 1 Nr. 2 i. V. m. § 21 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2023 ein Anspruch auf eine gesetzlich definierte, deutlich abgesenkte Anschlussvergütung nach § 53 EEG 2023 zu. Diese dient der vereinfachten Netzeinspeisung bei eingeschränkten Vermarktungsmöglichkeiten und wird im Folgenden vereinfachend als „Anschlussförderung“ bezeichnet.

Geförderte Direktvermarktung

Für neue EEG-Anlagen, die nicht als Kleinanlagen eingestuft werden, stellt die Marktprämie nach § 20 EEG 2023 die Regelförderform dar. Der anzulegende Wert wird entweder gesetzlich in Abhängigkeit von Energieträger, Anlagengröße und Anlagentyp festgelegt oder im Wege von Ausschreibungsverfahren der BNetzA ermittelt.

Sonstige Direktvermarktung

Das EEG eröffnet Anlagenbetreibern zudem die Möglichkeit, ihren Strom vollständig außerhalb der EEG-Förderung zu vermarkten (§ 21a EEG 2023), etwa über langfristige Direktlieferverträge (Power Purchase Agreements, PPAs). Diese Option steht Neu-, Bestands- und ausgeförderten Anlagen gleichermaßen offen. Auch Anlagen mit einem anzulegenden Wert von 0 ct/kWh, wie bestimmte Offshore-Windparks, werden dieser Kategorie zugeordnet.

Eigenverbrauch und Mieterstrom

Neben der Netzeinspeisung können Betreiber den erzeugten Strom gemäß § 33 EEG 2023 ganz oder teilweise selbst nutzen. Eigenverbrauch ist in der Regel nicht förderfähig; Ausnahmen bestehen für PV-Anlagen, die zwischen 2009 und 2012 in Betrieb genommen wurden. Darüber hinaus besteht der Mieterstromzuschlag nach § 21 Abs. 3 EEG 2023, der die geförderte Eigennutzung von PV-Strom im Gebäude ermöglicht. Da Eigenverbrauch stets nur einen Teil der Gesamterzeugung betrifft, wird er in der Prognose separat ausgewiesen.

Spezifische Fördermechanismen für Biomasse

Für Biogas- und Biomethananlagen bestehen ergänzende Förderinstrumente zur Anreizung eines flexiblen, systemdienlichen Betriebs:

- Flexibilitätszuschlag nach § 50a EEG 2023
- Flexibilitätsprämie nach § 50b EEG 2023

Weiterführende Annahmen hierzu sind im Biomassekapitel (Abschnitt 3.5) dargelegt.

Zuordnung der Vermarktungsformen

Die Zuordnung der installierten Leistung aller Anlagen zu den jeweiligen Vermarktungsformen erfolgte auf monatlicher Basis. Grundlage bilden die Bewegungsdaten der ÜNB für das Jahr 2025 [ÜNB 2026], die ÜNB-Direktvermarktungsdaten für das Jahr 2025 [ÜNB 2026b] und die ÜNB-Direktvermarktungsdaten für das Jahr 2026 [ÜNB 2026c], ergänzt durch Expertenbefragungen, Informationen aus einschlägigen Studien sowie die maßgeblichen gesetzlichen Vorgaben des EEG. Für die monatliche Erzeugungsprognose wurden acht Kategorien unterschieden:

- Feste Einspeisevergütung
- Geförderte Direktvermarktung mit Marktprämie
- Sonstige Direktvermarktung
- Anschlussförderung
- Flexibilitätsprämie und Flexibilitätszuschlag (Biomasse)
- Vergüteter Eigenverbrauch einschließlich Mieterstrom (sonstige PV-Anlagen)
- Unvergüteter Eigenverbrauch
- Ausfallvergütung (bis Juni 2026, danach nicht mehr berücksichtigt)

Wechsel zwischen Vermarktungsformen

Wechsel von der festen Einspeisevergütung in das Marktprämienmodell wurden in der Modellierung nicht berücksichtigt. Im Rahmen dieser Prognose wird vereinfachend angenommen, dass für kleine Photovoltaikanlagen kein ausreichender Anreiz für einen Wechsel in die Direktvermarktung besteht. Wenngleich sich durch veränderte regulatorische Rahmenbedingungen oder neue Marktangebote künftig Verschiebungen ergeben könnten, wird im Prognosezeitraum kein nennenswerter Übergang dieser Anlagengruppe in die geförderte Direktvermarktung unterstellt. Eine Ausnahme bilden Offshore-Windenergieanlagen, die nach Auslaufen der erhöhten Anfangsvergütung im Stauchungs- bzw. Basismodell gemäß EEG 2012 bzw. EEG 2014 (§§ 31 ff.) aus dem Marktprämienmodell in die sonstige Direktvermarktung wechseln. Dieser Übergang wird anlagenscharf modelliert.

Behandlung ausgeförderter Anlagen

Für Anlagen mit Inbetriebnahme im Jahr 2005 endete der Anspruch auf feste Einspeisevergütung beziehungsweise Marktprämie zum 31. Dezember 2025; bei früheren Inbetriebnahmejahrgängen war der Förderanspruch bereits zuvor ausgelaufen. Eine Ausnahme bilden Wasserkraftanlagen, das EEG 2000 sah für eingespeisten Strom aus Wasserkraft abweichend von allen anderen Energieträgern keine Befristung der Förderdauer vor. Die spätere Befristung auf 20 Jahre ab Inbetriebnahme wurde erst im EEG 2004 eingeführt und galt zunächst nur für eine Leistungsklasse, in der keine Neuanlagen errichtet wurden. Daher sind im Prognosezeitraum keine ausgefördernden Wasserkraftanlagen zu erwarten.

Grundsätzlich wird angenommen, dass ausgefördernde Anlagen bis zum Ende ihrer technischen Lebensdauer weiterbetrieben werden. Die weitere Einspeisung erfolgt abhängig von den gesetzlichen Voraussetzungen entweder im Rahmen der Vergütung für ausgefördernde Anlagen oder in der sonstigen Direktvermarktung.

Für Biomasseanlagen gelten abweichende Annahmen. Aufgrund der hohen Substrat- und Betriebskosten ist ein Weiterbetrieb ohne erneute Förderung für viele Anlagen wirtschaftlich nicht tragfähig. Biomasseanlagen, die nach dem Ende ihres ursprünglichen Vergütungszeitraums keinen Zuschlag für eine weitere Förderung

erhalten, werden daher zu einem hohen Anteil stillgelegt. Für Güllekleinanlagen sieht § 12a der Erneuerbare-Energien-Verordnung in der derzeit geltenden Fassung zudem keine weitere Förderung für Anlagen vor, deren ursprünglicher Förderanspruch nach 2024 endet.

Ermittlung der Zahlungsansprüche

Aus den prognostizierten Erzeugungsmengen und den jeweils geltenden Vergütungssätzen sowie anzulegenden Werten wurden die monatlichen Zahlungsansprüche der Anlagenbetreiber berechnet. Die Berechnungen erfolgten anlagenscharf, differenziert nach Energieträger, Inbetriebnahmejahrgang, Vermarktungskategorie und Kalendermonat. Im Marktprämienmodell wurde auf Basis des anlagenspezifischen anzulegenden Werts und dem energieträgerspezifischen Marktwert die Marktprämie ermittelt.

Vermiedene Netznutzungsentgelte (vNNE)

Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen, die in eine der Höchstspannung nachgelagerte Netzebene einspeisen, haben gemäß § 18 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) Anspruch auf ein Entgelt, das die durch die dezentrale Einspeisung eingesparten Kosten der vorgelagerten Netz- und Umspannebenen kompensiert. Anlagen, die nach § 19 Abs. 1 EEG 2023 eine Vergütung beziehen, haben keinen Anspruch auf Auszahlung vermiedener Netznutzungsentgelte (vNNE); vielmehr werden die vNNE dem EEG-Konto gutgeschrieben und mindern auf diesem Weg den EEG-Finanzierungsbedarf.

Durch das Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) wurden die vNNE für Neuanlagen weitgehend abgeschafft – für volatile Anlagen seit dem 1. Januar 2020, für nicht-volatile Anlagen seit dem 1. Januar 2023. Für nicht-volatile Bestandsanlagen, die vor dem 1. Januar 2023 in Betrieb gegangen sind, bleiben die Ansprüche bis zur Stilllegung bestehen, längstens jedoch bis zum 31. Dezember 2028, dem geplanten Außerkrafttreten der aktuell geltenden Stromnetzentgeltverordnung. Auf dieser gesetzlichen Grundlage wurden die vNNE für alle nicht-volatilen Energieträger berechnet, wobei die spezifischen Entgeltsätze je Inbetriebnahmejahrgang aus den Bewegungsdaten der ÜNB [ÜNB 2026] übernommen und für den Prognosezeitraum bis 2028 unverändert fortgeschrieben wurden.

Die Festlegung der BNetzA vom 17. Februar 2026 [BNetzA 2026a], die eine stufenweise Absenkung der vNNE für Bestandsanlagen in den Jahren 2026 bis 2028 um jeweils 25 % pro Jahr vorsieht, wurde in den vorliegenden Berechnungen berücksichtigt. Ab dem Jahr 2029 werden entsprechend keine vNNE mehr angesetzt.

Darstellung der Ergebnisse

Die Ergebnisse werden in den nachfolgenden Kapiteln auf Jahresbasis dargestellt. Den prognostizierten Auszahlungen der ÜNB werden die Einnahmen aus vermiedenen Netznutzungsentgelten gegenübergestellt.

2.5 Bestimmung der Strompreise und Marktwerte bis 2031

Zur Quantifizierung der Marktprämien direktvermarkteter Anlagen wurden stündliche Strompreise sowie technologiespezifische Marktwertfaktoren für die dargebotsabhängigen Energieträger Windenergie an Land, Windenergie auf See und Photovoltaik modellgestützt ermittelt. Hierzu kam das Energiesystemmodell ISAaR der FfE zum Einsatz [FfE 2026].

ISAaR bildet das europäische Energiesystem für 28 Länder in stündlicher Auflösung als lineares Optimierungsmodell ab. Es umfasst den konventionellen Kraftwerkspark, die dargebotsabhängige Erzeugung aus erneuerbaren Energien, die Verbrauchslasten der Endenergiesektoren Industrie, Haushalte, GHD und Verkehr. Sektorkoppelnde Umwandlungstechnologien wie Power-to-Heat, Elektrolyseure und Power-to-Gas

verbinden die einzelnen Energieträgerschienen miteinander. Der Energieaustausch zwischen Ländern wird über vorgegebene Handelskapazitäten auf Basis eines Nettoübertragungskapazitäten-Ansatzes abgebildet. Neben dem Anlageneinsatz können auch Investitionsentscheidungen zum Technologieausbau endogen im Modell berechnet werden (für eine schematische Darstellung des Modellaufbaus und der Energieträgerschienen siehe Abbildung 5).

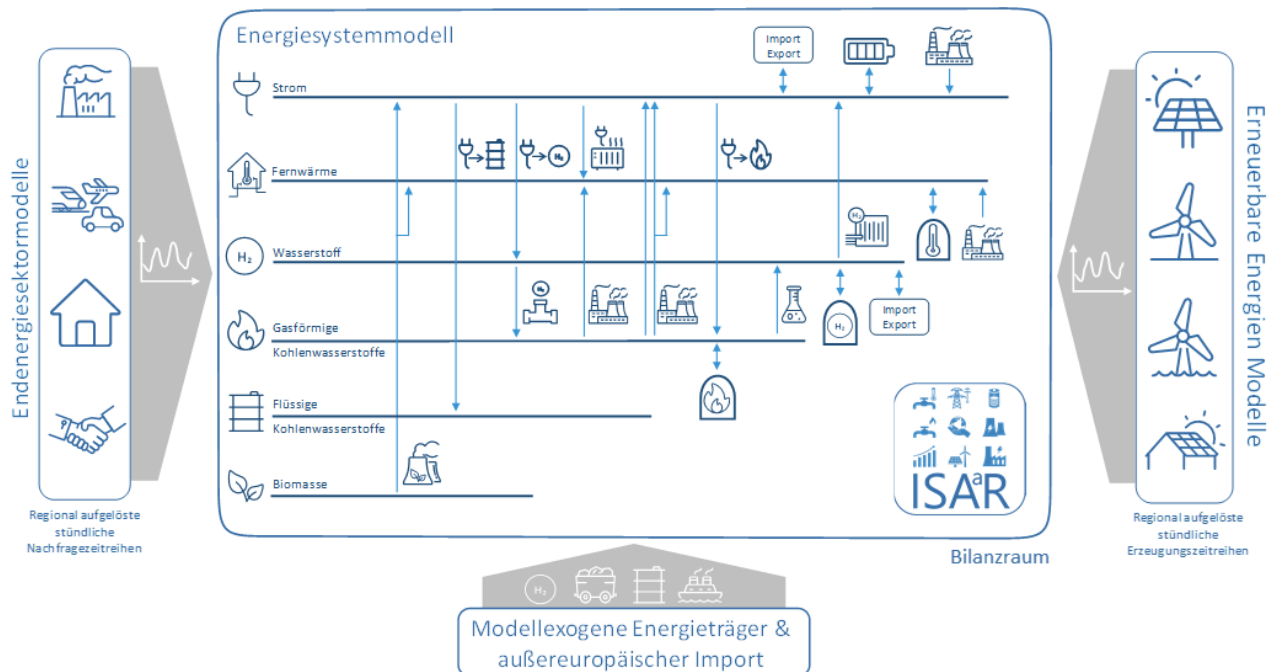


Abbildung 5: Systemgrenzen, Energieträgerschienen und sektorkoppelnde Umwandlungstechnologien in ISAR

Als gemeinsames europäisches Annahmengerüst für beide Szenarien diente das FfE-Trendszenario [FfE 2026a]. Dieses beschreibt die aus aktueller Sicht wahrscheinlichste Entwicklung des europäischen Energiesystems und basiert auf den FfE-eigenen Sektormodellen für Industrie, Verkehr sowie Haushalte und Gewerbe auf der Verbrauchsseite. Ergänzende Eingangsparameter wie Brennstoffpreise, Importmengen, Ausbauraten und Netzkapazitäten werden kontinuierlich aktualisiert und spiegeln den aktuellen Stand der energiewirtschaftlichen Entwicklungen und wissenschaftlichen Erkenntnisse wider. Auf europäischer Ebene wurden die Modellannahmen für beide Szenarien einheitlich aus dem FfE-Trendszenario übernommen. Die szenariospezifische Differenzierung erfolgte ausschließlich auf Ebene der deutschen EEG-Anlagen durch Variation der Leistungsentwicklung und Vollbenutzungsstunden (vgl. Kapitel 2.2).

Die Verbrauchslasten wurden auf Basis einer eigenen Abschätzung zur Entwicklung der Energienachfragen der einzelnen Sektoren modelliert. Abbildung 6 zeigt die resultierende Entwicklung des Nettostromverbrauchs in Deutschland bis 2031. Demnach steigt der Stromverbrauch im Betrachtungszeitraum zwar kontinuierlich an, jedoch in einem gegenüber früheren politischen Zielsetzungen deutlich moderateren Tempo. Hintergrund dieses verhaltenen Anstiegs ist insbesondere die Annahme, dass die Elektrifizierung und Sektorkopplung langsamer voranschreitet als ursprünglich erwartet und die energieintensive Industrie in Deutschland weiterhin einem erheblichen Wettbewerbsdruck ausgesetzt ist. Gleichwohl ist gegenüber dem Status quo eine schrittweise Verschiebung hin zu teilflexiblen Verbrauchern erkennbar, getrieben vor allem durch den zunehmenden Einsatz von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen.

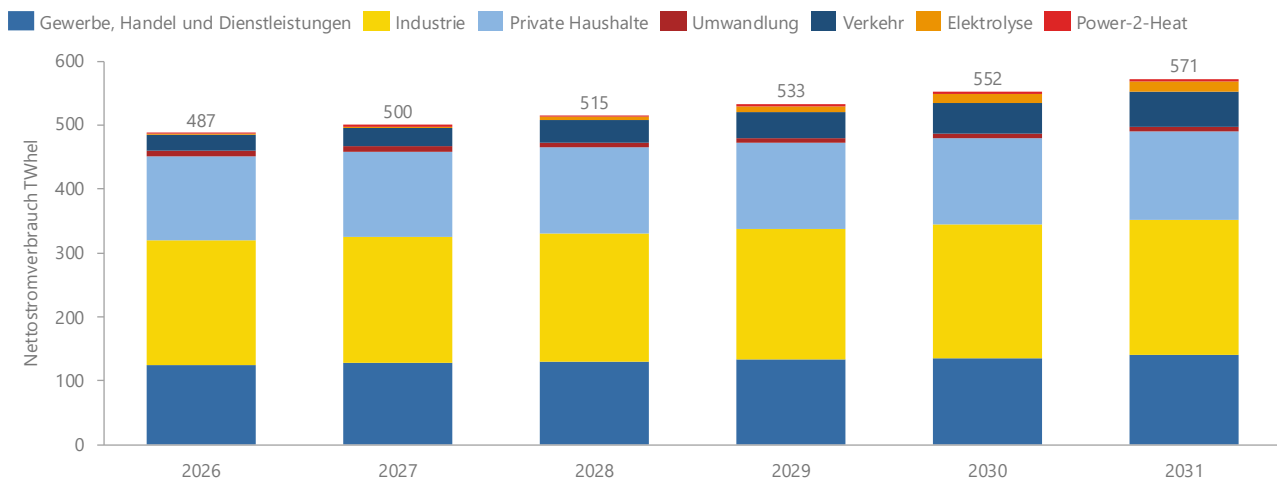


Abbildung 6: Entwicklung des Nettostromverbrauchs in Deutschland

Zur Konstruktion der synthetischen Wetterjahre für die Modellierung der Erzeugung dargebotsabhängiger Energieträger wurde für jedes Kalenderjahr von 2005 bis 2025 die monatliche theoretische Erzeugung von Photovoltaik, Windenergie an Land und Windenergie auf See auf Basis eines einheitlichen Referenzbestands des Jahres 2024 abgeschätzt. Die Einzelergebnisse der drei Technologien wurden je Kalendermonat zu einer aggregierten monatlichen EE-Gesamtenergie zusammengeführt. Für jeden der zwölf Kalendermonate wurde anschließend dasjenige historische Wetterjahr identifiziert, dessen aggregierte Erzeugungsmenge dem Median der Verteilung entspricht – dieses bildet den jeweiligen Monatsbaustein des Trend-Szenarios. Für das Obere Szenario wurde entsprechend das Wetterjahr mit dem 70. Perzentil der Verteilung herangezogen, das eine überdurchschnittliche Gesamteinspeisung repräsentiert. Die so je Szenario ausgewählten zwölf Monatsbausteine wurden zu zwei vollständigen synthetischen Wetterjahren zusammengesetzt. Die Auswahl erfolgte dabei bewusst nicht technologiespezifisch, sondern auf Basis der gemeinsamen Wirkung aller drei Technologien, um systemische Gleichzeitigkeitseffekte bei der Einspeisung konsistent abzubilden.

Zur Parametrierung der Brennstoff- und CO₂-Preise wurde der Mittelwert der im Zeitraum 15.05.2026 bis 15.07.2026 verfügbaren Terminpreisnotierungen herangezogen. Die aus der Modellierung resultierenden stündlichen Strompreiszeitreihen aus der Modellierung wurden anschließend auf die an der EEX verfügbaren Terminmarktnotierungen des Baseproduktes Strom (DEBY bzw. DEBM) kalibriert. Als Kalibrierungszeitraum dienten die Notierungen des dreimonatigen Zeitraums Anfang Mai bis Ende Juli 2026, um eine konsistente Ausrichtung an den aktuellen Markterwartungen zum Zeitpunkt der Prognoseerstellung zu gewährleisten. Im Ergebnis liegt der durchschnittliche kalibrierte Spotmarktpreis für das Jahr 2027 im Trend-Szenario bei rund 96 EUR/MWh und damit auf dem höchsten Niveau des gesamten Prognosezeitraums.³ In den Folgejahren ist ein sukzessiver Rückgang auf rund 70 EUR/MWh bis zum Jahr 2030 zu beobachten, der auf den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland und Europa sowie auf die Erwartung sinkender Brennstoffkosten zurückzuführen ist. Für das Jahr 2031 wird ein gegenüber 2030 weitgehend stabiles Preisniveau erwartet. Die Abweichungen zwischen Trend- und Oberem Szenario resultieren aus den

³ Ab August 2026 kam es infolge des Iran-Kriegs zu einem deutlichen Anstieg der Terminmarktpreise für Strom. Aufgrund zeitlicher Restriktionen im Projektverlauf konnte diese Entwicklung nicht mehr in die Modellierung eingearbeitet werden. Besonders relevant ist der zu beobachtende Anstieg der Terminmarktpreise für das Prognosejahr 2027, das als Grundlage des EEG-Finanzierungsbedarfs eine zentrale Rolle einnimmt. Bei einer Kalibrierung auf Basis der an der EEX notierten Terminmarktpreise im Zeitraum 01.07. bis 01.10.2026 würde der Jahresbasepreis 2027 mit rund 113 EUR/MWh etwa 17 EUR/MWh höher ausfallen als im vorliegenden Gutachten ausgewiesen. Ein höheres Strompreisniveau würde ceteris paribus zu steigenden Marktwerten und damit zu niedrigeren Marktprämienzahlungen führen, da sich die Differenz zwischen anzulegendem Wert und realisiertem Marktwert entsprechend verringern würde. Die Terminmarktpreise sind lediglich Grundlage für die Modellierung der Spotmarktpreise. Für die Zahlungen in 2027 sind die tatsächlichen Spotmarktpreise entscheidend.

Zentrale Ergebnisgrößen der Strommarktsimulation sind neben den stündlichen Strompreisen für Deutschland auch die monatlichen und jährlichen Marktwertfaktoren, die zur Ermittlung der Marktprämienzahlungen an direktvermarktete EEG-Anlagen herangezogen werden. Der Marktwertfaktor errechnet sich als Quotient aus dem mengengewichteten Durchschnittserlös des jeweiligen erneuerbaren Energieträgers und dem zeitgewichteten Durchschnitt der Großhandelspreise in einer definierten Analyseperiode. Für Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie beträgt dieser Faktor gemäß Anlage 1 des EEG definitionsgemäß 1,0. Für Windenergie an Land, Windenergie auf See sowie Photovoltaik werden die Marktwertfaktoren modellbasiert berechnet. Für die zum Zeitpunkt der Prognoseerstellung bereits abgeschlossenen Monate der Jahre 2025 und 2026 wurden die tatsächlich realisierten Strompreise und Marktwertfaktoren in die Analyse einbezogen.

Ursächlich hierfür ist der weitere Ausbau der jeweiligen Technologien. Die zunehmende Gleichzeitigkeit der Stromerzeugung führt dazu, dass hohe Einspeisemengen verstärkt in Stunden mit niedrigen Strompreisen auftreten. Dieser Effekt ist bei Photovoltaik aufgrund des ausgeprägten tageszeitlichen Erzeugungsprofils besonders stark. Windenergie auf See erzielt dagegen über den gesamten Prognosezeitraum die höchsten Marktwertfaktoren.

Die absoluten Marktwerte werden zusätzlich durch die Entwicklung des allgemeinen Strompreisniveaus bestimmt. Der technologiespezifische Rückgang fällt aufgrund der sinkenden Marktwertfaktoren stärker aus

als der Rückgang des durchschnittlichen Spotmarktpreises. Dies vergrößert grundsätzlich die Differenz zwischen den anzulegenden Werten und den erzielbaren Markterlösen und wirkt sich entsprechend erhöhend auf die Marktprämienzahlungen aus.

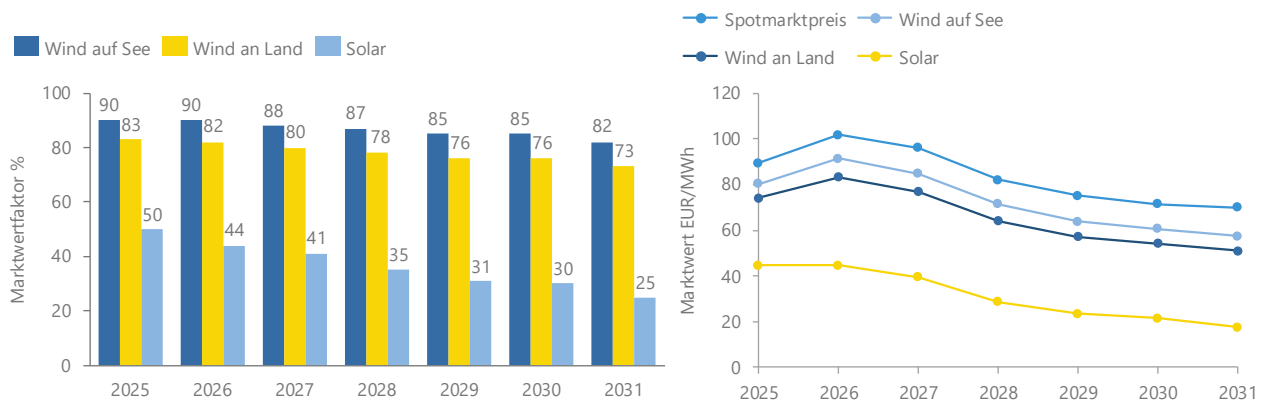


Abbildung 8: Jahresmarktwertfaktoren (links) und Marktwerte (rechts) in EUR/MWh im Trend-Szenario

Die Marktwertentwicklung ist mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Neben dem Ausbau von Photovoltaik und Flexibilitätsoptionen wirken sich auch Brennstoffpreise, grenzüberschreitende Handelsflüsse, die Verfügbarkeit des europäischen Kraftwerksparks und außergewöhnliche Wetterlagen aus. Im Jahr 2026 führten unter anderem höhere Gas- und Ölpreise sowie Hitzewellen in Europa zeitweise zu einem höheren Strompreinsniveau. Gleichzeitig erhöhten sich die deutschen Stromexporte nach Frankreich, nachdem dort Wassermangel und hohe Temperaturen die Stromerzeugung begrenzten und der Strombedarf für Klimatisierung anstieg. Diese Sondereffekte stabilisierten die Börsenpreise, verringerten zeitweise die Zahl negativer Preisstunden und erhöhten dadurch auch die Marktwerte der Photovoltaik.

Die in Abbildung 8 ausgewiesenen Marktwertfaktoren sind gleichwohl nicht als punktgenaue Vorhersage, sondern als modellgestützter Entwicklungspfad innerhalb der gesetzten Rahmenbedingungen zu verstehen.

2.6 Wegfallende Vergütungsansprüche und Abregelung bei negativen Strompreisen

Die technisch und meteorologisch mögliche Stromerzeugung wird vor der Ermittlung der Vollbenutzungsstunden um markt- und netzbedingte Abregelungen vermindert. Die ausgewiesenen Vollbenutzungsstunden bilden damit die tatsächlich nutzbare Strommenge ab.

Netzbedingte Abregelungen entstehen, insbesondere wenn die vorhandene Netzinfrastruktur die anfallende Einspeisung zeitweise nicht vollständig aufnehmen kann. Da der Ausbau erneuerbarer Energien schneller voranschreitet als die Erweiterung der Netzinfrastruktur, wird im Prognosezeitraum von einer Zunahme dieser Abregelungen ausgegangen.

Marktbedingte Abregelungen treten insbesondere bei negativen Börsenstrompreisen auf. § 51 EEG setzt für betroffene Anlagen einen zusätzlichen wirtschaftlichen Anreiz, die Einspeisung während negativer Preisphasen zu reduzieren, da unter den jeweils geltenden Voraussetzungen der Anspruch auf EEG-Vergütung entfällt. Allerdings verfügen insbesondere Kleinanlagen noch nicht über die technischen Voraussetzungen zur Steuerung. Zudem zeigen aktuelle Analysen, dass auch steuerbare Anlagen trotz wirtschaftlichem Anreiz während negativer Preise nicht durchgängig abgeregelt werden [Hirth 2026].

Diese Unterschiede werden nicht durch eine separate Berechnung wegfallender Vergütungsansprüche abgebildet, sondern über angenommenen Faktoren der marktbedingten Abregelung berücksichtigt. Die

Abregelungsfaktoren bilden damit sowohl das durch negative Strompreise ausgelöste Vermarktungsverhalten als auch die Anreizwirkung des § 51 EEG in aggregierter Form ab. Eine zusätzliche Kürzung der vergütungsfähigen Strommengen erfolgt nicht.

Die Ausgangswerte der Abregelungsfaktoren für 2026 wurden aus den tatsächlichen Abregelungen des Jahres 2025 auf Basis der Hochrechnungen der ÜNB [ÜNB 2026d], [ÜNB 2026e], [ÜNB 2026f] und der realisierten Stromerzeugung abgeleitet [50Hertz 2026], [50Hertz 2026a], [Amprion 2026] [Amprion 2026a], [Tennet 2026], [Tennet 2026a], [Transnet 2026]. Für die Folgejahre werden die monatlichen Abregelungsfaktoren technologiespezifisch angehoben, um den wachsenden Anteil erneuerbarer Energien mit Abregelungsanreiz abzubilden.

Die gewählte Vorgehensweise knüpft methodisch an die Vorjahresgutachten an, in denen marktbedingte Abregelungen ebenfalls bei der Ermittlung der nutzbaren Stromerzeugung berücksichtigt wurden. Im vorliegenden Gutachten wird die Wirkung negativer Strompreise einschließlich der Anreizwirkung des § 51 EEG vollständig über die marktbedingten Abregelungsfaktoren erfasst.

2.7 Preislimitierte Vermarktung durch die ÜNB

Mit der Novelle der EEV vom 21. Februar 2025 wurde § 5 EEV dahingehend geändert, dass die ÜNB in Zeiträumen, in denen die Strompreise am Day-Ahead-Markt zwischen einem Preislimit von -100 EUR/MWh bis -200 EUR/MWh liegen, die Abschaltung fernsteuerbarer Anlagen veranlassen können, deren Strom sie vermarkten.

Zur Einschätzung der praktischen Relevanz dieser Regelung wurde auf Basis der ISAaR-Modellierung der FfE ausgewertet, in wie vielen Viertelstunden Strompreise unterhalb des Schwellenwerts von -100 EUR/MWh zu erwarten sind. Im bisherigen Jahresverlauf 2026 (01. Januar bis 22. September 2026) wurden auf Basis der tatsächlich realisierten Day-Ahead-Preise lediglich 68 Viertelstunden mit einem Preis unterhalb von -100 EUR/MWh beobachtet, was einem Anteil von rund 0,3 % aller Viertelstunden im Betrachtungszeitraum entspricht. Für die Prognosejahre ergeben sich Anteile von rund 0,9 % (2027), 0,3 % (2028), 0,0 % (2029 und 2030) sowie 0,1 % (2031).

Die Ergebnisse zeigen, dass Strompreise unterhalb von -100 EUR/MWh im gesamten Prognosezeitraum nur äußerst selten auftreten. Es setzt sich die aktuelle Tendenz fort nach der sich in den Sommermonaten am Markt zunehmend negative Strompreise häufig nahe der Nulllinie bewegen und deutlich tiefere Niveaus kaum noch erreichen.⁴ Vor dem Hintergrund der insgesamt sehr geringen Betroffenheit wurde diese Konstellation im Prognosemodell nicht gesondert abgebildet.

⁴ Der sinkende Marktwertfaktor für Photovoltaik steht dazu nicht im Widerspruch: Er resultiert nicht primär aus dem Auftreten sehr tiefer negativer Preise, sondern aus dem systematischen Absinken der PV-Stunden-Preise bereits im positiven Bereich.



3

Mittelfristprognose nach Energieträgern

3 Mittelfristprognose nach Energieträgern

Für die zehn prognostizierten Energieträger werden nachfolgend jeweils die Entwicklung der Leistung, der Stromeinspeisung und der Vermarktungsformen sowie die damit im Rahmen des EEG verbundenen Zahlungen für die Zeit bis 2031 hergeleitet.

3.1 Wasserkraft

3.1.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Als einer der ältesten genutzten erneuerbaren Energieträger zur Stromerzeugung in Deutschland blickt die Wasserkraft auf eine Entwicklungsgeschichte zurück, die bis ins 19. Jahrhundert reicht. Bereits zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des EEG im Jahr 2000 war der überwiegende Teil des technisch und wirtschaftlich erschließbaren Potenzials genutzt. Da das EEG 2000 zunächst auf Anlagen bis 5 MW installierter Leistung begrenzt war, verblieb die sogenannte „große Wasserkraft“ außerhalb des gesetzlichen Förderrahmens. Mit dem EEG 2004 wurde diese Einschränkung teilweise aufgehoben: Größere Bestandsanlagen erhielten die Möglichkeit, EEG-Vergütungen zu beziehen, sofern nach August 2004 Ertüchtigungsmaßnahmen mit gleichzeitiger Verbesserung der elektrischen Leistung und des ökologischen Gewässerzustands durchgeführt wurden.

Bis etwa 2013 war noch ein spürbarer Leistungszuwachs erkennbar, der neben der Erschließung bislang ungenutzter Potenziale an bestehenden Staustufen auch auf die Modernisierung älterer Anlagen zurückzuführen war. Mit dem EEG 2014 verlangsamte sich diese Dynamik erheblich. Restriktivere Anforderungen aus Wasserhaushaltsgesetz und EU-Wasserrahmenrichtlinie, weitgehend ausgeschöpfte Ertüchtigungspotenziale sowie eine für viele Betreiber unbefriedigende wirtschaftliche Ausgangslage haben seitdem die Realisierung neuer Projekte stark eingeschränkt [IE 2025]. Die seither dominierende Entwicklungsform ist die Modernisierung und Ertüchtigung von Bestandsanlagen, die nach Abschluss der Maßnahmen mit neuem Inbetriebnahmedatum statistisch neu erfasst werden.

Wie bereits in den Vorläufergutachten [EWI 2024], [IE 2025] bleibt die „große Wasserkraft“ auch in der vorliegenden Studie außerhalb der statistischen Erfassung. In Anlehnung an die etablierte Methodik [IE 2025] werden jedoch kleine Wasserkraftanlagen berücksichtigt, die als reine Eigenverbrauchsanlagen in der EEG-Statistik bislang nicht enthalten sind. Deren Bestand wurde durch die Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare-Energien-Statistik im Rahmen der Begleitforschung bis 2023 erstmals erfasst [UBA 2025] und als Zuschätzung in die vorliegende Analyse übernommen.

Abbildung 9 und Tabelle 4 zeigen die historische Entwicklung des jährlichen Zubaus und typischer Anlagengrößen auf Basis der ÜNB-Stammdaten [ÜNB 2026] und der ÜNB-Direktvermarktungstabellen für das Jahr 2025 [ÜNB 2026b].

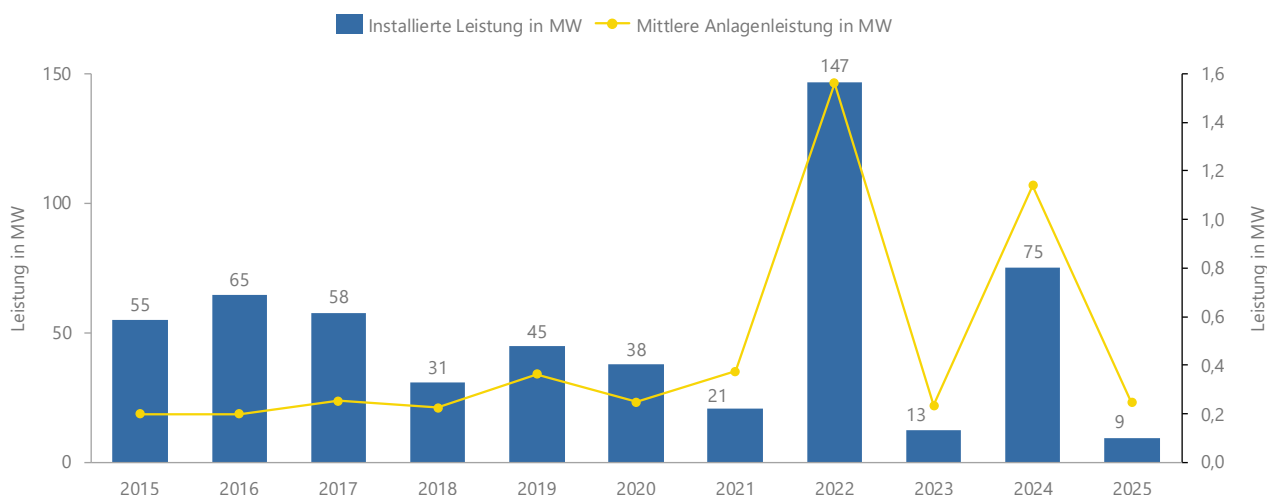


Abbildung 9: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Wasserkraftanlagen in Deutschland von 2015 bis 2025

Tabelle 4: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Wasserkraftanlagen in Deutschland von 2015 bis 2025

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Installierte Leistung in MW	54,9	64,5	57,7	30,9	44,9	37,9	20,6	146,7	12,6	75,2	9,4
Mittlere Anlagenleistung in MW	0,200	0,200	0,254	0,225	0,362	0,248	0,375	1,561	0,234	1,140	0,247

3.1.2 Leistungsentwicklung 2026 bis 2031

Ausgangspunkt der Leistungsprognose bildet der zum 31. Dezember 2025 in den ÜNB-Stammdaten [ÜNB 2026] und ÜNB-Direktvermarktungsdaten für das Jahr 2025 [ÜNB 2026b] dokumentierte Anlagenbestand von 2.556 MW. Gegenüber dem Vorjahresgutachten [IE 2025] ist die ausgewiesene installierte Leistung um rund 1 GW angestiegen. Ursächlich hierfür sind Nachmeldungen von Anlagen eines Verteilnetzbetreibers in der TenneT-Regelzone, die erstmals vollständig in den Stammdaten erfasst wurden. Die betroffenen Anlagen werden ausschließlich in der sonstigen Direktvermarktung abgerechnet.

Für den Prognosezeitraum 2027 bis 2031 wird von einer stabilen Entwicklung der installierten Wasserkraftleistung ausgegangen. Die restriktiven Rahmenbedingungen aus Wasserhaushaltsgesetz und EU-Wasserrahmenrichtlinie sowie die weitgehend ausgeschöpften Ertüchtigungspotenziale begrenzen den Zubau auf ein geringes Niveau. Ein nennenswerter Rückbau ist im Betrachtungszeitraum nicht zu erwarten, da die jungen Anlagenjahrgänge ihre technische Lebensdauer noch nicht erreicht haben und keine Ausföderung von Wasserkraftanlagen im EEG ansteht.

