

Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-Anlagen für die Kalenderjahre 2023 bis 2027

Im Auftrag der
TenneT TSO GmbH



RWTH Aachen University

Institut für Elektrische Anlagen und Netze,
Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW)

Lehrstuhl für Übertragungsnetze und
Energiewirtschaft

Prof. Dr.-Ing. Albert Moser

Schinkelstraße 6
52056 Aachen

+49 (0) 241 80 97653

post@iaew.rwth-aachen.de

Henrik Schwaeppe, M.Sc.

Carlo Schmitt, M.Sc.

Julian Walter, M.Sc.

Claire Lambriex, M.Sc.

Felix Preuschoff, M.Sc.

Robert Schmidt, M.Sc.

Veröffentlichung: Oktober 2022

Die Autor*innen haben diese Unterlage mit der gebotenen Sorgfalt zusammengestellt.

Für Entscheidungen, die auf Grund der beinhaltenen Informationen getroffen werden, wird keine Verantwortung übernommen.

Die aufbereiteten Informationen stellen insbesondere keine Empfehlung für den Abschluss von konkreten Verträgen oder Investitionen dar.

Die hier dargestellten Informationen ersetzen keine individuelle Beratung durch fachkundige Personen unter Berücksichtigung der konkreten Umstände. Zu gesetzlichen Regelungen und rechtlichen Rahmenbedingungen sollte im konkreten Fall eine anwaltliche Beratung eingeholt werden.

Alle Rechte vorbehalten (Rechte Dritter ausgenommen).

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	3
Kernergebnisse	7
Zusammenfassung	8
1 Methodische Vorgehensweise.....	15
1.1 Definition der Szenarien	17
1.2 Ermittlung der installierten Leistung.....	19
1.3 Ermittlung der Stromerzeugung und der vergüteten Strommengen	22
1.4 Vermarktungsoptionen und Vergütungszahlungen	28
2 Mittelfristprognose für EEG-geförderte Anlagen	35
2.1 Wasserkraft.....	36
2.1.1 Analyse der bisherigen Entwicklungen	36
2.1.2 Leistungsentwicklung 2022 bis 2027	37
2.1.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung	38
2.1.4 Marktwertfaktoren	40
2.1.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2027	40
2.1.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2027	42
2.1.7 Vermiedene Netzentgelte Wasserkraft	43
2.2 Deponiegas.....	44
2.2.1 Analyse der bisherigen Entwicklungen	44
2.2.2 Leistungsentwicklung 2022 bis 2027	45
2.2.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung	46
2.2.4 Marktwertfaktoren	48
2.2.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2027	48
2.2.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2027	49
2.2.7 Vermiedene Netzentgelte Deponiegas	50

2.3	Klärgas.....	51
2.3.1	Analyse der bisherigen Entwicklungen	51
2.3.2	Leistungsentwicklung 2022 bis 2027	52
2.3.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung	53
2.3.4	Marktwertfaktoren	54
2.3.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2027 54	
2.3.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2027	55
2.3.7	Vermiedene Netzentgelte Klärgas	56
2.4	Grubengas	58
2.4.1	Analyse der bisherigen Entwicklungen	58
2.4.2	Leistungsentwicklung 2022 bis 2027	59
2.4.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung	60
2.4.4	Marktwertfaktoren	61
2.4.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2027 61	
2.4.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2027	62
2.4.7	Vermiedene Netzentgelte Grubengas	63
2.5	Biomasse	64
2.5.1	Analyse der bisherigen Entwicklungen	64
2.5.2	Leistungsentwicklung 2022 bis 2027	65
2.5.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung	67
2.5.4	Marktwertfaktoren	69
2.5.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2027 69	
2.5.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2027	70
2.5.7	Vermiedene Netzentgelte Biomasse	71
2.6	Geothermie	72
2.6.1	Analyse der bisherigen Entwicklungen	72

2.6.2	Leistungsentwicklung 2022 bis 2027	73
2.6.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung	74
2.6.4	Marktwertfaktoren	75
2.6.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2027 75	
2.6.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2027	76
2.6.7	Vermiedene Netzentgelte Geothermie	77
2.7	Windenergie an Land	78
2.7.1	Analyse der bisherigen Entwicklungen	78
2.7.2	Leistungsentwicklung 2022 bis 2027	79
2.7.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung	81
2.7.4	Marktwertfaktoren	84
2.7.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2027 86	
2.7.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2027	88
2.8	Windenergie auf See	90
2.8.1	Analyse der bisherigen Entwicklungen	90
2.8.2	Leistungsentwicklung 2022 bis 2027	91
2.8.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung	92
2.8.4	Marktwertfaktoren	94
2.8.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2027 96	
2.8.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2027	97
2.9	Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	99
2.9.1	Analyse der bisherigen Entwicklungen	99
2.9.2	Leistungsentwicklung 2022 bis 2027	100
2.9.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung	102
2.9.4	Marktwertfaktoren	105

2.9.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2027	107
2.9.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2027	109
2.10	Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	112
2.10.1	Analyse der bisherigen Entwicklungen	112
2.10.2	Leistungsentwicklung 2022 bis 2027	113
2.10.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung	115
2.10.4	Marktwertfaktoren	117
2.10.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2027	117
2.10.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2027	118
Abbildungsverzeichnis.....		120
Tabellenverzeichnis.....		123
Literaturverzeichnis		128
Abkürzungsverzeichnis.....		131
Anhang A: Monatsscharfe Darstellung der Ergebnisse der Deutschlandprognose im Trendszenario für das Jahr 2023.....		132
Anhang B: Entwicklung der Stromerzeugung je Energieträger nach Veräußerungsform		143
Anhang C: Entwicklung der Auszahlungen je Energieträger nach Veräußerungsformen.....		153

Kernergebnisse

Wesentliche Ergebnisse auf einen Blick

- In Gesprächen mit Fachkundigen aus Branchen der zu untersuchenden Erneuerbaren Energieträger ergab sich, dass die neuen Ausbauziele des EEG 2023 bis Ende des Jahres 2027 womöglich nicht gänzlich erfüllt werden. Eventuelle Rückstände können frühestens 2027 nach und nach aufgeholt werden. Gründe dafür sind u.a. ein sukzessiver Hochlauf des produzierenden Gewerbes sowie kurzfristige Engpässe bei Lieferung und Projektumsetzung. Im betrachteten „Oberen Szenario“ dieses Gutachtens werden die Ausbauziele dennoch mittelfristig erfüllt.
- Von 2023-2027 wird im Trendszenario ein Brutto-Zubau von rund 71 GW bei Freiflächen- und Gebäude-Photovoltaikanlagen erwartet. Für Windenergie an Land wird ein Zubau von rund 27 GW erwartet. Der Ausbau von Windenergie auf See entspricht dem bis 2027 angezeigten Ausbau von 4,7 GW.
- Durch das erwartet hohe Preisniveau im Strommarkt sind 2023 gegenüber den Vorjahren verhältnismäßig geringe Auszahlungen in der geförderten Direktvermarktung zu erwarten.
- Die absehbaren Erlöse der Veräußerung von Strom in der Einspeisevergütung liegen 2023 in der Größenordnung der zu erwartenden Auszahlungen. Das tatsächliche Ergebnis ist vorrangig abhängig von der Strompreisentwicklung.