In Anlehnung an die Methodik des Vorjahresgutachtens [IE 2025] basiert der Zubau auf einer Fortschreibung der mittleren Entwicklung der vergangenen Jahre, welche überwiegend Modernisierungs- und Ertüchtigungsmaßnahmen von Bestandsanlagen widerspiegeln. Im Trend-Szenario (TS) wird ein gleichbleibender jährlicher Zubau von 6 MW angenommen; das Obere Szenario (OS) setzt 8 MW pro Jahr an und unterstellt, dass eine stärkere Gewichtung des öffentlichen Interesses am Ausbau erneuerbarer Energien gegenüber Naturschutzbelangen mehr Projekte realisierbar macht.

Beim Rückbau orientiert sich das vorliegende Gutachten ebenfalls an [IE 2025] und geht von einem geringen, aber stetigen Rückbau aus, welcher auf Anlagen zurückzuführen ist, die aus wirtschaftlichen Gründen oder infolge ökologischer Auflagen außer Betrieb genommen werden. Abweichend vom Vorjahresgutachten, das für den gesamten Prognosezeitraum rund 4 MW jährlichen Rückbau ansetzte, zeigt die aktualisierte

Altersstruktur des Anlagenbestands auf Basis der ÜNB-Daten 2025 [ÜNB 2026], [ÜNB 2026b], dass im Betrachtungszeitraum kein signifikanter altersbedingter Rückbau zu erwarten ist. Entsprechend wird in beiden Szenarien kein Rückbau modelliert. Zum Jahresende 2031 ergibt sich damit eine installierte Leistung von rund 3.078 MW (TS) bzw. 3.090 MW (OS). Die vollständigen Ergebnisse sind in Tabelle 5 ausgewiesen.

Tabelle 5: Leistungsentwicklung der Wasserkraftanlagen nach Szenarien ohne „große“ Wasserkraftanlagen

		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Trend-szenario	Zubau	21,4	491,9	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
	Rückbau	1,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Jahresendbestand	2.556	3.048	3.054	3.060	3.066	3.072	3.078
Oberes Szenario	Zubau	21,4	493,5	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
	Rückbau	1,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Jahresendbestand	2.556	3.050	3.058	3.066	3.074	3.082	3.090

3.1.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2031

Grundlage der Vollbenutzungsstunden bildet ein festes nationales Monatsprofil, das die charakteristische saisonale Erzeugungsstruktur der Wasserkraft widerspiegelt. Diese zeichnet sich durch hohe Erträge in den Winter- und Frühjahrsmonaten sowie deutlich schwächere Werte im Sommer aus. Aus den Bewegungsdaten des Jahres 2025 [ÜNB 2026] wurden regelzonenspezifische Auslastungsfaktoren abgeleitet und auf die vier ÜNB-Regelzonen übertragen.

Das Jahr 2025 ist durch einen deutlich unterdurchschnittlichen Wasserabfluss geprägt, sodass die tatsächlich realisierten Vollbenutzungsstunden von rund 2.482 Stunden erheblich hinter dem langjährigen Mittelwert zurückbleiben. Für den Prognosezeitraum wird auf eine Auswertung der Zeitreihe der Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare-Energien-Statistik für die Jahre 2005 bis 2023 [UBA 2025] sowie für 2024 und 2025 auf die aktuellen Bewegungsdaten [ÜNB 2025], [ÜNB 2026] zurückgegriffen, aus der ein 20-jähriger Mittelwert von rund 3.669 Vollbenutzungsstunden abgeleitet wird. Dieser bildet die Grundlage für das Trend-Szenario ab 2026. Für das Trend-Szenario wird ab 2027 ein schrittweise zunehmendes Aufkommen an Netzengpässen angenommen. Die Vollbenutzungsstunden werden daher jährlich um rund 1 % abgesenkt und gehen bis 2031 auf etwa 3.492 Stunden zurück. Die Analyse der 20-jährigen Zeitreihe [UBA 2025] zeigt zudem, dass der Stromertrag im Maximaljahr um rund 15 % über und im Minimaljahr um rund 15 % unter dem langjährigen Mittelwert liegt. Entsprechend werden für das Obere Szenario die Trendwerte mit dem Faktor 1,15 skaliert, was einem überdurchschnittlichen Wasserdargebot entspricht und in Vollbenutzungsstunden von rund 4.219 Stunden im Jahr 2026 resultiert.

Die Stromerzeugung ergibt sich als Produkt aus der monatlich installierten Leistung und den zugehörigen Vollbenutzungsstunden. Im Trend-Szenario steigt die Erzeugung von rund 6.356 GWh im Jahr 2025 auf rund 11.183 GWh im Jahr 2026 – ein Wert, der den Rücksprung auf das langjährige Mittel nach dem niederschlagsarmen Basisjahr widerspiegelt. In den Folgejahren ist aufgrund der leicht rückläufigen Vollbenutzungsstunden ein moderater Rückgang von rund 11.090 GWh (2027) auf rund 10.738 GWh (2031) zu verzeichnen. Die vollständigen Ergebnisse sind in Tabelle 6 ausgewiesen.

⁵ Siehe Fußnote oben.

Tabelle 6: Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der EEG-Wasserkraftanlagen nach Szenarien

		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Trend-szenario	Vollbenutzungsstunden (h)	2.482	3.669	3.635	3.598	3.563	3.527	3.492
	Stromerzeugung (GWh)	6.356	11.183	11.090	11.001	10.913	10.825	10.738
Oberes Szenario	Vollbenutzungsstunden (h)	2.482	4.219	4.180	4.138	4.097	4.056	4.016
	Stromerzeugung (GWh)	6.356	12.863	12.763	12.669	12.576	12.483	12.391

3.1.4 Marktwert

Gemäß Anlage 1 zu § 23a EEG 2023 beträgt der Marktwert für Strom aus Wasserkraft definitionsgemäß 1,0, sodass kein technologiespezifischer Auf- oder Abschlag gegenüber dem allgemeinen Börsenstrompreis anfällt. Die Herleitung der zugrunde liegenden Strompreisprognose wird in Kapitel 2.5 beschrieben.

3.1.5 Entwicklung nach Veräußerungsformen und Eigenverbrauch

Der eingespeiste Strom aus Wasserkraftanlagen wird überwiegend in der sonstigen Direktvermarktung vermarktet, gefolgt von der geförderten Direktvermarktung. Die feste Einspeisevergütung spielt nur noch eine untergeordnete Rolle und beschränkt sich auf ältere Bestandsanlagen.

Eine Besonderheit der Wasserkraft im EEG-Kontext liegt darin, dass das EEG 2000 für Anlagen bis 5 MW, die vor dem 1. August 2004 in Betrieb genommen wurden, keinen befristeten Vergütungsanspruch vorsah – diese Anlagen sind damit im Betrachtungszeitraum nicht von einem Förderungsende betroffen. Für jüngere Anlagen hingegen richtet sich das Förderungsende nach Inbetriebnahme- bzw. Modernisierungsdatum und installierter Leistung: Anlagen ab 5 MW mit Inbetriebnahme zwischen 2009 und 2011 sind von einem Förderungsende ab 2024 betroffen; Anlagen bis 5 MW derselben Inbetriebnahmejahrgänge verlieren ihren Förderanspruch frühestens Ende 2029. Im Hinblick auf die Anschlussförderung nach § 3 Nr. 3a EEG – die ausschließlich Anlagen unter 100 kW offensteht – ist festzuhalten, dass dieser Fall für Wasserkraft bis Ende 2028 vollständig ausgeschlossen ist, da kein Anlagensegment unterhalb dieser Leistungsgrenze seine ursprüngliche Förderung vor diesem Zeitpunkt verliert.

Ergänzend zum eingespeisten Strom umfasst der Anlagenbestand, wie in Kapitel 3.1.1 beschrieben, einen Anteil kleiner Wasserkraftanlagen, die ihren erzeugten Strom vollständig vor Ort selbst verbrauchen [UBA 2025]. Dieser unvergütete Eigenverbrauchsanteil macht rund 8 % der gesamten Wasserkrafterzeugung aus und wird im Modell gesondert ausgewiesen.

Da Betreiber von Wasserkraftanlagen, insbesondere kleinere Privatbetreiber, erfahrungsgemäß nur selten die Vermarktungsform wechseln, wird im Prognosezeitraum von einer weitgehend stabilen Verteilung der Strommengen auf die einzelnen Veräußerungsformen ausgegangen. Die Anteile der geförderten und sonstigen Direktvermarktung bleiben damit über den gesamten Betrachtungszeitraum dominant. Die Entwicklung der Stromerzeugung nach Veräußerungsformen ist in Abbildung 10 dargestellt.

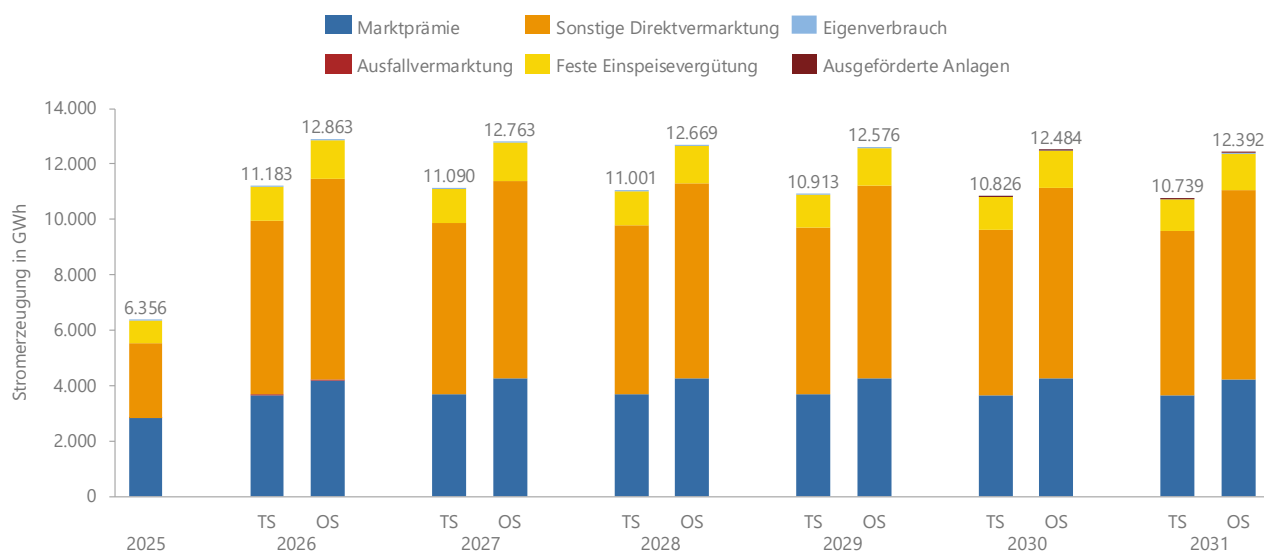


Abbildung 10: Vermarktungsformen für Strom aus Wasserkraft-Anlagen nach Szenarien bis 2031

3.1.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Die EEG-Zahlungen an Betreiber von Wasserkraftanlagen verteilen sich auf die Veräußerungsformen feste Einspeisevergütung und Marktpremien. Ein zentraler Treiber der Zahlungsentwicklung ist das Strompreinsniveau. Im Jahr 2026 liegt der mittlere Spotmarktpreis auf dem höchsten Niveau des gesamten Prognosezeitraums, was die Marktpremienzahlungen zunächst dämpft. Mit dem erwarteten sukzessiven Rückgang der Strompreise ab 2027 vergrößert sich die Differenz zwischen den anzulegenden Werten und dem realisierten Marktwert, sodass die Marktpremien in den Folgejahren trotz weitgehend stabiler Strommengen deutlich ansteigen. Entsprechend steigen die Zahlungen im Trend-Szenario von rund 181 Mio. Euro im Jahr 2026 kontinuierlich auf rund 260 Mio. Euro im Jahr 2031. Im Oberen Szenario fällt dieser Anstieg aufgrund höherer Strommengen und niedrigerer Strompreise noch ausgeprägter aus und erreicht bis 2031 rund 373 Mio. Euro (Abbildung 11).

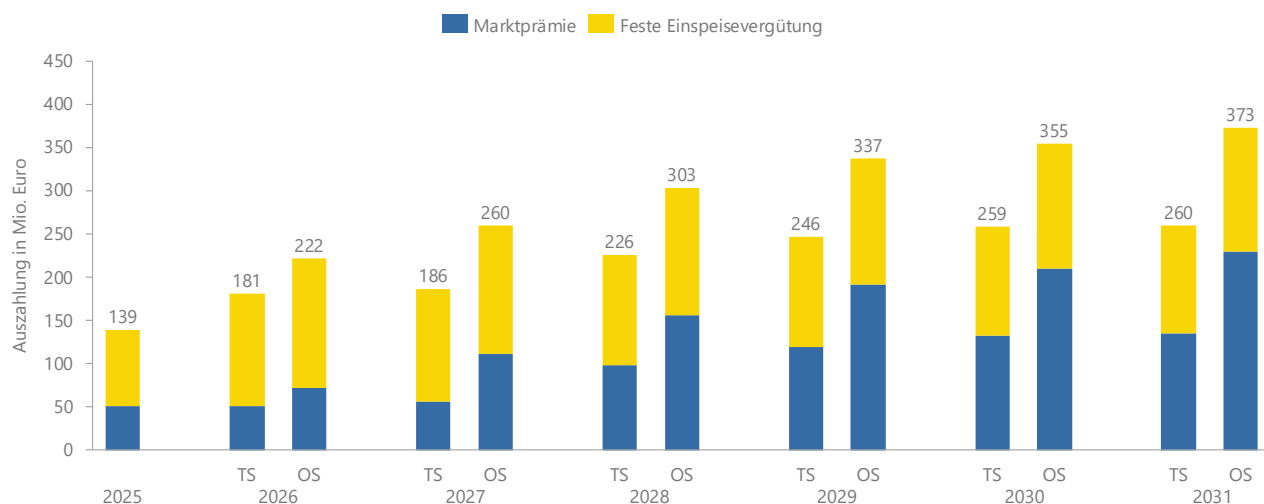


Abbildung 11: EEG-Zahlungen an Betreiber von Wasserkraftanlagen nach Szenarien und Veräußerungsform bis 2031

Den ausgewiesenen Förderzahlungen stehen die Einnahmen aus den vermiedenen Netznutzungsentgelten gegenüber. Gemäß der Festlegung der Bundesnetzagentur vom 17. Februar 2026 [BNetzA 2026a] werden diese für Bestandsanlagen in den Jahren 2026 bis 2028 jährlich um 25 % abgesenkt und entfallen ab 2029 vollständig. Die entsprechenden Werte sind in Tabelle 7 ausgewiesen.

Tabelle 7: Vermiedene Netznutzungsentgelte von EEG-Wasserkraftanlagen in Deutschland nach Szenarien

vNNE in Mio. Eur/a	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Trend-Szenario	22,79	17,09	11,39	5,70	0,00	0,00	0,00
Oberes Szenario	22,79	17,09	11,39	5,70	0,00	0,00	0,00

3.2 Deponiegas

3.2.1 Analyse der bisherigen Entwicklungen

Seit der Einführung des Ablagerungsverbots für nicht vorbehandelte organische Abfälle auf Deponien im Jahr 2005 ist in Deutschland ein kontinuierlicher Rückgang des Deponiegasaufkommens zu beobachten. Das damit einhergehende sinkende Methanpotenzial führt unmittelbar zu einer Verringerung der technisch nutzbaren Gasmenge und damit der verfügbaren Erzeugungskapazität. Langfristig ist davon auszugehen, dass die Bedeutung von Deponiegasanlagen im deutschen Energiesystem weiter abnimmt.

Der Anlagenbestand blieb über das vergangene Jahrzehnt weitgehend stabil, da Zu- und Rückbau nur eine untergeordnete Rolle spielte. Wie Abbildung 12 und Tabelle 8 auf Basis der ÜNB-Stammdaten [ÜNB 2026] und die Direktvermarktungsmeldungen für das Jahr 2025 [ÜNB 2026b] zeigen, wurden im Zeitraum von 2015 bis 2025 insgesamt nur marginale neue Anlagen in Betrieb genommen. Mit dem rückläufigen Deponiegasaufkommen hat sich der Nettozubau in den letzten Jahren deutlich verringert, sodass zuletzt ein Nettorückbau zu verzeichnen war. Die mittlere Anlagengröße des zugebauten Bestands ist dabei durchgängig gering und bewegt sich im Bereich von unter 0,5 MW je Anlage, was die kleinteilige Struktur des Deponiegassektors widerspiegelt.

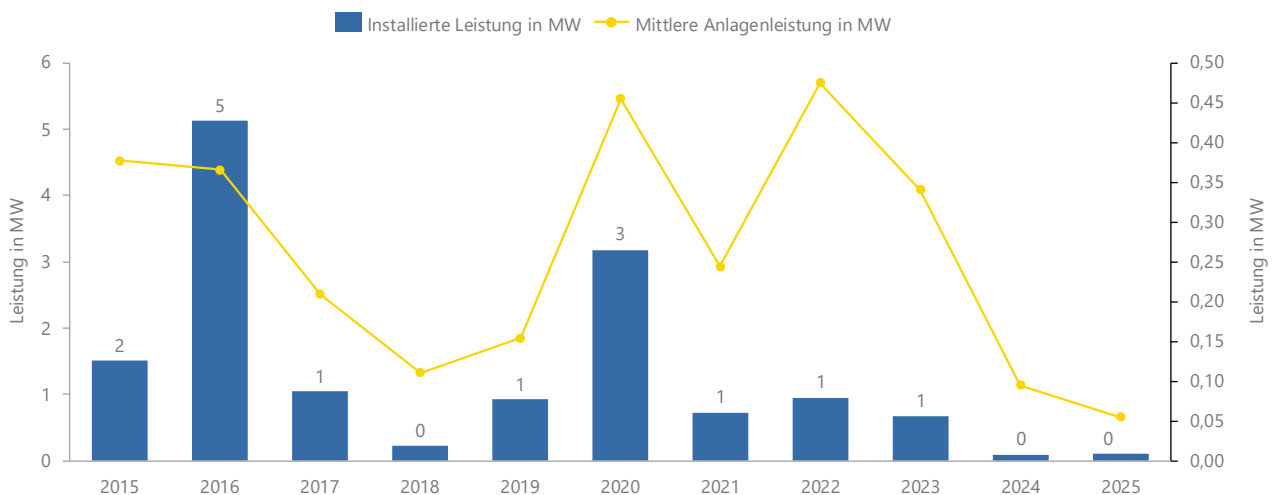


Abbildung 12: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Deponiegasanlagen in Deutschland von 2015 bis 2025

Tabelle 8: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Deponiegasanlagen in Deutschland von 2015 bis 2025

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Installierte Leistung in MW	1,5	5,1	1,0	0,2	0,9	3,2	0,7	1,0	0,7	0,1	0,1
Mittlere Anlagenleistung in MW	0,38	0,37	0,21	0,11	0,15	0,46	0,24	0,48	0,34	0,10	0,06

3.2.2 Leistungsentwicklung 2026 bis 2031

Ausgangspunkt der Leistungsprognose bildet der zum 31. Dezember 2025 dokumentierte Anlagenbestand von rund 86 MW [ÜNB 2026], [ÜNB 2026b]. Analog zur Wasserkraft führt der erstmalige Abgleich der ÜNB-Stammdaten mit den Direktvermarktungsmeldungen [ÜNB 2026c] im Jahr 2026 zu einem statistischen Korrektoreffekt, der einen ausgewiesenen Zubau von rund 11 MW bewirkt und den Jahresendbestand auf rund 94 MW anhebt. Dieser Effekt entspricht keinem realen Leistungszuwachs, sondern resultiert ausschließlich aus der verbesserten Datengrundlage.

Die künftige Entwicklung wird maßgeblich durch den fortschreitenden Rückbau bestehender Anlagen bestimmt, der sowohl auf das zunehmende Anlagenalter als auch auf das rückläufige Deponiegasaufkommen zurückzuführen ist. Grundsätzlich wird angenommen, dass die Anlagen bis zum Ende ihrer technischen Lebensdauer (TS: 25 Jahre, OS: 27,5 Jahre) betrieben werden.

Ein wesentlicher Treiber des besonders ausgeprägten Rückbaus im Jahr 2027 ist zudem der folgende Effekt: Anlagen, die erstmals über den Abgleich mit den Direktvermarktungsdaten [ÜNB 2026c] für das Jahr 2026 statistisch erfasst wurden und dabei bereits ihre technische Lebensdauer erreicht haben, werden zum Jahreswechsel 2027 als stillgelegt geführt. Dieser Bereinigungseffekt erklärt maßgeblich den deutlichen Rückbauschub von rund 38 MW im Jahr 2027, durch den der Bestand auf rund 57 MW absinkt.

Hinsichtlich des künftigen Zubaus ist angesichts des weiter sinkenden Deponiegasaufkommens nur mit marginalen Neuinbetriebnahmen zu rechnen. Im Trend-Szenario wird ein jährlicher Zubau von rund 1 MW fortgeschrieben, der auf kleinere Ersatz- und Erweiterungsmaßnahmen zurückzuführen ist. Das Obere Szenario setzt mit rund 2,5 MW einen etwas höheren Zubau an. Bis zum Jahresende 2031 ergibt sich im Trend-Szenario eine installierte Leistung von rund 48 MW, im Oberen Szenario von rund 62 MW. Die vollständigen Ergebnisse sind in Tabelle 9 ausgewiesen.

Tabelle 9: Leistungsentwicklung der Deponiegasanlagen nach Szenarien

		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Trend-Szenario	Zubau	0,0	12,4	1,3	1,2	1,4	1,2	1,3
	Rückbau	0,4	4,6	37,7	1,7	7,6	2,1	2,5
	Jahresendbestand	85,8	93,7	57,3	56,8	50,5	49,6	48,4
Oberes Szenario	Zubau	0,0	13,7	2,5	2,6	2,5	2,5	2,6
	Rückbau	0,4	3,6	32,3	5,7	0,7	0,0	8,1
	Jahresendbestand	85,8	95,9	66,1	63,1	64,9	67,4	61,9

3.2.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2031

Deponiegasanlagen werden im Bandlastbetrieb betrieben und stellen ihre Erzeugung unabhängig von meteorologischen Bedingungen weitgehend kontinuierlich bereit. Die Stromerzeugung weist damit keine Volatilität auf; Schwankungen der monatlichen Erzeugungsmengen resultieren ausschließlich aus der unterschiedlichen Anzahl der Kalendertage je Monat sowie aus marktbedingten Abregelungen.

Zur Ableitung der künftigen Vollbenutzungsstunden werden für Bestandsanlagen die anlagenspezifischen Werte aus dem Jahr 2025 auf Basis der ÜNB-Daten [ÜNB 2026] fortgeschrieben, die für den Gesamtbestand rechnerische Vollbenutzungsstunden von rund 1.878 Stunden ergeben. Für neu in Betrieb genommene Anlagen werden die durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden des Jahres 2025 herangezogen. In den

Szenarien werden die Vollbenutzungsstunden in Anlehnung an die in den letzten zehn Jahren beobachteten Abweichungen variiert [AGEE-Stat 2025].

Die Stromerzeugung ergibt sich als Produkt aus der monatlich installierten Leistung und den zugehörigen Vollbenutzungsstunden. Infolge des in Kapitel 3.2.2 beschriebenen deutlichen Rückbaus im Jahr 2027 sinkt die Stromerzeugung im Trend-Szenario von rund 168 GWh (2026) auf rund 110 GWh (2027) und geht bis 2031 weiter auf rund 83 GWh zurück. Im Oberen Szenario fällt der Rückgang aufgrund des höheren verbleibenden Anlagenbestands moderater aus und erreicht bis 2031 rund 121 GWh. Die vollständigen Ergebnisse sind in Tabelle 10 ausgewiesen.

Tabelle 10: Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Deponiegasanlagen nach Szenarien

		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Trend-szenario	Vollbenutzungsstunden (h)	1.878	1.824	1.936	1.932	1.905	1.771	1.718
	Stromerzeugung (GWh)	167	168	110	111	100	88	83
Oberes Szenario	Vollbenutzungsstunden (h)	1.878	1.899	1.971	1.982	1.994	1.895	1.837
	Stromerzeugung (GWh)	167	177	131	128	128	125	121

3.2.4 Marktwert

Gemäß Anlage 1 zu § 23a EEG 2023 beträgt der Marktwert für Strom aus Deponiegas definitionsgemäß 1,0, sodass kein technologiespezifischer Auf- oder Abschlag gegenüber dem allgemeinen Börsenstrompreis anfällt. Die Herleitung der zugrunde liegenden Strompreisprognose wird in Kapitel 2.5 beschrieben.

3.2.5 Entwicklung nach Veräußerungsformen und Eigenverbrauch

Die Stromerzeugung aus Deponiegas verteilt sich im Jahr 2025 im Wesentlichen auf die geförderte und die sonstige Direktvermarktung. Kleinere Anteile entfallen auf die feste Einspeisevergütung, den Eigenverbrauch und die Vergütung für ausgeförderte Anlagen. Damit wird bereits ein erheblicher Teil der erzeugten Strommenge außerhalb der EEG-Förderung in der sonstigen Direktvermarktung veräußert.

Im Prognosezeitraum verändert sich die Verteilung vor allem infolge des Rückbaus älterer Anlagen. Besonders deutlich wirkt sich die zum Jahreswechsel 2027 unterstellte Stilllegung derjenigen Anlagen aus, die zwar noch in den Direktvermarktungsdaten des Jahres 2026 enthalten sind, ihre technische Lebensdauer zu diesem Zeitpunkt jedoch bereits erreicht haben. Da ein großer Teil dieser Anlagen der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet ist, geht die dort vermarktete Strommenge im Jahr 2027 besonders stark zurück.

Die geförderte Direktvermarktung bleibt dagegen zunächst die bedeutendste Veräußerungsform. Ihr Anteil an der verbleibenden Stromerzeugung nimmt zeitweise zu, obwohl die zugehörige absolute Strommenge aufgrund des insgesamt rückläufigen Anlagenbestands langfristig ebenfalls sinkt. Die feste Einspeisevergütung und die Vergütung ausgeförderter Anlagen spielen über den gesamten Betrachtungszeitraum nur eine untergeordnete Rolle. Gleiches gilt für den Eigenverbrauch.

Im Oberen Szenario verbleiben aufgrund des geringeren Rückbaus und des höheren Zubaus mehr Anlagen im Bestand. Dadurch liegen insbesondere die Strommengen in der geförderten und sonstigen

Direktvermarktung über den Werten des Trend-Szenarios. Die Entwicklung der Stromerzeugung nach Veräußerungsformen und Szenarien ist in Abbildung 12 dargestellt.

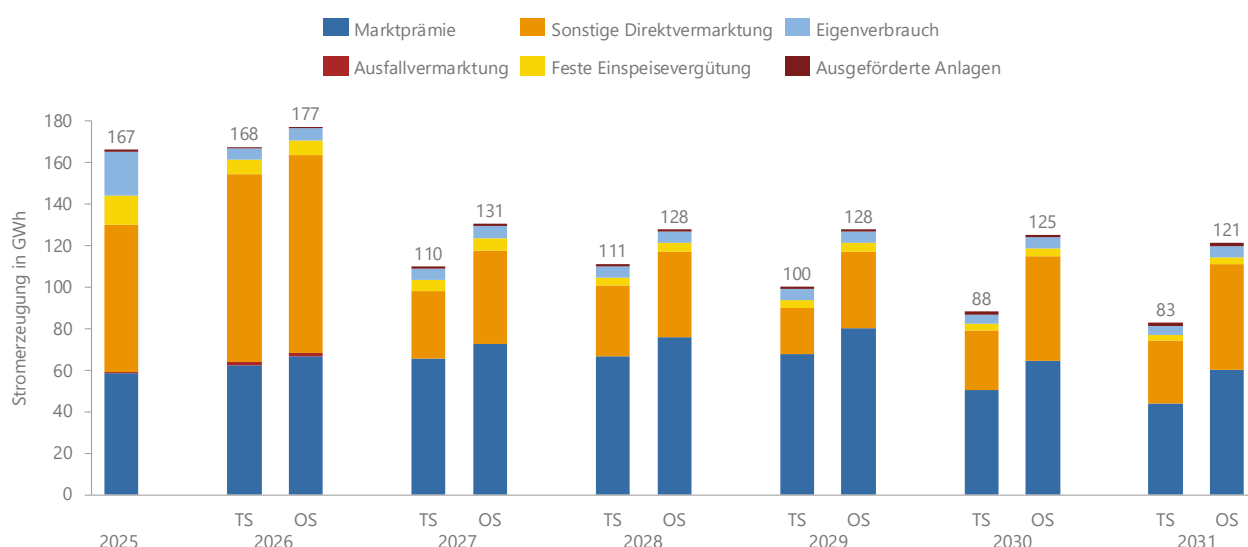


Abbildung 13: Vermarktungsformen für Strom aus Deponiegasanlagen nach Szenarien bis 2031

3.2.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen

Die EEG-Zahlungen für Strom aus Deponiegas setzen sich aus der festen Einspeisevergütung und der Marktprämie zusammen. Aufgrund der insgesamt geringen Strommengen bewegen sie sich während des gesamten Prognosezeitraums auf einem niedrigen Niveau. Von 2025 auf 2026 gehen insbesondere die Zahlungen im Rahmen der festen Einspeisevergütung deutlich zurück. Ursache hierfür ist der Abgleich der ÜNB-Stammdaten mit den Direktvermarktungsdaten des Jahres 2026. Anlagen, die im Jahr 2025 noch der festen Einspeisevergütung zugeordnet waren, werden auf Grundlage der aktualisierten Direktvermarktungsmeldungen teilweise der geförderten Direktvermarktung mit Marktprämie zugewiesen. Dadurch verringern sich die fest vergüteten Strommengen und die damit verbundenen Zahlungen.

Im Trend-Szenario sinken die EEG-Zahlungen von rund 1,2 Mio. Euro im Jahr 2025 auf rund 0,6 Mio. Euro im Jahr 2026. In den Folgejahren nimmt die Bedeutung der Marktprämie gegenüber der festen Einspeisevergütung zu. Trotz des rückläufigen Anlagenbestands steigen die Gesamtzahlungen zunächst auf rund 0,9 Mio. Euro im Jahr 2029. Maßgeblich hierfür sind die sinkenden Strompreise, durch die sich die Differenz zwischen den anzulegenden Werten und dem Marktwert vergrößert. Bis 2031 gehen die Zahlungen infolge des weiteren Anlagenrückbaus wieder auf rund 0,6 Mio. Euro zurück. Im Oberen Szenario fallen die Zahlungen aufgrund des höheren Anlagenbestands und der höheren Stromerzeugung ab 2027 durchgehend höher aus. Die Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform ist in Abbildung 14 und Tabelle 13 dargestellt.

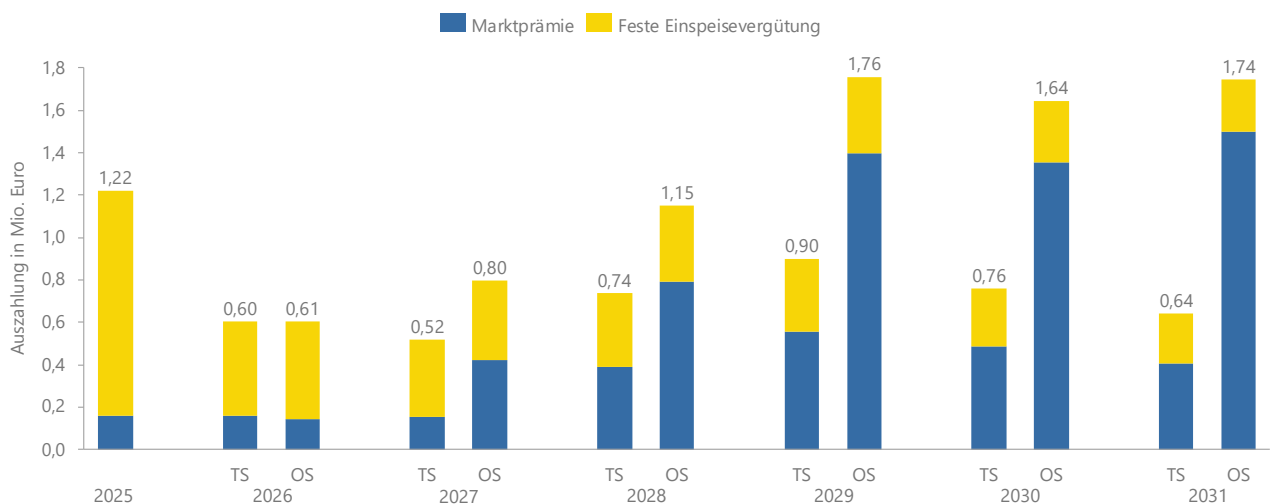


Abbildung 14: EEG-Zahlungen an Betreiber von Deponiegasanlagen nach Szenarien und Veräußerungsform bis 2031

Den EEG-Zahlungen stehen bis einschließlich 2028 Einnahmen aus vermiedenen Netznutzungsentgelten gegenüber. Unter Berücksichtigung der schrittweisen Absenkung gemäß der Festlegung der Bundesnetzagentur vom 17. Februar 2026 [BNetzA 2026a] sinken diese im Trend-Szenario von rund 0,55 Mio. Euro im Jahr 2025 auf rund 0,12 Mio. Euro im Jahr 2028. Ab 2029 werden keine vermiedenen Netznutzungsentgelte mehr angesetzt. Die entsprechenden Werte sind in Tabelle 11 ausgewiesen.

Tabelle 11: Vermiedene Netznutzungsentgelte von EEG-Deponiegasanlagen in Deutschland nach Szenarien

vNNE in Mio. Eur/a	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Trend-Szenario	0,55	0,38	0,25	0,12	0,00	0,00	0,00
Oberes Szenario	0,55	0,39	0,26	0,13	0,00	0,00	0,00

3.3 Klärgas

3.3.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Klärgas fällt kontinuierlich bei der Abwasserbehandlung in Kläranlagen an und wird überwiegend direkt vor Ort zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt. Aufgrund der weitgehend ausgeschöpften Nutzungspotenziale und der Abhängigkeit vom Klärgasaufkommen ist der Ausbau neuer Erzeugungskapazitäten begrenzt. Veränderungen des Anlagenbestands gehen daher vor allem auf den Ersatz oder die Modernisierung bestehender Blockheizkraftwerke zurück.

Die ÜNB-Stammdaten und Direktvermarktungsdaten [ÜNB 2026], [ÜNB 2026b] zeigen für die Jahre 2015 bis 2025 entsprechend schwankende, insgesamt jedoch geringe Zubauten. Die jährlichen Inbetriebnahmen liegen überwiegend unter 7 MW. Eine Ausnahme bildet das Jahr 2023 mit rund 7,8 MW. Im Jahr 2025 wurden rund 1,6 MW mit einer mittleren Anlagenleistung von etwa 0,4 MW in Betrieb genommen. Abbildung 15 und Tabelle 12 zeigen die bisherige Entwicklung des Zubaus und der mittleren Anlagenleistung.

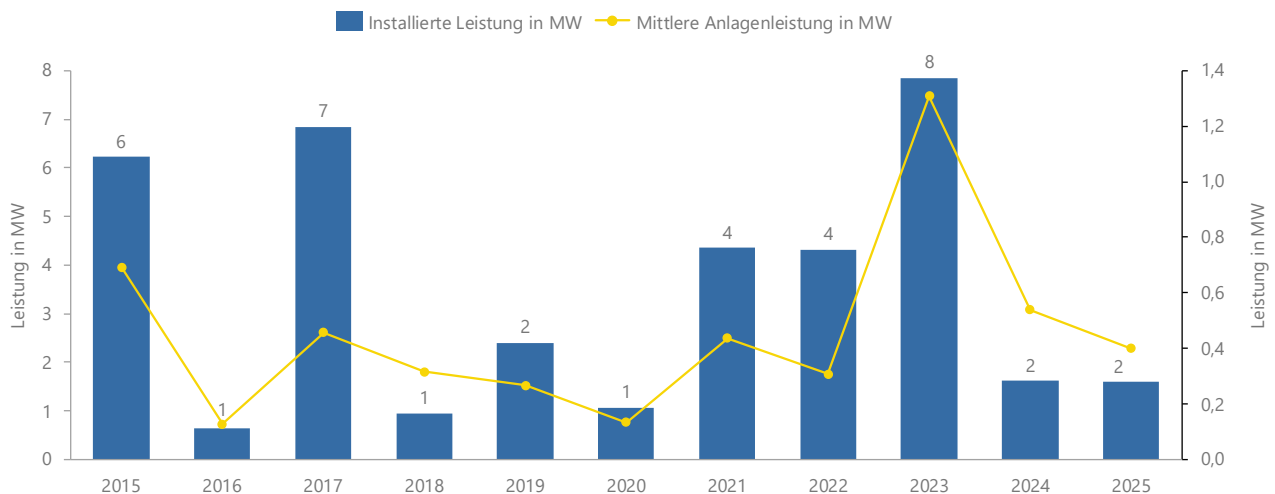


Abbildung 15: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Klärgasanlagen in Deutschland von 2015 bis 2025

Tabelle 12: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Klärgasanlagen in Deutschland von 2015 bis 2025

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Installierte Leistung in MW	6,2	0,6	6,8	0,9	2,4	1,1	4,4	4,3	7,8	1,6	1,6
Mittlere Anlagenleistung in MW	0,69	0,13	0,46	0,32	0,27	0,13	0,44	0,31	1,31	0,54	0,40

3.3.2 Leistungsentwicklung 2026 bis 2031

Ausgangspunkt der Leistungsprognose bildet der zum 31. Dezember 2025 dokumentierte Anlagenbestand von rund 68 MW. Für das Jahr 2026 halten sich Zu- und Rückbau mit jeweils rund 3 MW annähernd die Waage, sodass der Jahresendbestand nahezu unverändert bleibt.

Zum Jahreswechsel 2027 werden Anlagen stillgelegt, die noch in den Direktvermarktungsdaten des Jahres 2026 enthalten sind, ihre technische Lebensdauer jedoch bereits erreicht haben. Dadurch übersteigt der Rückbau von rund 6,5 MW den Zubau von rund 1,8 MW und der Bestand sinkt im Trend-Szenario auf rund 64 MW. In den Folgejahren wird ein geringer jährlicher Zubau von knapp 2 MW angenommen, der im Wesentlichen auf Ersatz- und Modernisierungsmaßnahmen zurückzuführen ist. Bis 2031 steigt die installierte Leistung dadurch wieder leicht auf rund 67 MW.

Tabelle 13: Leistungsentwicklung der Klärgasanlagen nach Szenarien

		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Trend-Szenario	Zubau	9,4	3,3	1,8	1,9	1,9	1,8	1,9
	Rückbau	2,3	3,2	6,5	1,7	1,1	0,4	1,1
	Jahresendbestand	68,2	68,3	63,6	63,9	64,6	66,1	66,8
Oberes Szenario	Zubau	9,4	4,1	2,4	2,5	2,4	2,6	2,6
	Rückbau	2,3	2,7	4,0	2,1	0,7	1,2	1,6
	Jahresendbestand	68,2	69,6	68,1	68,5	70,2	71,6	72,7

Im Oberen Szenario werden ein höherer Zubau und ein geringerer Rückbau unterstellt. Der Anlagenbestand erreicht hier bis 2031 rund 73 MW. Die vollständigen Ergebnisse sind in Tabelle 13 ausgewiesen.

3.3.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2031

Klärgas fällt kontinuierlich bei der Abwasserbehandlung an und wird überwiegend direkt am Standort der Kläranlage zur Stromerzeugung eingesetzt. Da die ÜNB-Bewegungsdaten den vor Ort verbrauchten Strom nur unvollständig erfassen, wird der Eigenverbrauch ab 2026 gesondert zugeschätzt. Hierfür wird ein Eigenverbrauchsanteil von rund 80 % an der gesamten Stromerzeugung angesetzt [R2b 2021]. Die für 2025 ausgewiesenen 824 Vollbenutzungsstunden und 53 GWh Stromerzeugung enthalten diese Zuschätzung noch nicht und sind daher mit den Prognosejahren nur eingeschränkt vergleichbar.

Die Prognose der Vollbenutzungsstunden basiert auf den für 2025 aus den ÜNB-Daten abgeleiteten monatlichen Auslastungsprofilen. Diese werden um den zugeschätzten Eigenverbrauch ergänzt und grundsätzlich in den Prognosezeitraum fortgeschrieben. Veränderungen der durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden ergeben sich insbesondere aus der sich wandelnden Zusammensetzung des Anlagenbestands, da Zu- und Rückbau die Gewichtung der anlagenspezifischen Auslastung verändern.

Für 2026 ergeben sich im Trend-Szenario rund 3.066 Vollbenutzungsstunden. Bis 2031 steigen diese geringfügig auf rund 3.185 Stunden. Die Stromerzeugung beträgt 2026 rund 208 GWh, sinkt infolge des Bestandsrückgangs im Jahr 2027 zunächst auf rund 193 GWh und steigt anschließend mit der installierten Leistung auf rund 212 GWh im Jahr 2031. Im Oberen Szenario werden eine höhere Auslastung und ein größerer Anlagenbestand angesetzt, sodass die Stromerzeugung bis 2031 auf rund 262 GWh steigt. Die vollständigen Ergebnisse sind in Tabelle 14 ausgewiesen.

Tabelle 14: Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Klärgasanlagen nach Szenarien

		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Trend-szenario	Vollbenutzungsstunden (h)	824	3.066	3.074	3.105	3.129	3.157	3.185
	Stromerzeugung (GWh)	53	208	193	198	201	206	212
Oberes Szenario	Vollbenutzungsstunden (h)	824	3.463	3.494	3.522	3.547	3.584	3.621
	Stromerzeugung (GWh)	53	238	240	243	246	255	262

3.3.4 Marktwert

Gemäß Anlage 1 zu § 23a EEG 2023 beträgt der Marktwert für Strom aus Klärgas definitionsgemäß 1,0, sodass kein technologiespezifischer Auf- oder Abschlag gegenüber dem allgemeinen Börsenstrompreis anfällt. Die Herleitung der zugrunde liegenden Strompreisprognose wird in Kapitel 2.5 beschrieben.

3.3.5 Entwicklung nach Veräußerungsformen und Eigenverbrauch

Der überwiegende Teil der Stromerzeugung aus Klärgas wird innerhalb der Kläranlagen selbst verbraucht. Ab 2026 entfallen im Trend-Szenario rund vier Fünftel der erzeugten Strommenge auf den Eigenverbrauch. Die verbleibende Stromerzeugung verteilt sich auf die geförderte und sonstige Direktvermarktung, die feste Einspeisevergütung sowie in geringem Umfang auf die Vergütung ausgeförderter Anlagen.

Der Rückbau zum Jahreswechsel 2027 betrifft insbesondere Anlagen, die in den Direktvermarktungsdaten des Jahres 2026 noch enthalten sind, ihre technische Lebensdauer jedoch bereits erreicht haben. Dadurch

gehen die Strommengen in der sonstigen Direktvermarktung zunächst zurück. Mit dem Auslaufen weiterer Förderansprüche nimmt deren Bedeutung im weiteren Prognosezeitraum wieder leicht zu. Der Eigenverbrauch bleibt jedoch in beiden Szenarien die mit Abstand dominierende Nutzungsform. Die Entwicklung ist in Abbildung 16 dargestellt.

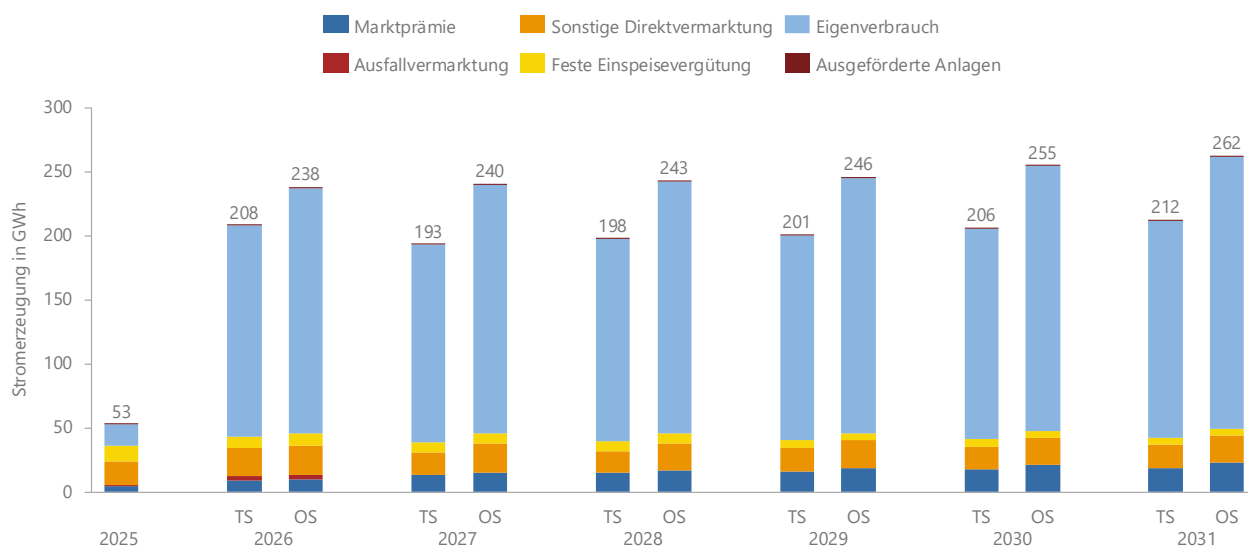


Abbildung 16: Vermarktungsformen für Strom aus Klärgasanlagen nach Szenarien bis 2031

3.3.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen

Die EEG-Zahlungen für Strom aus Klärgas entfallen überwiegend auf die feste Einspeisevergütung. Da neu in Betrieb genommene Anlagen in den vergangenen zehn Jahren durchschnittlich Leistung von über 100 kW aufwiesen, wird der prognostizierte Zubau vollständig der geförderten Direktvermarktung zugeordnet. Die anzulegenden Werte werden entsprechend der jeweiligen Größenklasse anhand der im EEG 2023 festgelegten Vergütungs- und Degressionssätze bestimmt. Zusätzlich wird für Neuanlagen die kalenderjährliche Degression der anzulegenden Werte gemäß § 41 Abs. 4 EEG berücksichtigt.

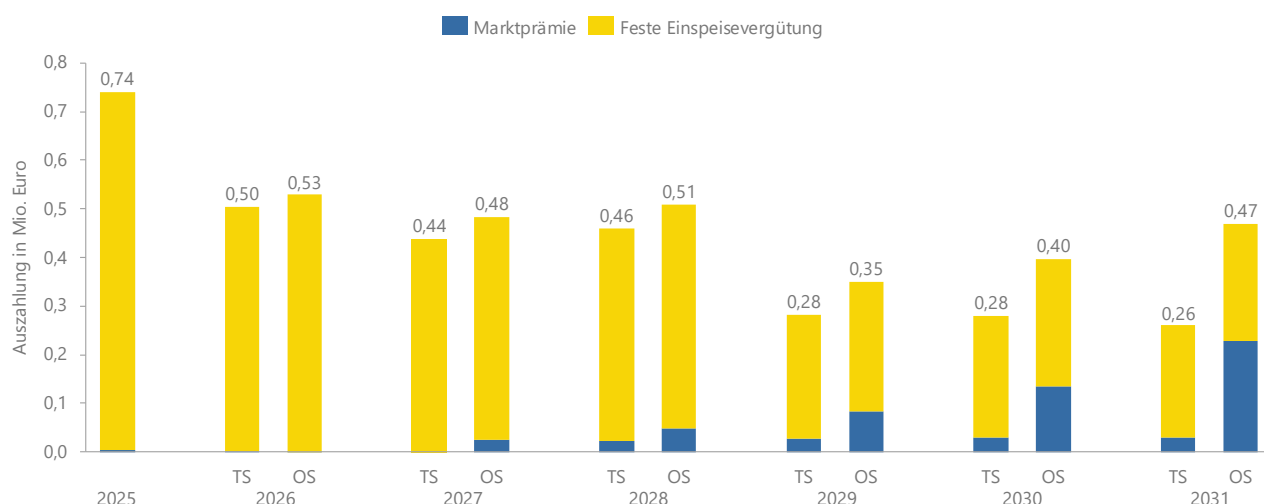


Abbildung 17: EEG-Zahlungen an Betreiber von Klärgasanlagen nach Szenarien und Veräußerungsform bis 2031

Im Trend-Szenario sinken die Zahlungen aus der festen Einspeisevergütung infolge des schrittweisen Auslaufens der EEG-Förderung älterer Anlagen. Die Marktpremienzahlungen steigen dagegen im weiteren Prognosezeitraum leicht an, da sinkende Marktwerte die Differenz zu den anzulegenden Werten vergrößern. Insgesamt gehen die EEG-Zahlungen von rund 0,7 Mio. Euro im Jahr 2025 auf rund 0,3 Mio. Euro im Jahr 2031 zurück. Die Entwicklung ist in Abbildung 17 dargestellt.

Die vermiedenen Netznutzungsentgelte werden bis 2028 schrittweise abgesenkt. Im Trend-Szenario sinken sie von rund 0,18 Mio. Euro im Jahr 2025 auf rund 0,04 Mio. Euro im Jahr 2028 und entfallen ab 2029 vollständig. Die entsprechenden Werte sind in Tabelle 15 ausgewiesen.

Tabelle 15: Vermiedene Netznutzungsentgelte von EEG-Klärgasanlagen in Deutschland nach Szenarien

vNNE in Mio. Eur/a	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Trend-Szenario	0,18	0,13	0,08	0,04	0,00	0,00	0,00
Oberes Szenario	0,13	0,09	0,06	0,03	0,00	0,00	0,00

3.4 Grubengas

3.4.1 Analyse der bisherigen Entwicklungen

Grubengas entsteht nach der Stilllegung von Steinkohlebergwerken durch die weitere Freisetzung des im Gebirge gebundenen Methans. Seit dem Ende des deutschen Steinkohlebergbaus im Jahr 2018 werden keine neuen Grubengasvorkommen mehr erschlossen. Die langfristige Entwicklung ist daher durch ein rückläufiges Gasaufkommen und eine abnehmende Zahl wirtschaftlich betreibbarer Anlagen geprägt.

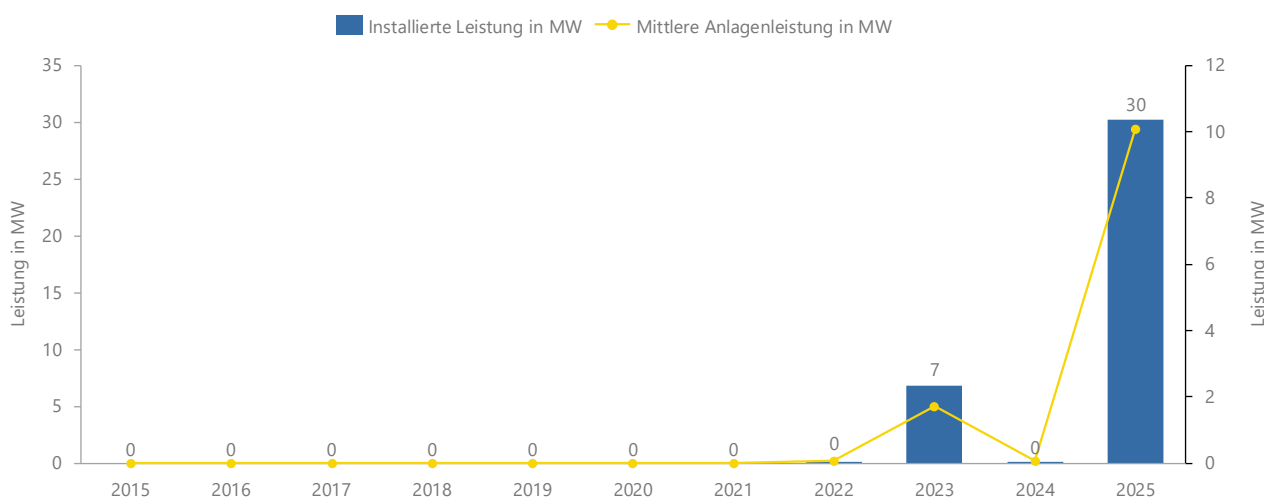


Abbildung 18: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Grubengasanlagen in Deutschland von 2015 bis 2025

Tabelle 16: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Grubengasanlagen in Deutschland von 2015 bis 2025

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Installierte Leistung in MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	6,9	0,1	30,2
Mittlere Anlagenleistung in MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	1,72	0,07	10,06

Im Jahr 2023 kamen drei neue Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund 6,9 MW hinzu. Der für 2025 ausgewiesene Zubau von rund 30 MW entfällt hingegen auf neue Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die bestehende Erzeugungseinheiten an bereits genutzten Standorten ersetzen. Der Zubau stellt somit überwiegend eine Erneuerung des bestehenden Anlagenparks und keine Erschließung neuer Grubengasstandorte dar. Abbildung 18 und Tabelle 16 zeigen die historische Entwicklung des jährlichen

Zubaus und typischer Anlagengrößen auf Basis der ÜNB-Stammdaten [ÜNB 2026] und der ÜNB-Direktvermarktungstabellen [ÜNB 2026b].

3.4.2 Leistungsentwicklung 2026 bis 2031

Ausgangspunkt der Leistungsprognose bildet der zum 31. Dezember 2025 dokumentierte Anlagenbestand von rund 94 MW. Da infolge der Beendigung des deutschen Steinkohlebergbaus keine neuen Vorkommen mehr erschlossen werden, wird im Prognosezeitraum kein nennenswerter Zubau angenommen.

Die Bestandsentwicklung wird daher nahezu vollständig durch den Rückbau bestimmt. Anlagen, die in den Direktvermarktungsdaten des Jahres 2026 enthalten sind, ihre technische Lebensdauer (TS: 25 Jahre, OS: 27,5 Jahre) jedoch bereits erreicht haben, werden zum Jahreswechsel 2027 stillgelegt. Dieser Bereinigungseffekt führt im Trend-Szenario 2027 zu einem Rückbau von rund 36 MW und einem Rückgang des Jahresendbestands auf rund 49 MW. Bis 2031 sinkt die installierte Leistung weiter auf rund 13 MW.

Im Oberen Szenario wird eine längere Betriebsdauer der Bestandsanlagen unterstellt. Der Rückbau setzt deshalb später ein und der Anlagenbestand liegt 2031 noch bei rund 26 MW. Die vollständigen Ergebnisse sind in Tabelle 17 ausgewiesen.

Tabelle 17: Leistungsentwicklung der Grubengasanlagen nach Szenarien

		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Trend-szenario	Zubau	21,7	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
	Rückbau	24,1	8,8	36,0	17,0	14,9	2,9	0,7
	Jahresendbestand	93,5	84,7	48,6	31,7	16,7	13,9	13,2
Oberes Szenario	Zubau	21,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Rückbau	24,1	8,8	8,1	0,0	9,4	23,8	17,2
	Jahresendbestand	93,5	84,7	76,7	76,7	67,2	43,4	26,2

3.4.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2031

Die Auslastung der Grubengasanlagen hängt wesentlich vom verfügbaren Gasaufkommen ab. Mit der fortschreitenden Entgasung stillgelegter Bergwerke nimmt dieses langfristig ab. Zur Prognose der langfristig rückläufigen Stromerzeugung wird die in [DMT 2018] erwartete Entwicklung des Grubengasaufkommens herangezogen. Auf Grundlage des historischen Zusammenhangs zwischen Gasaufkommen und Stromerzeugung werden daraus die zukünftigen Vollbenutzungsstunden abgeleitet und über das Jahr verteilt. Mit der fortschreitenden Entgasung stillgelegter Bergwerke sinken die Vollbenutzungsstunden im Trend-Szenario von rund 3.011 Stunden im Jahr 2025 auf rund 2.590 Stunden im Jahr 2031.

In Verbindung mit dem deutlichen Rückbau geht die Stromerzeugung im Trend-Szenario von rund 277 GWh im Jahr 2025 auf rund 179 GWh im Jahr 2027 zurück. Bis 2031 sinkt sie weiter auf rund 34 GWh. Im Oberen Szenario fallen sowohl der Rückbau als auch der Rückgang der Vollbenutzungsstunden geringer aus. Die Stromerzeugung beträgt dort im Jahr 2031 noch rund 85 GWh. Die vollständigen Ergebnisse sind in Tabelle 18 dargestellt.

Tabelle 18: Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Grubengasanlagen nach Szenarien

		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Trend-szenario	Vollbenutzungsstunden (h)	3.011	2.901	2.809	2.742	2.690	2.651	2.590
	Stromerzeugung (GWh)	277	252	179	112	66	40	34
Oberes Szenario	Vollbenutzungsstunden (h)	3.011	3.046	2.944	2.856	2.771	2.699	2.640
	Stromerzeugung (GWh)	277	265	226	219	204	139	85

3.4.4 Marktwert

Gemäß Anlage 1 zu § 23a EEG 2023 beträgt der Marktwert für Strom aus Grubengas definitionsgemäß 1,0, sodass kein technologiespezifischer Auf- oder Abschlag gegenüber dem allgemeinen Börsenstrompreis anfällt. Die Herleitung der zugrunde liegenden Strompreisprognose wird in Kapitel 2.5 beschrieben.

3.4.5 Entwicklung nach Veräußerungsformen und Eigenverbrauch

Die Stromerzeugung aus Grubengas entfällt bereits im Jahr 2025 überwiegend auf die sonstige Direktvermarktung. Kleinere Mengen werden über die geförderte Direktvermarktung und die feste Einspeisevergütung vermarktet.

Ab 2026 endet die feste Einspeisevergütung für die noch darin befindlichen Anlagen. Gleichzeitig liegt der Marktwert überwiegend oberhalb der anzulegenden Werte, sodass für die geförderte Direktvermarktung kaum noch positive Marktpremien entstehen. Die sonstige Direktvermarktung bleibt daher im gesamten Prognosezeitraum die dominierende Veräußerungsform. Mit dem fortschreitenden Rückbau gehen die dort vermarkteten Strommengen in beiden Szenarien deutlich zurück. Die Entwicklung ist in Abbildung 19 dargestellt.

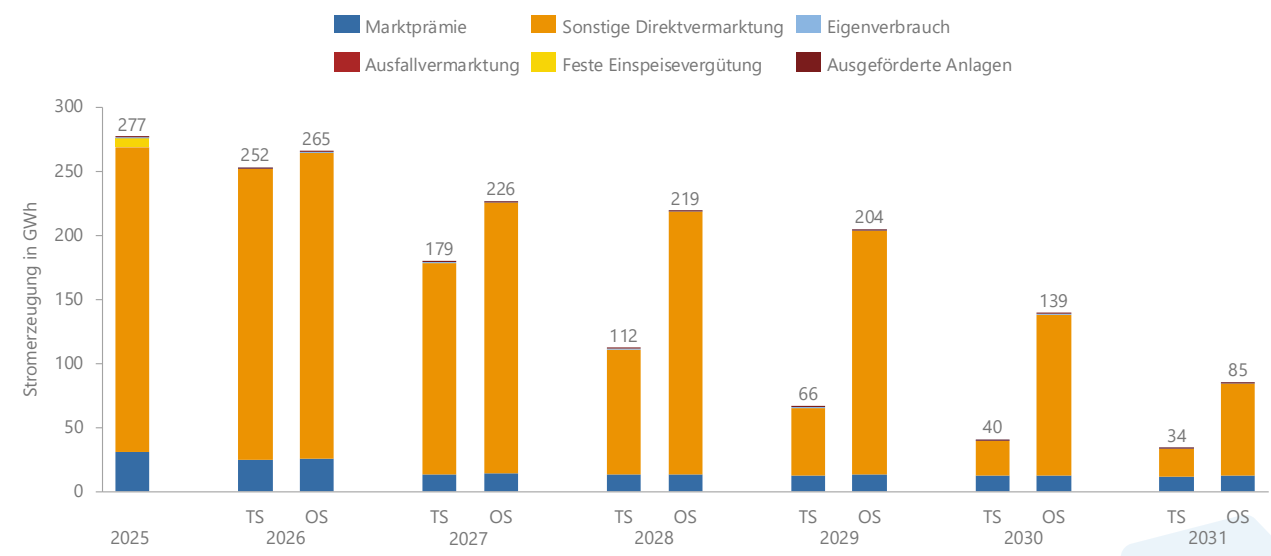


Abbildung 19: Vermarktungsformen für Strom aus Grubengasanlagen nach Szenarien bis 2031

3.4.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen

Die EEG-Zahlungen für Grubengas gehen von rund 0,4 Mio. Euro im Jahr 2025 auf rund 0,1 Mio. Euro im Jahr 2026 zurück. Ursache ist insbesondere das Auslaufen der festen Einspeisevergütung. Aufgrund des im

Verhältnis zu den anzulegenden Werten hohen Marktwerts fallen ab 2027 im Trend-Szenario keine Marktprämienzahlungen mehr an. Auch im Oberen Szenario bleiben die Zahlungen nahezu vollständig aus. Die Entwicklung ist in Abbildung 20 dargestellt. Aufgrund der stark sinkenden Marktwerte im Oberen Szenario entstehen in den Jahren 2030 und 2031 geringe Marktprämienzahlungen für einzelne wenige Anlagen.

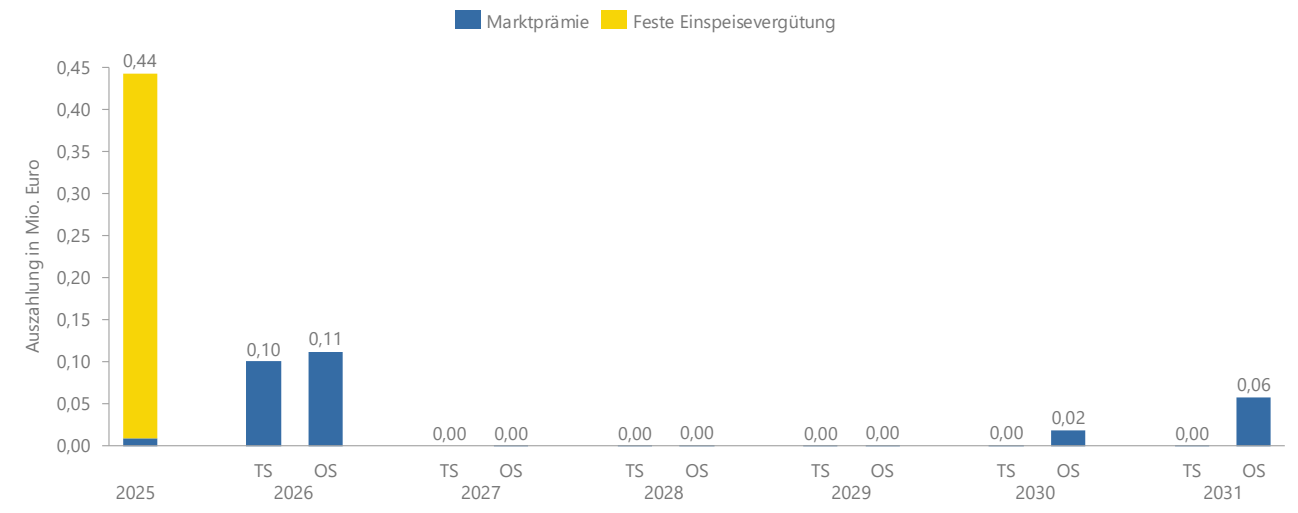


Abbildung 20: EEG-Zahlungen an Betreiber von Grubengasanlagen nach Szenarien und Veräußerungsform bis 2031

Die vermiedenen Netznutzungsentgelte sinken im Trend-Szenario von rund 0,77 Mio. Euro im Jahr 2025 auf rund 0,11 Mio. Euro im Jahr 2028. Ab 2029 werden keine vermiedenen Netznutzungsentgelte mehr angesetzt. Die entsprechenden Werte sind in Tabelle 19 ausgewiesen.

Tabelle 19: Vermiedene Netznutzungsentgelte von EEG-Grubengasanlagen in Deutschland nach Szenarien

vNNE in Mio. Eur/a	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Trend-Szenario	0,77	0,56	0,32	0,11	0,00	0,00	0,00
Oberes Szenario	0,76	0,55	0,36	0,18	0,00	0,00	0,00

3.5 Biomasse

3.5.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Die installierte Leistung der Biomasseanlagen nahm insbesondere zwischen 2007 und 2014 stark zu. Begünstigt wurde diese Entwicklung durch die damaligen Förderbedingungen des EEG, das über mehrere Jahre hohe jährliche Zubauten anreizte. Ab 2015 ging der Zubau deutlich zurück. Wesentliche Gründe hierfür waren sinkende Fördersätze sowie die hohen Investitions-, Substrat- und Stromgestehungskosten von Biomasseanlagen. Mit der Einführung verpflichtender Ausschreibungen im Jahr 2017 für Biomasseanlagen mit mehr als 150 kW wurde der Ausbau zudem stärker über die ausgeschriebenen Mengen gesteuert. Für Biomethananlagen gilt die Ausschreibungspflicht seit 2021. Die Ausschreibungen waren zunächst häufig unterzeichnet, sodass der Anlagenbestand in den folgenden Jahren nur noch langsam zunahm.

Seit 2023 hat sich die Beteiligung an den Biomasseausschreibungen grundlegend verändert. Mit der Öffnung der Ausschreibungen für Bestandsanlagen konnten sich zunehmend Anlagen um eine weitere Förderung bewerben, deren ursprünglicher EEG-Vergütungszeitraum ausläuft. Dadurch stiegen die Gebotsmengen sprunghaft an und die Ausschreibungen sind seitdem deutlich überzeichnet. Verstärkt wurde diese Entwicklung durch die Anhebung der Gebotshöchstwerte. In der Ausschreibungsrunde vom 1. April 2025

entsprach die Gebotsmenge nahezu dem Dreifachen des Ausschreibungsvolumens, wobei 99,8 % der bezuschlagten Leistung auf Bestandsanlagen entfielen. In den folgenden Ausschreibungsrunden erhielten zwar vermehrt auch Neuanlagen einen Zuschlag, ihr Anteil blieb insgesamt jedoch gering. Die Ausschreibungsergebnisse dienen damit weiterhin überwiegend dem Weiterbetrieb und der Flexibilisierung bestehender Anlagen, während neue Standorte bislang nur eine untergeordnete Rolle spielen.

Die seit 2023 erteilten Zuschläge spiegeln sich zeitversetzt in den steigenden Zubauzahlen bis 2025 wider. Dabei ist zu berücksichtigen, dass bezuschlagte Bestandsanlagen für den Eintritt in den neuen Förderzeitraum formal zunächst außer Betrieb genommen und anschließend wieder in Betrieb gesetzt werden. In der Statistik werden sie dadurch dem jeweiligen Inbetriebnahmejahrgang als Zubau zugerechnet, obwohl es sich nicht um einen vollständig neuen Anlagenstandort handelt. Der ausgewiesene Zubau umfasst somit neben tatsächlichen Neuanlagen auch weiterbetriebene Bestandsanlagen, die im Zuge der erneuten Inbetriebnahme häufig erweitert und flexibilisiert werden.

Zugleich ist die mittlere Leistung der erfassten Anlagen deutlich gestiegen. Während sie in den Jahren 2015 bis 2019 überwiegend unter 0,25 MW lag, erhöhte sie sich bis 2024 auf knapp 1 MW. Dies ist insbesondere auf die leistungsmäßige Erweiterung beziehungsweise Überbauung und Flexibilisierung bestehender Standorte zurückzuführen.

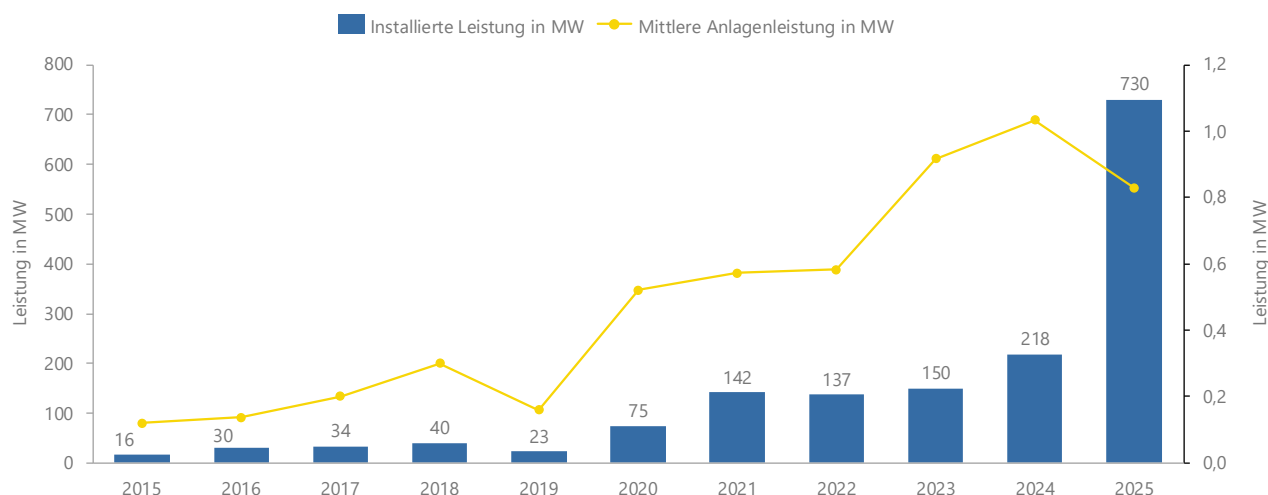


Abbildung 21: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Biomasseanlagen in Deutschland von 2015 bis 2025

Tabelle 20: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Biomasseanlagen in Deutschland von 2015 bis 2025

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Installierte Leistung in MW	16,1	29,9	33,6	40,5	22,9	74,6	141,9	136,9	150,4	218,2	730,3
Mittlere Anlagenleistung in MW	0,12	0,14	0,20	0,30	0,16	0,52	0,57	0,58	0,92	1,03	0,83

3.5.2 Leistungsentwicklung 2026 bis 2031

Die künftige Leistungsentwicklung der Biomasse wird maßgeblich durch die Ausschreibungen für Biomasse und Biomethan sowie durch die Weiterbetriebsentscheidungen nach dem Ende des bisherigen EEG-Förderzeitraums bestimmt. Der ausgewiesene Zubau umfasst dabei nicht nur neu errichtete Anlagen, sondern auch Bestandsanlagen, die eine Anschlussförderung erhalten. Diese Anlagen werden beim Ausscheiden aus dem bisherigen Förderzeitraum zunächst als Rückbau und beim Eintritt in die

Anschlussförderung erneut als Zubau erfasst. Der ausgewiesene Bruttozubau ist daher nicht mit dem Bau neuer Anlagen beziehungsweise neuer Anlagenstandorte gleichzusetzen.

Für die Biomasseausschreibungen werden die gesetzlich vorgesehenen Ausschreibungsvolumen angesetzt und um 29 % der nicht bezuschlagten Mengen aus den Biomethanausschreibungen erhöht. Aufgrund der seit 2023 deutlich überzeichneten Ausschreibungen wird eine vollständige Vergabe der verfügbaren Mengen angenommen. Ausgehend von den bisherigen Ausschreibungsergebnissen entfallen 95 % der Zuschlagsmenge auf Bestandsanlagen und 5 % auf Neuanlagen. Für bezuschlagte Bestandsanlagen wird eine Verdreifachung der installierten Leistung unterstellt, da die Anforderungen an eine flexible Fahrweise einen wirtschaftlichen Anreiz zur Überbauung der Erzeugungskapazität setzen.

Im Trend-Szenario wird für Bestandsanlagen eine Realisierungsdauer von zwölf Monaten und für Neuanlagen von 24 Monaten angesetzt. Im Oberen Szenario verkürzen sich diese Zeiträume auf sechs beziehungsweise zwölf Monate. Die Realisierungschance wird in beiden Szenarien mit 100 % angenommen. Die unterschiedlichen Realisierungsdauern führen insbesondere zu einer zeitlich abweichenden Verteilung des Zubaus.

Für Biomethan wird aufgrund der geringen Beteiligung an den bisherigen Ausschreibungen nur eine teilweise Ausschöpfung der verfügbaren Mengen angenommen. Der Zuschlagsfaktor beträgt 10 % des Ausschreibungsvolumens im Trend-Szenario und 25 % im Oberen Szenario.

Der Rückbau wird auf Grundlage der Anlagen berechnet, die im jeweiligen Jahr das Ende ihres ursprünglichen Vergütungszeitraums erreichen. Erhält eine Bestandsanlage keinen Zuschlag, wird im Trend-Szenario für 60 % dieser Leistung eine Stilllegung angenommen. Im Oberen Szenario beträgt dieser Anteil 30 %. Anlagen, die einen Zuschlag erhalten, werden im Modell gleichzeitig als Rückbau des bisherigen Bestands und als Zubau im neuen Förderzeitraum erfasst. Zusätzlich werden Anlagen, die zwar in den Direktvermarktungsdaten des Jahres 2026 enthalten sind, ihre technische Lebensdauer jedoch bereits erreicht haben, zum Jahreswechsel 2027 stillgelegt.

Tabelle 21: Leistungsentwicklung der Biomasseanlagen nach Szenarien

		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Trend-szenario	Zubau	609	802	1.311	485	296	217	0
	Rückbau	113	306	543	425	259	314	505
	Jahresendbestand	8.322	8.818	9.586	9.646	9.683	9.587	9.082
Oberes Szenario	Zubau	609	1.346	903	495	346	78	0
	Rückbau	113	300	271	213	130	157	252
	Jahresendbestand	8.322	9.369	10.001	10.283	10.500	10.422	10.169

Im Trend-Szenario übersteigt der Zubau den Rückbau zunächst deutlich. Die installierte Leistung steigt von rund 8.818 MW im Jahr 2026 auf einen Höchststand von rund 9.683 MW im Jahr 2029. Anschließend überwiegt der Rückbau, sodass der Anlagenbestand bis 2031 auf rund 9.082 MW zurückgeht. Im Oberen Szenario führen die kürzeren Realisierungszeiten und die geringere Stilllegungswahrscheinlichkeit zu einem stärkeren Leistungsanstieg. Der Bestand erreicht 2029 mit rund 10.500 MW seinen Höchststand und sinkt anschließend auf rund 10.169 MW im Jahr 2031. Die vollständigen Ergebnisse sind in Tabelle 21 ausgewiesen.

3.5.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2031

Die Vollbenutzungsstunden der Bestandsanlagen werden aus den monatlichen Strommengen und installierten Nettoleistungen des Jahres 2025 abgeleitet. Zusätzlich werden Unterschiede zwischen den Veräußerungsformen berücksichtigt.

Für den Zubau wird ein deutschlandweit einheitliches Monatsprofil aus dem Basisjahr 2025 verwendet. Dieses wird ohne weitere regionale Differenzierung auf die Veräußerungsformen übertragen. Im Trend-Szenario werden die Vollbenutzungsstunden jährlich um 2,5 % reduziert. Damit wird insbesondere der zunehmenden Flexibilisierung des Anlagenbetriebs Rechnung getragen. Im Oberen Szenario fällt die jährliche Absenkung mit 1,5 % geringer aus.

Für bestehende Anlagen mit Eigenverbrauch werden die aus dem Jahr 2025 abgeleiteten Monatsprofile unverändert fortgeschrieben. Auch beim Zubau wird technischer Eigenverbrauch berücksichtigt, indem das bestehende Eigenverbrauchsprofil anteilig auf die neu hinzukommende Leistung übertragen wird.

Im Trend-Szenario sinken die durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden von rund 4.566 Stunden im Jahr 2025 auf rund 4.440 Stunden im Jahr 2026. Bis 2031 gehen sie aufgrund der sinkenden Anzahl förderfähiger Stunden weiter auf rund 3.842 Stunden zurück. Die rückläufige Auslastung prägt gemeinsam mit der in Kapitel 3.5.2 beschriebenen Leistungsentwicklung den Verlauf der Stromerzeugung. Diese steigt infolge des zunächst wachsenden Anlagenbestands zunächst an und geht anschließend aufgrund der sinkenden Vollbenutzungsstunden und des zunehmenden Rückbaus wieder zurück. Die vollständigen Ergebnisse zur Entwicklung der Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung sind in Tabelle 22 ausgewiesen.

Tabelle 22: Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Biomasseanlagen nach Szenarien

		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Trend-szenario	Vollbenutzungsstunden (h)	4.566	4.440	4.309	4.188	4.076	3.963	3.842
	Stromerzeugung (GWh)	36.430	37.300	38.635	39.461	38.912	37.590	34.888
Oberes Szenario	Vollbenutzungsstunden (h)	4.566	4.487	4.387	4.299	4.222	4.142	4.048
	Stromerzeugung (GWh)	36.430	38.978	42.008	43.219	43.657	43.012	41.168

3.5.4 Marktwert

Gemäß Anlage 1 zu § 23a EEG 2023 beträgt der Marktwert für Strom aus Biomasse definitionsgemäß 1,0, sodass kein technologiespezifischer Auf- oder Abschlag gegenüber dem allgemeinen Börsenstrompreis anfällt. Die Herleitung der zugrunde liegenden Strompreisprognose wird in Kapitel 2.5 beschrieben.

3.5.5 Entwicklung nach Veräußerungsformen und Eigenverbrauch

Die geförderte Direktvermarktung bleibt über den gesamten Prognosezeitraum die dominierende Veräußerungsform. Bestandsanlagen verbleiben bis zum Ende ihres Vergütungsanspruchs grundsätzlich in ihrer bisherigen Veräußerungsform. Bezuschlagte Bestandsanlagen sowie Neuanlagen werden der geförderten Direktvermarktung zugeordnet. Güllekleinanlagen können abhängig von ihrer Leistung die feste Einspeisevergütung in Anspruch nehmen.