Zusammenfassung

Ausgangssituation und Zielstellung

Nach § 6 der Erneuerbaren-Energien-Verordnung (EEV) sind die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verpflichtet, bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres eine Vorausschau über die Entwicklung des Ausbaus der erneuerbaren Energien im Stromsystem für die folgenden fünf Kalenderjahre zu erstellen und zu veröffentlichen. Die Prognose wird insbesondere dazu genutzt, um die Höhe der Förderkosten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) für das kommende Jahr zu bestimmen. In den letzten Jahren stand außerdem die Bestimmung der EEG-Umlage an Letztverbraucher im Fokus, welche jedoch zum 01.07.2022 auf Null gesetzt wurde und ab dem 1. Januar 2023 abgeschafft wird. Ungeachtet dessen ermöglicht dieses Gutachten einen Einblick in die Entwicklung der Förderkosten bis zum Jahr 2027.

Methode

Die Bestimmung der EEG-Förderkosten erfordert eine Prognose der Entwicklung der Stromerzeugungskomponenten. Bestandteil dieses Gutachtens ist die Entwicklung über die Stromerzeugungskomponenten. Dafür werden für die verschiedenen Energieträger, die installierte Leistung, ihre Stromerzeugung sowie anhand von Strompreisprognosen die Vergütungszahlungen für die Periode 2022 bis 2027 bestimmt.

Zentrale Annahmen und Prognose- trichter

Um die möglichen Entwicklungswahrscheinlichkeiten abzubilden, wird auf insgesamt drei Szenarien zurückgegriffen: ein Trendszenario sowie ein Oberes und ein Unteres Szenario (jeweils mit hohen und niedrigen Förderkosten). Dabei wird insbesondere der Zubau der installierten Leistung und die erzeugte Strommenge variiert. Die Strompreise werden durch ein fundamentales Strommarktmodell auf Basis von Commodity Futures, der Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energiequellen sowie einer Variation der Stromnachfrage (und unter Annahme einer Entwicklung des europäischen Kraftwerkparks) variiert. Die so ermittelten Strommarktpreise werden verwendet, um Marktwertfaktoren und damit wiederum die Förderkosten je Energieträger zu bestimmen.

Wegen aktueller Entwicklungen, wie dem Krieg in der Ukraine, der Knappheit von Brennstoffen und gestiegenen Strommarktpreisen, sind künftige Entwicklungen von großen Unsicherheiten betroffen. Als Reaktion auf diese Entwicklungen sind das Energiesystem, der Ausbau erneuerbarer Energien und insbesondere das EEG selber von größeren Umstrukturierungen betroffen, wodurch sich weitere Unsicherheiten bezüglich dieses Gutachtens ergeben. Auch in Kombination eignen sich die drei geforderten Szenarien nicht, um alle möglichen Entwicklungen des Stromsystems und damit der EEG-Förderkosten bis 2027 umfassend abzubilden. Das Gutachten ist daher überwiegend geeignet, um kurzfristige Entwicklungen abzusehen und unter Fortschreibung vorhersehbarer Trends eine Entwicklung in die Zukunft zu beschreiben.

Fachgespräche zum EE-Ausbau

Zur Prognose der installierten Leistung je Energieträger wurde auf Einschätzungen aus den jeweiligen Fachbranchen zurückgegriffen. Die vorgezogenen und erweiterten Zielvorgaben zur Erreichung der Klimaziele stellen insbesondere die Wind- und Photovoltaikbranche vor neue Herausforderungen, weswegen durch Gespräche mit unabhängigen sowie interessen gebundenen Fachkundigen die tatsächliche Einhaltung dieser Zielvorgaben in den nächsten Jahren kritisch diskutiert wurde. Andere Technologien haben mit dem aktualisierten EEG neue Prioritäten erhalten. Hier wurde beispielsweise diskutiert, inwiefern das aktuelle Marktgeschehen zu einem Fortgang entsprechender Anlagen beitragen kann. Im Sinne des Gutachtens wurden identifizierte Widersprüche aus den Interviews durch eigene Erfahrungen ergänzt und nach Möglichkeit in die Szenarioentwicklung integriert. Zu den Interviewten gehörten u.a.:

- Axthelm, Wolfram (Bundesverband WindEnergie e.V.) [1] am 31. Mai 2022,
- Dr. Beyer, Helge (Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke e.V.) [2] am 10. Juni 2022,
- Dr. Brand-Schock, Ruth (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.) [3] am 13. Juni 2022,

- Ilse, Jürgen (Interessenverband Grubengas e.V.) [4] am 15. Juni 2022,
- Menke, Christian (Bundesverband Solarwirtschaft e.V.) [5] am 3. Juni 2022,
- Quentin, Jürgen (Fachagentur Windenergie an Land e.V.) [6] am 23. Mai 2022 und
- Dr. Rauh, Stefan (Fachverband Biogas e.V.) [7] am 1. Juni 2022.

Weiterhin wurde eine Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber zu erwarteten Inbetriebnahmen von Offshore-Windparks zurate gezogen.

EEG 2023: Abschaffung der Umlage für Letztverbraucher

Die Ergebnisse der Mittelfristprognose sind durch den Russisch-Ukrainischen Krieg, die dadurch ansteigenden Energie- und Strompreise sowie durch die adjustierten Ziele des bereits verabschiedeten EEG 2023 geprägt. Durch die Abschaffung der EEG-Umlage für Letztverbraucher entfällt in der diesjährigen Mittelfristprognose erstmalig die Bestimmung einer Umlagenhöhe. Nach wie vor dient die Prognose einer Abschätzung der Auszahlungsbeträge und Vermarktungserlöse.

EEG 2023: Prozedurale Änderungen sowie neue Ausbauziele

Das EEG 2023 definiert im Vergleich zu den Vorjahren ambitioniertere Ausbauziele (§ 4 EEG 2023), welche in die Szenarienentwicklung einbezogen wurden. Für die Erarbeitung dieser Prognose waren insbesondere die anvisierten Änderungen der Ausschreibungsverfahren von Relevanz (§ 22 Abs. 2 und 3 EEG 2023). Diese setzen neue Ausschreibungsmengen fest (§§ 28 ff. EEG 2023), regeln die anzulegenden Werte (§§ 40-42, 44a, 46, 48, 49 EEG 2023), setzen die Degression der anzulegenden Höchstwerte in den Ausschreibungen für Wind und Solar in den kommenden Jahren bis Anfang 2024 aus und legen Sonderregeln für spezifische Technologien fest. Relevant waren außerdem die neuen Vergütungssätze (insbesondere für Photovoltaikanlagen) und Übergangsregeln vom EEG 2021 ins EEG 2023.

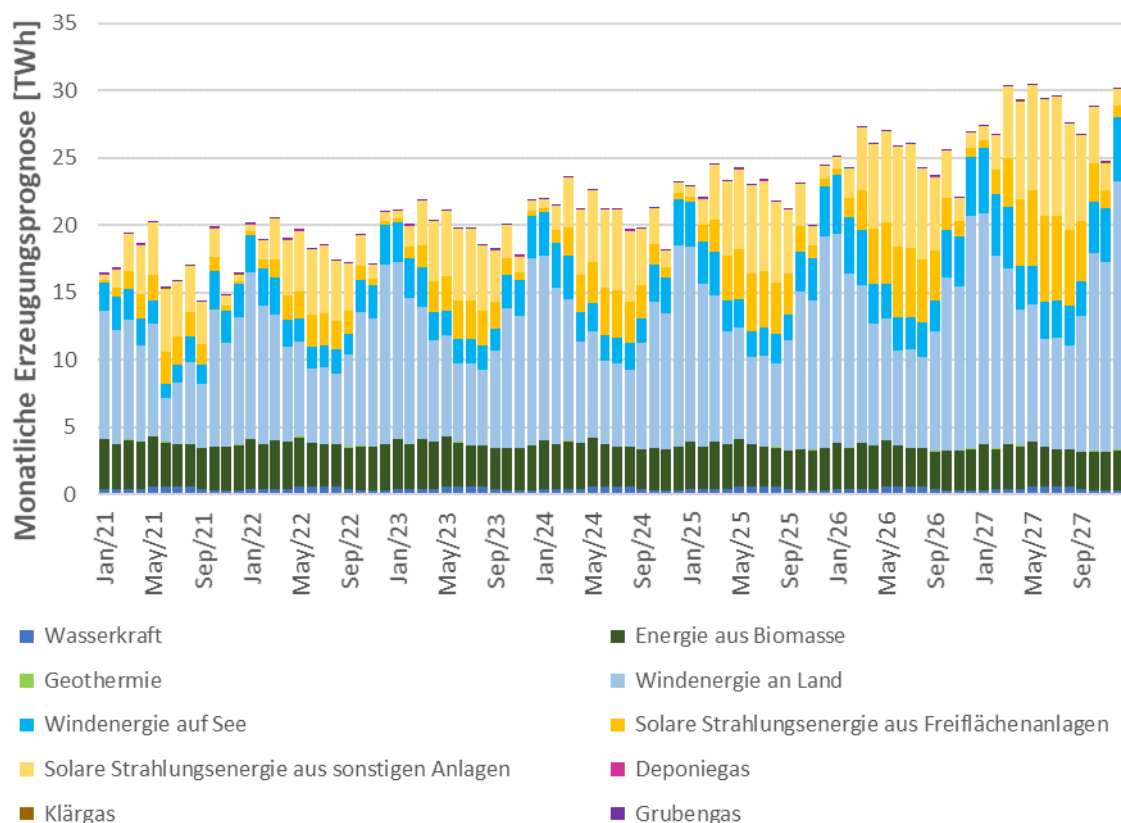
Ambitionierte Ausbauziele für Photovoltaik und Windenergie an Land.

Nach Einschätzung dieser Mittelfristprognose werden mittelfristig vorrangig Freiflächen- und Gebäudephotovoltaikanlagen sowie Windenergieanlagen an Land ausgebaut. Im Zeitraum 2023-2027 wird im Trendszenario von einem Ausbau von rund 71 GW Photovoltaik sowie 27 GW Windenergie an Land ausgegangen, wobei für 2027 von einer erreichten Ausbaugeschwindigkeit von jeweils 22 GW und 10 GW pro Jahr in 2027 ausgegangen wird.

Ausbaukorridore jenseits von Windenergie an Land und Photovoltaik moderat

Während bei Windenergie und Photovoltaik von einem starken Zubau ausgegangen wird, sind – in Übereinstimmung mit den Zielen des EEG – die weiteren Technologien von geringfügigem Ausbau, Stagnation oder einem moderaten Rückbau geprägt. Gründe hierfür sind einerseits die Förderbedingungen und andererseits Betriebsauflagen außerhalb der EEG-Anforderungen. Einzig bei Geothermie kann ein eindeutiger Trend nach oben ausgemacht werden. In der Mittelfristprognose wird außerdem von einem sehr engen Ausbaukorridor bei Windenergie auf See ausgegangen. Aufgrund der langen Realisierungsdauern ist bis 2027 höchstens mit verschobenen Inbetriebnahmen geplanter Projekte zu rechnen, jedoch nicht mit der Errichtung bislang ungeplanter Windparks. Die monatliche Stromerzeugung der installierten Leistung ist in Abbildung 0-1 dargestellt.

Abbildung 0-1: Stromerzeugung aus EEG-Anlagen bis 2027 im Trendszenario



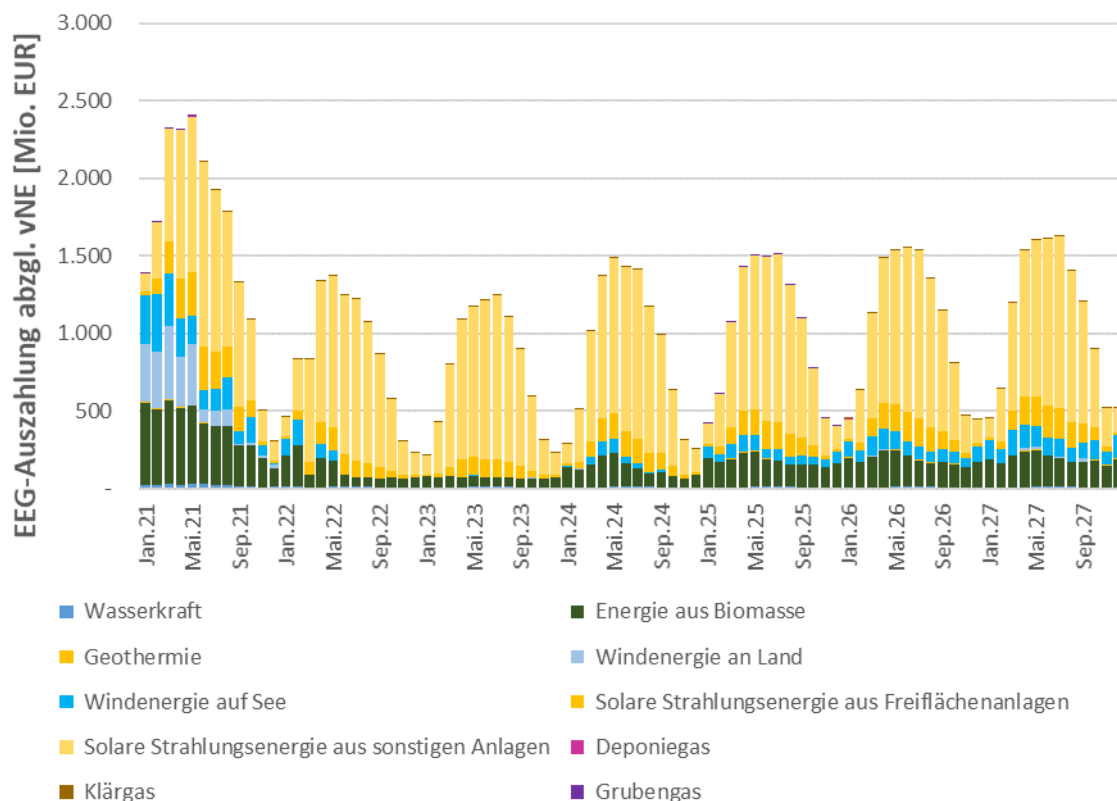
Wesentliche Erkenntnisse für Ausschreibungen