Mit dem Auslaufen der Förderung älterer Anlagen geht die Stromerzeugung in der festen Einspeisevergütung kontinuierlich zurück. Anlagen ohne Zuschlag werden, sofern sie weiterbetrieben werden, der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet. Deren Anteil nimmt deshalb im Prognosezeitraum zu. Der Eigenverbrauch

bleibt von untergeordneter Bedeutung. Für neu hinzukommende Anlagen wird ein technischer Eigenverbrauch berücksichtigt, indem das aus dem Bestand abgeleitete Eigenverbrauchsprofil anteilig auf den Zubau übertragen wird. Die Entwicklung nach Veräußerungsformen ist in Abbildung 22 dargestellt.

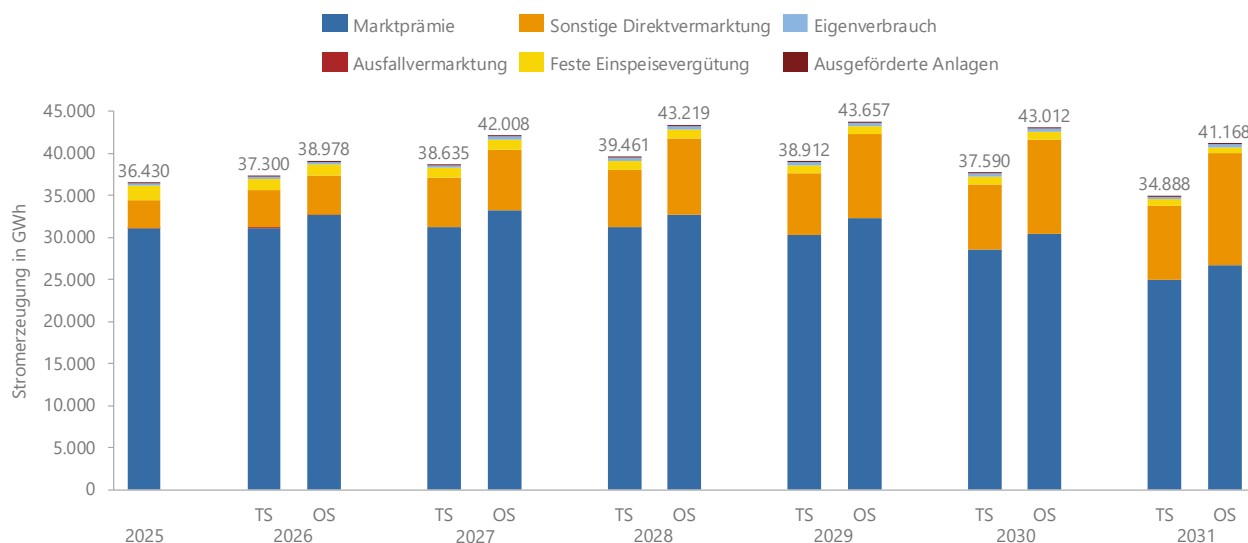


Abbildung 22: Vermarktungsformen für Strom aus Biomasseanlagen nach Szenarien bis 2031

3.5.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen

Die EEG-Zahlungen für Biomasse werden überwiegend durch die Marktpremie bestimmt. Ergänzend fallen Zahlungen für die feste Einspeisevergütung sowie die Flexibilitätsprämie beziehungsweise den Flexibilitätszuschlag an. Die anzulegenden Werte neu bezuschlagter Anlagen werden aus den jeweiligen Ausschreibungsergebnissen abgeleitet.

Die Flexibilitätsprämie fördert die Bereitstellung zusätzlicher installierter Leistung bei bestehenden Biogasanlagen. Der Flexibilitätszuschlag wird dagegen für Anlagen gewährt, deren anzulegender Wert über eine Ausschreibung bestimmt wurde. Beide Instrumente unterstützen eine bedarfsorientierte Stromerzeugung, bei der die Anlagen ihre Erzeugung stärker auf Zeiten mit hoher Stromnachfrage konzentrieren. Die mit dem Weiterbetrieb und der Überbauung von Bestandsanlagen zunehmende flexible Leistung führt im Prognosezeitraum zu einem Anstieg der entsprechenden Zahlungen.

Von 2025 auf 2026 sinken die Gesamtzahlungen im Trend-Szenario von rund 4,1 Mrd. Euro auf rund 3,5 Mrd. Euro. Maßgeblich hierfür sind der Rückgang der Zahlungen aus der festen Einspeisevergütung und die geringeren Marktpremienzahlungen. Gleichzeitig nehmen die Zahlungen für die Flexibilisierung von Biomasseanlagen zu.

In den Folgejahren steigen die Marktpremienzahlungen mit den sinkenden Marktwerten und der zunächst zunehmenden Stromerzeugung wieder an. Die Gesamtzahlungen erreichen im Trend-Szenario 2029 rund 4,1 Mrd. Euro. Anschließend führen das Auslaufen aus der Förderung älterer Anlagen mit überdurchschnittlich hohen anzulegenden Werten und die sinkenden Vollbenutzungsstunden zu einem Rückgang auf rund 3,4 Mrd. Euro im Jahr 2031. Im Oberen Szenario liegen die Zahlungen aufgrund des größeren Anlagenbestands und der höheren Stromerzeugung über den Werten des Trend-Szenarios.

Die Zahlungen aus der festen Einspeisevergütung gehen im Prognosezeitraum kontinuierlich zurück, da ältere Anlagen das Ende ihres Vergütungsanspruchs erreichen und nur wenige Neuanlagen dieser Veräußerungsform zugeordnet werden. Die Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen ist in Abbildung 23 dargestellt.

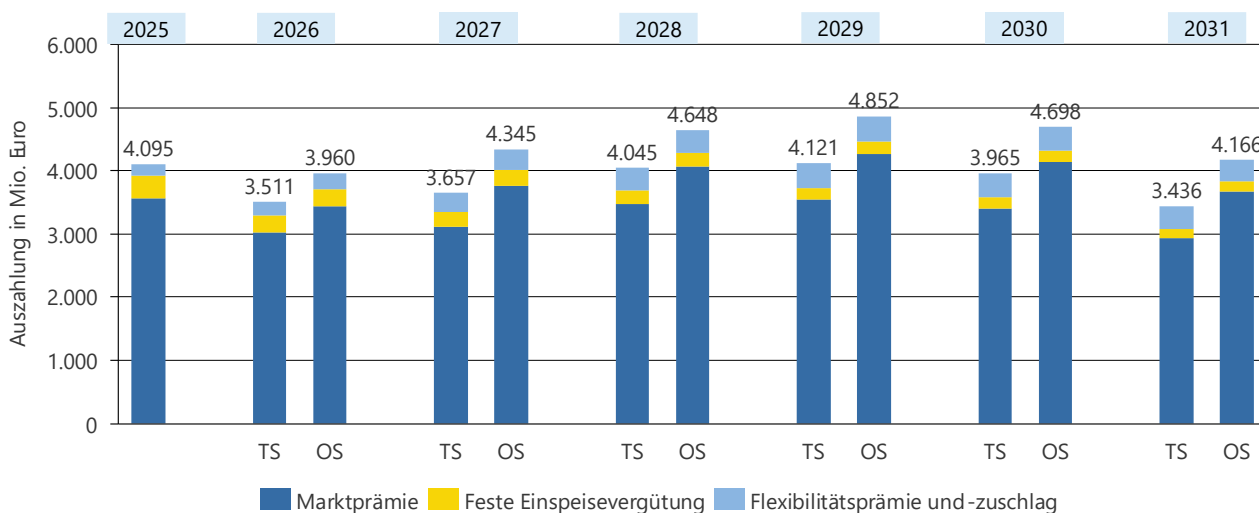


Abbildung 23: EEG-Zahlungen an Betreiber von Biomasseanlagen nach Szenarien und Veräußerungsform bis 2031

Die vermiedenen Netznutzungsentgelte sinken im Trend-Szenario von rund 208 Mio. Euro im Jahr 2025 auf rund 44 Mio. Euro im Jahr 2028. Ab 2029 werden keine vermiedenen Netznutzungsentgelte mehr angesetzt. Die entsprechenden Werte sind in Tabelle 23 ausgewiesen.

Tabelle 23: Vermiedene Netznutzungsentgelte von EEG-Biomasseanlagen in Deutschland nach Szenarien

vNNE in Mio. Eur/a	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Trend-Szenario	208,0	149,6	92,6	43,6	0,0	0,0	0,0
Oberes Szenario	219,1	159,3	102,2	49,7	0,0	0,0	0,0

3.6 Geothermie

3.6.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Die geothermische Stromerzeugung weist in Deutschland bislang nur einen geringen Anlagenbestand auf. Die Entwicklung wird insbesondere durch hohe Anfangsinvestitionen sowie geologische Unsicherheiten und die damit verbundenen wirtschaftlichen Risiken begrenzt [BVEG/DGMK 2024]. Neue Anlagen wurden daher bislang nur in unregelmäßigen Abständen realisiert.

Zwischen 2015 und 2025 wurden lediglich in den Jahren 2016, 2019, 2021 und 2022 größere Anlagen in Betrieb genommen. Die jährlichen Zubauten lagen dabei zwischen rund 5 und 6 MW. Seit 2023 wurde kein weiterer nennenswerter Zubau verzeichnet. Tabelle 24 und Abbildung 24 zeigen die historische Entwicklung des jährlichen Zubaus und typischer Anlagengrößen.

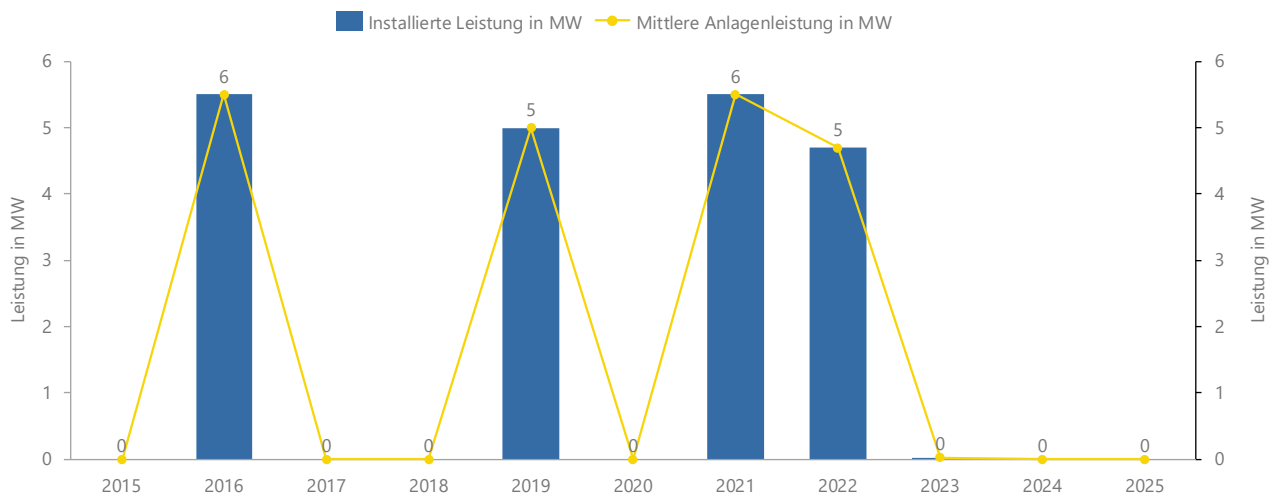


Abbildung 24: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Geothermieranlagen in Deutschland von 2015 bis 2025

Tabelle 24: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Geothermieranlagen in Deutschland von 2015 bis 2025

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Installierte Leistung in MW	0,0	5,5	0,0	0,0	5,0	0,0	5,5	4,7	0,0	0,0	0,0
Mittlere Anlagenleistung in MW	0,00	5,50	0,00	0,00	5,00	0,00	5,50	4,69	0,03	0,00	0,00

3.6.2 Leistungsentwicklung 2026 bis 2031

Ausgangspunkt der Leistungsprognose ist der zum 31. Dezember 2025 dokumentierte Anlagenbestand von rund 49 MW. Auf Grundlage der Entwicklung der vergangenen Jahre und aufgrund der langen Planungs- und Realisierungszeiträume wird im Trend-Szenario ein gleichmäßiger, insgesamt jedoch verhaltener Zubau von jährlich 3,5 MW angenommen [IE 2025]. Im Oberen Szenario wird mit 7 MW pro Jahr ein doppelt so hoher Ausbau unterstellt. Neue Anlagen werden überwiegend im süddeutschen Molassebecken und in geringerem Umfang im Oberrheingraben erwartet. Beide Regionen verfügen über günstige geologische Voraussetzungen und bilden bereits heute die räumlichen Schwerpunkte der tiefengeothermischen Nutzung in Deutschland [GTV 2025], [ITG 2025].

Tabelle 25: Leistungsentwicklung der Geothermieranlagen nach Szenarien

		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Trend-szenario	Zubau	0,0	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
	Rückbau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Jahresendbestand	49,1	52,6	56,1	59,6	63,1	66,6	70,1
Oberes Szenario	Zubau	0,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
	Rückbau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Jahresendbestand	49,1	56,1	63,1	70,1	77,1	84,1	91,1

Ein Rückbau wird bis 2031 nicht erwartet, da die bestehenden Anlagen im Prognosezeitraum weder das Ende ihrer technischen Lebensdauer noch ihres EEG-Vergütungsanspruchs erreichen und hohe Vergütungssätze

ihren wirtschaftlichen Weiterbetrieb begünstigen. Damit steigt die installierte Leistung bis Ende 2031 im Trend-Szenario auf rund 70 MW und im Oberen Szenario auf rund 91 MW. Die vollständige Entwicklung von Zubau, Rückbau und Jahresendbestand ist in Tabelle 25 dargestellt.

3.6.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2031

Wie oben beschrieben sind neun von elf Geothermieprojekten gekoppelte Strom- und Wärmeprojekte. D. h. die Wärmeversorgung wird vorrangig gestillt und geeignete Überschusswärme für die Stromerzeugung ausgekoppelt. Aus diesem Grund folgt die Stromerzeugung überwiegend einem spezifischen Jahresgang, welcher aus den analysierten Daten von 2025 abgeleitet und für die folgenden Jahre fortgeschrieben wurde. Aus diesen Daten wurde auch eine mittlere Vollbenutzungsstundenzahl im Trend-Szenario von ca. 4.541 h abgeleitet.

Im Trend-Szenario bleiben die Vollbenutzungsstunden über den Prognosezeitraum weitgehend stabil. Aufgrund des kontinuierlichen Leistungszubaus steigt die Stromerzeugung im gleichen Zeitraum von rund 234 GWh auf rund 309 GWh.

Im Oberen Szenario werden sowohl ein höherer Zubau als auch höhere Vollbenutzungsstunden angenommen. Die Stromerzeugung steigt dadurch von rund 254 GWh im Jahr 2026 auf rund 421 GWh im Jahr 2031. Die vollständigen Ergebnisse sind in Tabelle 26 dargestellt

Tabelle 26: Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Geothermianlagen nach Szenarien

		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Trend-szenario	Vollbenutzungsstunden (h)	4.541	4.580	4.563	4.547	4.534	4.522	4.512
	Stromerzeugung (GWh)	223	233	249	264	279	294	309
Oberes Szenario	Vollbenutzungsstunden (h)	4.541	4.815	4.810	4.805	4.802	4.799	4.796
	Stromerzeugung (GWh)	223	254	288	321	355	388	421

3.6.4 Marktwert

Gemäß Anlage 1 zu § 23a EEG 2023 beträgt der Marktwert für Strom aus Geothermie definitionsgemäß 1,0, sodass kein technologiespezifischer Auf- oder Abschlag gegenüber dem allgemeinen Börsenstrompreis anfällt. Die Herleitung der zugrunde liegenden Strompreisprognose wird in Kapitel 2.5 beschrieben.

3.6.5 Entwicklung nach Veräußerungsformen und Eigenverbrauch

Die geförderte Direktvermarktung bleibt während des gesamten Prognosezeitraums die dominierende Veräußerungsform. Lediglich ein kleiner Teil der Stromerzeugung entfällt auf die feste Einspeisevergütung. Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung, im Eigenverbrauch oder in der Vergütung ausgeförderter Anlagen werden nicht erwartet.

Da im Prognosezeitraum keine Stilllegungen oder auslaufenden Förderansprüche unterstellt werden, verändert sich die Verteilung zwischen den Veräußerungsformen nur geringfügig. Der Zubau wird überwiegend der geförderten Direktvermarktung zugeordnet. Die Entwicklung ist in Abbildung 25 dargestellt.

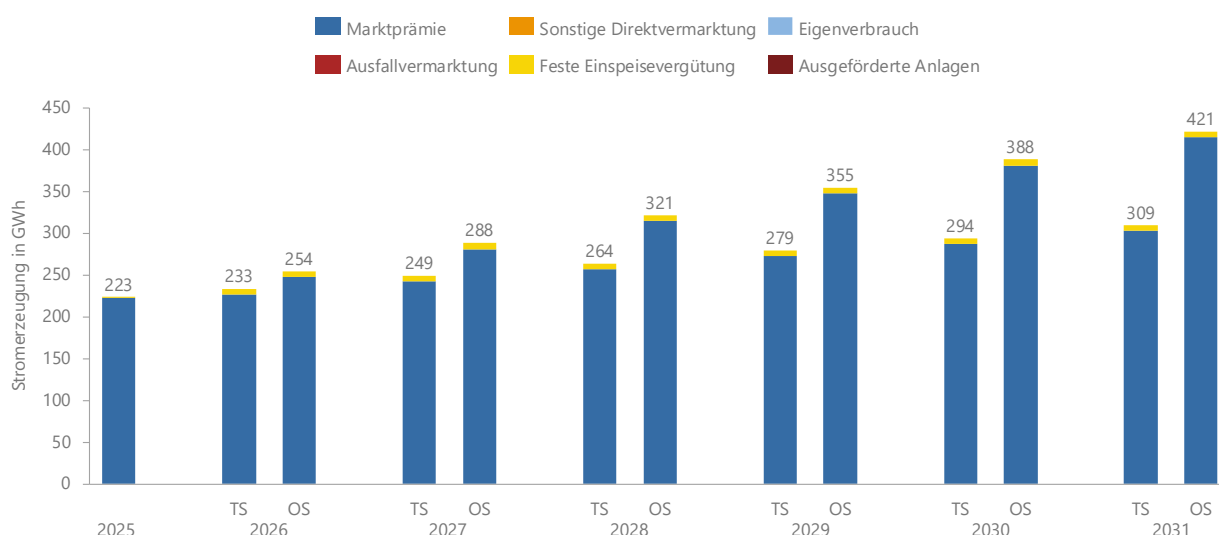


Abbildung 25: Vermarktungsformen für Strom aus Geothermieranlagen nach Szenarien bis 2031

3.6.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen

Die EEG-Zahlungen entfallen nahezu vollständig auf die Marktpremie. Im Trend-Szenario steigen sie von rund 35 Mio. Euro im Jahr 2025 auf rund 56 Mio. Euro im Jahr 2031. Ausschlaggebend sind der kontinuierliche Leistungszubau und die sinkenden Strompreise, durch die sich die Differenz zwischen dem anzulegenden Wert und dem Marktwert vergrößert. Im Oberen Szenario führen der stärkere Zubau und die höhere Stromerzeugung zu einem deutlicheren Anstieg der Zahlungen auf rund 83 Mio. Euro im Jahr 2031. Die Entwicklung ist in Abbildung 26 dargestellt.

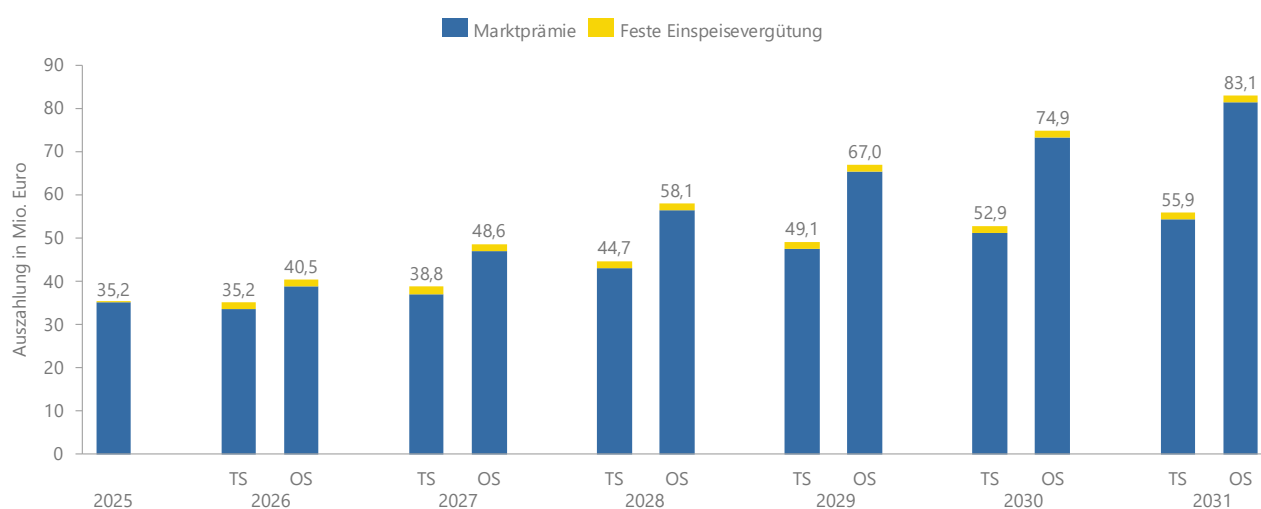


Abbildung 26: EEG-Zahlungen an Betreiber von Geothermieranlagen nach Szenarien und Veräußerungsform bis 2031

Die vermiedenen Netznutzungsentgelte sinken von rund 2,0 Mio. Euro im Jahr 2025 auf rund 0,5 Mio. Euro im Jahr 2028. Ab 2029 werden keine vermiedenen Netznutzungsentgelte mehr angesetzt. Die entsprechenden Werte sind in Tabelle 27 ausgewiesen.

Tabelle 27: Vermiedene Netznutzungsentgelte von Geothermieranlagen in Deutschland nach Szenarien

vNNE in Mio. Eur/a	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Trend-Szenario	1,98	1,48	0,99	0,49	0,00	0,00	0,00
Oberes Szenario	1,98	1,48	0,99	0,49	0,00	0,00	0,00

3.7 Windenergie an Land

3.7.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Der Ausbau der Windenergie an Land unterlag in den vergangenen Jahren deutlichen Schwankungen. Nach hohen Zubauraten von rund 3,8 GW im Jahr 2015 und 4,5 GW im Jahr 2016 wurde 2017 mit rund 5,6 GW der höchste Wert des Betrachtungszeitraums erreicht. Anschließend ging der jährliche Zubau deutlich zurück und erreichte 2019 mit rund 1,0 GW seinen Tiefpunkt. Hierzu trugen insbesondere lange Planungs- und Genehmigungsverfahren sowie die Umstellung auf das Ausschreibungsverfahren bei.

Seit 2020 ist wieder eine zunehmende Ausbaudynamik zu beobachten. Der jährliche Zubau stieg von rund 1,4 GW im Jahr 2020 über 2,4 GW im Jahr 2022 auf rund 3,6 GW im Jahr 2023. Nach einem vergleichbaren Ausbau von rund 3,5 GW im Jahr 2024 erhöhte sich der Zubau 2025 auf rund 5,2 GW. Entscheidender Treiber dieser Entwicklung sind die beschleunigten Genehmigungsverfahren.

Parallel zum Ausbau ist die mittlere Leistung neu installierter Windenergieanlagen kontinuierlich gestiegen. Sie erhöhte sich von rund 2,7 MW im Jahr 2015 auf rund 3,2 MW im Jahr 2019 und erreichte 2025 rund 5,4 MW. Diese Entwicklung verdeutlicht den anhaltenden technischen Fortschritt bei Windenergieanlagen, insbesondere durch höhere Nabenhöhen, größere Rotordurchmesser und leistungsstärkere Generatoren. Gleichzeitig ermöglicht Repowering, ältere Anlagen durch leistungsstärkere und effizientere Anlagentechnik zu ersetzen.

Abbildung 27 und Tabelle 28 zeigen die historische Entwicklung des jährlichen Zubaus und der mittleren Anlagenleistung auf Grundlage der Stamm- und Direktvermarktungsdaten der ÜNB.

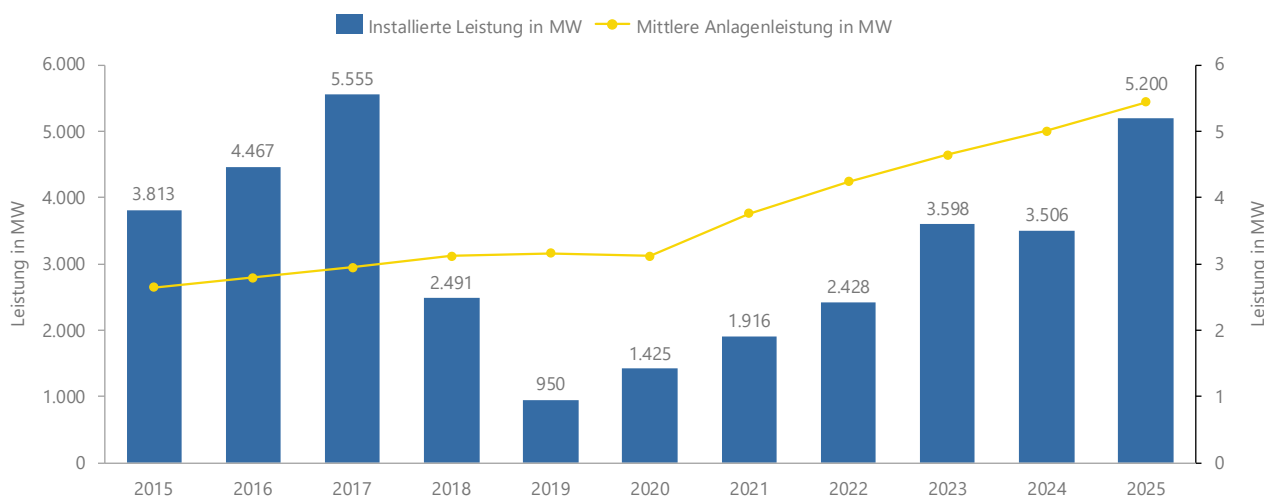


Abbildung 27: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Windenergie an Land-Anlagen in Deutschland von 2015 bis 2025

Tabelle 28: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Windenergie an Land-Anlagen in Deutschland von 2015 bis 2025

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Installierte Leistung in MW	3.813	4.467	5.555	2.491	950	1.425	1.916	2.428	3.598	3.506	5.200
Mittlere Anlagenleistung in MW	2,65	2,80	2,95	3,12	3,17	3,12	3,76	4,24	4,65	5,00	5,44

3.7.2 Leistungsentwicklung 2026 bis 2031

Ausgangspunkt der Leistungsprognose bildet der zum 31. Dezember 2025 ermittelte Anlagenbestand. Die Modellierung des Bruttozubaues stützt sich auf die gesetzlichen Ausschreibungsmengen, die bisherigen Ausschreibungsergebnisse, die im MaStR erfassten Genehmigungen und geplanten Inbetriebnahmen sowie auf Annahmen zur Bezuschlagung, Realisierungswahrscheinlichkeit und Realisierungsdauer. Da der Ausbau der Windenergie an Land nahezu vollständig über die EEG-Ausschreibungen erfolgt, bilden die verfügbaren Ausschreibungsmengen und die bereits genehmigte Projektpipeline die zentralen Bestimmungsgrößen.

Die in den vergangenen Jahren umgesetzten Maßnahmen zur Beschleunigung der Genehmigungsverfahren gingen mit einem deutlichen Anstieg der Genehmigungszahlen für Windenergieanlagen an Land einher. Nach Auswertungen von registrierten Anlagen im MaStR bestand bereits im April 2026 ein Überhang von rund 17 GW genehmigter Leistung ohne EEG-Zuschlag [FA Wind Solar 2026a]. Aufgrund dieser umfangreichen Projektpipeline wird davon ausgegangen, dass die Ausschreibungen im Prognosezeitraum weiterhin vollständig bezuschlagt und überzeichnet sein werden.

Für die regulären Ausschreibungen wird ab 2027 ein jährliches Volumen von 10 GW angesetzt, das auf vier Ausschreibungstermine pro Jahr verteilt wird. Da das EEG die Ausschreibungsmengen nicht für den gesamten Prognosezeitraum festlegt, werden die Mengen und das Ausschreibungsdesign für die Jahre 2029 bis 2031 unverändert fortgeschrieben. Im Oberen Szenario werden zusätzlich die im Klimaschutzsofortprogramm und im aktuellen EEG-2027 Entwurf diskutierten Sonderausschreibungen berücksichtigt und so ein ambitionierterer Ausbaupfad zu Grunde gelegt. Von 2027 bis 2029 werden hierfür jährlich weitere 4 GW angesetzt, sodass das Ausschreibungsvolumen in diesen Jahren insgesamt 14 GW beträgt.

Der Realisierungszeitraum beginnt zwei Monate nach dem jeweiligen Ausschreibungstermin, um die Zeit bis zur Veröffentlichung der Ausschreibungsergebnisse abzubilden. Anschließend wird in beiden Szenarien eine Realisierungsdauer von 24 Monaten angenommen. Von der bezuschlagten Leistung werden im Trend-Szenario 85 % und im Oberen Szenario 90 % tatsächlich umgesetzt. Nicht realisierte Zuschlagsmengen werden nach Ablauf der 30-monatigen Umsetzungsfrist den späteren Ausschreibungsvolumina wieder zugerechnet.

Repowering kann eine vorzeitige Stilllegung bestehender Anlagen vor dem Ende ihrer technischen Lebensdauer auslösen. Aufgrund der deutlich überzeichneten Ausschreibungen bei gleichzeitig niedrigen Zuschlagswerten bestehen hierfür derzeit jedoch nur geringe wirtschaftliche Anreize. Daher wird grundsätzlich von einem Weiterbetrieb bis zum Erreichen der angenommenen technischen Lebensdauer von 25 Jahren ausgegangen.

Außerhalb der EEG-Ausschreibungen findet außerdem ein Zubau über Power-Purchase-Agreements (PPA) statt. Im Vergleich zu den Vorjahren wird ab 2026 eine Belebung des PPA-Marktes erwartet. Gründe hierfür sind die deutlich überzeichneten Ausschreibungsvolumina, das daraus resultierende Überangebot an Projekten und die sinkenden Zuschlagswerte. Bestehende staatliche Fördermechanismen begrenzen zwar weiterhin das PPA-Angebot, regulatorische Veränderungen können die Attraktivität von PPAs für einzelne Technologien jedoch erhöhen [EWI 2026], [DENA 2025]. Zusätzliche Nachfrage entsteht durch regulatorische Anforderungen an den Bezug erneuerbaren Stroms, beispielsweise durch die Anforderungen an erneuerbare Kraftstoffe (Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBO)). Auch Rechenzentren und Industrieunternehmen können PPAs zur Erfüllung ihrer Anforderungen an den Bezug erneuerbaren Stroms einsetzen, die tatsächlichen Marktentwicklungen sind jedoch von erheblicher Unsicherheit geprägt [EWI 2026]. Vor diesem Hintergrund wird angenommen, dass im Prognosezeitraum langsam aber zunehmend PPA-Projekte außerhalb des EEG realisiert werden. Der Ansatz bildet eine moderate Belebung des PPA-

Marktes ab, ohne eine grundlegende Verdrängung der weiterhin dominierenden EEG-Förderung zu unterstellen. Im Jahr 2031 werden dahingehend 1 GW an PPA-Leistung zugebaut.

Der prognostizierte Zubau aller Neubauanlagen wird mithilfe einer Regionalisierungslogik räumlich auf Deutschland verteilt. Grundlage bilden der im MaStR erfasste und anhand von OpenStreetMap-Daten räumlich plausibilisierte Anlagenbestand sowie die auf NUTS-3-Ebene verfügbaren Flächenpotenziale. Berücksichtigt werden Windeignungsgebiete und Repoweringflächen. Für diese Flächen werden mit dem FfE-Wind-Szenario-Tool (WiSTI) [FfE 2026] geeignete Anlagenkonfigurationen bestimmt und auf Basis von ERA5-Wetterdaten⁶ stündliche Erzeugungszeitreihen berechnet. Die Verteilung des Zubaus erfolgt anschließend in Abhängigkeit von den regionalen Stromgestehungskosten, bis der für das jeweilige Jahr angenommene Ausbaupfad erreicht ist. Eine Zufallskomponente trägt dazu bei, die räumliche Verteilung realistischer abzubilden.

Im Trend-Szenario steigt die installierte Leistung der Windenergie an Land von rund 67 GW Ende 2025 auf rund 106 GW im Jahr 2030 und rund 113 GW im Jahr 2031. Damit liegt die Prognose für 2030 leicht unterhalb der von Wind Power Europe [WPE 2026] erwarteten installierten Leistung von rund 108 GW und deutlich unter dem Ausbauziel von 115 GW gemäß § 4 EEG 2023. Im Oberen Szenario führen die höhere Realisierungswahrscheinlichkeit, die zusätzlichen Ausschreibungsmengen von insgesamt 12 GW und längeren Lebensdauern zu höheren installierten Leistungen. Mit rund 118 GW im Jahr 2030 wird das gesetzliche Ausbauziel um rund 3 GW übertroffen. Bis Ende 2031 steigt der Anlagenbestand in diesem Szenario weiter auf rund 129 GW. Die vollständige Entwicklung von Zubau, Rückbau und Jahresendbestand ist in Tabelle 29 dargestellt.

Tabelle 29: Leistungsentwicklung der Windenergie an Land-Anlagen nach Szenarien

		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Trend-szenario	Zubau	4.437	10.467	12.280	10.291	9.000	9.500	9.500
	Rückbau	160	1.535	2.026	4.184	3.852	1.528	2.023
	Jahresendbestand	67.325	76.257	86.512	92.619	97.767	105.739	113.217
Oberes Szenario	Zubau	4.437	11.642	13.000	9.830	12.600	12.601	12.600
	Rückbau	160	1.535	2.026	1.064	1.910	2.125	2.254
	Jahresendbestand	67.325	77.432	88.407	97.174	107.865	118.340	128.687

3.7.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis 2031

Die Vollbenutzungsstunden werden aus regionalisierten monatlichen Stromerzeugungszeitreihen und den jeweils zugrunde liegenden installierten Leistungen für Bestands- und Neuanlagen abgeleitet. Die Modellierung des Zubaus erfolgt wie in Kapitel 3.7.2 beschrieben zunächst auf NUTS-3-Ebene, um regionale Unterschiede im Winddargebot und in der räumlichen Verteilung der Anlagen abzubilden. Anschließend werden die Ergebnisse leistungsgewichtet aggregiert. Wie in Kapitel 2.5 beschrieben, basieren diese Zeitreihen im Trend-Szenario auf einem mittleren synthetischen Wetterjahr und im Oberen Szenario auf einem überdurchschnittlichen synthetischen Wetterjahr.

⁶ ERA5 ist ein globaler meteorologischer Reanalysedatensatz des Europäischen Zentrums für mittelfristige Wettervorhersage (ECMWF). Er kombiniert historische Beobachtungen mit Wettermodellen und stellt räumlich konsistente, stündliche Daten unter anderem zu Windgeschwindigkeit, Temperatur und Niederschlag bereit.

Für den Anlagenbestand werden vier Gruppen nach dem Inbetriebnahmejahr unterschieden: vor 2010, 2010 bis 2017, 2018 bis 2022 sowie ab 2023. Auf Grundlage der Daten des Jahres 2025 werden für jede ÜNB-Regelzone gruppenspezifische Auslastungsfaktoren bestimmt. Zusätzlich werden bundesweite Unterschiede zwischen den Veräußerungsformen berücksichtigt.

Für den Zubau werden die regionalisierten Erzeugungszeitreihen unmittelbar verwendet. Die zunehmende mittlere Auslastung des gesamten Anlagenbestands ergibt sich insbesondere aus dem wachsenden Anteil moderner Windenergieanlagen. Diese weisen aufgrund größerer Rotordurchmesser und höherer Nabenhöhen ein höheres Erzeugungspotenzial als ältere Bestandsanlagen auf. Gleichzeitig begrenzen die Erschließung weniger windhöffiger Standorte, Abschattungseffekte sowie markt- und netzbedingte Abregelungen den Anstieg der durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden.

Die technisch und meteorologisch mögliche Stromerzeugung wird vor der Berechnung der Erzeugungsmengen um markt- und netzbedingte Abregelungen vermindert. Die Ausgangswerte beruhen auf einer Auswertung der ÜNB-Hochrechnungen und der realisierten Stromerzeugung des Jahres 2025 (siehe Kapitel 2.6.). Für 2026 wird ein monatlicher Abregelungsfaktor von 6 % berechnet. Ab 2027 steigt diese jährlich um 2 % gegenüber dem jeweiligen Vorjahreswert. Damit werden die zunehmende Gleichzeitigkeit der Windstromerzeugung und der wachsende Anteil erneuerbarer Energien im Stromsystem berücksichtigt.

Im Trend-Szenario werden auf Basis des Anlagenbestands und hinterlegten Wetterjahres Vollbenutzungsstunden in Höhe von 1.873 Stunden im Jahr 2026 bestimmt. Anschließend erhöht sich der Wert aufgrund des wachsenden Anteils moderner Anlagen kontinuierlich auf 2.056 Stunden im Jahr 2031. In Verbindung mit dem deutlichen Leistungszubau steigt die Stromerzeugung von rund 103.248 GWh im Jahr 2025 auf rund 225.458 GWh im Jahr 2031.

Im Oberen Szenario werden bessere Windverhältnisse und ein stärkerer Leistungszubau angenommen. Die durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden steigen dadurch von 2.014 Stunden im Jahr 2026 auf 2.183 Stunden im Jahr 2031. Die Stromerzeugung erhöht sich entsprechend auf rund 270.518 GWh im Jahr 2031. Die vollständige Entwicklung der Vollbenutzungsstunden und der Stromerzeugung ist in Tabelle 30 ausgewiesen.