Die Änderungen der Ausschreibungsvolumen haben laut Meinung der befragten Fachkundigen nur einen geringfügigen Effekt auf den kurzfristigen Ausbau, welcher überwiegend durch Lieferengpässe und verzögerte Projektumsetzung behindert sein dürfte. Das aktuelle Strompreisniveau setzt derzeit jedoch wichtige Anreize, diesen Umstand mittelfristig zu beseitigen. Auch wenn davon auszugehen ist, dass die neuen Ziele bis 2027 unterschritten werden, können diese spätestens ab 2027 problemlos aufgeholt werden. Die ambitionierten Ziele des EEG werden dennoch im betrachteten „Oberen Szenario“ untersucht.

Ergebnisse von Ausschreibungen orientieren sich an Höchstwerten

Eine kurzfristige Verzögerung des angestrebten EE-Ausbaus in Verbindung mit erhöhten Ausschreibungsvolumen und steigenden Produktionskosten dürfte nach verschiedenen Einschätzungen dazu führen, dass Ausschreibungen unterzeichnet sein könnten und sich daher die anzulegenden Werte an den ausgeschriebenen Höchstwerten orientieren dürften.

Abbildung 0-2: Monatliche Auszahlungen an Betreiber von EEG-Anlagen im Trendszenario



Auszahlungen an Direktvermarkter sinken 2023 auf Niedrigwert

Ungeachtet dessen sind 2023 durch das erwartete hohe Preisniveau am Strommarkt verhältnismäßig geringe Auszahlungen für direktvermarktete Energieträger zu erwarten (vgl. auch Abbildung 0-2). Im ermittelten Trendszenario wird weiterhin davon ausgegangen, dass das Auszahlungsniveau in der Direktvermarktung mittelfristig unterhalb des Niveaus von 2021 bleiben wird. Diese Aussage wird jedoch u.a. durch die Entwicklung der Strompreise bedingt. Die von der Europäischen Kommission am 14. September 2022 vorgeschlagene „Erlösobergrenze für inframarginale Stromerzeuger“ [8] könnte ebenfalls Auswirkungen auf die Auszahlungen haben, war zum Zeitpunkt der Prognoseerstellung jedoch nicht gegenständlich und wurde daher nicht berücksichtigt.

Auszahlungen in Einspeisevergütung sinken trotz Zunahme installierter Leistung

Die Börsenerlöse aus Strom in der Einspeisevergütung liegen 2023 absehbar in der Größenordnung der zu erwartenden Auszahlungen. Das tatsächliche Ergebnis ist jedoch vorrangig von der Strompreisentwicklung abhängig. Trotz vermehrtem Ausbau, insbesondere von

festpreisvergüteten Photovoltaikanlagen, ist bis 2027 mit keinem Anstieg der EEG-Zahlungen an Anlagen in der Einspeisevergütung zu rechnen. Grund dafür ist die auslaufende Förderung für Altanlagen in Verbindung mit weitaus geringeren Fördersätzen für Neuanlagen.

*Mittelfristige Effekte
bei Photovoltaik
(und Wind) erkenn-
bar*

Der vermehrte Zubau von Photovoltaikanlagen führt in allen betrachteten Szenarien zu zwei Umständen, die aus diesem Grund hier Erwähnung finden sollen. Als erstes ist eine Annäherung der Base-load- und Peakload-Preise bis 2027 zu beobachten, wobei sich im Oberen Szenario, in Verbindung mit überdurchschnittlichen Vollbenutzungsstunden, das Peakload-Niveau sogar unterhalb des Base-load-Niveaus befindet. Daraus resultiert ein stetiges und überproportionales Sinken der Marktwertfaktoren für Photovoltaik in allen Szenarien. Diese Entwicklung ist nicht überraschend, findet hier jedoch wegen ihrer Konsistenz Erwähnung.

Insgesamt sinkt das Peakload-Niveau wegen der Zunahme negativer Stunden, die wiederum eine Auswirkung auf die Auszahlungsansprüche von (großen) Wind- und Photovoltaikanlagen haben. Die Auszahlungsansprüche sinken durch Anwendung der 4h- bzw. 6h-Regel (§ 51 EEG 2023). Zwar hat dies keine besonderen Konsequenzen für den Prognosezeitraum, verlängert jedoch den Zeitraum des Förderanspruchs der jeweiligen Energieträger entsprechend (§ 51a EEG 2023).

1 Methodische Vorgehensweise

Ziel: Prognose der Leistung, Stromerzeugung, Vermarktungsform und Förderkosten je Energieträger bis 2027

Ziel des Gutachtens ist die Prognose der Leistungsentwicklung, der Stromerzeugungsmenge, der Vermarktungsformen sowie der zu leistenden Förderzahlungen für alle nach dem EEG geförderten Energieträger (unter Einbezug der nicht geförderten EEG-Anlagen) in Deutschland vom Zeitpunkt der Prognoseerstellung bis 2027.

Erarbeitung in vier Arbeitsschritten und Zusammenarbeit mit Los 2

Die Erstellung des Gutachtens erfolgte in Zusammenarbeit mit der Erstellung des Gutachtens zur Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Abgabe von Strommengen an Letztverbraucher desselben Zeitraums. Zur Erstellung des Gutachtens wurde eine Vielzahl von Arbeitsschritten vorgenommen, welche schematisch in vier Abschnitte unterteilt werden können.