Tabelle 30: Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Windenergie an Land-Anlagen nach Szenarien

		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Trend-szenario	Vollbenutzungsstunden (h)	1.583	1.873	1.922	1.964	2.020	2.040	2.056
	Stromerzeugung (GWh)	103.248	134.939	156.108	177.116	191.390	208.015	225.458
Oberes Szenario	Vollbenutzungsstunden (h)	1.583	2.014	2.067	2.102	2.135	2.162	2.183
	Stromerzeugung (GWh)	103.248	146.516	171.264	195.908	219.866	245.411	270.518

3.7.4 Marktwert

Der Marktwert von Windenergie an Land wird nach Anlage 1 EEG berechnet. Die jährlichen Marktwertfaktoren sind in Tabelle 93 in Anhang E ausgewiesen. Für 2026 wird ein Marktwertfaktor von rund 82 % berechnet. Im weiteren Prognosezeitraum geht dieser kontinuierlich zurück und erreicht 2031 rund 73 %. Maßgeblich hierfür sind der weitere Ausbau der Windenergie, die zunehmende Gleichzeitigkeit der Einspeisung und der im Verhältnis zum Ausbau langsamere Zuwachs an Flexibilitätsoptionen. Der

Marktwertfaktor bleibt jedoch im gesamten Prognosezeitraum über demjenigen der Photovoltaik, da die Windstromerzeugung weniger stark auf einzelne Tagesstunden konzentriert ist.

3.7.5 Entwicklung nach Veräußerungsformen und Eigenverbrauch

Die geförderte Direktvermarktung bleibt im Prognosezeitraum die dominierende Veräußerungsform der Windenergie an Land. Bestandsanlagen verbleiben während ihres Förderzeitraums grundsätzlich in ihrer bisherigen Veräußerungsform. Nach dem Ende des EEG-Förderanspruchs wird für einen Zeitraum von bis zu fünf Jahren ein Weiterbetrieb in der sonstigen Direktvermarktung angenommen, sofern die technische Lebensdauer von 25 Jahren noch nicht erreicht ist. Eine Anschlussvergütung wird für ausgeförderte Windenergieanlagen an Land nicht berücksichtigt. Eigenverbrauch spielt in diesem Segment keine relevante Rolle.

Der prognostizierte Zubau wird überwiegend der geförderten Direktvermarktung zugeordnet, da die EEG-Förderung für neue Windenergieanlagen an Land historisch attraktiver und planbarer war als eine Vermarktung über langfristige Stromlieferverträge. Aufgrund der in Kapitel 3.7.2 beschriebene Markteffekt wird ein Teil des Zubaus auch über PPA realisiert, welche der Veräußerungsform der sonstigen Direktvermarktung zuzuordnen sind.

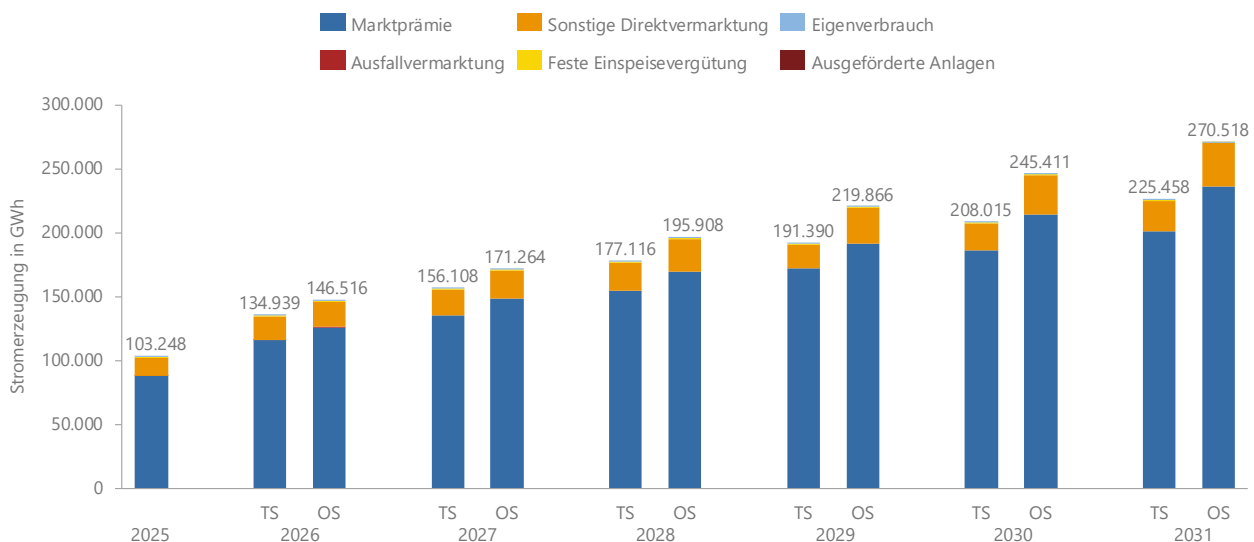


Abbildung 28: Vermarktungsformen für Strom aus Windenergie an Land-Anlagen nach Szenarien bis 2031

3.7.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen

Die EEG-Zahlungen für Windenergie an Land entfallen nahezu vollständig auf die Marktpremie. Zahlungen im Rahmen der festen Einspeisevergütung betreffen nur noch einen kleinen Teil älterer Bestandsanlagen und verlieren im Prognosezeitraum weiter an Bedeutung. Für Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung, insbesondere ausgeförderte Anlagen und PPA-Projekte, entstehen keine EEG-Zahlungsansprüche.

Ausgehend von den kostenbasierten erforderlichen Gebotswerten sowie unter Berücksichtigung der Unsicherheiten hinsichtlich der künftigen Kosten-, Finanzierungs- und Wettbewerbssituation [WindGuard 2025] wird für Neuanlagen ein durchschnittlicher Zuschlagswert von 6,2 ct/kWh angenommen. Die zuletzt niedrigeren Ausschreibungsergebnisse werden dabei nicht dauerhaft fortgeschrieben, da sie mit einer starken Überzeichnung der Ausschreibungen einhergehen.

Die in Kapitel 3.7.2 beschriebene Regionalisierung bildet zugleich die Grundlage für die Anwendung des Referenzertragsmodells nach § 36h EEG. Hierzu werden für den Zubau historische bundeslandspezifische Korrekturfaktoren angesetzt [FA Wind Solar 2025]. Diese berücksichtigen die unterschiedlichen Standortgüten und führen insbesondere an windschwächeren Standorten zu einer Erhöhung des aus dem

Zuschlagswert abgeleiteten anzulegenden Werts. Aus dem Zuschlagswert von 6,2 ct/kWh und den regional gewichteten Korrekturfaktoren ergibt sich für die im Jahr 2027 hinzukommenden Anlagen ein durchschnittlicher anzulegender Wert von rund 8,4 ct/kWh.

Im Trend-Szenario steigen die EEG-Zahlungen trotz des zunehmenden PPA-Anteils und des Ausscheidens älterer Anlagen aus der Förderung deutlich an. Ausschlaggebend sind der starke Zubau im Marktprämienmodell, die wachsende geförderte Stromerzeugung und die nach 2026 sinkenden Marktwerte. Dadurch vergrößert sich die Differenz zwischen den anzulegenden Werten und den am Strommarkt erzielten Erlösen. Gleichzeitig gehen die Zahlungen aus der festen Einspeisevergütung mit dem Auslaufen der Förderansprüche älterer Anlagen zurück.

Im Trend-Szenario erhöhen sich die Zahlungen bis 2031 auf rund 6.176 Mio. Euro, wovon die überwiegende Mehrheit auf die Marktprämie entfällt. Im Oberen Szenario führen der stärkere Leistungszubau und die höhere Stromerzeugung zu Marktprämienzahlungen von rund 11.042 Mio. Euro im Jahr 2031. Die Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen ist in Abbildung 29 dargestellt. Für Windenergieanlagen an Land werden keine vermiedenen Netznutzungsentgelte berücksichtigt.

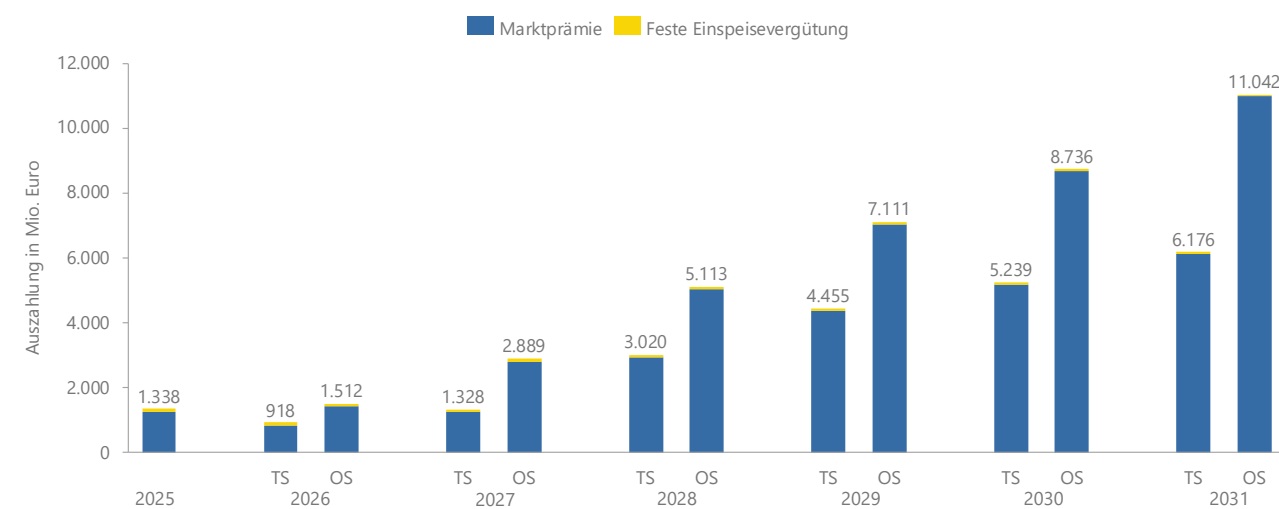


Abbildung 29: EEG-Zahlungen an Betreiber von Windenergie an Land-Anlagen nach Szenarien und Veräußerungsform bis 2031

3.8 Windenergie auf See

3.8.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Der Ausbau der Windenergie auf See verlief in den vergangenen Jahren aufgrund der langen Planungs-, Genehmigungs- und Realisierungszeiten ungleichmäßig. Die Übergangsregelung zur erhöhten Einspeisevergütung im EEG 2014 beschleunigte zunächst den Ausbau. Sie galt für Anlagen, die bis Ende 2016 genehmigt und bis Ende 2019 fertiggestellt wurden. Entsprechend hohe Zubauten waren insbesondere in den Jahren 2015, 2017, 2018 und 2019 zu verzeichnen. Im Jahr 2015 gingen Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund 2,3 GW in Betrieb. Zwischen 2017 und 2019 lag der jährliche Zubau zwischen rund 1,0 GW und 1,3 GW.

Mit dem Inkrafttreten des Windenergie-auf-See-Gesetzes im Jahr 2017 wurde die Förderung neuer Offshore-Windenergieanlagen auf ein Ausschreibungsmodell umgestellt. Die zuvor geltende Förderung über gesetzlich festgelegte Vergütungssätze wurde damit für neue Projekte abgelöst. In Verbindung mit den langen Vorlaufzeiten der Projekte führte der Systemwechsel ab 2020 zu einem deutlichen Einbruch in den Ausbautzahlen. Im Jahr 2021 wurden keine neuen Offshore-Windenergieanlagen in Betrieb genommen. Seit 2022 ist wieder ein Zubau zu beobachten, der mit rund 342 MW im Jahr 2022, 257 MW im Jahr 2023 und 742

MW im Jahr 2024 zunächst deutlich unter dem Niveau der Jahre bis 2019 blieb. Im Jahr 2025 stieg der Zubau wieder auf rund 1 GW.

Parallel dazu hat sich die mittlere Leistung der neu installierten Windenergieanlagen deutlich erhöht. Sie stieg von rund 4,3 MW im Jahr 2015 auf 7,1 MW im Jahr 2019 und erreichte 2025 rund 14,0 MW. Diese Entwicklung spiegelt den technologischen Fortschritt und den zunehmenden Einsatz leistungsstärkerer Offshore-Windenergieanlagen wider. Tabelle 31 und Abbildung 30 zeigen die historische Entwicklung des jährlichen Zubaus und der mittleren Anlagenleistung auf Grundlage der ÜNB-Daten [ÜNB 2026], [ÜNB 2026b].

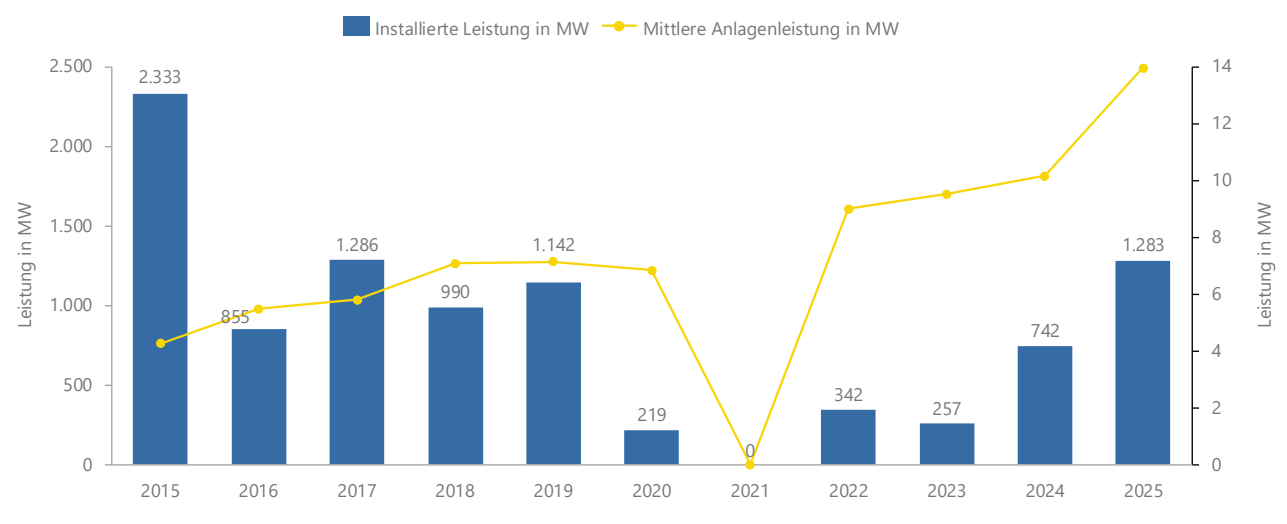


Abbildung 30: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Windenergie auf See-Anlagen in Deutschland von 2015 bis 2025

Tabelle 31: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Windenergie auf See-Anlagen in Deutschland von 2015 bis 2025

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Installierte Leistung in MW	2.333	855	1.286	990	1.142	219	0	342	257	742	1.283
Mittlere Anlagenleistung in MW	4,26	5,48	5,79	7,07	7,14	6,84	0,00	9,00	9,53	10,16	13,95

3.8.2 Leistungsentwicklung 2026 bis 2031

Die Leistungsprognose wird projektscharf auf Ebene der einzelnen Offshore-Flächen erstellt. Grundlage bilden die im MaStR hinterlegten Inbetriebnahmezeitpunkte, die Ergebnisse der bisherigen Ausschreibungen, der Flächenentwicklungsplan sowie verfügbare Angaben zum Planungsstand der Offshore-Windparks und ihrer Netzanbindungen. Bereits im MaStR erfasste Inbetriebnahmen werden dabei dem jeweiligen Inbetriebnahmejahr zugerechnet und ergänzend zum bislang in den ÜNB-Daten ausgewiesenen Bestand als Zubau berücksichtigt.

Für die zeitliche Einordnung der Projekte sind insbesondere die von den ÜNB veröffentlichten vorläufigen und verbindlichen Fertigstellungstermine der Offshore-Netzanbindungssysteme gemäß § 17d Abs. 2 EnWG maßgeblich [50Hertz 2026b], [Amprion 2026b], [Tennet 2026b]. Ergänzend werden die Angaben des Flächenentwicklungsplans 2025 in der Fassung vom 30. Januar 2026 [BSH 2026] herangezogen. Für die Flächen N-10.2 und N-13.1 werden die dort ausgewiesenen Termine der Netzanbindungssysteme angesetzt.

Jede Offshore-Fläche wird als eigenständiges Projekt modelliert. Nach § 81 Abs. 2 Nr. 5 WindSeeG müssen die Projektierer ihre Anlagen innerhalb von sechs Monaten nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin des

Netzanbindungssysteme vollständig in Betrieb nehmen. Im Trend-Szenario wird daher angenommen, dass der jeweilige Windpark sechs Monate nach Inbetriebnahme des Netzanbindungssystems seine volle Leistung erreicht. Im Oberen Szenario wird eine schnellere Umsetzung unterstellt, sodass die vollständige Inbetriebnahme bereits mit Inbetriebnahme des Netzanbindungssystems erfolgt.

Der Leistungszubau wird innerhalb dieses Zeitraums linear verteilt. Die installierte Leistung steigt somit schrittweise zwischen dem Monat der Inbetriebnahme des Netzanbindungssystems und dem angenommenen Zeitpunkt der vollständigen Inbetriebnahme des Windparks an. Damit wird berücksichtigt, dass die einzelnen Windenergieanlagen eines Offshore-Windparks nacheinander errichtet, angeschlossen und in Betrieb genommen werden. Die unterschiedliche Realisierungsdauer führt dazu, dass die Projekte im Oberen Szenario früher vollständig im Anlagenbestand berücksichtigt werden als im Trend-Szenario.

Die Modellierung führt aufgrund der hohen Einzelleistungen der Offshore-Windparks zu einem stufenweisen Ausbaupfad. Phasen mit geringem Leistungszuwachs wechseln sich mit Zeiträumen ab, in denen mehrere Offshore-Flächen gleichzeitig oder kurz nacheinander realisiert werden. Die Unterschiede zwischen den Szenarien ergeben sich dabei überwiegend aus der zeitlichen Verteilung des Zubaus und nicht aus einem grundsätzlich abweichenden Projektportfolio.

Im Trend-Szenario steigt die installierte Leistung von rund 10,2 GW Ende 2025 auf rund 11,4 GW im Jahr 2026. Nach einem geringen Zuwachs im Jahr 2027 erhöht sich der Bestand auf rund 14,8 GW im Jahr 2028 und rund 19,6 GW im Jahr 2030. Mit weiteren Projektinbetriebnahmen steigt die installierte Leistung bis Ende 2031 auf rund 25,9 GW. Im Oberen Szenario werden einzelne Projekte früher realisiert, sodass die installierte Leistung während der jeweiligen Ausbauphasen oberhalb des Trend-Szenarios liegt.

Für Offshore-Windenergieanlagen werden technische Lebensdauern von 25 bis 35 Jahren angenommen. Da die ersten größeren deutschen Offshore-Windparks erst ab 2010 in Betrieb genommen wurden, erreichen sie bis Ende 2031 noch nicht das Ende ihrer technischen Lebensdauer. Entsprechend wird in beiden Szenarien kein Rückbau angesetzt. Die vollständige Entwicklung von Zubau, Rückbau und Jahresendbestand ist in Tabelle 32 ausgewiesen.

Tabelle 32: Leistungsentwicklung der Windenergie auf See-Anlagen nach Szenarien

		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Trend-Szenario	Zubau	1.028	1.379	479	2.957	750	4.083	6.250
	Rückbau	0	255 ⁷	0	0	0	0	0
	Jahresendbestand	10.234	11.358	11.837	14.794	15.544	19.627	25.877
Oberes Szenario	Zubau	1.028	1.858	0	3.707	0	6.000	5.000
	Rückbau	0	255 ⁸	0	0	0	0	0
	Jahresendbestand	10.234	11.837	11.837	15.544	15.544	21.544	26.544

⁷ Mehrere Windenergieanlagen des Offshore-Windparks He Dreiht wurden in den Direktvermarktungsdaten zunächst der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet [ÜNB 2026c]. Zwischen März und Juni 2026 entfiel diese Zuordnung für mehrere Anlagen vorübergehend. Der dadurch ausgewiesene Leistungsrückgang ist daher nicht als tatsächlicher Rückbau zu betrachten. Die vollständige Inbetriebnahme des Windparks erfolgte anschließend schrittweise im weiteren Jahresverlauf. Dieser Sachverhalt ist erst nach Veröffentlichung der finalen Daten aufgefallen.

⁸ Siehe Fußnote oben.

3.8.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis Ende 2031

Die Vollbenutzungsstunden werden aus regionalisierten monatlichen Stromerzeugungszeitreihen und den jeweils zugrunde liegenden installierten Leistungen für Bestands- und Neuanlagen abgeleitet. Die auf räumlich aufgelösten Offshore-Potenzialflächen basierenden Erzeugungszeitreihen werden den jeweiligen NUTS-3-Regionen und ÜNB-Regelzonen zugeordnet und anschließend innerhalb der Regelzonen leistungsgewichtet aggregiert. Für den Anlagenbestand werden vier Gruppen nach dem Inbetriebnahmejahr unterschieden: vor 2010, 2010 bis 2017, 2018 bis 2022 sowie ab 2023.

Für den Zubau werden die regionalisierten Erzeugungszeitreihen unmittelbar verwendet und auf die vorgesehenen Veräußerungsformen übertragen. Die meteorologisch mögliche Stromerzeugung wird vor der Ermittlung der Vollbenutzungsstunden um markt- und netzbedingte Abregelungen vermindert. Die Ausgangswerte der Abregelung wurden anhand der ÜNB-Hochrechnungen und der realisierten Stromerzeugung des Jahres 2025 abgeleitet.

Nach der in Kapitel 2.6 beschriebenen Methodik wird für 2026 ein saisonales Abregelungsprofil mit höheren Anteilen in den Wintermonaten und niedrigeren Werten während des Sommers berechnet. Die monatlichen Ausgangsfaktoren liegen zwischen 10 % und 18 %. Ab 2027 werden die jeweiligen monatlichen Abregelungsfaktoren jährlich um 4 % gegenüber dem Vorjahr erhöht. Damit werden die zunehmende markt- und netzbedingte Begrenzung bei wachsender erneuerbarer Einspeisung sowie die teilweise Überbauung der vorhandenen Offshore-Netzanbindungskapazitäten berücksichtigt. Die Vollbenutzungsstunden werden erst aus der nach Abregelung verbleibenden Strommenge berechnet.

Im Trend-Szenario steigen die durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden aufgrund des zugrunde gelegten synthetischen Wetterjahres mit besseren Windverhältnisse von 2.789 Stunden im Jahr 2025 zunächst auf 3.145 Stunden im Jahr 2026. Anschließend gehen sie aufgrund der steigenden Abregelung und der veränderten Zusammensetzung von Bestands- und Neuanlagen sukzessive auf 2.939 Stunden im Jahr 2031 zurück. Die Stromerzeugung steigt aufgrund des deutlichen Leistungszubaus dennoch kontinuierlich von rund 26 TWh im Jahr 2025 auf rund 70 TWh im Jahr 2031.

Im Oberen Szenario werden günstigere Windbedingungen angenommen. Damit ergeben sich Vollbenutzungsstunden im Jahr 2026 von 3.506 Stunden. Diese gehen bis 2031 auf 3.283 Stunden zurück. In Verbindung mit der höheren beziehungsweise früher verfügbaren Leistung steigt die Stromerzeugung bis 2031 auf rund 81 TWh. Die vollständigen Ergebnisse sind in Tabelle 33 dargestellt.

Tabelle 33: Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Windenergie auf See-Anlagen nach Szenarien

		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Trend-szenario	Vollbenutzungsstunden (h)	2.789	3.145	3.088	3.040	3.011	2.969	2.939
	Stromerzeugung (GWh)	26.167	33.942	36.413	39.647	46.558	51.168	69.468
Oberes Szenario	Vollbenutzungsstunden (h)	2.789	3.506	3.441	3.398	3.351	3.310	3.283
	Stromerzeugung (GWh)	26.167	38.416	40.730	46.581	52.089	60.903	81.410

3.8.4 Marktwert

Der Marktwert von Windenergie auf See wird nach Anlage 1 EEG berechnet. Die jährlichen Marktwertfaktoren sind in Tabelle 93 in Anhang E ausgewiesen. Der Marktwertfaktor der Windenergie auf See liegt über den

Werten von Windenergie an Land und Photovoltaik. Dies ist auf das gleichmäßige Offshore-Erzeugungsprofil und die geringere Konzentration der Erzeugung auf einzelne Tagesstunden zurückzuführen. Für 2026 wird ein Marktwertfaktor von rund 90 % erwartet. Bis 2031 geht dieser auf rund 82 % zurück. Maßgeblich hierfür sind der weitere Ausbau der Windenergie, die zunehmende Gleichzeitigkeit der Einspeisung und der im Verhältnis zum Ausbau langsamere Zuwachs an Flexibilitätsoptionen.

3.8.5 Entwicklung nach Veräußerungsform und Eigenverbrauch

Die geförderte Direktvermarktung stellt zu Beginn des Prognosezeitraums die dominierende Veräußerungsform dar. Im Jahr 2025 entfallen noch rund 80 % der Offshore-Stromerzeugung auf das Marktprämienmodell. Dieser Anteil geht im weiteren Prognoseverlauf jedoch deutlich zurück.

Ein wesentlicher Grund hierfür ist das Auslaufen der erhöhten Anfangsvergütung bei Bestandsanlagen, die nach dem Stauchungsmodell des EEG 2014 gefördert werden. Dieses gewährt für die ersten acht Betriebsjahre eine erhöhte Anfangsvergütung. Daran schließt sich gegebenenfalls ein zusätzlicher Zeitraum mit regulärer Anfangsvergütung an, dessen Dauer von der Entfernung zur Küste und der Wassertiefe abhängt. Nach § 31 Abs. 2 und 3 der für diese Anlagen maßgeblichen EEG-Fassung verlängert sich der Zeitraum für jede über zwölf Seemeilen hinausgehende volle Seemeile um 0,5 Monate und für jeden über 20 Meter hinausgehenden vollen Meter Wassertiefe um 1,7 Monate.

Das Ende der Anfangsvergütung wird für jede Bestandsanlage individuell ermittelt. Hierzu werden das Inbetriebnahmedatum sowie die im Marktstammdatenregister hinterlegte Entfernung zur Küste und Wassertiefe berücksichtigt. Sobald der Anspruch auf die Anfangsvergütung endet und nur noch der deutlich niedrigere Grundwert gilt, wird ein Wechsel in die sonstige Direktvermarktung angenommen. Dort können voraussichtlich höhere Erlöse erzielt werden als über den verbleibenden Vergütungsanspruch.

Zusätzlich wurden mehrere neu hinzukommende Offshore-Projekte in Ausschreibungen mit einem Zuschlagswert von 0 ct/kWh bezuschlagt. Da für diese Anlagen keine Marktprämienzahlungen anfallen, werden sie unmittelbar der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet. Der starke Leistungszubau führt daher nicht zu einem entsprechenden Anstieg der geförderten Strommengen. Eigenverbrauch spielt bei der Windenergie auf See keine Rolle. Die Entwicklung nach Veräußerungsformen ist in Abbildung 31 dargestellt.

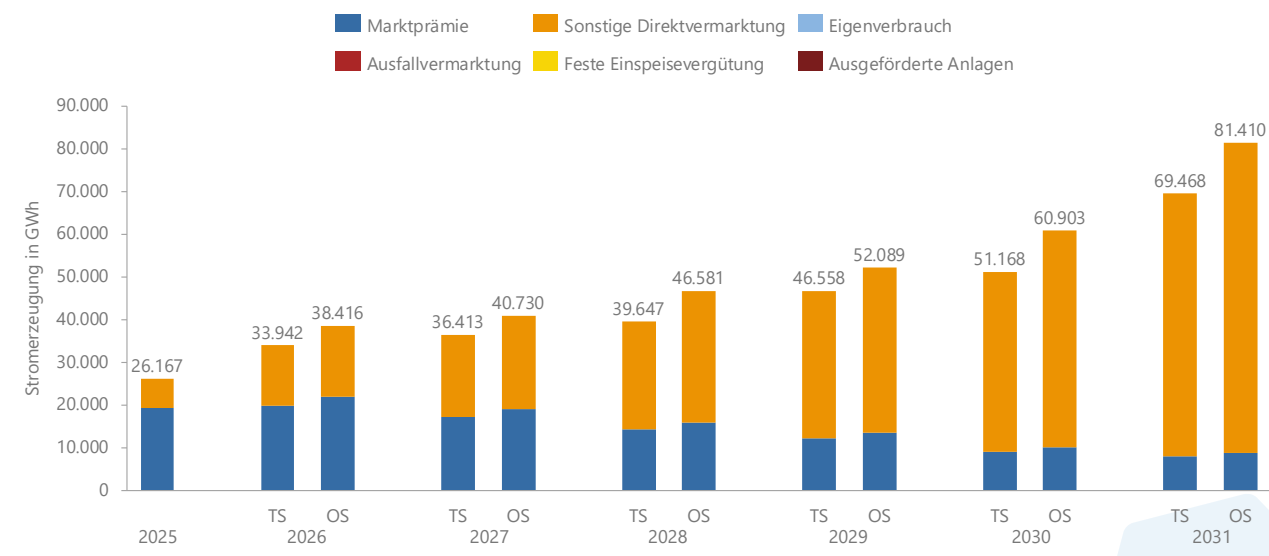


Abbildung 31: Vermarktungsformen für Strom aus Windenergie auf See-Anlagen nach Szenarien bis 2031

3.8.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Die EEG-Zahlungen für Windenergie auf See entfallen vollständig auf die Marktprämie. Zahlungen im Rahmen der festen Einspeisevergütung, des Eigenverbrauchs oder anderer Förderэлеmente kommen nicht vor.

Trotz des starken Leistungs- und Erzeugungszuwachses gehen die EEG-Zahlungen im Prognosezeitraum deutlich zurück. Maßgeblich hierfür ist zum einen, dass neu hinzukommende Projekte, mit hinterlegtem anzulegendem Wert von 0 ct/kWh, keine Marktprämienzahlungen erhalten und der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet werden. Zum anderen endet bei immer mehr Bestandsanlagen die standortabhängig verlängerte Anfangsvergütung. Nach dem Übergang auf den deutlich niedrigeren Grundwert wird aufgrund der höheren Erlösmöglichkeiten ein Wechsel in die sonstige Direktvermarktung angenommen. Der Ausbau der installierten Leistung und die Entwicklung des geförderten Anlagenbestands laufen daher zunehmend auseinander.

Im Trend-Szenario sinken die Zahlungen von rund 1.454 Mio. Euro im Jahr 2025 auf rund 1.333 Mio. Euro im Jahr 2026. Bis 2029 gehen sie weiter auf rund 1.073 Mio. Euro zurück. Im Jahr 2030 betragen die Zahlungen rund 781 Mio. Euro und im Jahr 2031 noch rund 689 Mio. Euro. Im Oberen Szenario liegen die Zahlungen aufgrund der höheren Stromerzeugung über den Werten des Trend-Szenarios und erreichen 2031 rund 925 Mio. Euro.

Die sinkenden Marktwerte wirken für die weiterhin geförderten Bestandsanlagen grundsätzlich zahlungserhöhend, da sich die Differenz zum anzulegenden Wert vergrößert. Dieser Effekt wird jedoch durch das anlagenscharf abgebildete Auslaufen der erhöhten Anfangsvergütung und den wachsenden Anteil ungeförderter Projekte überkompensiert. Die Entwicklung der EEG-Zahlungen ist in Abbildung 32 dargestellt. Für Windenergie auf See werden keine vermiedenen Netznutzungsentgelte berücksichtigt.

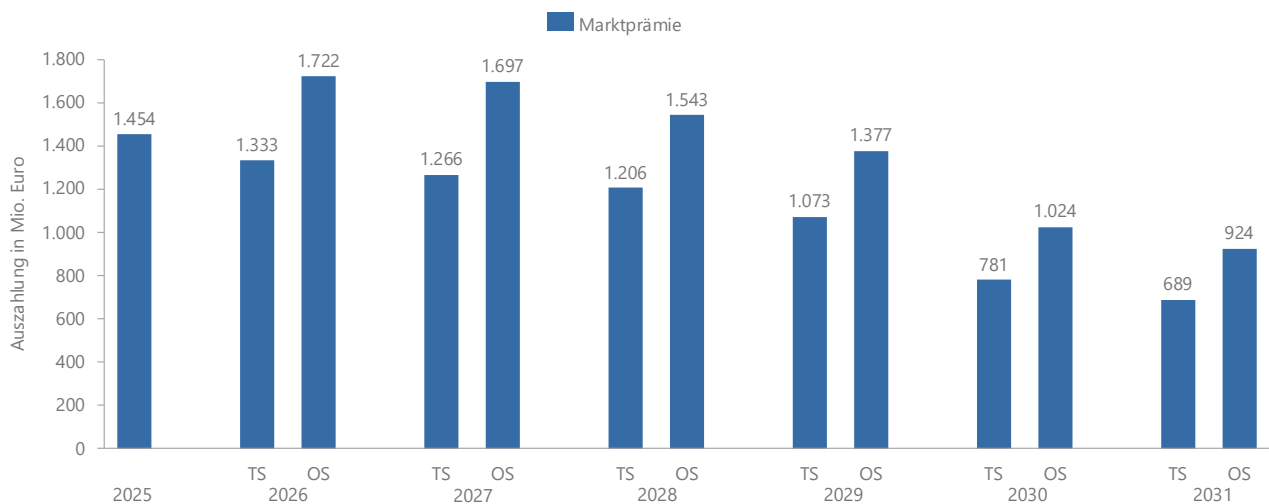


Abbildung 32: EEG-Zahlungen an Betreiber von Windenergie auf See-Anlagen nach Szenarien und Veräußerungsform bis 2031

3.9 Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen

3.9.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Der Ausbau von solaren Freiflächenanlagen hat sich in den vergangenen Jahren deutlich beschleunigt. Während der jährliche Zubau (Bruttoleistung der Anlagen) zwischen 2015 und 2019 noch zwischen rund 540 MW und 960 MW lag, stieg er ab 2020 kontinuierlich an. Im Jahr 2023 wurden rund 4,2 GW und im Jahr 2024 rund 6,4 GW neu installiert. Für 2025 weisen die ÜNB-Bewegungsdaten einen Zubau von rund 5,1 GW aus. Der reale Zubau liegt aufgrund von Nachmeldungen nach aktuellen Schätzungen bei 8,3 GW [FA Wind Solar

2026]. Die mittlere Leistung der neu in Betrieb genommenen Anlagen schwankte im Betrachtungszeitraum zwischen rund 1 MW und 2,2 MW und lag 2025 bei rund 1,9 MW.

Der Ausbau wird im Wesentlichen durch die Ausschreibungen geprägt. Daneben gewinnen Freiflächenanlagen außerhalb der EEG-Förderung (PPA-Anlagen) an Bedeutung. Der steigende Zubau zeigt, dass sich Freiflächenanlagen mittlerweile als wesentlicher Bestandteil des Photovoltaikausbaus etabliert haben. Tabelle 34 und Abbildung 33 zeigen die historische Entwicklung des Zubaus und der mittleren Anlagenleistung auf Grundlage der ÜNB-Stammdaten und der Direktvermarktungstabellen.

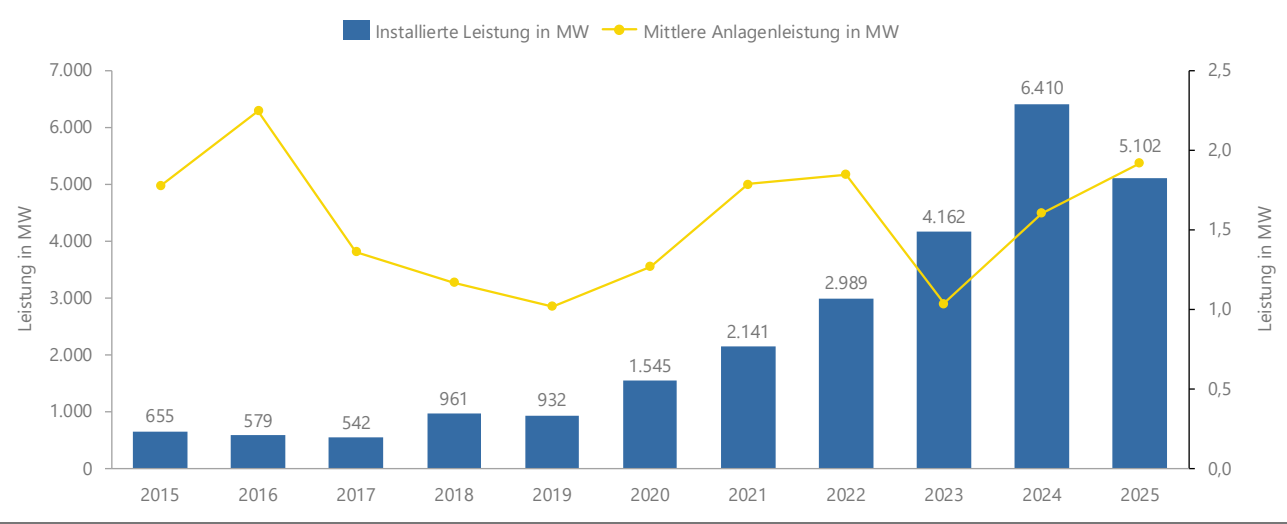


Abbildung 33: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der solaren Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen in Deutschland von 2015 bis 2025

Tabelle 34: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der solaren Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen in Deutschland von 2015 bis 2025

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Installierte Leistung in MW	655	579	542	961	932	1.545	2.141	2.989	4.162	6.410	5.102
Mittlere Anlagenleistung in MW	1,78	2,25	1,36	1,17	1,02	1,27	1,79	1,85	1,04	1,60	1,92

3.9.2 Leistungsentwicklung 2026 bis 2031

Ausgangspunkt der Leistungsprognose bilden die für das Jahr 2025 vorliegenden Stamm- und Bewegungsdaten der ÜNB. Ab 2026 werden zusätzlich die Direktvermarktungsdaten und das Marktstammdatenregister berücksichtigt.

Die Prognose des Bruttozubaues basiert auf den historischen und zukünftigen Ausschreibungen für Freiflächenanlagen sowie den Innovationsausschreibungen. Für die Ausschreibungen wird eine vollständige Bezuschlagung der verfügbaren Mengen unterstellt. Innovationsausschreibungen werden vollständig den Freiflächenanlagen zugerechnet. Da die Ausschreibungsmengen im EEG 2023 nicht den gesamten Prognosezeitraum abdecken, werden sie für die Jahre 2030 und 2031 in unveränderter Höhe fortgeschrieben.

Im Trend-Szenario wird angenommen, dass 90 % der bezuschlagten Leistung realisiert wird. Die Inbetriebnahme erfolgt 18 Monate nach Beginn des Realisierungszeitraums, der zwei Monate nach dem jeweiligen Ausschreibungstermin beginnt. Im Oberen Szenario steigt die Realisierungswahrscheinlichkeit auf 95 %, während sich die Realisierungsdauer auf zwölf Monate verkürzt. Nicht realisierte Zuschlagsmengen

werden nach Ablauf einer Umsetzungsfrist von 30 Monaten erneut dem Ausschreibungsvolumen zugerechnet.