Schritt 1: Analyse und Aufbereitung von Daten

Gegenstand des ersten Arbeitsschrittes war die Übermittlung von Stamm- und Bewegungsdaten bestehender EEG-Anlagen durch die ÜNB, welche wiederum analysiert und durch weitere öffentliche Datenquellen, bspw. das Marktstammdatenregister geprüft und ergänzt wurden. Die historischen Daten der Technologien basieren, sofern nicht anders ausgewiesen, auf den bereitgestellten Stamm- und Bewegungsdaten. Zudem wurde im Rahmen des ersten Arbeitsschrittes das verwendete fundamentale Marktmodell auf den neuesten Stand gebracht und für die Projektzwecke kalibriert.

Schritt 2: Entwicklung der Szenarien

In einem zweiten Arbeitsschritt wurden die Prognosen zur Leistungsentwicklung, Stromerzeugung, energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie den Vermarktungsformen und Vergütungssätzen entwickelt. Grundlage zur Leistungsentwicklung der drei Szenarien waren die eingangs erwähnten Fachinterviews sowie Analysen der historischen Entwicklungen. Die Strommengen wurden im Einklang mit vorherigen Mittelfristprognosen durch die Ermittlung über-, unter- sowie durchschnittlicher Wetterjahre in Verbindung mit den ermittelten Leistungsentwicklungen abgebildet. Die Entwicklungen der Vermarktungsformen und der entsprechenden Vergütungssätze wurden

auf Basis der Fachgespräche sowie eigenen Annahmen zu gesetzlichen und energiewirtschaftlichen Entwicklungen abgeschätzt.

Schritt 3: Berechnung der Strompreise und Marktwertfaktoren

Im dritten Arbeitsschritt wurden in Verbindung mit den im Gutachten zur deutschlandweiten Abgabe von Strommengen an Letztverbraucher ermittelten Stromnachfragen durch Anwendung eines fundamentalen, europäischen Strommarktmodells sowie einer Kalibrierung auf gehandelte Strom-Terminprodukte, künftige Strommarktpreise und die daraus resultierenden Marktwertfaktoren je Energieträger ermittelt.

Schritt 4: Konsolidierung und Übermittlung der Ergebnisse

Strommarktpreise und Marktwertfaktoren wurden wiederum verwendet um im vierten und letzten Abschnitt die vorab ermittelten Prognosen zusammenzufassen und schließlich die Höhe der Förderkosten je Energieträger zu bestimmen und aufzubereiten. Der gesamte Arbeitsablauf ist in Abbildung 1-1 dargestellt.

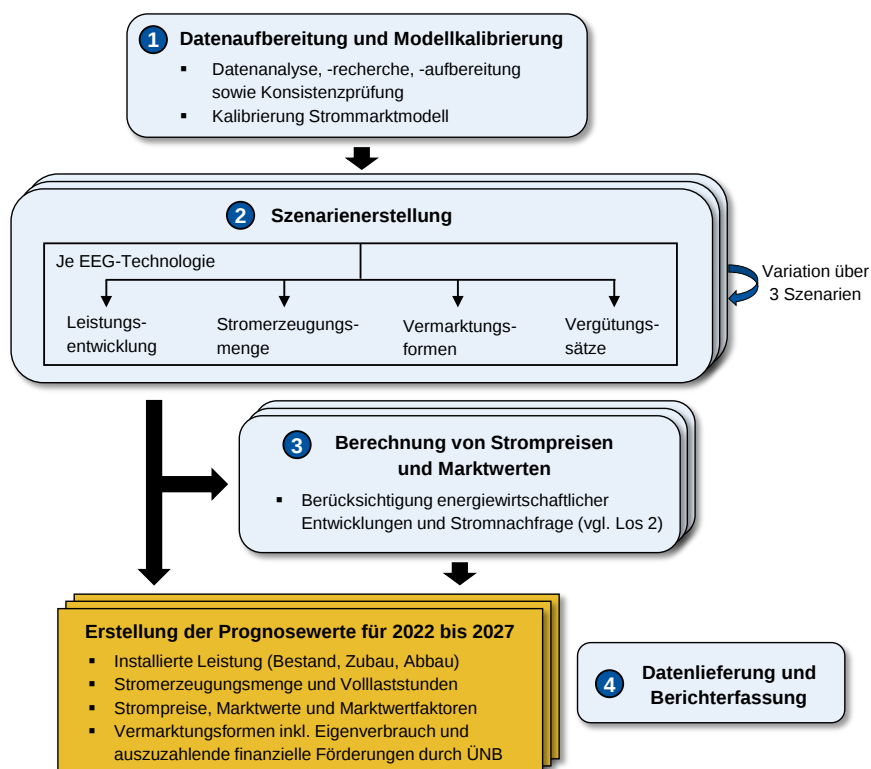


Abbildung 1-1: Vorgehensweise bei der Erstellung der Mittelfristprognose

1.1 Definition der Szenarien

Verwendung von drei Szenarien

Bezüglich der in dieser Studie getroffenen Annahmen und Prognosen besteht teils große Unsicherheit über die künftige Entwicklung. Um dieser Unsicherheit und ihren Ursachen Rechnung zu tragen, wird gemäß Auftrag und im Einklang mit vormaligen Gutachten [9, 10] auf drei Szenarien zurückgegriffen. Das Trendszenario soll die Entwicklungen mit der höchsten Wahrscheinlichkeit abbilden. Die Szenarien „Oberes Szenario“ und „Unteres Szenario“ bilden die obere und untere Schranke in Bezug auf eine wahrscheinliche Entwicklung der Förderkosten bis 2027 ab.

Trendszenario

Das Trendszenario soll die wahrscheinlichste Entwicklung der Leistungsentwicklung, der erzeugten Strommengen, der Strommarktpreise und daraus resultierenden Marktwertfaktoren und schließlich der Förderkosten abbilden. Die Prognose über die Leistungsentwicklung inkludiert eine leicht abgemilderte Version des im EEG 2023 anvisierten Hochlaufs des Photovoltaik- und Windenergiezubaues. Die durchschnittlich erzeugte Strommenge wird auf Basis historischer Wetterjahre und Strommengen abgeschätzt. Die Strommarktpreise werden durch ein fundamentales Strommarktmodell unter Einbezug gehandelter Commodity Futures bis 2027 und der im Gutachten zur deutschlandweiten Abgabe von Strommengen an Letztverbraucher ermittelten Nachfragemengen ermittelt. Auf Basis der zu erwartenden Entwicklungen in Bezug auf den EE-Anlagenpark, der Vermarktungsformen und Vergütungshöhen werden die Förderkosten abgeschätzt.

Hohe und Niedrige Umlage: Variation der Leistungsentwicklung und Stromerzeugungsmenge

Ziel des „Oberen“ und „Unteren Szenario“ ist durch Kombination von Sensitivitätsanalysen, die zu einem höheren oder niedrigeren Finanzierungsbedarf als im Trendszenario beitragen, einen Erwartungskorridor über die Höhe der Förderkosten zu ermitteln. Zentrale Determinante der Szenarien ist die Leistungsentwicklung je Energieträger, die in Kombination mit einer Variation der Vollbenutzungsstunden die Verfügbarkeit von EE-Strom am simulierten (europäischen) Strommarkt variiert und damit direkt zu einer Preisänderung beiträgt. Diese Preisänderung beeinflusst wiederum die Marktwertfaktoren

und letztlich die Höhe der Förderkosten. Anders formuliert: ein starker EE-Zubau mit hohen Vollbenutzungsstunden resultiert in niedrigen Strommarktpreisen und erfordert damit höhere Ausgleichszahlungen für insgesamt mehr Anlagen (Oberes Szenario). Ein zurückhaltender EE-Zubau mit vergleichsweise niedrigen Vollbenutzungsstunden resultiert in höheren Strommarktpreisen, wodurch insgesamt niedrigere Ausgleichszahlungen für eine geringere Anzahl an Anlagen gezahlt werden muss (Unteres Szenario). Davon unberührt bleiben Auszahlungen in der Einspeisevergütung, deren Beträge direkt von der Leistung bzw. den ermittelten Vollbenutzungsstunden abhängen.

Kritische Würdigung des Szenarioansatzes

Die Unsicherheiten, welche die Erstellung des Gutachtens betreffen, sind vielfältig und komplex. Zweifelsfrei gleichen sich einige systematische Fehler in den Annahmen dieser Studie gegenseitig aus, sodass das Gutachten valide Aussagen treffen kann. Unter Berücksichtigung der aktuellen Situation (Krieg in der Ukraine, hohe Brennstoffpreise usw.) und der Reaktion darauf (Anstieg der geplanten EE-Investitionen, risikominimierendes Verhalten, Änderung des Stromverbrauchs etc.) muss jedoch festgehalten werden, dass sich drei Szenarien nur zur Abbildung eindimensionaler Unsicherheiten eignen (vgl. Abbildung 1-2). Insbesondere die Unsicherheit bezüglich der Strompreispreisentwicklung kann anhand des Szenariotrichters nur mäßig berücksichtigt werden.

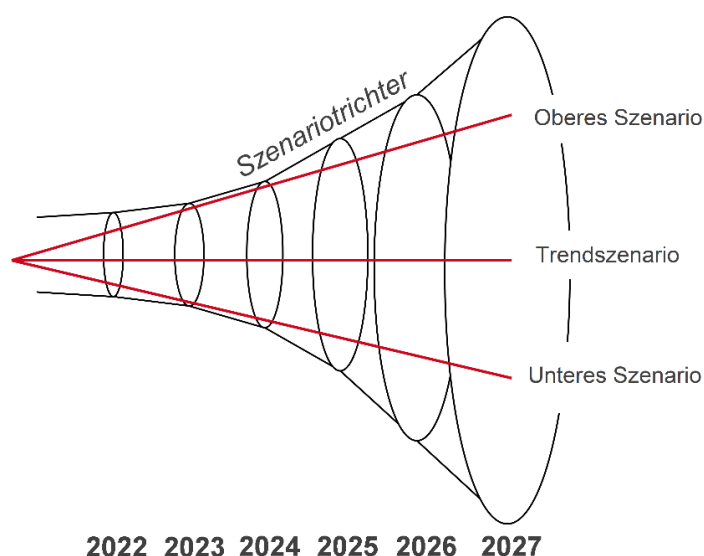


Abbildung 1-2: Darstellung eines Szenariotrichters

1.2 Ermittlung der installierten Leistung

Datenbasierte Ermittlung des Bestandes

In einem ersten Schritt zur Ermittlung der installierten Leistung wurden Bestandsquellen über EEG-Anlagen ausgewertet. Dies erfolgte einerseits anhand der von den ÜNB bereitgestellten Stammdatensätze [11], welche wiederum durch Zusatzinformationen aus dem Marktstammdatenregister [12] ergänzt wurden. Zur Validierung wurden darüber hinaus öffentliche Quellen [13] herangezogen, welche aggregierte Zahlen zur installierten Anlagenleistung veröffentlichen, um die installierte Leistung zum Startpunkt der Prognose (30.06.2022) möglichst vollständig abzubilden. Gegenüber anderen Datenquellen ergaben sich in den bereitgestellten Daten zur installierten Leistung Differenzen, welche im direkten Vergleich ausschließlich nach unten abweichen und damit fehlende Leistung indizieren.

Ausgangslage der Daten: konsistent und probat

Nach unserer Analyse und Auswertung sind die zu 2021 bereitgestellten Stamm- und Bewegungsdaten [11] in sich dennoch konsistent, da diese die kompletten geförderten und damit auszahlungsrelevanten Anlagen abbilden. Da im Rahmen der Mittelfristprognose ohnehin eine absolute Leistungsentwicklung prognostiziert wird, welche fehlende Leistung indirekt substituiert, werden die Daten für die Zwecke der Mittelfristprognose als vollständig angenommen. Sofern keine eindeutigen Informationen vorlagen, wurde die Datenlage der bereitgestellten Stamm- und Bewegungsdaten nach Absprache als führend angenommen.

Divergente Datenlage hat viele potentielle Gründe

Gründe für die Leistungsdifferenzen können zum einen in der Komplexität der Datenverarbeitung und –selektion verortet sein. Obendrein war diversen Presseberichten zu entnehmen, dass sich die Inbetriebnahme von EE-Anlagen derzeit stark verzögert [14 bis 18]. Es ist denkbar, dass von diesen Verzögerungen auch die Datenübermittlung von in Betrieb genommen Anlagen an die zuständigen Übertragungsnetzbetreiber betroffen ist. Ein Vergleich der EEG-Anlagenschlüssel in den Veröffentlichungen zur Direktvermarktung [19] enthält Bestandsanlagen aus 2021 und Vorjahren, die weder in den

bereitgestellten Daten noch im Marktstammdatenregister [12] enthalten sind. Eine Übernahme der Daten des Marktstammdatenregisters für Bestandsanlagen ist bezüglich dieser und weiterer Inkonsistenzen daher nicht geeignet, fehlende Bestandsanlagen zu ergänzen. Sehr wohl diente das Marktstammdatenregister aber als Grundlage zur Prognose des künftigen Zubaus (bereits angezeigte Anlagen mit geplanter Inbetriebnahme).