Neben den geförderten Anlagen wird auch der Zubau außerhalb des EEG berücksichtigt. Für PV-Freiflächenanlagen wird angenommen, dass ab 2027 rund 15 % des Bruttozubaues über langfristige Stromlieferverträge realisiert werden. Diese Annahme trägt einem bereits etablierten PPA-Markt Rechnung. Nach der PPA-Marktanalyse der Deutschen Energie-Agentur stehen Solarstromlieferverträge aufgrund sinkender Marktwerte und häufiger negativer Strompreise zunehmend unter wirtschaftlichem Druck. Gleichzeitig gewinnen Kombinationen aus Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern sowie flexiblere Vertragsmodelle an Bedeutung [DENA 2026]. Der angenommene Anteil von 15 % bildet daher einen moderaten Zubau außerhalb der EEG-Förderung ab, ohne eine grundlegende Verdrängung der weiterhin besser planbaren EEG-Förderung zu unterstellen. Die Realisierung dürfte sich vor allem auf größere Freiflächenprojekte mit geeigneten industriellen Abnehmern oder Speicherkonzepten konzentrieren. Dieser Zubau wird bei der Bestimmung der gesetzlichen Ausschreibungsvolumina des Folgejahres berücksichtigt und reduziert die neu auszuschreibende Leistung entsprechend. Der gesamte Bruttozubau steigt im Trend-Szenario von rund 7,1 GW im Jahr 2027 auf jährlich rund 8,9 GW ab 2029. Im Oberen Szenario erhöht er sich von rund 7,3 GW im Jahr 2027 auf jährlich rund 9,4 GW ab 2029.

In der Summe beider Solarsegmente, bestehend aus Freiflächenanlagen und sonstigen Solaranlagen, wird im Trend-Szenario bis Ende 2030 eine installierte Leistung von rund 196 GW erreicht. Das Ausbauziel des § 4 EEG 2023 wird damit deutlich verfehlt. Der Wert entspricht jedoch in etwa der vom europäischen Solarverband SolarPower Europe prognostizierten Entwicklung der installierten Photovoltaikleistung [SPE 2025]. Im Oberen Szenario steigt die installierte Leistung beider Solarsegmente bis Ende 2030 auf rund 214 GW und nähert sich damit dem gesetzlichen Ausbauziel deutlich an.

Tabelle 35: Leistungsentwicklung der Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Szenarien

		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Trend-szenario	Zubau	6.011	12.402 ⁹	7.089	7.339	8.910	8.910	8.910
	Rückbau	1	771 ¹⁰	444 ¹¹	2	3	11	46
	Jahresendbestand	35.463	47.094	53.739	61.076	69.983	78.882	87.745
Oberes Szenario	Zubau	6.011	12.798	7.338	8.561	9.405	9.405	9.405
	Rückbau	1	771	444	2	3	8	46
	Jahresendbestand	35.463	47.491	54.384	62.943	72.346	81.743	91.102

In beiden Szenarien wird für den Rückbau von PV-Freiflächenanlagen eine technische Lebensdauer von 27 Jahren angenommen. Der Wert liegt innerhalb der in der Literatur [Tan 2022] häufig genannten Bandbreite

⁹ Die Ergänzung der Datengrundlage führt im Jahr 2026 zu einer Zuschätzung von rund 5,2 GW. Berücksichtigt werden dabei ausschließlich Anlagen, die im MaStR mit einer Inbetriebnahme ab dem Jahr 2023 erfasst sind und noch nicht in den Daten der ÜNB enthalten waren. Anlagen mit einem früheren Inbetriebnahmejahr werden nicht zugeschätzt. Diese Besonderheit trifft gleichermaßen im Trend- und Oberen Szenario zu.

¹⁰ Der vergleichsweise hohe Rückbau in den Jahren 2026 und 2027 ist überwiegend modellmethodisch bedingt: Anlagen des Ausgangsbestands, die die unterstellte technische Lebensdauer von 27 Jahren bereits erreicht oder überschritten haben, werden zu Beginn des Prognosezeitraums gebündelt aus dem Bestand entfernt. Anlagen, die trotz Überschreitung dieser Lebensdauer noch in den Direktvermarktungsdaten für 2026 enthalten sind, werden dabei erst zum Jahresende 2026 und somit als Rückbau im Jahr 2027 erfasst. Die ausgewiesenen Mengen sind daher nicht als punktgenaue Prognose tatsächlicher Stilllegungen zu verstehen.

¹¹ Siehe obere Fußnote.

von 25 bis 30 Jahren für Photovoltaikanlagen und stellt einen geeigneten mittleren Modellwert dar. Aufgrund des jungen Anlagenbestands bleibt der Rückbau unter diesen Bedingungen bis 2031 insgesamt gering.

Im Trend-Szenario steigt die installierte Leistung von rund 35,5 GW Ende 2025 auf rund 87,7 GW Ende 2031. Im Oberen Szenario führen die höhere Realisierungswahrscheinlichkeit und die kürzere Umsetzungsdauer zu einem stärkeren Ausbau auf rund 91,1 GW. Die vollständigen Ergebnisse sind in Tabelle 35 ausgewiesen.

3.9.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis Ende 2031

Die Vollbenutzungsstunden werden aus regionalisierten monatlichen Stromerzeugungszeitreihen und den jeweils zugrunde liegenden installierten Leistungen für Bestands- und Neuanlagen abgeleitet. Wie in Kapitel 2.5 beschrieben, basieren diese Erzeugungszeitreihen im Trend-Szenario auf einem mittleren synthetischen Wetterjahr und im Oberen Szenario auf einem überdurchschnittlichen synthetischen Wetterjahr.

Für den Anlagenbestand werden vier Gruppen nach dem Inbetriebnahmejahr unterschieden: vor 2010, 2010 bis 2017, 2018 bis 2022 sowie ab 2023. Auf Grundlage der Daten des Jahres 2025 werden regionalisierte und hinsichtlich der Veräußerungsform gruppierte Auslastungsfaktoren bestimmt.

Für Neuanlagen wird der erwartete Zubau zunächst auf NUTS-3-Ebene regionalisiert. Hierzu werden die verfügbaren Freiflächen anhand ihrer Raumwiderstände priorisiert. Innerhalb der berücksichtigten Flächenkategorien wird die Leistung proportional zum jeweils verfügbaren Restpotenzial verteilt, bis das vorgegebene Ausbauziel erreicht ist. Auf Basis der regionalisierten Leistungen und der zugehörigen Erzeugungszeitreihen werden die Vollbenutzungsstunden anschließend leistungsgewichtet aggregiert.

Die technisch und meteorologisch mögliche Stromerzeugung wird um markt- und netzbedingte Abregelungen vermindert. Die Ausgangswerte wurden anhand der Hochrechnungen der vier ÜNB und der realisierten Stromerzeugung des Jahres 2025 berechnet. Für 2026 wird ein saisonales Abregelungsprofil angesetzt. Der Abregelungsfaktor liegt in den Wintermonaten bei etwa 1 % und steigt zwischen Mai und Juli auf bis zu 8 %. Ab 2027 wird der monatliche Abregelungsfaktor jährlich um 16 % gegenüber dem Vorjahr erhöht. Damit wird insbesondere die zunehmende Gleichzeitigkeit der Photovoltaikerzeugung bei wachsendem Anlagenbestand abgebildet.

Tabelle 36: Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Szenarien

		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Trend-szenario	Vollbenutzungsstunden (h)	790	838	835	828	818	806	791
	Stromerzeugung (GWh)	25.393	36.883	42.089	47.688	53.840	60.215	66.076
Oberes Szenario	Vollbenutzungsstunden (h)	790	902	898	890	880	867	851
	Stromerzeugung (GWh)	25.393	39.828	45.736	52.430	59.774	67.036	73.731

Im Trend-Szenario steigen die Vollbenutzungsstunden zunächst von 790 Stunden im Jahr 2025 auf 838 Stunden im modellierten Jahr 2026. Mit der zunehmenden Abregelung gehen sie anschließend schrittweise auf 791 Stunden im Jahr 2031 zurück. Die Stromerzeugung wächst aufgrund des starken Leistungszubaus dennoch kontinuierlich von rund 25.393 GWh im Jahr 2025 auf rund 66.076 GWh im Jahr 2031.

Im Oberen Szenario werden höhere Vollbenutzungsstunden berechnet. Diese sinken von 902 Stunden im Jahr 2026 auf 851 Stunden im Jahr 2031. In Verbindung mit dem stärkeren Leistungszubau steigt die

Stromerzeugung bis 2031 auf rund 73.731 GWh. Die vollständigen Ergebnisse sind in Tabelle 386 ausgewiesen.

3.9.4 Marktwert

Der Marktwert von Strom aus Freiflächenanlagen wird nach Anlage 1 EEG berechnet. Der Marktwertfaktor beschreibt das Verhältnis zwischen dem energieträgerspezifischen Marktwert der solaren Stromerzeugung und dem zeitgewichteten durchschnittlichen Börsenstrompreis. Die berechneten jährlichen Marktwertfaktoren sind in Tabelle 93 in Anhang E ausgewiesen.

Im Prognosezeitraum geht der Marktwertfaktor der Photovoltaik deutlich zurück. Er sinkt von rund 50 % im Jahr 2025 auf rund 25 % im Jahr 2031. Ursache ist vor allem der starke Ausbau der Photovoltaik. Da Freiflächen- und sonstige Solaranlagen überwiegend gleichzeitig einspeisen, erhöht sich das Stromangebot insbesondere in den Mittagsstunden. In diesen Zeiträumen gehen die Börsenstrompreise überproportional zurück und es treten häufiger negative Preise auf. Die von Photovoltaikanlagen erzielten Erlöse entwickeln sich daher schwächer als der durchschnittliche Börsenstrompreis.

Die Entwicklung der Marktwertfaktoren hängt auch wesentlich davon ab, wie schnell zusätzliche Flexibilitätsoptionen erschlossen werden. Speicher, flexible Verbraucher und weitere Formen der Lastverschiebung können Strom in Stunden hoher Solarstromerzeugung aufnehmen und die Nachfrage in diesen Zeiträumen erhöhen. Dadurch werden Niedrigpreisphasen abgeschwächt und die Marktwerte der Photovoltaik stabilisiert. Zusätzliche Flexibilität kann die Zahl negativer Preisstunden und die marktbedingte Abregelung deutlich reduzieren sowie die Marktwerte erneuerbarer Energien erhöhen [IEE 2026]. Entwickeln sich die Flexibilitätsoptionen dagegen langsamer als der weitere Ausbau der Photovoltaik, verstärkt sich der Druck auf die Marktwertfaktoren. Unter den im Gutachten festgelegten Preis- und Wetterannahmen wird die modellierte Entwicklung daher als realistische mittelfristige Einordnung angesehen.

Nach einem Höchststand im Jahr 2026 geht auch das allgemeine Strompreisniveau im weiteren Prognosezeitraum zurück. Aus den sinkenden Spotmarktpreisen und dem gleichzeitig abnehmenden Marktwertfaktor ergibt sich ein deutlicher Rückgang des absoluten Marktwerts für Solarstrom bis 2031.

3.9.5 Entwicklung nach Veräußerungsform und Eigenverbrauch

Die geförderte Direktvermarktung bleibt im Prognosezeitraum die wichtigste Veräußerungsform für Strom aus Freiflächenanlagen. Der überwiegende Teil des über Ausschreibungen realisierten Zubaus wird dem Marktprämienmodell zugeordnet. Der Anteil der festen Einspeisevergütung nimmt dagegen kontinuierlich ab, da ältere Anlagen schrittweise das Ende ihres Förderzeitraums erreichen.

Daneben gewinnt die sonstige Direktvermarktung zunehmend an Bedeutung. Hierzu zählen insbesondere Freiflächenanlagen, deren Strom über langfristige Stromlieferverträge vermarktet wird. Ab 2027 wird angenommen, dass 15 % des Bruttozubaus auf solche Anlagen entfallen. Hinzu kommen ausgeförderte Anlagen, die nach dem Ende ihres Förderanspruchs weiterbetrieben werden und in die sonstige Direktvermarktung wechseln. Eigenverbrauch spielt bei Freiflächenanlagen weiterhin nur eine untergeordnete Rolle.

Insgesamt nimmt die Stromerzeugung in allen mengenmäßig relevanten Veräußerungsformen mit dem starken Leistungszubau deutlich zu. Die geförderte Direktvermarktung bleibt dabei dominant, während die sonstige Direktvermarktung im Verlauf des Prognosezeitraums überproportional an Bedeutung gewinnt. Die Entwicklung nach Veräußerungsformen ist in Abbildung 34 dargestellt.

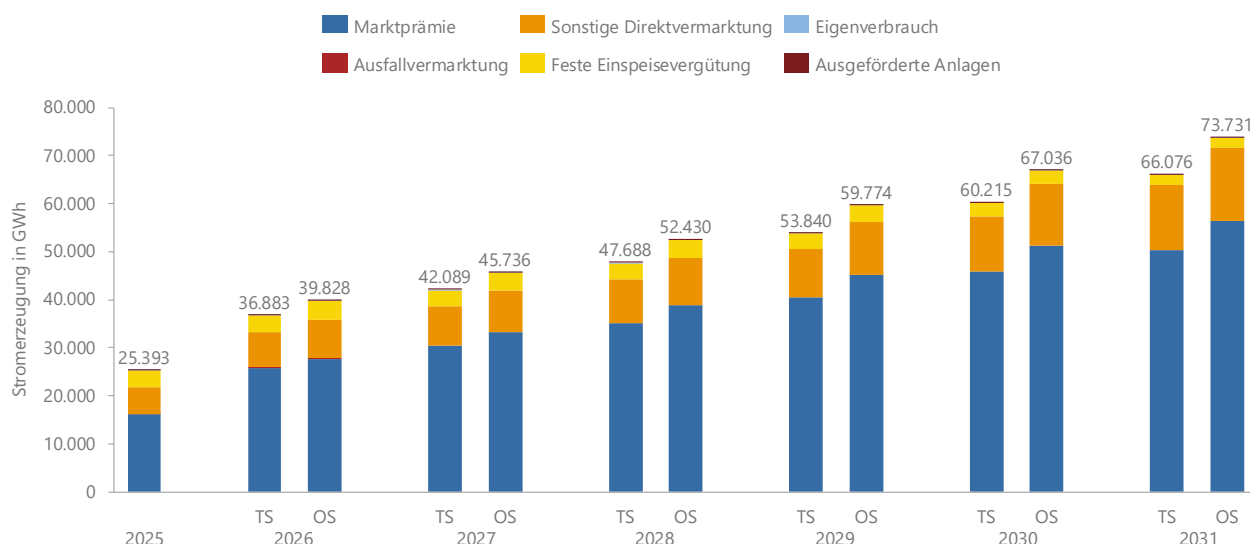


Abbildung 34: Vermarktungsformen für Strom aus Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Szenarien bis 2031

3.9.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Die EEG-Zahlungen für Freiflächenanlagen entfallen nahezu vollständig auf die Marktprämie. Zahlungen im Rahmen der festen Einspeisevergütung spielen aufgrund des geringen Bestands in dieser Veräußerungsform nur eine untergeordnete Rolle. Für Neuanlagen im Marktprämienmodell werden die anzulegenden Werte aus den jeweiligen historischen durchschnittlichen Zuschlagswerten abgeleitet. Darauf basierend wird für alle Zubauanlagen bis 2031 ein anzulegender Wert von 5 ct/kWh angesetzt.

Die Entwicklung der Marktprämienzahlungen wird sowohl durch die zunehmende Stromerzeugung als auch durch die sinkenden Marktwerte der Photovoltaik bestimmt. Der starke Zubau führt zunächst zu einem deutlichen Anstieg der geförderten Strommengen. Gleichzeitig vergrößert der rückläufige Marktwertfaktor die Differenz zwischen den anzulegenden Werten und den Marktwerten. Beide Effekte wirken im Prognosezeitraum erhöhend auf die Marktprämienzahlungen. Dämpfend wirken die niedrigen Zuschlagswerte neuer Anlagen sowie die stetige Zunahme von ausgeförderten Anlagen mit deutlich höheren Fördersätzen.

Für den angenommenen PPA-Zubau und für ausgeförderte Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung entstehen keine Marktprämienzahlungen. Darüber hinaus reduziert die zunehmende markt- und netzbedingte Abregelung die vergütungsfähigen Strommengen. Die Wirkung negativer Strompreise und des § 51 EEG ist dabei über die erhöhten Faktoren der marktbedingten Abregelung berücksichtigt.

Im Oberen Szenario fallen die EEG-Zahlungen aufgrund des stärkeren Leistungszubaus und der höheren Stromerzeugung insgesamt höher aus. Gleichzeitig führen die höheren Vollbenutzungsstunden zu größeren geförderten Strommengen. Die Entwicklung der Zahlungen nach Veräußerungsformen ist in Abbildung 35 dargestellt.

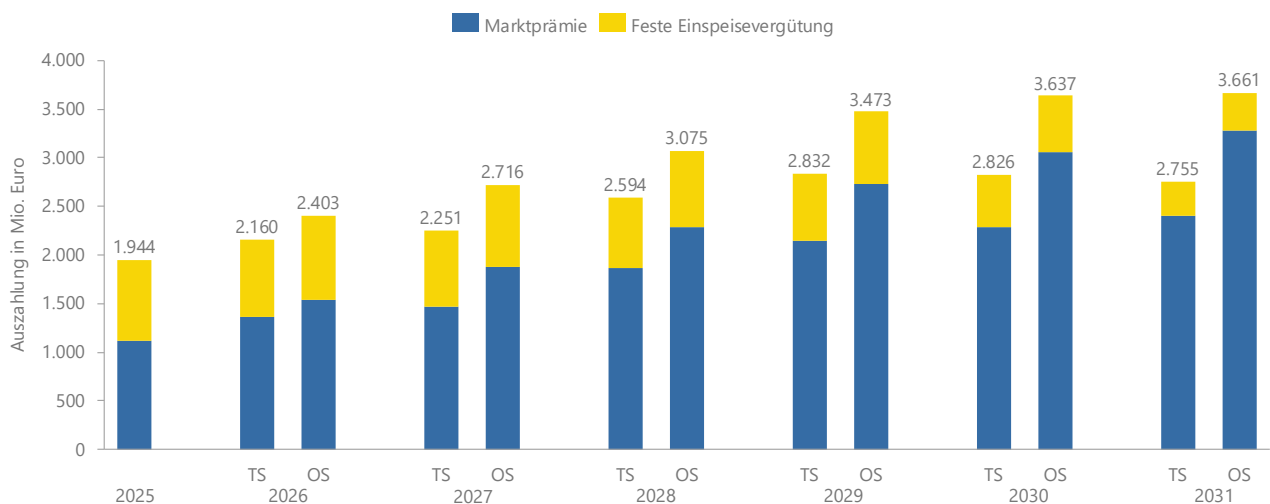


Abbildung 35: EEG-Zahlungen an Betreiber von solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Szenarien und Veräußerungsform bis 2031

3.10 Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen

3.10.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Als sonstige Solaranlagen werden Photovoltaikanlagen erfasst, die auf Gebäuden beziehungsweise an Lärmschutzwänden installiert sind. Das Segment umfasst vor allem private und gewerbliche Dachanlagen, Stecker-Solargeräte sowie größere Anlagen, die an den Ausschreibungen des zweiten Segments teilnehmen.

Nach einem niedrigen Zubau von weniger als 1 GW im Jahr 2015 nahm die Ausbaugeschwindigkeit zunächst kontinuierlich zu. Zwischen 2020 und 2022 wurden jährlich rund 3,3 bis 4,3 GW installiert. In den Jahren 2023 und 2024 beschleunigte sich der Ausbau deutlich und erreichte rund 10,3 GW beziehungsweise 9,3 GW. Wesentliche Treiber waren private Dachanlagen, die von sinkenden Investitionskosten und den wachsenden Einsparpotenzialen durch den Eigenverbrauch profitierten. Insbesondere während der Energiekrise bot die Vermeidung hoher Strombezugskosten starke wirtschaftliche Anreize für die Installation neuer Anlagen. Zusätzlich nahm die Zahl der Stecker-Solargeräte deutlich zu, deren Strom überwiegend unmittelbar vor Ort verbraucht wird.

Für das Jahr 2025 weisen die bislang vorliegenden ÜNB-Daten einen Zubau von rund 5,3 GW aus. Dieser Wert ist jedoch nur eingeschränkt mit den vollständig erfassten Vorjahren vergleichbar, da er ausschließlich auf den Stamm- und Bewegungsdaten der ÜNB beruht und keine Zuschätzungen auf Grundlage des MaStR enthält. Die mittlere Anlagenleistung blieb mit rund 12 kW gegenüber den Vorjahren nahezu unverändert und verdeutlicht die weiterhin kleinteilige Struktur dieses Segments. Die historische Entwicklung des Zubaus und der mittleren Anlagenleistung ist in Abbildung 36 und Tabelle 37 dargestellt.

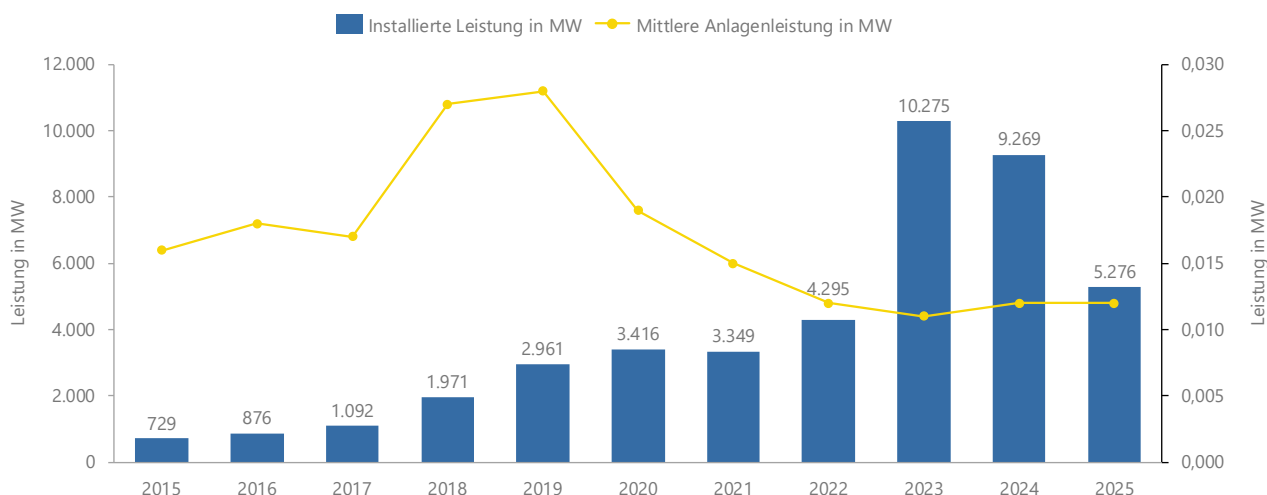


Abbildung 36: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der solaren Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen in Deutschland von 2015 bis 2025

Tabelle 37: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der solaren Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen in Deutschland von 2015 bis 2025

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Installierte Leistung in MW	729	876	1.092	1.971	2.961	3.416	3.349	4.295	10.275	9.269	5.276
Mittlere Anlagenleistung in MW	0,016	0,018	0,017	0,027	0,028	0,019	0,015	0,012	0,011	0,012	0,012

3.10.2 Leistungsentwicklung 2026 bis 2031

Ausgangspunkt der Leistungsprognose bilden die für das Jahr 2025 vorliegenden Stamm- und Bewegungsdaten der ÜNB. Ab 2026 wird die Datengrundlage um die Direktvermarktungsdaten und die Angaben des Marktstammdatenregisters ergänzt.

Die Prognose des Bruttozubaus erfolgt getrennt nach Stecker-Solargeräten, Dachanlagen bis 100 kW, gewerblichen Dachanlagen zwischen 100 kW und 1 MW sowie Ausschreibungsanlagen mit einer Leistung von mehr als 1 MW.

Für Dachanlagen bis 100 kW wird nach den besonders hohen Zubauwerten der Jahre 2023 und 2024 aufgrund des veränderten Marktumfelds eine Normalisierung angenommen. Entsprechend dem im Jahr 2026 beobachteten Zubautrend werden für den gesamten Prognosezeitraum jährlich 5 GW Bruttozubau angesetzt (eigene Auswertung auf Basis des MaStR).

Stecker-Solargeräte werden innerhalb des Segments bis 100 kW gesondert modelliert. Grundlage ist, die in den vergangenen Jahren beobachtete dynamische Entwicklung der im Marktstammdatenregister erfassten Anlagen. Im Trend-Szenario wird über den gesamten Prognosezeitraum ein jährlicher Zubau von 0,5 GW unterstellt. Im Oberen Szenario steigt der jährliche Zubau linear von 0,5 GW im Jahr 2026 auf 1,1 GW im Jahr 2031. Die Leistung der Stecker-Solargeräte ist in den Ausbauwerten des Segments bis 100 kW enthalten und wird nicht zusätzlich zum gesamten Bruttozubau addiert.

Für gewerbliche Dachanlagen zwischen 100 kW und 1 MW wird nach dem Ausbauhöchststand von 2,1 GW im Jahr 2024 zunächst ein Rückgang bis zur Mitte des Jahres 2026 angenommen. Anschließend stabilisiert

sich der jährliche Zubau bei rund 1,2 GW. Die Förderung dieser Anlagen erfolgt außerhalb der Ausschreibungen auf Grundlage gesetzlich festgelegter anzulegender Werte.

Der Zubau von Dachanlagen mit einer Leistung von mehr als 1 MW wird auf Grundlage der Ausschreibungen des zweiten Segments modelliert. Ab 2027 wird ein jährliches Ausschreibungsvolumen von 2,3 GW angesetzt, das auf drei Ausschreibungstermine pro Jahr verteilt wird. Aufgrund der historischen Zuschlagswerte wird eine vollständige Bezuschlagung der ausgeschriebenen Mengen unterstellt. Der Realisierungszeitraum beginnt zwei Monate nach dem jeweiligen Ausschreibungstermin und berücksichtigt damit den Zeitraum bis zur Bekanntgabe der Ergebnisse. Daran schließt sich in beiden Szenarien eine Realisierungsdauer von zwölf Monaten an. Von der bezuschlagten Leistung werden im Trend-Szenario 85 % und im Oberen Szenario 90 % umgesetzt. Nicht realisierte Zuschlagsmengen werden nach Ablauf der 30-monatigen Umsetzungsfrist den späteren Ausschreibungsvolumina zugerechnet. Da das EEG 2023 die Ausschreibungsmengen nicht für den gesamten Prognosezeitraum festlegt, werden das Ausschreibungsvolumen und das Ausschreibungsdesign bis 2031 unverändert fortgeschrieben.

Insgesamt steigt der jährliche Bruttozubau im Trend-Szenario nach einer vorübergehenden Abschwächung auf rund 8,6 GW und bleibt anschließend bis 2031 weitgehend stabil. Im Oberen Szenario führen die höheren Ausbauannahmen für private und gewerbliche Dachanlagen, der dynamischere Zubau von Stecker-Solargeräten sowie die höhere Realisierungswahrscheinlichkeit bei Ausschreibungsanlagen zu einem stärkeren Leistungsanstieg. Für den Rückbau wird eine technische Lebensdauer von 27 Jahren angesetzt. Da der Anlagenbestand jung ist, bleibt der altersbedingte Rückbau bis 2031 gegenüber dem Bruttozubau gering.

Tabelle 38: Leistungsentwicklung der Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen-Anlagen nach Szenarien

		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Trend-Szenario	Zubau	5.913	15.116 ¹²	7.336	8.655	8.655	8.655	8.656
	Rückbau	50	259 ¹³	27	55	72	126	416
	Jahresendbestand	69.331	84.188	91.497	100.097	108.680	117.210	125.449
Oberes Szenario	Zubau	5.913	17.888	10.214	11.710	11.810	11.910	12.011
	Rückbau	50	259	27	55	72	126	416
	Jahresendbestand	69.331	86.960	97.146	108.802	120.540	132.324	143.919

Die installierte Leistung der sonstigen Solaranlagen steigt dadurch im Trend-Szenario von rund 69,3 GW Ende 2025 auf rund 125,4 GW Ende 2031 und im Oberen Szenario auf rund 143,9 GW. Zusammen mit den Freiflächenanlagen erreichen die beiden Solarsegmente Ende 2030 im Trend-Szenario eine installierte Leistung von rund 196 GW. Das Ausbauziel des § 4 EEG 2023 wird damit deutlich verfehlt, der Wert entspricht jedoch in etwa der von SolarPower Europe prognostizierten Entwicklung [SPE 2025]. Im Oberen Szenario

¹² Die Ergänzung der Datengrundlage führt im Jahr 2026 zu einer Zuschätzung von rund 5,2 GW. Berücksichtigt werden dabei ausschließlich Anlagen, die im MaStR mit einer Inbetriebnahme ab dem Jahr 2023 erfasst sind und noch nicht in den Daten der ÜNB enthalten waren. Anlagen mit einem früheren Inbetriebnahmejahr werden nicht zugeschätzt. Diese Besonderheit trifft gleichermaßen im Trend- und Oberen Szenario zu.

¹³ Der vergleichsweise hohe Rückbau in den Jahren 2026 und 2027 ist überwiegend modellmethodisch bedingt: Anlagen des Ausgangsbestands, die die unterstellte technische Lebensdauer von 27 Jahren bereits erreicht oder überschritten haben, werden zu Beginn des Prognosezeitraums gebündelt aus dem Bestand entfernt. Anlagen, die trotz Überschreitung dieser Lebensdauer noch in den Direktvermarktungsdaten für 2026 enthalten sind, werden dabei erst zum Jahresende 2026 und somit als Rückbau im Jahr 2027 erfasst. Die ausgewiesenen Mengen sind daher nicht als punktgenaue Prognose tatsächlicher Stilllegungen zu verstehen.

steigt die installierte Leistung beider Solarsegmente bis Ende 2030 auf rund 214 GW und nähert sich damit dem gesetzlichen Ausbauziel deutlich an. Die vollständige Entwicklung von Zubau, Rückbau und Jahresendbestand ist in Tabelle 38 ausgewiesen.

3.10.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung bis Ende 2031

Die Vollbenutzungsstunden werden aus regionalisierten monatlichen Stromerzeugungszeitreihen und den jeweils zugrunde liegenden installierten Leistungen für Bestands- und Neuanlagen abgeleitet. Wie in Kapitel 2.5 beschrieben, basieren diese Erzeugungszeitreihen im Trend-Szenario auf einem mittleren synthetischen Wetterjahr und im Oberen Szenario auf einem überdurchschnittlichen synthetischen Wetterjahr.

Für den Anlagenbestand werden vier Gruppen nach dem Inbetriebnahmejahr unterschieden: vor 2010, 2010 bis 2017, 2018 bis 2022 sowie ab 2023. Auf Grundlage der Daten des Jahres 2025 werden regionalisierte Auslastungsfaktoren bestimmt. Zusätzlich werden bundesweite Unterschiede zwischen den Veräußerungsformen berücksichtigt.

Für Neuanlagen wird der erwartete Zubau zunächst auf NUTS-3-Ebene proportional zum jeweils verfügbaren Dachflächenpotenzial verteilt. Auf Basis der regionalisierten Leistungen und der zugehörigen Erzeugungszeitreihen werden die Vollbenutzungsstunden anschließend leistungsgewichtet aggregiert.

Die technisch und meteorologisch mögliche Stromerzeugung wird um markt- und netzbedingte Abregelungen vermindert. Die Ausgangswerte basieren auf einer Auswertung der ÜNB-Hochrechnungen und der realisierten Stromerzeugung des Jahres 2025 (siehe Kapitel 2.6). Für Bestands- und Neuanlagen wird 2026 zunächst ein monatlicher Abregelungsfaktor von 1 % berechnet. Ab 2027 erhöht sich dieser bei Bestandsanlagen jährlich um 2 % und bei Neuanlagen um 10 %. Die stärkere Zunahme beim Zubau berücksichtigt, dass neuere Anlagen in Zeiten negativer Preise am Strommarkt keine Vergütung erhalten (§ 51 EEG). Die Vollbenutzungsstunden werden aus den nach Abregelung verbleibenden Strommengen berechnet.

Für Gebäude-Photovoltaikanlagen wird ein Eigenverbrauchsanteil zugeschätzt, welcher an den Analysen von [ISE 2025] Orientierung fand. Beim Anlagenbestand wird dieser Anteil aus dem korrigierten Gesamterzeugungsprofil abgeleitet, während er beim Zubau unmittelbar aus dem jeweiligen Erzeugungsprofil bestimmt wird.

Im Trend-Szenario steigen die Vollbenutzungsstunden von 695 Stunden im Jahr 2025 auf 931 Stunden im Jahr 2026. Der deutliche Anstieg ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass die Werte des Jahres 2025 ausschließlich auf den Bewegungsdaten, ohne Eigenverbrauchszuschätzung beruhen. Mit zunehmender markt- und netzbedingter Abregelung gehen die Vollbenutzungsstunden anschließend schrittweise auf 896 Stunden im Jahr 2031 zurück. Die Stromerzeugung steigt aufgrund des deutlichen Leistungszubaus dennoch kontinuierlich von rund 46.496 GWh im Jahr 2025 auf rund 109.005 GWh im Jahr 2031.

Tabelle 39: Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Sonstigen PV-Anlagen nach Szenarien

		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Trend-szenario	Vollbenutzungsstunden (h)	695	931	926	920	915	907	896
	Stromerzeugung (GWh)	46.496	75.237	81.523	88.415	95.690	102.614	109.005
Oberes Szenario	Vollbenutzungsstunden (h)	695	997	990	984	978	969	959

Stromerzeugung (GWh)	46.496	81.921	91.454	101.669	112.423	122.883	132.858
-------------------------	--------	--------	--------	---------	---------	---------	---------

Im Oberen Szenario werden ein höheres solares Stromerzeugungspotenzial und ein stärkerer Leistungszubau unterstellt. Die Vollbenutzungsstunden sinken von 997 Stunden im Jahr 2026 auf 959 Stunden im Jahr 2031. Gleichzeitig nimmt die Stromerzeugung bis 2031 auf rund 132.858 GWh zu. Die vollständigen Ergebnisse sind in Tabelle 39 ausgewiesen.

3.10.4 Marktwert

Für sonstige Solaranlagen werden dieselben photovoltaikspezifischen Marktwerte und Marktwertfaktoren wie für Freiflächenanlagen angesetzt. Die methodische Herleitung und die Unsicherheiten der Marktwertentwicklung werden in Kapitel 3.9.4 erläutert. Die jährlichen Marktwertfaktoren sind in Tabelle 93 in Anhang E ausgewiesen.

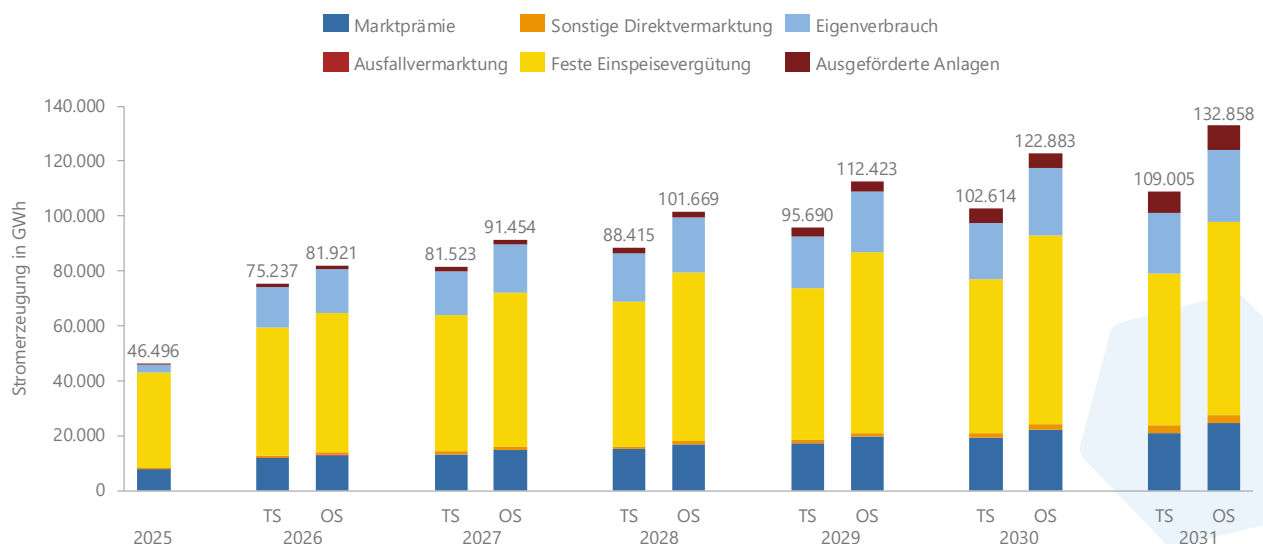
Der Marktwertfaktor der Photovoltaik sinkt von rund 50 % im Jahr 2025 auf rund 25 % im Jahr 2031. Nach einem vorübergehenden Anstieg im Jahr 2026 nimmt er im weiteren Prognosezeitraum kontinuierlich ab.

3.10.5 Entwicklung nach Veräußerungsform und Eigenverbrauch

Die feste Einspeisevergütung bleibt für sonstige Solaranlagen zunächst die bedeutendste Veräußerungsform. Dies ist vor allem auf den umfangreichen Bestand kleiner Dachanlagen zurückzuführen. Neuanlagen bis 100 kW werden überwiegend der festen Einspeisevergütung zugeordnet, während gewerbliche Dachanlagen zwischen 100 kW und 1 MW im Marktprämienmodell abgebildet werden. Anlagen oberhalb von 1 MW werden auf Grundlage der Ausschreibungen des zweiten Segments ebenfalls der geförderten Direktvermarktung zugewiesen.

Für Gebäude-Photovoltaikanlagen wird insgesamt ein Eigenverbrauchsanteil von 20 % angenommen. Stecker-Solargeräte werden vollständig dem Eigenverbrauch zugeordnet, da deren Strom überwiegend unmittelbar vor Ort genutzt wird. Daneben werden Strommengen aus Mieterstrommodellen gesondert ausgewiesen.

Mit dem Auslaufen der 20-jährigen Förderung nimmt die Strommenge in der festen Einspeisevergütung ab. Ausgeförderte Anlagen werden bis zum Ende ihrer technischen Lebensdauer weiterbetrieben und abhängig von ihrer Leistung entweder der Vergütung ausgeförderter Anlagen oder der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet. Die Entwicklung nach Veräußerungsformen ist in Abbildung 37 dargestellt.



3.10.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Die EEG-Zahlungen für sonstige Solaranlagen entfallen überwiegend auf die feste Einspeisevergütung. Daneben entstehen Marktprämienzahlungen für größere Dachanlagen sowie Zahlungen für Mieterstrom.