Expertenbasierte Zubauprognose

Im Anschluss an die Ermittlung des Bestandes wurde auf Basis von Einschätzungen in den durchgeführten Fachinterviews sowie auf Basis eigener Erwägungen die Entwicklung der installierten Leistung für die zweite Hälfte 2022 bis einschließlich 2027 für insgesamt zehn EEG-Technologien abgeschätzt. Die ausschreibungsgesteuerten Zubauten von Windenergie an Land, Windenergie auf See, Solar/Freifläche, Solar/Gebäude sowie Biomasse wurden hinsichtlich der historischen und zukünftigen Ausschreibungsmengen analysiert. So wurden unter anderem bis Mitte 2022 bezuschlagte, aber noch nicht realisierte, Anlagen berücksichtigt. Die Prognose des mittelfristigen Zubaus je Energieträger orientiert sich somit an den gesetzlich vorgegebenen Ausschreibungsmengen inkl. der Sonderausschreibungen. Maßgebliche Aspekte sind außerdem Annahmen zur Wirtschaftlichkeit neuer Anlagen im Hinblick auf aktuelle und zukünftig erwartete Marktentwicklungen, erwartete Gebotsmengen, Zuschlagsmengen sowie Realisierungsquoten und die Dauer der Umsetzung. Diese und weitere Annahmen wie bspw. die installierte Anlagengröße und Regionalisierung neuer EEG-Anlagen basieren auf einer gezielten Analyse historischer Inbetriebnahmen und Ausschreibungen sowie den im Rahmen der Brancheninterviews gewonnen Erkenntnissen. Die Prognose zur installierten Leistung, unter Berücksichtigung von regionalem Zubau, Außerbetriebnahmen und Weiterbetrieb wurde in einen künftigen, anlagenscharfen Kraftwerkspark übertragen.

Rückbau

Die Annahmen zur Leistungsentwicklung in den kommenden Kalenderjahren 2022 bis 2027 schließen den Rückbau und eine Abschätzung außerordentlicher Außerbetriebnahmen von EEG-Anlagen ein. Diese Annahmen erfolgen anlagenscharf. Für die Prognose dienen

vor allem eine Fortschreibung auf Basis historische Daten sowie die Expertise der Fachkundigen zum Weiterbetrieb nach Ende der Förderdauer von EEG-Anlagen.

Auslauf der Förderung und Weiterbetrieb

Der Anspruch auf EEG-Förderung der betrachteten Anlagen endet in der Regel nach 20 Jahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres. Ausgeförderten Anlagen stehen nach Auslauf der Förderung bis zu drei Optionen zur Verfügung: die Stilllegung der Anlage, der Weiterbetrieb als sogenannte „ausgeförderte Anlage“ gemäß EEG oder die sonstige Direktvermarktung. Ausgeförderte Anlagen bis 100 kW, die keine Windenergieanlagen sind, haben die Möglichkeit bis zum 31.12.2027 ihren Strom weiter ins Netz einzuspeisen und eine Vergütung zu erhalten, die sich am Jahresmarktwert abzüglich einer gesetzlichen Pauschale orientiert (vgl. § 21 Abs. 1 sowie § 23b EEG 2023).

Zur Prognose des Weiterbetriebs ausgeförderter Anlagen wurden überwiegend Annahmen herangezogen, welche in den Fachgesprächen ermittelt wurden. Der Weiterbetrieb von EEG-Anlagen wird technologiespezifisch bestimmt. Ausschlaggebend waren zumeist techno-ökonomische Annahmen zur Wirtschaftlichkeit innerhalb der verfügbaren Anschlussförderung.

1.3 Ermittlung der Stromerzeugung und der vergüteten Strommengen

Berechnung der Stromerzeugung ist vom Energieträger abhängig

Die Ermittlung der Stromerzeugung aus EE- Anlagen erfolgt abhängig vom Energieträger auf unterschiedliche Weise. Die dargebotsabhängigen Energieträger mit dem größten Anteil an der Stromerzeugung – Windenergie und Photovoltaik – werden anhand von regional aufgelösten Wetterdaten und Einspeisekennlinien in stündlicher Auflösung berechnet. Bei den weiteren Energieträgern wurde auf historische Einspeisekennlinien zurückgegriffen, anhand derer das Einspeisepotential nach oben und unten abgeschätzt wurde.

Abhängig vom Dargebot: ERA5 Wetterdaten

Zur Berechnung von synthetischen Wetterjahren wurden die Reanalysis Klimadaten ERA5 [20] verwendet. Die benötigten Klimadaten liegen darin in stündlicher Auflösung von 1959 bis heute in einem globalen Raster von 0,25 Grad vor (entspricht etwa 20km). Wichtige Parameter dieses Datensatzes sind Windgeschwindigkeiten auf 100 m für Windenergieanlagen sowie solare Strahlungsdaten. Die verfügbaren Stammdaten wurden außerdem um Informationen aus dem Marktstammdatenregister ergänzt, um so für Windturbinen Nabenhöhe und Turbinentyp (Einspeisekennlinie) und für Photovoltaikanlagen Informationen über Azimut- und Neigungswinkel zu erhalten. Unter Verwendung der EE-Zeitreihen-Tools feedinlib [21] und windpowerlib [22] wurden vorläufige Einspeisezeitreihen für das Wetterjahr 2021 bestimmt, die nach Abgleich mit der Hochrechnung [23 bis 25], der Einspeisung 2021 [26] sowie mit der tatsächlichen Einspeisung gemäß Bewegungsdaten [27, 28] iterativ zur Kalibrierung des Zeitreihenmodells dienten.

Inhärente Abbildung von Redispatch

Die Kalibrierung erfolgt sowohl auf die Hochrechnung der Einspeisung als auch die tatsächliche Einspeisung um die Strommengen sowohl vor als auch nach Einspeisemanagement zu ermitteln. Anhand der Hochrechnung [23 bis 25] wurden die Einspeisezeitreihen für die Marktsimulation sowie zur Ermittlung der Marktwertfaktoren bestimmt; die tatsächliche Einspeisung [26] diente zur Berechnung der auszahlungsrelevanten Stromerzeugung der EEG-Anlagen. Eventuelle Abregelungen zwecks Einspeisemanagement werden somit nur indirekt abgebildet und dadurch inhärent, linear, in die

Zukunft fortgeschrieben. Weiterhin wird unterstellt, dass überwiegend die Anlagen der dargebotsabhängigen Energieträger Wind und Solare Strahlungsenergie im Rahmen des Einspeisemanagements abgeregelt werden, da sie einerseits vermehrt Verursacher von Engpässen und andererseits verhältnismäßig günstiger als andere Energieträger sind. Im Jahr 2021 entfielen bspw. 98,8 % der Ausfallmengen auf Wind- und Photovoltaikanlagen [29].

*Zusammenfassung
der regionalen Ein-
speiseprofile auf
PLZ-Ebene*

Die erarbeiteten Zeitreihen wurden anschließend je Postleitzahlgebiet zusammengefasst. Insbesondere für Windenergieanlagen wurden zusätzlich dezidierte Einspeisezeitreihen für Neuanlagen erstellt, welche sich durch höhere Nabenhöhen und verbesserte Einspeisekennlinien auszeichnen. Ergebnis des ersten Arbeitsschrittes sind normierte Einspeisezeitreihen je Postleitzahlgebiet für Wind- und Photovoltaikanlagen in stündlicher Auflösung, welche – nach erfolgter Parametrierung – für beliebige Wetterjahre erstellt werden können.