Für neu in Betrieb genommene Dachanlagen werden die gesetzlichen Vergütungssätze beziehungsweise anzulegenden Werte entsprechend der jeweiligen Leistungsklasse angesetzt. Bei Anlagen in der festen Einspeisevergütung wird eine durchschnittliche Anlagengröße von rund 10 kW zugrunde gelegt, die aus den Inbetriebnahmen der vergangenen zehn Jahre abgeleitet wurde. Für diese Anlagen gilt daher der Vergütungssatz der Leistungsklasse bis 10 kW.

Für gewerbliche Dachanlagen zwischen 100 kW und 1 MW ergibt die Auswertung der vergangenen zehn Jahre eine mittlere Anlagenleistung von rund 230 kW. Der anzulegende Wert wird für diese Anlagen nach dem im EEG vorgesehenen Stufenmodell berechnet. Dabei wird die Anlagenleistung anteilig den gesetzlichen Leistungsklassen bis 10 kW, bis 40 kW, bis 100 kW und bis 400 kW zugeordnet. Der durchschnittliche anzulegende Wert ergibt sich aus der leistungsgewichteten Summe der für die einzelnen Stufen geltenden Werte. Für die oberhalb von 100 kW liegenden Leistungsanteile einer Anlage mit 230 kW wird somit der anzulegende Wert der Leistungsklasse bis 400 kW angesetzt.

Eine Auswertung der jüngeren Inbetriebnahmejahrgänge zeigt, dass aufgrund der wirtschaftlichen Vorteile des Eigenverbrauchs nahezu ausschließlich Teileinspeisungsanlagen errichtet werden. Diese Entwicklung wird für den Prognosezeitraum fortgeschrieben. Für neue Dachanlagen werden daher ausschließlich die regulären Vergütungssätze und anzulegenden Werte der Teileinspeisung angesetzt. Die höheren Werte für Volleinspeisungsanlagen bleiben unberücksichtigt. Die Vergütungssätze werden außerdem entsprechend der gesetzlichen Degression nach dem jeweiligen Inbetriebnahmezeitpunkt fortgeschrieben. Die im Solarpaket I vorgesehene Erhöhung der Förderung um 1,5 ct/kWh für Anlagen ab 40 kW wird nicht berücksichtigt, da die erforderliche beihilferechtliche Genehmigung der Europäischen Kommission nicht erteilt wurde [BNetzA 2026b].

Für Ausschreibungsanlagen des zweiten Segments wird ein anzulegender Wert von rund 9 ct/kWh zugrunde gelegt, der sich am mittleren Niveau der jüngsten Ausschreibungsergebnisse orientiert. Die BNetzA weist für Anlagen der Ausschreibungen des Jahres 2025 einen gewichteten Durchschnittswert von 9,33 ct/kWh aus. Für die Prognose wird aufgrund der erwarteten weiteren Entwicklung der Zuschlagswerte ein niedrigerer Wert von rund 9 ct/kWh angesetzt.

Für Mieterstromanlagen wird der bisherige Zubautrend fortgeschrieben, da derzeit kein beschleunigter Hochlauf erkennbar ist bzw. von der Branche erwartet wird. Regulatorische Unsicherheiten und Verzögerungen bei der Umsetzung durch Verteilnetzbetreiber bremsen weiterhin wichtige Impulse für Mieterstromprojekte aus dem Solarpaket I.

Im Trend-Szenario steigen die Gesamtzahlungen zunächst von rund 8.854 Mio. Euro im Jahr 2025 auf rund 9.695 Mio. Euro im Jahr 2026 und rund 9.705 Mio. Euro im Jahr 2027. Maßgeblich sind der wachsende Anlagenbestand und die sinkenden Marktwerte, die zu höheren Marktprämienzahlungen führen.

Im weiteren Prognoseverlauf überwiegt das Auslaufen der Förderung älterer Dachanlagen mit hohen Vergütungssätzen. Der Zubau gleicht diesen Rückgang nicht vollständig aus, da Neuanlagen aufgrund der niedrigeren aktuellen Vergütungssätze, der gesetzlichen Degression und der unterstellten Teileinspeisung deutlich geringere Zahlungsansprüche aufweisen. Im Oberen Szenario liegen die Zahlungen aufgrund des höheren Anlagenbestands und der größeren Stromerzeugung über den Werten des Trend-Szenarios. Die Entwicklung der EEG-Zahlungen ist in Abbildung 38 dargestellt.

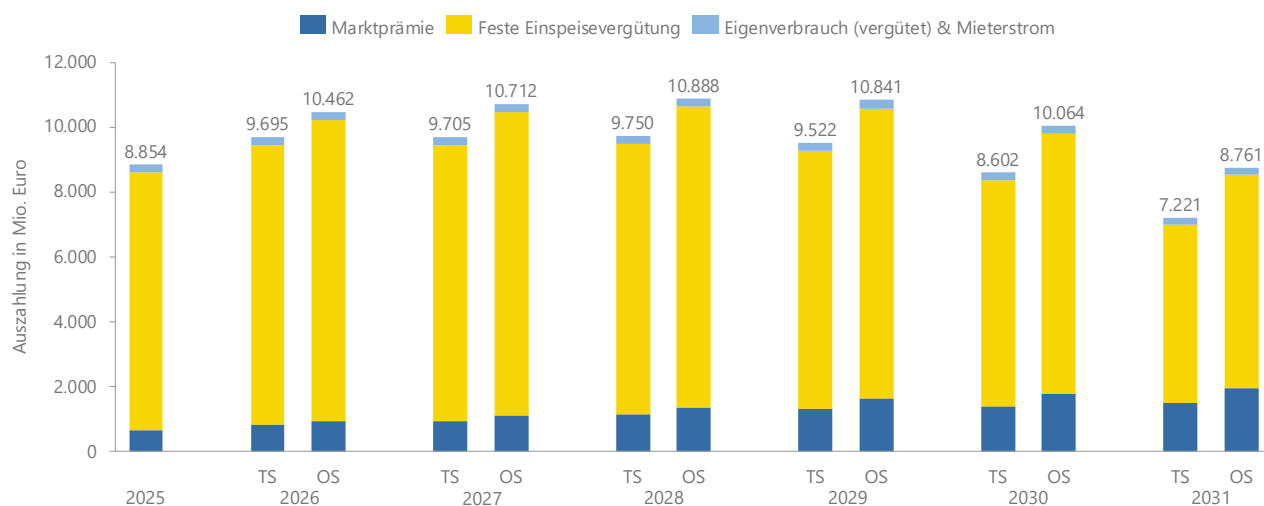


Abbildung 38: EEG-Zahlungen an Betreiber von solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Szenarien und Veräußerungsform bis 2031



4

Verzeichnisse & Anhang

50Hertz 2026

50Hertz Transmission GmbH: Einspeisung aus Windenergie. Online verfügbar unter: [Einspeisung aus Windenergie](#). Zuletzt geprüft im September 2026.

50Hertz 2026a

50Hertz Transmission GmbH: Einspeisung aus Photovoltaik. Online verfügbar unter: [Einspeisung aus Photovoltaik](#). Zuletzt geprüft im September 2026.

50Hertz 2026b

50Hertz Transmission GmbH: LanWin3. Online verfügbar unter: [Offshore-Netzanbindungssystem LanWin3](#). Zuletzt geprüft im September 2026.

Amprion 2026

Amprion GmbH: Wind Feed-In. Online verfügbar unter: [Wind Feed-In](#). Zuletzt geprüft im September 2026.

Amprion 2026a

Amprion GmbH: Photovoltaic Infeed. Online verfügbar unter: [Photovoltaic Infeed](#). Zuletzt geprüft im September 2026.

Amprion 2026b

Amprion GmbH: Offshore-Netzausbau. Online verfügbar unter: [Offshore-Netzausbau von Amprion](#). Zuletzt geprüft im September 2026.

AGEE-Stat 2025

Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Verfügbar unter: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2024.pdf?__blob=publicationFile&v=8. Zuletzt abgerufen am 10.08.2026

BNetzA 2026

Bundesnetzagentur: Ausschreibungen für EE- und KWK-Anlagen. Online verfügbar unter: [Ausschreibungen für EE- und KWK-Anlagen](#). Zuletzt geprüft am 19.08.2026.

BNetzA 2026a

Bundesnetzagentur: Festlegung zur schrittweisen Abschmelzung der Entgelte für dezentrale Einspeisung nach § 18 StromNEV. Az. GBK-25-02-1#1. Beschluss der Großen Beschlusskammer vom 17. Februar 2026. Bonn 2026.

BNetzA 2026b

Bundesnetzagentur: EEG-Förderung und Fördersätze. Online verfügbar unter: [EEG-Förderung und Fördersätze](#). Zuletzt geprüft im September 2026.

BSH 2026

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie: Änderung des Flächenentwicklungsplans 2025 für die deutsche Nordsee und Ostsee und Ergebnis der Vorprüfung des Einzelfalls über die Durchführung einer

Strategischen Umweltprüfung. Hamburg 2026. Online verfügbar unter: [Änderung des Flächenentwicklungsplans 2025](#). Zuletzt geprüft im September 2026.

BVEG / DGMK 2024

BVEG / DGMK: Wirtschaftliche Bewertung geologischer Risiken von tiefergeothermischen Projekten. Online verfügbar unter: https://www.bveg.de/wp-content/uploads/2024/12/2024-12-13_BVEG_DGMK_Leitfaden-Wirtschaftliche-Bewertung-geologischer-Risiken-von-tiefergeothermischen-Projekten.pdf. Zuletzt geprüft im September 2026.

dena 2026

Deutsche Energie-Agentur GmbH: PPA-Marktanalyse 2025. Berlin 2026. Online verfügbar unter: [PPA-Marktanalyse 2025](#). Zuletzt geprüft im September 2026.

DMT 2018

DMT GmbH & Co. KG: Gutachterliche Stellungnahme: Verwerten von Grubengas als Beitrag zur Emissionsvermeidung und zur Gefahrenabwehr. Essen 2018.

EEG 2023

Bundesrepublik Deutschland, Bundesamt für Justiz, Kompetenzzentrum Rechtsinformationssystem des Bundes: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2023). Berlin 2023.

EWI 2024

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH: Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2025 bis 2029. Köln, September 2024. Online verfügbar unter: [Mittelfristprognose für die Kalenderjahre 2025 bis 2029](#). Zuletzt geprüft im September 2026.

EWI 2026

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH: RFNBO-Compliant PPAs in Germany. Köln 2026. Online verfügbar unter: [RFNBO-Compliant PPAs in Germany](#). Zuletzt geprüft im September 2026.

FA Wind und Solar 2025

Fachagentur Wind und Solar e. V.: Gütefaktoren von Windenergieanlagen an Land. Auswertung der im Marktstammdatenregister erfassten Windenergieanlagen mit Ausschreibungszuschlag. Berlin 2025. Online verfügbar unter: [Gütefaktoren von Windenergieanlagen an Land](#). Zuletzt geprüft im September 2026.

FA Wind und Solar 2026

Fachagentur Wind und Solar e. V.: Freiflächen-Photovoltaik in Deutschland. Zahlen, Fakten und Grafiken zu den Inbetriebnahmen von Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Berlin 2026. Online verfügbar unter: [Inbetriebnahmen von Photovoltaik-Freiflächenanlagen](#). Zuletzt geprüft im September 2026.

FA Wind und Solar 2026a

Fachagentur Wind und Solar e. V.: Ausbausituation der Windenergie an Land im Frühjahr 2026. Berlin 2026. Online verfügbar unter: [Ausbausituation der Windenergie an Land im Frühjahr 2026](#). Zuletzt geprüft im September 2026.

FfE 2026

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: ISAaR – Integriertes Simulationsmodell zur Anlageneinsatz- und Ausbauplanung mit Regionalisierung. München 2026. Online verfügbar unter: [Energiesystemmodell ISAaR](#). Zuletzt geprüft im September 2026.

FfE 2026a

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: FfE-Trendszenario. München 2026. Online verfügbar unter: [FfE-Trendszenario](#). Zuletzt geprüft im September 2026.

FfE 2026b

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: WiSTI – Wind-Szenario-Tool. München 2026. Online verfügbar unter: [FfE-Wind-Szenario-Tool WiSTI](#). Zuletzt geprüft im September 2026.

GtV 2025

Bundesverband Geothermie e. V.: Aktuelles, Nachrichten und Informationen zu Entwicklungen im Bereich der Geothermie. Berlin 2025. Online verfügbar unter: [Nachrichten des Bundesverbands Geothermie](#). Zuletzt geprüft im September 2025.

Hirth 2026

Lion Hirth: Do wind and solar curtail at negative electricity prices? Incentives and evidence across two decades of German renewable support schemes. Berlin 2026. Online verfügbar unter: <https://arxiv.org/pdf/2609.10053>. Zuletzt geprüft im Oktober 2026.

IE 2025

Leipziger Institut für Energie GmbH und r2b energy consulting GmbH: Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-Anlagen und der zu leistenden Zahlungen für die Kalenderjahre 2026 bis 2030. Leipzig, Oktober 2025. Online verfügbar unter: [Mittelfristprognose für die Kalenderjahre 2026 bis 2030](#). Zuletzt geprüft im September 2026.

R2b 2021

r2b energy consulting GmbH: Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2022 bis 2026. Köln, Oktober 2021. Online verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/erneuerbare%20energien%20und%20umlagen/eeg-umlage/mittelfristprognosen/mittelfristprognose%202022-2026/2021-10-15_endbericht_r2b.pdf. Zuletzt geprüft im September 2026.

IEE 2026

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE: Die nächste Phase der Energiewende: Flexibilität. Kassel 2026. Online verfügbar unter: [Studie zur Flexibilität im Energiesystem](#). Zuletzt geprüft im September 2026.

ISE 2025

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE: Wissenschaftliche Analysen zu ausgewählten Aspekten der Statistik erneuerbarer Energien und zur Unterstützung der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik. Freiburg 2025. Online verfügbar unter:

https://www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/11850/publikationen/61_2025_cc.pdf. Zuletzt geprüft im September 2026.

ITG 2025

Informationsportal Tiefe Geothermie: Projekte und Entwicklungen im Bereich der tiefen Geothermie. Herausgegeben von der Enerchange GmbH & Co. KG. München 2025. Online verfügbar unter: [Projekte der tiefen Geothermie](#). Zuletzt geprüft im August 2025.

MaStR 2026

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen:
Marktstammdatenregister, erweiterte Einheitenübersicht. Datenstand August 2026. Bonn 2026.

SPE 2025

SolarPower Europe: EU Market Outlook for Solar Power 2025–2030. Brüssel 2025. Online verfügbar unter: [EU Market Outlook for Solar Power 2025–2030](#). Zuletzt geprüft im September 2026.

Tan 2022

Tan et al.: Estimating the Lifetime of Solar Photovoltaic Modules in Australia. In: Sustainability, Band 14, Ausgabe 9, Artikel 5336. 2022. Online verfügbar unter: [Estimating the Lifetime of Solar Photovoltaic Modules in Australia](#). Zuletzt geprüft im September 2026.

TenneT 2026

TenneT TSO GmbH: Tatsächliche und prognostizierte Windenergieeinspeisung. Online verfügbar unter: [Windenergieeinspeisung im TenneT-Netzgebiet](#). Zuletzt geprüft im September 2026.

TenneT 2026a

TenneT TSO GmbH: Tatsächliche und prognostizierte Solarenergieeinspeisung. Online verfügbar unter: [Solarenergieeinspeisung im TenneT-Netzgebiet](#). Zuletzt geprüft im September 2026.

TenneT 2026b

TenneT TSO GmbH: Offshore-Netzanschlüsse. Online verfügbar unter: [Offshore-Netzanschlüsse von TenneT](#). Zuletzt geprüft im September 2026.

TransnetBW 2026

TransnetBW GmbH: Kennzahlen und Marktdaten. Online verfügbar unter: [Kennzahlen und Marktdaten von TransnetBW](#). Zuletzt geprüft im September 2026.

UBA 2025

Umweltbundesamt: Wissenschaftliche Analysen zu ausgewählten Aspekten der Statistik erneuerbarer Energien und zur Unterstützung der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Climate Change 56/2025. Dessau-Roßlau 2025. Online verfügbar unter: [Wissenschaftliche Analysen zur Statistik erneuerbarer Energien](#). Zuletzt geprüft im September 2026.

ÜNB 2025

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH: Stammdaten sowie testierte Bewegungsdaten der EEG-Anlagen zum 31.12.2024. Berlin, Dortmund, Bayreuth und Stuttgart, September 2025.

ÜNB 2026

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH: Stammdaten sowie testierte Bewegungsdaten der EEG-Anlagen zum 31.12.2025. Berlin, Dortmund, Bayreuth und Stuttgart, September 2026.

ÜNB 2026a

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH: Vorläufige Istwerte zu den Strommengen in der Einspeisevergütung einschließlich der Vergütung ausgeförderter Anlagen sowie zu den Mengen in der geförderten Direktvermarktung zum 31.05.2026. Berlin, Dortmund, Bayreuth und Stuttgart, Juni 2026.

ÜNB 2026b

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH: Ausfall- und Direktvermarktung. Datenstand 15.12.2025. Berlin, Dortmund, Bayreuth und Stuttgart, Dezember 2025. Online verfügbar unter: [Ausfall- und Direktvermarktung](#). Zuletzt geprüft im September 2026.

ÜNB 2026c

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH: Ausfall- und Direktvermarktung. Datenstand 05.08.2026. Berlin, Dortmund, Bayreuth und Stuttgart, August 2026. Online verfügbar unter: [Ausfall- und Direktvermarktung](#). Zuletzt geprüft im September 2026.

ÜNB 2026d

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH: Online-Hochrechnung der tatsächlichen Erzeugung von Strom aus Windenergie Onshore. Berlin, Dortmund, Bayreuth und Stuttgart, August 2026. Online verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/Transparenzanforderungen/Marktpr%C3%A4mie/Online-Hochrechnung-der-tats%C3%A4chlichen-Erzeugung-von-Strom-aus-Windenergie-Onshore>. Zuletzt geprüft im September 2026.

ÜNB 2026e

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH: Online-Hochrechnung der tatsächlichen Erzeugung von Strom aus Solarenergie. Berlin, Dortmund, Bayreuth und Stuttgart, August 2026. Online verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/Transparenzanforderungen/Marktpr%C3%A4mie/Online-Hochrechnung-der-tats%C3%A4chlichen-Erzeugung-von-Strom-aus-Solarenergie>. Zuletzt geprüft im September 2026.

ÜNB 2026f

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH: Online-Hochrechnung der tatsächlichen Erzeugung von Strom aus Windenergie Offshore. Berlin, Dortmund, Bayreuth und Stuttgart, August 2026. Online verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/Transparenzanforderungen/Marktpr%C3%A4mie/Online-Hochrechnung-der-tats%C3%A4chlichen-Erzeugung-von-Strom-aus-Windenergie-Offshore>. Zuletzt geprüft im September 2026.

WindGuard 2025

Deutsche WindGuard: Kostensituation der Windenergie an Land Stand 2025. Varel, Dezember 2025. Online verfügbar unter: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/J-L/kostensituation-der-windenergie-an-land.pdf?__blob=publicationFile&v=8. Zuletzt geprüft im September 2026.

WPE 2026

WindEurope: Wind energy in Europe: 2025 Statistics and the outlook for 2026–2030. Brüssel 2026. Online verfügbar unter: [WindEurope European Statistics 2025](#). Zuletzt geprüft im September 2026.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der installierten Leistung zu Jahresende im Trend-Szenario, 2025–2031	9
Abbildung 2: Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung im Trend-Szenario, 2025–2031.....	11
Abbildung 3: Entwicklung der monatlichen Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber (abzgl. vNNE) im Trend-Szenario, 2025–2031	13
Abbildung 4: Vorgehensweise zur Erstellung der Mittelfristprognose.....	17
Abbildung 5: Systemgrenzen, Energieträgerschienen und sektorkoppelnde Umwandlungstechnologien in ISAaR.....	23
Abbildung 6: Entwicklung des Nettostromverbrauchs in Deutschland	24
Abbildung 7 Durchschnittliche Strompreise (DE, Base) bis 2031 nach Szenarien	25
Abbildung 8: Jahresmarktwertfaktoren (links) und Marktwerte (rechts) in EUR/MWh im Trend-Szenario	26
Abbildung 9: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Wasserkraftanlagen in Deutschland von 2015 bis 2025	30
Abbildung 10: Vermarktungsformen für Strom aus Wasserkraft-Anlagen nach Szenarien bis 2031	33
Abbildung 11: EEG-Zahlungen an Betreiber von Wasserkraftanlagen nach Szenarien und Veräußerungsform bis 2031	33
Abbildung 12: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Deponiegasanlagen in Deutschland von 2015 bis 2025	34
Abbildung 13 Vermarktungsformen für Strom aus Deponiegasanlagen nach Szenarien bis 2031	37
Abbildung 14 EEG-Zahlungen an Betreiber von Deponiegasanlagen nach Szenarien und Veräußerungsform bis 2031	38
Abbildung 15: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Klärgasanlagen in Deutschland von 2015 bis 2025	39
Abbildung 16 Vermarktungsformen für Strom aus Klärgasanlagen nach Szenarien bis 2031	41
Abbildung 17 EEG-Zahlungen an Betreiber von Klärgasanlagen nach Szenarien und Veräußerungsform bis 2031	41
Abbildung 18: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Grubengasanlagen in Deutschland von 2015 bis 2025	42
Abbildung 19 Vermarktungsformen für Strom aus Grubengasanlagen nach Szenarien bis 2031	44
Abbildung 20 EEG-Zahlungen an Betreiber von Grubengasanlagen nach Szenarien und Veräußerungsform bis 2031	45
Abbildung 21: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Biomasseanlagen in Deutschland von 2015 bis 2025	46
Abbildung 22 Vermarktungsformen für Strom aus Biomasseanlagen nach Szenarien bis 2031	49
Abbildung 23 EEG-Zahlungen an Betreiber von Biomasseanlagen nach Szenarien und Veräußerungsform bis 2031	50
Abbildung 24: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Geothermieranlagen in Deutschland von 2015 bis 2025	51
Abbildung 25 Vermarktungsformen für Strom aus Geothermieranlagen nach Szenarien bis 2031	53
Abbildung 26 EEG-Zahlungen an Betreiber von Geothermieranlagen nach Szenarien und Veräußerungsform bis 2030	53

Abbildung 27: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Windenergie an Land-Anlagen in Deutschland von 2015 bis 2025	54
Abbildung 28 Vermarktungsformen für Strom aus Windenergie an Land-Anlagen nach Szenarien bis 2031 ...	58
Abbildung 29 EEG-Zahlungen an Betreiber von Windenergie an Land-Anlagen nach Szenarien und Veräußerungsform bis 2031	59
Abbildung 30: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Windenergie auf See-Anlagen in Deutschland von 2015 bis 2025	60
Abbildung 31 Vermarktungsformen für Strom aus Windenergie auf See-Anlagen nach Szenarien bis 2031	63
Abbildung 32 EEG-Zahlungen an Betreiber von Windenergie auf See-Anlagen nach Szenarien und Veräußerungsform bis 2031	64
Abbildung 33: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der solaren Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen in Deutschland von 2015 bis 2025	65
Abbildung 34 Vermarktungsformen für Strom aus Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Szenarien bis 2031	69
Abbildung 35 EEG-Zahlungen an Betreiber von solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Szenarien und Veräußerungsform bis 2031	70
Abbildung 36: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der solaren Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen in Deutschland von 2015 bis 2025	71
Abbildung 37 Vermarktungsformen für Strom aus solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Szenarien bis 2031	75
Abbildung 38 EEG-Zahlungen an Betreiber von solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Szenarien und Veräußerungsform bis 2031	76

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Entwicklung der installierten Leistung zu Jahresende im Trend-Szenario, 2025–2031	9
Tabelle 2: Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung in MWh im Trend-Szenario, 2025–2031	11
Tabelle 3: Entwicklung der jährlichen Förderzahlungen in Mio. Euro an EEG-Anlagenbetreiber (abzgl. vNNE) im Trend-Szenario, 2025–2031	13
Tabelle 4: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Wasserkraftanlagen in Deutschland von 2015 bis 2025	30
Tabelle 5: Leistungsentwicklung der EEG-Wasserkraftanlagen nach Szenarien.....	31
Tabelle 6: Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der EEG-Wasserkraftanlagen nach Szenarien.....	32
Tabelle 7: Vermiedene Netznutzungsentgelte von EEG-Wasserkraftanlagen in Deutschland nach Szenarien ...	34
Tabelle 8: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Deponiegasanlagen in Deutschland von 2015 bis 2025	34
Tabelle 9: Leistungsentwicklung der Deponiegasanlagen nach Szenarien.....	35
Tabelle 10: Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Deponiegasanlagen nach Szenarien	36
Tabelle 11: Vermiedene Netznutzungsentgelte von EEG-Deponiegasanlagen in Deutschland nach Szenarien	38
Tabelle 12: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Klärgasanlagen in Deutschland von 2015 bis 2025	39
Tabelle 13: Leistungsentwicklung der Klärgasanlagen nach Szenarien.....	39
Tabelle 14: Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Klärgasanlagen nach Szenarien	40
Tabelle 15: Vermiedene Netznutzungsentgelte von EEG-Klärgasanlagen in Deutschland nach Szenarien.....	42
Tabelle 16: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Grubengasanlagen in Deutschland von 2015 bis 2025	42
Tabelle 17: Leistungsentwicklung der Grubengasanlagen nach Szenarien	43
Tabelle 18: Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Grubengasanlagen nach Szenarien.....	44
Tabelle 19: Vermiedene Netznutzungsentgelte von EEG-Grubengasanlagen in Deutschland nach Szenarien ..	45
Tabelle 20: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Biomasseanlagen in Deutschland von 2015 bis 2025	46
Tabelle 21: Leistungsentwicklung der Biomasseanlagen nach Szenarien	47
Tabelle 22: Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Biomasseanlagen nach Szenarien.....	48
Tabelle 23: Vermiedene Netznutzungsentgelte von EEG-Biomasseanlagen in Deutschland nach Szenarien	50
Tabelle 24: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Geothermieanlagen in Deutschland von 2015 bis 2025	51
Tabelle 25: Leistungsentwicklung der Geothermieanlagen nach Szenarien	51
Tabelle 26: Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Geothermieanlagen nach Szenarien.....	52
Tabelle 27: Vermiedene Netznutzungsentgelte von Geothermieanlagen in Deutschland nach Szenarien	53
Tabelle 28: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Windenergie an Land-Anlagen in Deutschland von 2015 bis 2025	54
Tabelle 29: Leistungsentwicklung der Windenergie an Land-Anlagen nach Szenarien.....	56
Tabelle 30: Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Windenergie an Land-Anlagen nach Szenarien	57
Tabelle 31: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der Windenergie auf See-Anlagen in Deutschland von 2015 bis 2025	60

Tabelle 32: Leistungsentwicklung der Windenergie auf See-Anlagen nach Szenarien.....	61
Tabelle 33: Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Windenergie auf See-Anlagen nach Szenarien	62
Tabelle 34: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der solaren Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen in Deutschland von 2015 bis 2025	65
Tabelle 35: Leistungsentwicklung der Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Szenarien	66
Tabelle 36: Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Szenarien	67
Tabelle 37: Entwicklung von Zubau und mittlerer Leistung der solaren Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen in Deutschland von 2015 bis 2025	71
Tabelle 38: Leistungsentwicklung der Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen-Anlagen nach Szenarien.....	72
Tabelle 39: Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Sonstigen PV-Anlagen nach Szenarien	73
Tabelle 40: Prognostizierte Entwicklung der monatlich installierten Leistung im Jahr 2027 für das Trend-Szenario	90
Tabelle 41: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Vollbenutzungsstunden im Jahr 2027 für das Trend-Szenario	91
Tabelle 42: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Wasserkraft im Jahr 2027 für das Trend-Szenario	92
Tabelle 43: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Deponiegas im Jahr 2027 für das Trend-Szenario	92
Tabelle 44: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Klärgas im Jahr 2027 für das Trend-Szenario.....	93
Tabelle 45: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Grubengas im Jahr 2027 für das Trend-Szenario	93
Tabelle 46: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Biomasse im Jahr 2027 für das Trend-Szenario	94
Tabelle 47: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Geothermie im Jahr 2027 für das Trend-Szenario	94
Tabelle 48: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Windenergie an Land im Jahr 2027 für das Trend-Szenario	95
Tabelle 49: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Windenergie auf See im Jahr 2027 für das Trend-Szenario	95
Tabelle 50: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch PV-Freifläche im Jahr 2027 für das Trend-Szenario.....	96
Tabelle 51: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch sonstige PV im Jahr 2027 für das Trend-Szenario	96
Tabelle 52: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Wasserkraft im Jahr 2027 für das Trend-Szenario	97
Tabelle 53: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Deponiegas im Jahr 2027 für das Trend-Szenario.....	97
Tabelle 54: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Klärgas im Jahr 2027 für das Trend-Szenario	97
Tabelle 55: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Grubengas im Jahr 2027 für das Trend-Szenario.....	98
Tabelle 56: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Biomasse im Jahr 2027 für das Trend-Szenario.....	98

Tabelle 57: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Geothermie im Jahr 2027 für das Trend-Szenario	98
Tabelle 58: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie an Land im Jahr 2027 für das Trend-Szenario.....	99
Tabelle 59: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie auf See im Jahr 2027 für das Trend-Szenario.....	99
Tabelle 60: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus PV-Freifläche im Jahr 2027 für das Trend-Szenario.....	99
Tabelle 61: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus sonstige PV im Jahr 2027 für das Trend-Szenario	100
Tabelle 62: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen vNNE im Jahr 2027 für das Trend-Szenario.....	100
Tabelle 64: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Wasserkraft nach Szenarien (in GWh).....	101
Tabelle 65: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Deponiegas nach Szenarien (in GWh).....	101
Tabelle 66: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Klärgas nach Szenarien (in GWh)	102
Tabelle 67: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Grubengas nach Szenarien (in GWh).....	102
Tabelle 68: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Biomasse nach Szenarien (in GWh).....	103
Tabelle 69: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Geothermie nach Szenarien (in GWh).....	103
Tabelle 70: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Windenergie an Land nach Szenarien (in GWh).....	104
Tabelle 71: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Windenergie auf See nach Szenarien (in GWh).....	104
Tabelle 72: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von PV-Freifläche nach Szenarien (in GWh).....	105
Tabelle 73: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von sonstige PV nach Szenarien (in GWh).....	105
Tabelle 74: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Wasserkraft nach Szenarien (in Mio. EUR).....	106
Tabelle 75: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Deponiegas nach Szenarien (in Mio. EUR)	106
Tabelle 76: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Klärgas nach Szenarien (in Mio. EUR).....	107
Tabelle 77: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Grubengas nach Szenarien (in Mio. EUR).....	107
Tabelle 78: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Biomasse nach Szenarien (in Mio. EUR).....	108
Tabelle 79: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Geothermie nach Szenarien (in Mio. EUR)	108
Tabelle 80: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Windenergie an Land nach Szenarien (in Mio. EUR)	109
Tabelle 81: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Windenergie auf See nach Szenarien (in Mio. EUR)	109

Tabelle 82: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von PV-Freiflächenanlagen nach Szenarien (in Mio. EUR)	110
Tabelle 83: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von sonstige PV-Anlagen nach Szenarien (in Mio. EUR)	110
Tabelle 84: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Wasserkraft in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)	111
Tabelle 85: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Deponiegas in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)	111
Tabelle 86: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Klärgas in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)	112
Tabelle 87: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Grubengas in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)	112
Tabelle 88: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Biomasse in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)	113
Tabelle 89: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Geothermie in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)	113
Tabelle 90: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Windenergie an Land in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)	114
Tabelle 91: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Windenergie auf See in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)	114
Tabelle 92: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von PV-Freiflächenanlagen in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)	115
Tabelle 93: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von sonstige PV-Anlagen in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)	115
Tabelle 94: Jährliche Marktwertfaktoren nach Energieträgern in den einzelnen Szenarien für 2025 bis 2031	116
Tabelle 95: Monatliche Marktwertfaktoren nach Energieträgern in den einzelnen Szenarien für 2027	117

Anhang

Anhang A: Ergebnisse in Monatsauflösung im Jahr 2027 für das Trend-Szenario

Der folgende Anhang enthält die Ergebnisse des Trend-Szenarios in monatlicher Auflösung für das Jahr 2027.

Tabelle 40: Prognostizierte Entwicklung der monatlich installierten Leistung im Jahr 2027 für das Trend-Szenario

		Jan 27	Feb 27	Mrz 27	Apr 27	Mai 27	Jun 27	Jul 27	Aug 27	Sep 27	Okt 27	Nov 27	Dez 27
Wasserkraft	Zubau	1	1	1	0	1	1	1	0	1	1	1	1
	Rückbau	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Leistung	3049	3049	3050	3050	3051	3051	3052	3052	3053	3053	3054	3054
Deponiegas	Zubau	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Rückbau	37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Leistung	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
Klärgas	Zubau	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Rückbau	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Leistung	62	62	62	63	63	63	63	63	63	63	63	64
Grubengas	Zubau	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Rückbau	12	0	0	0	0	5	3	5	0	6	0	4
	Leistung	73	72	72	72	72	67	65	59	59	53	53	49
Biomasse	Zubau	81	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112
	Rückbau	543	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Leistung	8356	8468	8580	8692	8804	8915	9027	9139	9251	9363	9475	9586
Geothermie	Zubau	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Rückbau	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Leistung	53	53	53	54	54	54	55	55	55	56	56	56
Windenergie an Land	Zubau	1023	1023	1023	1023	1023	1023	1023	1023	1023	1023	1023	1023
	Rückbau	1302	39	42	63	58	66	160	150	48	22	54	22
	Leistung	75979	76963	77944	78905	79870	80828	81691	82564	83540	84541	85511	86512
Windenergie auf See	Zubau	160	160	160	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Rückbau	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Leistung	11517	11677	11837	11837	11837	11837	11837	11837	11837	11837	11837	11837
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	Zubau	591	591	591	591	591	591	591	591	591	591	591	591
	Rückbau	444	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Leistung	47242	47832	48423	49014	49604	50195	50786	51376	51967	52558	53149	53739
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	Zubau	612	611	611	611	611	611	611	611	611	611	611	611
	Rückbau	2	3	1	1	3	3	3	3	3	3	3	2
	Leistung	84797	85406	86017	86627	87236	87845	88453	89062	89670	90279	90888	91497

Tabelle 41: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Vollbenutzungsstunden im Jahr 2027 für das Trend-Szenario

	Jan 27	Feb 27	Mrz 27	Apr 27	Mai 27	Jun 27	Jul 27	Aug 27	Sep 27	Okt 27	Nov 27	Dez 27
Wasserkraft	364	362	422	394	353	261	211	225	233	243	249	318
Deponiegas	170	159	176	169	163	151	170	159	142	153	142	183
Klärgas	198	256	329	312	319	278	259	251	228	219	160	266
Grubengas	333	311	251	224	196	159	179	189	175	187	189	417
Energie aus Biomasse	394	361	385	355	353	330	339	339	337	367	370	378
Geothermie	484	433	452	413	345	288	249	291	318	408	390	492
Windenergie an Land	238	172	166	146	141	109	108	109	145	180	190	218
Windenergie auf See	296	285	270	261	226	182	213	264	250	287	271	282
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	15	35	71	91	106	114	116	103	85	66	19	13
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	16	37	77	102	121	129	131	113	91	71	22	14

Tabelle 42: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Wasserkraft im Jahr 2027 für das Trend-Szenario

Stromerzeugung in GWh	Jan 27	Feb 27	Mrz 27	Apr 27	Mai 27	Jun 27	Jul 27	Aug 27	Sep 27	Okt 27	Nov 27	Dez 27
Feste Einspeisevergütung	121	121	141	131	118	87	70	75	78	81	83	106
Marktprämie	370	369	431	402	360	266	216	230	238	249	255	325
Sonstige Direktvermarktung	616	613	716	668	598	442	358	381	394	412	423	538
Eigenverbrauch	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1
Ausfallvermarktung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Anschlussförderung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	1109	1103	1288	1202	1077	796	644	686	710	743	761	970

Tabelle 43: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Deponiegas im Jahr 2027 für das Trend-Szenario

Stromerzeugung in GWh	Jan 27	Feb 27	Mrz 27	Apr 27	Mai 27	Jun 27	Jul 27	Aug 27	Sep 27	Okt 27	Nov 27	Dez 27
Feste Einspeisevergütung	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Marktprämie	6	5	6	6	6	5	6	5	5	5	5	6
Sonstige Direktvermarktung	3	3	3	3	3	2	3	3	2	3	2	3
Eigenverbrauch	10	13	16	15	16	14	13	13	12	11	8	14
Ausfallvermarktung	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Anschlussförderung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	19	22	26	25	25	23	23	22	20	20	16	24

Tabelle 44: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Klärgas im Jahr 2027 für das Trend-Szenario

Stromerzeugung in GWh	Jan 27	Feb 27	Mrz 27	Apr 27	Mai 27	Jun 27	Jul 27	Aug 27	Sep 27	Okt 27	Nov 27	Dez 27
Feste Einspeisevergütung	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1
Marktprämie	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Sonstige Direktvermarktung	1	1	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Eigenverbrauch	10	13	16	15	16	14	13	13	12	11	8	14
Ausfallvermarktung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Anschlussförderung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	12	16	20	19	20	17	16	16	14	14	10	17

Tabelle 45: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Grubengas im Jahr 2027 für das Trend-Szenario

Stromerzeugung in GWh	Jan 27	Feb 27	Mrz 27	Apr 27	Mai 27	Jun 27	Jul 27	Aug 27	Sep 27	Okt 27	Nov 27	Dez 27
Feste Einspeisevergütung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Marktprämie	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Sonstige Direktvermarktung	22	21	17	15	13	10	11	10	9	9	9	18
Eigenverbrauch	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ausfallvermarktung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Anschlussförderung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	24	22	18	16	14	11	12	11	10	10	10	20

Tabelle 46: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Biomasse im Jahr 2027 für das Trend-Szenario

Stromerzeugung in GWh	Jan 27	Feb 27	Mrz 27	Apr 27	Mai 27	Jun 27	Jul 27	Aug 27	Sep 27	Okt 27	Nov 27	Dez 27
Feste Einspeisevergütung	109	99	106	98	97	91	93	93	93	101	102	104
Marktprämie	2618	2438	2647	2481	2498	2376	2473	2517	2533	2803	2869	2969
Sonstige Direktvermarktung	541	494	526	484	483	454	467	466	460	499	502	520
Eigenverbrauch	27	25	28	26	26	25	26	27	27	30	31	31
Ausfallvermarktung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Anschlussförderung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	3295	3057	3307	3089	3104	2946	3060	3103	3113	3433	3504	3624

Tabelle 47: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Geothermie im Jahr 2027 für das Trend-Szenario

Stromerzeugung in GWh	Jan 27	Feb 27	Mrz 27	Apr 27	Mai 27	Jun 27	Jul 27	Aug 27	Sep 27	Okt 27	Nov 27	Dez 27
Feste Einspeisevergütung	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1
Marktprämie	25	22	24	22	18	15	13	16	17	22	21	27
Sonstige Direktvermarktung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eigenverbrauch	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ausfallvermarktung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Anschlussförderung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	26	23	24	22	19	16	14	16	18	23	22	28

Tabelle 48: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Windenergie an Land im Jahr 2027 für das Trend-Szenario

Stromerzeugung in GWh	Jan 27	Feb 27	Mrz 27	Apr 27	Mai 27	Jun 27	Jul 27	Aug 27	Sep 27	Okt 27	Nov 27	Dez 27
Feste Einspeisevergütung	99	73	71	64	58	45	47	48	61	75	79	93
Marktprämie	15499	11398	11125	9883	9714	7575	7647	7801	10504	13224	14047	16399
Sonstige Direktvermarktung	2466	1754	1743	1599	1519	1150	1152	1151	1537	1924	2076	2391
Eigenverbrauch	2	2	2	1	1	1	1	1	2	2	2	2
Ausfallvermarktung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Anschlussförderung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	18067	13227	12940	11547	11293	8771	8846	9000	12103	15225	16204	18885

Tabelle 49: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Windenergie auf See im Jahr 2027 für das Trend-Szenario

Stromerzeugung in GWh	Jan 27	Feb 27	Mrz 27	Apr 27	Mai 27	Jun 27	Jul 27	Aug 27	Sep 27	Okt 27	Nov 27	Dez 27
Feste Einspeisevergütung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Marktprämie	1747	1656	1567	1499	1278	1021	1187	1429	1342	1521	1443	1480
Sonstige Direktvermarktung	1665	1676	1631	1593	1401	1130	1340	1691	1616	1874	1769	1856
Eigenverbrauch	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ausfallvermarktung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Anschlussförderung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	3412	3332	3198	3092	2680	2151	2527	3120	2958	3395	3213	3337

Tabelle 50: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch PV-Freifläche im Jahr 2027 für das Trend-Szenario

Stromerzeugung in GWh	Jan 27	Feb 27	Mrz 27	Apr 27	Mai 27	Jun 27	Jul 27	Aug 27	Sep 27	Okt 27	Nov 27	Dez 27
Feste Einspeisevergütung	63	141	293	376	437	470	475	424	352	271	79	52
Marktprämie	516	1187	2486	3222	3795	4152	4257	3833	3220	2538	756	507
Sonstige Direktvermarktung	140	319	667	864	1014	1103	1126	1012	848	661	195	129
Eigenverbrauch	2	4	8	10	11	12	12	11	9	7	2	1
Ausfallvermarktung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Anschlussförderung	0	1	2	2	3	3	3	3	2	2	0	0
Summe	721	1652	3456	4474	5259	5740	5873	5282	4431	3479	1033	690

Tabelle 51: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch sonstige PV im Jahr 2027 für das Trend-Szenario

Stromerzeugung in GWh	Jan 27	Feb 27	Mrz 27	Apr 27	Mai 27	Jun 27	Jul 27	Aug 27	Sep 27	Okt 27	Nov 27	Dez 27
Feste Einspeisevergütung	848	1954	4063	5387	6430	6899	7073	6141	4976	3922	1216	815
Marktprämie	223	508	1069	1429	1717	1854	1898	1663	1352	1052	317	210
Sonstige Direktvermarktung	19	43	88	116	137	145	149	128	103	81	25	17
Eigenverbrauch	271	624	1299	1724	2060	2213	2268	1972	1598	1256	387	259
Ausfallvermarktung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Anschlussförderung	27	62	128	168	199	211	216	184	148	117	37	25
Summe	1388	3192	6648	8824	10543	11322	11604	10088	8178	6427	1982	1326

Tabelle 52: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Wasserkraft im Jahr 2027 für das Trend-Szenario

Auszahlung in Mio. Euro	Jan 27	Feb 27	Mrz 27	Apr 27	Mai 27	Jun 27	Jul 27	Aug 27	Sep 27	Okt 27	Nov 27	Dez 27
Feste Einspeisevergütung	13,0	12,9	15,0	14,0	12,6	9,3	7,5	8,0	8,3	8,7	8,9	11,3
Marktprämie	3,3	2,2	3,8	3,5	12,4	9,8	7,6	2,9	2,9	1,6	1,3	5,3
Summe	16,2	15,1	18,9	17,6	25,0	19,1	15,1	10,9	11,2	10,2	10,2	16,7

Tabelle 53: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Deponiegas im Jahr 2027 für das Trend-Szenario

Auszahlung in Mio. Euro	Jan 27	Feb 27	Mrz 27	Apr 27	Mai 27	Jun 27	Jul 27	Aug 27	Sep 27	Okt 27	Nov 27	Dez 27
Feste Einspeisevergütung	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Marktprämie	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,05	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Summe	0,03	0,03	0,03	0,03	0,08	0,08	0,09	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03

Tabelle 54: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Klärgas im Jahr 2027 für das Trend-Szenario

Auszahlung in Mio. Euro	Jan 27	Feb 27	Mrz 27	Apr 27	Mai 27	Jun 27	Jul 27	Aug 27	Sep 27	Okt 27	Nov 27	Dez 27
Feste Einspeisevergütung	0,03	0,04	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,04
Marktprämie	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Summe	0,03	0,04	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,04

Tabelle 55: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Grubengas im Jahr 2027 für das Trend-Szenario

Auszahlung in Mio. Euro	Jan 27	Feb 27	Mrz 27	Apr 27	Mai 27	Jun 27	Jul 27	Aug 27	Sep 27	Okt 27	Nov 27	Dez 27
Feste Einspeisevergütung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Marktprämie	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Summe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabelle 56: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Biomasse im Jahr 2027 für das Trend-Szenario

Auszahlung in Mio. Euro	Jan 27	Feb 27	Mrz 27	Apr 27	Mai 27	Jun 27	Jul 27	Aug 27	Sep 27	Okt 27	Nov 27	Dez 27
Feste Einspeisevergütung	22,0	20,2	21,5	19,8	19,6	18,4	18,9	18,9	18,7	20,4	20,6	21,1
Marktprämie	246,8	220,1	249,2	233,0	293,9	282,6	290,1	246,7	246,7	252,5	253,5	299,0
Flexibilitätsprämie	19,8	20,7	21,7	22,6	23,5	24,4	25,4	26,3	27,2	28,2	29,1	34,1
Summe	288,7	261,0	292,4	275,4	337,0	325,4	334,4	291,8	292,7	301,1	303,3	354,2

Tabelle 57: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Geothermie im Jahr 2027 für das Trend-Szenario

Auszahlung in Mio. Euro	Jan 27	Feb 27	Mrz 27	Apr 27	Mai 27	Jun 27	Jul 27	Aug 27	Sep 27	Okt 27	Nov 27	Dez 27
Feste Einspeisevergütung	0,17	0,15	0,16	0,14	0,12	0,08	0,10	0,12	0,15	0,15	0,17	0,18
Marktprämie	3,65	3,17	3,46	3,18	3,23	2,76	2,36	2,37	2,59	3,13	2,95	4,23
Summe	3,82	3,32	3,61	3,31	3,35	2,85	2,46	2,49	2,74	3,29	3,12	4,41

Tabelle 58: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie an Land im Jahr 2027 für das Trend-Szenario

Auszahlung in Mio. Euro	Jan 27	Feb 27	Mrz 27	Apr 27	Mai 27	Jun 27	Jul 27	Aug 27	Sep 27	Okt 27	Nov 27	Dez 27
Feste Einspeisevergütung	9,4	6,9	6,7	6,0	5,5	4,2	4,4	4,5	5,7	7,1	7,4	8,7
Marktprämie	77,1	24,7	143,0	48,0	241,9	197,4	208,4	38,6	71,7	32,2	62,5	105,7
Summe	86,4	31,6	149,7	54,0	247,4	201,6	212,8	43,1	77,4	39,2	69,9	114,5

Tabelle 59: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie auf See im Jahr 2027 für das Trend-Szenario

Auszahlung in Mio. Euro	Jan 27	Feb 27	Mrz 27	Apr 27	Mai 27	Jun 27	Jul 27	Aug 27	Sep 27	Okt 27	Nov 27	Dez 27
Feste Einspeisevergütung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Marktprämie	112,8	91,1	111,5	98,0	133,7	104,7	124,1	99,1	98,3	89,1	94,7	109,4
Summe	112,8	91,1	111,5	98,0	133,7	104,7	124,1	99,1	98,3	89,1	94,7	109,4

Tabelle 60: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus PV-Freifläche im Jahr 2027 für das Trend-Szenario

Auszahlung in Mio. Euro	Jan 27	Feb 27	Mrz 27	Apr 27	Mai 27	Jun 27	Jul 27	Aug 27	Sep 27	Okt 27	Nov 27	Dez 27
Feste Einspeisevergütung	14,2	32,1	66,4	85,2	98,8	106,4	107,5	95,8	79,6	61,4	18,0	11,8
Marktprämie	15,8	42,8	104,1	143,7	204,2	246,7	259,1	183,2	139,5	98,5	22,1	14,4
Summe	30,0	74,9	170,4	228,8	303,0	353,1	366,6	279,1	219,0	159,9	40,1	26,2

Tabelle 61: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus sonstige PV im Jahr 2027 für das Trend-Szenario

Auszahlung in Mio. Euro	Jan 27	Feb 27	Mrz 27	Apr 27	Mai 27	Jun 27	Jul 27	Aug 27	Sep 27	Okt 27	Nov 27	Dez 27
Feste Einspeisevergütung	148,9	342,2	708,0	933,4	1109,7	1185,7	1211,6	1046,0	843,9	664,3	205,8	138,2
Marktprämie	9,7	26,2	64,3	91,6	129,9	153,8	161,7	115,0	86,1	61,2	14,2	9,3
Eigenverbrauch & Mieterstrom	20,3	20,2	20,3	20,4	20,4	20,5	20,4	20,4	20,3	20,2	20,2	21,2
Summe	178,9	388,6	792,7	1045,4	1260,0	1359,9	1393,6	1181,4	950,3	745,7	240,3	168,6

Tabelle 62: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen vNNE im Jahr 2027 für das Trend-Szenario

	Jan 27	Feb 27	Mrz 27	Apr 27	Mai 27	Jun 27	Jul 27	Aug 27	Sep 27	Okt 27	Nov 27	Dez 27
Wasserkraft	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
Deponiegas	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Klärgas	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Grubengas	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Energie aus Biomasse	8,12	8,12	8,12	8,12	8,12	8,12	8,12	8,12	8,12	8,12	8,12	8,12
Geothermie	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Windenergie an Land	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Windenergie auf See	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Summe	9,21	9,21	9,21	9,21	9,21	9,21	9,21	9,21	9,21	9,20	9,20	9,20

Anhang B: Jährliche Stromerzeugung in Jahresauflösung

Der nachfolgende Anhang weist die jährlichen Strommengen nach den jeweiligen Veräußerungsformen aus.

Tabelle 63: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Wasserkraft nach Szenarien (in GWh)

Strom- erzeugung in GWh	Szenario	Feste Einspeise- vergütung	Markt- prämie	Sonstige Direktver- marktung	Eigen- verbrauch	Ausfallver- marktung	Anschluss- förderung	Summe
2025	IST	809	2842	2697	6	2	0	6356
2026	TS	1224	3649	6267	6	37	0	11183
	OS	1408	4199	7207	6	42	0	12863
2027	TS	1213	3711	6160	6	0	0	11090
	OS	1395	4279	7084	6	0	0	12763
2028	TS	1201	3696	6098	6	0	0	11001
	OS	1381	4269	7013	6	0	0	12669
2029	TS	1189	3681	6037	6	0	0	10913
	OS	1367	4260	6943	6	0	0	12576
2030	TS	1177	3665	5977	6	0	0	10825
	OS	1353	4250	6873	6	0	0	12483
2031	TS	1165	3650	5917	6	0	0	10738
	OS	1340	4240	6804	6	0	0	12391

Tabelle 64: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Deponiegas nach Szenarien (in GWh)

Strom- erzeugung in GWh	Szenario	Feste Einspeise- vergütung	Markt- prämie	Sonstige Direktver- marktung	Eigen- verbrauch	Ausfallver- marktung	Anschluss- förderung	Summe
2025	IST	14,0	58,8	71,3	21,0	0,2	1,3	166,5
2026	TS	6,6	62,6	90,6	5,7	1,5	0,7	167,6
	OS	7,0	67,0	95,3	5,7	1,6	0,8	177,3
2027	TS	5,6	65,6	32,5	5,4	0,0	1,0	110,1
	OS	5,8	72,5	45,4	5,7	0,0	1,2	130,6
2028	TS	4,0	66,8	33,8	5,4	0,0	1,0	111,0
	OS	4,2	76,1	41,0	5,7	0,0	1,2	128,1
2029	TS	4,0	68,0	21,8	5,3	0,0	1,0	100,1
	OS	4,2	80,1	36,9	5,6	0,0	1,1	127,9
2030	TS	3,2	50,5	28,8	4,5	0,0	1,5	88,5
	OS	3,4	64,8	50,3	5,4	0,0	1,5	125,5
2031	TS	2,8	43,8	30,6	4,5	0,0	1,4	83,0
	OS	2,9	60,0	51,4	5,4	0,0	1,6	121,4

Tabelle 65: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Klärgas nach Szenarien (in GWh)

Strom- erzeugung in GWh	Szenario	Feste Einspeise- vergütung	Markt- prämie	Sonstige Direktver- marktung	Eigen- verbrauch	Ausfallver- marktung	Anschluss- förderung	Summe
2025	IST	12,1	4,6	18,5	16,5	1,0	0,6	53,3
2026	TS	8,7	9,4	21,7	164,5	3,4	0,6	208,3
	OS	9,1	10,2	22,9	191,2	3,5	0,8	237,7
2027	TS	8,0	13,6	17,3	153,9	0,0	0,6	193,3
	OS	8,4	15,2	22,4	193,5	0,0	0,8	240,3
2028	TS	7,9	14,8	17,2	157,3	0,0	0,4	197,7
	OS	8,3	17,1	20,7	196,4	0,0	0,8	243,4
2029	TS	5,4	16,1	18,7	160,3	0,0	0,5	201,0
	OS	5,7	19,1	21,4	199,0	0,0	0,8	246,0
2030	TS	5,4	17,4	18,3	164,6	0,0	0,4	206,1
	OS	5,6	21,1	21,3	206,0	0,0	0,6	254,7
2031	TS	5,1	18,7	18,4	169,5	0,0	0,4	212,1
	OS	5,4	23,1	21,1	212,0	0,0	0,5	262,1

Tabelle 66: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Grubengas nach Szenarien (in GWh)

Strom- erzeugung in GWh	Szenario	Feste Einspeise- vergütung	Markt- prämie	Sonstige Direktver- marktung	Eigen- verbrauch	Ausfallver- marktung	Anschluss- förderung	Summe
2025	IST	6,9	31,0	237,8	0,4	0,0	0,6	276,7
2026	TS	0,0	24,7	226,9	0,4	0,0	0,4	252,4
	OS	0,0	25,9	238,2	0,4	0,0	0,4	265,0
2027	TS	0,0	13,5	164,8	0,4	0,0	0,4	179,1
	OS	0,0	14,2	211,3	0,4	0,0	0,4	226,3
2028	TS	0,0	13,1	97,7	0,4	0,0	0,4	111,6
	OS	0,0	13,7	204,4	0,4	0,0	0,4	218,9
2029	TS	0,0	12,7	52,6	0,4	0,0	0,4	66,0
	OS	0,0	13,3	190,0	0,4	0,0	0,4	204,1
2030	TS	0,0	12,3	27,4	0,4	0,0	0,4	40,4
	OS	0,0	12,9	125,4	0,4	0,0	0,4	139,1
2031	TS	0,0	11,9	21,4	0,4	0,0	0,4	34,1
	OS	0,0	12,5	71,7	0,4	0,0	0,4	85,0

Tabelle 67: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Biomasse nach Szenarien (in GWh)

Strom- erzeugung in GWh	Szenario	Feste Einspeise- vergütung	Markt- prämie	Sonstige Direktver- marktung	Eigen- verbrauch	Ausfallver- marktung	Anschluss- förderung	Summe
2025	IST	1681	31076	3391	274	4	4	36430
2026	TS	1344	31159	4472	277	47	0	37300
	OS	1358	32695	4570	307	48	0	38978
2027	TS	1186	31223	5895	332	0	0	38635
	OS	1210	33231	7197	370	0	0	42008
2028	TS	1018	31260	6815	368	0	0	39461
	OS	1050	32752	9014	403	0	0	43219
2029	TS	913	30338	7278	383	0	0	38912
	OS	951	32248	10034	424	0	0	43657
2030	TS	832	28533	7844	381	0	0	37590
	OS	875	30448	11262	427	0	0	43012
2031	TS	706	24990	8823	369	0	0	34888
	OS	751	26718	13279	420	0	0	41168

Tabelle 68: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Geothermie nach Szenarien (in GWh)

Strom- erzeugung in GWh	Szenario	Feste Einspeise- vergütung	Markt- prämie	Sonstige Direktver- marktung	Eigen- verbrauch	Ausfallver- marktung	Anschluss- förderung	Summe
2025	IST	0,9	222,2	0,0	0,0	0,0	0,0	223,1
2026	TS	6,8	226,7	0,0	0,0	0,0	0,0	233,5
	OS	7,1	247,3	0,0	0,0	0,0	0,0	254,4
2027	TS	6,8	241,8	0,0	0,0	0,0	0,0	248,6
	OS	7,1	280,7	0,0	0,0	0,0	0,0	287,8
2028	TS	6,8	256,9	0,0	0,0	0,0	0,0	263,7
	OS	7,1	314,0	0,0	0,0	0,0	0,0	321,2
2029	TS	6,8	272,0	0,0	0,0	0,0	0,0	278,8
	OS	7,1	347,4	0,0	0,0	0,0	0,0	354,5
2030	TS	6,8	287,0	0,0	0,0	0,0	0,0	293,9
	OS	7,1	380,8	0,0	0,0	0,0	0,0	387,9
2031	TS	6,8	302,1	0,0	0,0	0,0	0,0	308,9
	OS	7,1	414,2	0,0	0,0	0,0	0,0	421,3

Tabelle 69: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Windenergie an Land nach Szenarien (in GWh)

Strom- erzeugung in GWh	Szenario	Feste Einspeise- vergütung	Markt- prämie	Sonstige Direktver- marktung	Eigen- verbrauch	Ausfallver- marktung	Anschluss- förderung	Summe
2025	IST	1016	87523	14639	20	51	0	103248
2026	TS	885	115574	17901	20	558	0	134939
	OS	957	125615	19336	20	588	0	146516
2027	TS	812	134816	20461	20	0	0	156108
	OS	878	148138	22229	20	0	0	171264
2028	TS	752	154265	22079	20	0	0	177116
	OS	813	169317	25759	20	0	0	195908
2029	TS	751	171721	18899	19	0	0	191390
	OS	812	191650	27385	20	0	0	219866
2030	TS	653	185881	21462	19	0	0	208015
	OS	707	213707	30977	20	0	0	245411
2031	TS	593	201104	23742	19	0	0	225458
	OS	641	236200	33657	19	0	0	270518

Tabelle 70: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Windenergie auf See nach Szenarien (in GWh)

Strom- erzeugung in GWh	Szenario	Feste Einspeise- vergütung	Markt- prämie	Sonstige Direktver- marktung	Eigen- verbrauch	Ausfallver- marktung	Anschluss- förderung	Summe
2025	IST	0	19190	6977	0	0	0	26167
2026	TS	0	19675	14267	0	0	0	33942
	OS	0	21924	16492	0	0	0	38416
2027	TS	0	17171	19242	0	0	0	36413
	OS	0	19139	21592	0	0	0	40730
2028	TS	0	14219	25428	0	0	0	39647
	OS	0	15827	30754	0	0	0	46581
2029	TS	0	12149	34408	0	0	0	46558
	OS	0	13498	38591	0	0	0	52089
2030	TS	0	9098	42069	0	0	0	51168
	OS	0	10141	50763	0	0	0	60903
2031	TS	0	7869	61599	0	0	0	69468
	OS	0	8766	72645	0	0	0	81410

Tabelle 71: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von PV-Freifläche nach Szenarien (in GWh)

Strom- erzeugung in GWh	Szenario	Feste Einspeise- vergütung	Markt- prämie	Sonstige Direktver- marktung	Eigen- verbrauch	Ausfallver- marktung	Anschluss- förderung	Summe
2025	IST	3578	16210	5476	84	36	9	25393
2026	TS	3510	25697	7361	90	208	18	36883
	OS	3778	27757	7953	90	232	19	39828
2027	TS	3432	30470	8076	90	0	21	42089
	OS	3694	33163	8768	90	0	22	45736
2028	TS	3299	35242	9033	90	0	25	47688
	OS	3551	38866	9896	90	0	27	52430
2029	TS	3150	40478	10092	90	0	30	53840
	OS	3391	45117	11144	90	0	32	59774
2030	TS	2670	45839	11582	90	0	34	60215
	OS	2877	51224	12809	90	0	36	67036
2031	TS	1973	50291	13686	90	0	36	66076
	OS	2128	56345	15130	90	0	39	73731

Tabelle 72: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von sonstige PV nach Szenarien (in GWh)

Strom- erzeugung in GWh	Szenario	Feste Einspeise- vergütung	Markt- prämie	Sonstige Direktver- marktung	Eigen- verbrauch	Ausfallver- marktung	Anschluss- förderung	Summe
2025	IST	34812	7732	410	2900	124	518	46496
2026	TS	46551	11830	994	14662	153	1047	75237
	OS	50728	12868	1064	15970	171	1120	81921
2027	TS	49723	13294	1052	15933	0	1521	81523
	OS	56030	14785	1125	17887	0	1627	91454
2028	TS	52720	15067	1129	17334	0	2165	88415
	OS	61144	17051	1208	19950	0	2316	101669
2029	TS	55158	17245	1271	18834	0	3182	95690
	OS	65740	19778	1360	22141	0	3403	112423
2030	TS	56082	19292	1757	20323	0	5160	102614
	OS	68778	22363	1881	24342	0	5518	122883
2031	TS	55247	21142	2779	21778	0	8058	109005
	OS	70005	24737	2976	26521	0	8620	132858

Anhang C: Jährliche Förderzahlungen nach Veräußerungsform

Der nachfolgende Anhang weist die jährlichen Förderzahlungen nach den Veräußerungsformen aus.

Tabelle 73: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Wasserkraft nach Szenarien (in Mio. EUR)

Zahlungen in Mio. Euro	Szenario	Feste Einspeise- vergütung	Marktprämie	Summe
2025	IST	88,6	50,2	138,8
2026	TS	130,7	50,6	181,3
	OS	150,3	71,9	222,2
2027	TS	129,4	56,7	186,2
	OS	148,9	110,7	259,6
2028	TS	128,2	97,7	225,9
	OS	147,4	156,1	303,5
2029	TS	126,9	119,4	246,2
	OS	145,9	191,0	336,9
2030	TS	125,6	133,0	258,6
	OS	144,4	210,1	354,5
2031	TS	124,3	135,5	259,8
	OS	143,0	230,1	373,1

Tabelle 74: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Deponiegas nach Szenarien (in Mio. EUR)

Zahlungen in Mio. Euro	Szenario	Feste Einspeise- vergütung	Marktprämie	Summe
2025	IST	1,1	0,2	1,2
2026	TS	0,4	0,2	0,6
	OS	0,5	0,1	0,6
2027	TS	0,4	0,2	0,5
	OS	0,4	0,4	0,8
2028	TS	0,3	0,4	0,7
	OS	0,4	0,8	1,2
2029	TS	0,3	0,6	0,9
	OS	0,4	1,4	1,8
2030	TS	0,3	0,5	0,8
	OS	0,3	1,4	1,6
2031	TS	0,2	0,4	0,6
	OS	0,2	1,5	1,7

Tabelle 75: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Klärgas nach Szenarien (in Mio. EUR)

Zahlungen in Mio. Euro	Szenario	Feste Einspeise- vergütung	Marktprämie	Summe
2025	IST	0,7	0,0	0,7
2026	TS	0,5	0,0	0,5
	OS	0,5	0,0	0,5
2027	TS	0,4	0,0	0,4
	OS	0,5	0,0	0,5
2028	TS	0,4	0,0	0,5
	OS	0,5	0,0	0,5
2029	TS	0,3	0,0	0,3
	OS	0,3	0,1	0,4
2030	TS	0,3	0,0	0,3
	OS	0,3	0,1	0,4
2031	TS	0,2	0,0	0,3
	OS	0,2	0,2	0,5

Tabelle 76: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Grubengas nach Szenarien (in Mio. EUR)

Zahlungen in Mio. Euro	Szenario	Feste Einspeise- vergütung	Marktprämie	Summe
2025	IST	0,4	0,0	0,4
2026	TS	0,0	0,1	0,1
	OS	0,0	0,1	0,1
2027	TS	0,0	0,0	0,0
	OS	0,0	0,0	0,0
2028	TS	0,0	0,0	0,0
	OS	0,0	0,0	0,0
2029	TS	0,0	0,0	0,0
	OS	0,0	0,0	0,0
2030	TS	0,0	0,0	0,0
	OS	0,0	0,0	0,0
2031	TS	0,0	0,0	0,0
	OS	0,0	0,1	0,1

Tabelle 77: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Biomasse nach Szenarien (in Mio. EUR)

Zahlungen in Mio. Euro	Szenario	Feste Einspeise- vergütung	Marktprämie	Flexibilitätsprämie & -zuschlag	Summe
2025	IST	342,8	3.571,4	180,8	4095,0
2026	TS	271,9	3.016,6	222,3	3510,8
	OS	274,7	3.433,6	251,5	3959,8
2027	TS	240,1	3.114,0	303,1	3657,3
	OS	245,1	3.766,2	333,3	4344,6
2028	TS	208,0	3.472,7	364,4	4045,1
	OS	214,5	4.065,3	368,5	4648,3
2029	TS	188,0	3.546,0	387,1	4121,1
	OS	195,8	4.272,2	384,1	4852,0
2030	TS	170,9	3.404,0	389,6	3964,6
	OS	179,9	4.141,2	377,2	4698,3
2031	TS	146,2	2.932,2	358,1	3436,4
	OS	155,4	3.671,4	339,3	4166,1

Tabelle 78: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Geothermie nach Szenarien (in Mio. EUR)

Zahlungen in Mio. Euro	Szenario	Feste Einspeise- vergütung	Marktprämie	Summe
2025	IST	0,2	35,0	35,2
2026	TS	1,7	33,5	35,2
	OS	1,8	38,7	40,5
2027	TS	1,7	37,1	38,8
	OS	1,8	46,9	48,6
2028	TS	1,7	43,0	44,7
	OS	1,8	56,3	58,1
2029	TS	1,7	47,5	49,1
	OS	1,8	65,3	67,0
2030	TS	1,7	51,2	52,9
	OS	1,8	73,1	74,9
2031	TS	1,7	54,2	55,9
	OS	1,8	81,3	83,1

Tabelle 79: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Windenergie an Land nach Szenarien (in Mio. EUR)

Zahlungen in Mio. Euro	Szenario	Feste Einspeise- vergütung	Marktprämie	Summe
2025	IST	93	1246	1338
2026	TS	82	835	918
	OS	89	1423	1512
2027	TS	76	1251	1328
	OS	83	2806	2889
2028	TS	72	2948	3020
	OS	78	5035	5113
2029	TS	72	4383	4455
	OS	78	7034	7111
2030	TS	62	5177	5239
	OS	67	8669	8736
2031	TS	57	6119	6176
	OS	61	10981	11042

Tabelle 80: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Windenergie auf See nach Szenarien (in Mio. EUR)

Zahlungen in Mio. Euro	Szenario	Feste Einspeise- vergütung	Marktprämie	Summe
2025	IST	0	1454	1454
2026	TS	0	1333	1333
	OS	0	1722	1722
2027	TS	0	1266	1266
	OS	0	1697	1697
2028	TS	0	1206	1206
	OS	0	1543	1543
2029	TS	0	1073	1073
	OS	0	1377	1377
2030	TS	0	781	781
	OS	0	1024	1024
2031	TS	0	689	689
	OS	0	924	924

Tabelle 81: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von PV-Freiflächenanlagen nach Szenarien (in Mio. EUR)

Zahlungen in Mio. Euro	Szenario	Feste Einspeise- vergütung	Marktprämie	Summe
2025	IST	827	1117	1944
2026	TS	801	1359	2160
	OS	862	1541	2403
2027	TS	777	1474	2251
	OS	836	1880	2716
2028	TS	734	1861	2594
	OS	789	2285	3075
2029	TS	688	2144	2832
	OS	741	2732	3473
2030	TS	540	2286	2826
	OS	582	3054	3637
2031	TS	353	2402	2755
	OS	381	3280	3661

Tabelle 82: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von sonstige PV-Anlagen nach Szenarien (in Mio. EUR)

Zahlungen in Mio. Euro	Szenario	Feste Einspeise- vergütung	Marktprämie	Eigenverbrauch & Mieterstrom	Summe
2025	IST	7961	659	234	8854
2026	TS	8609	847	239	9695
	OS	9282	941	239	10462
2027	TS	8538	923	245	9705
	OS	9340	1127	245	10712
2028	TS	8364	1136	250	9750
	OS	9279	1359	250	10888
2029	TS	7955	1311	255	9522
	OS	8967	1619	255	10841
2030	TS	6964	1393	246	8602
	OS	8026	1792	246	10064
2031	TS	5505	1480	236	7221
	OS	6582	1942	236	8761

Anhang D: Jährliche anzulegende Werte der Anlagen

In diesem Anhang wird der durchschnittliche anzulegende Wert für sämtliche bestehende Anlagen sowie für Neuanlagen ausgewiesen. Die Mittelwertbildung findet strommengengewichtet statt. Nullwerte bei Neuanlagen bedeuten, dass kein förderrelevanter Zubau stattgefunden hat.

Tabelle 83: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Wasserkraft in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)

Anzulegender Wert in EUR/MWh	Szenario	Neuanlagen	Alle Anlagen
2025	IST	118,9	105,3
2026	TS	116,5	105,7
	OS	116,5	105,7
2027	TS	115,9	106,5
	OS	115,9	106,5
2028	TS	115,4	106,5
	OS	115,4	106,6
2029	TS	114,8	106,6
	OS	114,8	106,6
2030	TS	114,2	106,6
	OS	114,2	106,7
2031	TS	113,6	106,6
	OS	113,6	106,7

Tabelle 84: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Deponiegas in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)

Anzulegender Wert in EUR/MWh	Szenario	Neuanlagen	Alle Anlagen
2025	IST	0,0	77,0
2026	TS	71,3	76,7
	OS	71,3	76,6
2027	TS	70,2	78,3
	OS	70,2	78,0
2028	TS	69,2	79,5
	OS	69,2	78,9
2029	TS	68,1	79,2
	OS	68,1	78,3
2030	TS	67,1	78,6
	OS	67,1	77,2
2031	TS	66,1	78,5
	OS	66,1	76,6

Tabelle 85: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Klärgas in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)

Anzulegender Wert in EUR/MWh	Szenario	Neuanlagen	Alle Anlagen
2025	IST	55,5	58,8
2026	TS	56,7	51,4
	OS	56,7	51,5
2027	TS	55,8	60,3
	OS	55,8	60,2
2028	TS	55,0	60,2
	OS	55,0	59,9
2029	TS	54,2	58,4
	OS	54,2	58,2
2030	TS	53,3	58,1
	OS	53,3	57,8
2031	TS	52,5	57,7
	OS	52,5	57,4

Tabelle 86: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Grubengas in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)

Anzulegender Wert in EUR/MWh	Szenario	Neuanlagen	Alle Anlagen
2025	IST	0,0	60,0
2026	TS	0,0	67,7
	OS	0,0	67,7
2027	TS	0,0	55,6
	OS	0,0	55,6
2028	TS	0,0	55,6
	OS	0,0	55,6
2029	TS	0,0	55,6
	OS	0,0	55,6
2030	TS	0,0	55,6
	OS	0,0	55,6
2031	TS	0,0	55,6
	OS	0,0	55,6

Tabelle 87: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Biomasse in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)

Anzulegender Wert in EUR/MWh	Szenario	Neuanlagen	Alle Anlagen
2025	IST	182,0	197,1
2026	TS	182,5	199,2
	OS	182,5	198,6
2027	TS	182,5	196,5
	OS	186,4	196,2
2028	TS	185,4	193,8
	OS	196,8	194,5
2029	TS	192,1	192,7
	OS	203,1	194,0
2030	TS	195,7	191,3
	OS	182,5	192,8
2031	TS	0,0	187,9
	OS	0,0	189,5

Tabelle 88: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Geothermie in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)

Anzulegender Wert in EUR/MWh	Szenario	Neuanlagen	Alle Anlagen
2025	IST	0,0	251,8
2026	TS	248,2	251,7
	OS	248,2	251,6
2027	TS	247,0	251,5
	OS	247,0	251,1
2028	TS	245,8	251,2
	OS	245,8	250,6
2029	TS	244,5	250,8
	OS	244,5	250,1
2030	TS	243,3	250,5
	OS	243,3	249,6
2031	TS	242,1	250,1
	OS	242,1	249,0

Tabelle 89: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Windenergie an Land in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)

Anzulegender Wert in EUR/MWh	Szenario	Neuanlagen	Alle Anlagen
2025	IST	91,8	85,0
2026	TS	78,7	85,0
	OS	78,0	84,9
2027	TS	78,7	84,5
	OS	78,1	84,3
2028	TS	78,8	83,8
	OS	78,2	83,5
2029	TS	78,9	83,3
	OS	78,3	82,9
2030	TS	79,0	82,6
	OS	78,5	82,1
2031	TS	79,1	82,0
	OS	78,6	81,5

Tabelle 90: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Windenergie auf See in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)

Anzulegender Wert in EUR/MWh	Szenario	Neuanlagen	Alle Anlagen
2025	IST	94,5	157,0
2026	TS	0,0	158,8
	OS	0,0	158,8
2027	TS	0,0	158,3
	OS	0,0	158,3
2028	TS	0,0	155,9
	OS	0,0	155,9
2029	TS	0,0	152,5
	OS	0,0	152,5
2030	TS	0,0	146,9
	OS	0,0	147,1
2031	TS	0,0	145,7
	OS	0,0	145,8

Tabelle 91: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von PV-Freiflächenanlagen in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)

Anzulegender Wert in EUR/MWh	Szenario	Neuanlagen	Alle Anlagen
2025	IST	57,0	137,8
2026	TS	50,0	110,5
	OS	50,0	110,3
2027	TS	50,0	101,6
	OS	50,0	101,1
2028	TS	50,0	93,4
	OS	50,0	92,5
2029	TS	50,0	86,5
	OS	50,0	85,4
2030	TS	50,0	78,6
	OS	50,0	77,7
2031	TS	50,0	69,6
	OS	50,0	68,9

Tabelle 92: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von sonstige PV-Anlagen in den einzelnen Szenarien (EUR/MWh)

Anzulegender Wert in EUR/MWh	Szenario	Neuanlagen	Alle Anlagen
2025	IST	81,2	211,2
2026	TS	75,9	170,1
	OS	75,7	168,4
2027	TS	74,3	158,4
	OS	74,1	154,3
2028	TS	75,7	146,5
	OS	74,9	140,9
2029	TS	74,6	133,5
	OS	73,7	127,3
2030	TS	73,5	116,4
	OS	72,5	110,5
2031	TS	72,4	96,3
	OS	71,4	91,8

Anhang E: Marktwertfaktoren

In diesem Anhang werden die durchschnittlichen jährlichen Marktwertfaktoren für den Zeitraum 2025 bis 2031 sowie die monatlichen Marktwertfaktoren für das Jahr 2027 ausgewiesen.

Tabelle 93: Jährliche Marktwertfaktoren nach Energieträgern in den einzelnen Szenarien für 2025 bis 2031

Marktwertfaktoren	Szenario	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Wasserkraft	TS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	OS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Deponiegas	TS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	OS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Klärgas	TS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	OS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Grubengas	TS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	OS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Biomasse	TS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	OS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Geothermie	TS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	OS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Windenergie an Land	TS	0,83	0,82	0,80	0,78	0,76	0,76	0,73
	OS	0,83	0,81	0,79	0,76	0,75	0,73	0,67
Windenergie auf See	TS	0,90	0,90	0,88	0,87	0,85	0,85	0,82
	OS	0,90	0,87	0,85	0,84	0,83	0,81	0,78
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	TS	0,50	0,44	0,41	0,35	0,31	0,30	0,25
	OS	0,50	0,42	0,35	0,29	0,22	0,17	0,09
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	TS	0,50	0,44	0,41	0,35	0,31	0,30	0,25
	OS	0,50	0,42	0,35	0,29	0,22	0,17	0,09

Tabelle 94: Monatliche Marktwertfaktoren nach Energieträgern in den einzelnen Szenarien für 2027

		Jan 27	Feb 27	Mrz 27	Apr 27	Mai 27	Jun 27	Jul 27	Aug 27	Sep 27	Okt 27	Nov 27	Dez 27
Wasserkraft	Zubau	TS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	Rückbau	OS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Deponiegas	Zubau	TS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	Rückbau	OS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Klärgas	Zubau	TS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	Rückbau	OS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Grubengas	Zubau	TS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	Rückbau	OS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Biomasse	Zubau	TS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	Rückbau	OS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Geothermie	Zubau	TS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	Rückbau	OS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Windenergie an Land	Zubau	TS	0,83	0,91	0,67	0,83	0,71	0,70	0,65	0,88	0,82	0,89	0,78
	Rückbau	OS	0,80	0,80	0,72	0,89	0,76	0,69	0,64	0,79	0,75	0,81	0,85
Windenergie auf See	Zubau	TS	0,91	0,96	0,84	0,90	0,72	0,78	0,73	0,92	0,87	0,93	0,84
	Rückbau	OS	0,91	0,89	0,85	0,87	0,67	0,75	0,70	0,81	0,82	0,85	0,87
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	Zubau	TS	0,98	0,71	0,56	0,48	0,39	0,19	0,11	0,39	0,49	0,54	0,84
	Rückbau	OS	0,89	0,76	0,64	0,44	0,10	0,19	0,27	0,37	0,49	0,60	0,81
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	Zubau	TS	0,98	0,71	0,56	0,48	0,39	0,19	0,11	0,39	0,49	0,54	0,84
	Rückbau	OS	0,89	0,76	0,64	0,44	0,10	0,19	0,27	0,37	0,49	0,60	0,81