*Abhängig vom Dar-
gebot:
Synthetische Wet-
terjahre für Wind
und Solare Strah-
lungsenergie*

In einem weiteren Schritt wurden nun Einspeisezeitreihen für die Wetterjahre 2011-2021 erzeugt und anschließend auf durchschnittliche, über- sowie unterdurchschnittliche Monate hin untersucht, um diese entsprechend dem Oberen, Unteren und Trendszenario zuzuweisen. Die ermittelten Wetterjahre der jeweiligen Monate sind Tabelle 1-1 und Tabelle 1-2 zu entnehmen. Abweichend von vorangegangenen Mittelfristprognosen wurde in dieser Studie von einer getrennten Betrachtung der Windenergie an Land sowie Windenergie auf See abgesehen. Dies bedeutet, dass für beide Technologien dieselben Wettermonate je Szenario angenommen wurden. Dies ist dadurch begründet, dass Windenergieanlagen an der Küste, bspw. in Schleswig-Holstein, dem gleichen Wetterphänomen ausgesetzt sind wie ihr Konterpart in der Nordsee und beide am selben Strommarkt agieren. Dadurch ergeben sich einige Besonderheiten, deren Erläuterung im entsprechenden Abschnitt 2.8.3 erfolgt. Insgesamt folgen wir damit derselben Logik, welche auch für Solare Strahlungsenergieanlagen angewandt wird: auch Gebäude- und Freiflächenanlagen sind denselben Wetter-

phänomenen unterworfen, obwohl es sich kategorisch um verschiedene Anlagen handelt. Unberührt davon bleibt, dass Windenergie und Solare Strahlungsenergie getrennt voneinander untersucht wurden. Dies führt zu einer Aufweitung des Szenariotrichters durch individuelle Extremszenarien.

Tabelle 1-1: Wetterjahre der synthetischen Einspeisezeitreihen für Wind je Monat und Szenario

Wind	Oberes Szenario	Trend-szenario	Unteres Szenario
Januar	2012	2016	2017
Februar	2020	2011	2013
März	2019	2013	2016
April	2017	2012	2013
Mai	2021	2014	2017
Juni	2013	2015	2021
Juli	2011	2020	2013
August	2011	2016	2019
September	2019	2017	2021
Oktober	2017	2019	2015
November	2015	2013	2011
Dezember	2011	2019	2020

Tabelle 1-2: Wetterjahre der synthetischen Einspeisezeitreihen für Solare Strahlungsenergie je Monat und Szenario

Solar	Oberes Szenario	Trend-szenario	Unteres Szenario
Januar	2017	2016	2013
Februar	2019	2012	2013
März	2011	2015	2016
April	2020	2021	2013
Mai	2011	2017	2013
Juni	2019	2011	2012
Juli	2013	2012	2011
August	2012	2020	2021
September	2016	2019	2013
Oktober	2011	2014	2016
November	2011	2016	2013
Dezember	2016	2012	2014

Dargebotsunabhängige Energieträger & Wasserkraft: Skalierung auf Basis historischer Werte und tatsächlicher Einspeisezeitreihen

Ausgangspunkt der Bestimmung von Einspeisezeitreihen von dargebotsunabhängigen Technologien sowie Laufwasserkraftwerken sind tatsächliche Einspeisezeitreihen je Energieträger¹ des Jahres 2021 [26], welche wiederum mit den Einspeisedaten gemäß Bewegungsdaten abgeglichen wurden. Anhand linearer Optimierung wird sichergestellt, dass technologiespezifisch sowohl die jährliche

¹ Typzuordnung der Quellen: Biomass: Biomasse und Biogasanlagen - Geothermal: Geothermieranlagen - Hydro Run-of-river and poundage: Wasserkraftanlagen - Other renewable: DGK-Anlagen

Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-Anlagen für die Kalenderjahre 2023 bis 2027

RWTH Aachen University, Lehrstuhl für Übertragungsnetze und Energiewirtschaft (IAEW)

Einspeisung je Anlage der tatsächlich eingespeisten Energiemenge entspricht und darüber hinaus die monatlich erzeugten Strommengen denen der aggregierten historischen Einspeiseprofile entsprechen. Die entsprechende monatliche Skalierung der Einspeisezeitreihe ergibt auf diese Weise eine Näherung der anlagenscharfen Einspeisung.

*Einspeisung in 2021
für die Schätzung
dargebotsunabhän-
giger Energieträger
führend*

Für dargebotsunabhängige Energieträger dient die Einspeisung des Jahres 2021 als Ausgangslage, um den Anlagenbetrieb bis 2027 abzuschätzen. In Einklang mit vorangegangenen Mittelfristprognosen wird ein Korridor wahrscheinlicher Vollbenutzungsstunden bis 2027 angenommen, um die Einspeisung im Oberen und Unteren Szenario zu variieren. Das Jahr 2021 wird für eine Einschätzung des künftigen Betriebs als führend erachtet. Für dargebotsabhängige Laufwasserkraftwerke wurde zusätzlich die historische Einspeisung verglichen, um das Einspeisepotential nach oben und unten abzuschätzen. Das konkrete Vorgehen ist dem Kapitel zu Wasserkraftwerken zu entnehmen (vgl. Abschnitt 2.1.3).

*Gemeinsame Be-
trachtung der
Stromerzeugung
aus Deponie-, Gru-
ben- und Klärgas*

Eine Abschätzung der Stromerzeugung und damit der Entwicklung der Vollbenutzungsstunden aus Deponie-, Gruben- und Klärgas (DGK) erfolgt in dieser Mittelfristprognose aggregiert. Dies ist dadurch begründet, dass historische Einspeisezeitreihen ebenfalls nur in aggregierter Form vorlagen [26]. Da die Mittelfristprognose diese drei Technologien separat betrachtet, wird das aggregierte Ergebnis der Bestimmung der Vollbenutzungsstunden vorab in Abbildung 1-3 vorgestellt. Bei dem Vorgang werden für alle Anlagen spezifische Vollbenutzungsstunden errechnet, welche auch für den künftigen Betrieb angenommen werden. Gleichzeitig wird jedoch auch unterstellt, dass mittelfristig Erzeugungskapazitäten bei Deponie- und Grubengas außer Betrieb genommen werden. Da die stillgelegten Kraftwerke historisch teils von der Gesamtheit abweichende Vollbenutzungsstunden aufweisen, können die Vollbenutzungsstunden technologiespezifisch je Szenario nicht wie bekannt differenziert werden. In anderen Worten: die Vollbenutzungsstunden des Oberen Szenarios liegen in der Betrachtung einzelner Technologien nicht zwingend oberhalb des Unteren Szenarios.

Letztlich sind die technologiespezifischen Szenarien anhand des gewählten Ansatzes vor allem über die gesamte Energiemenge differenziert. Weitere Details sind den entsprechenden Auswertungen zu entnehmen.

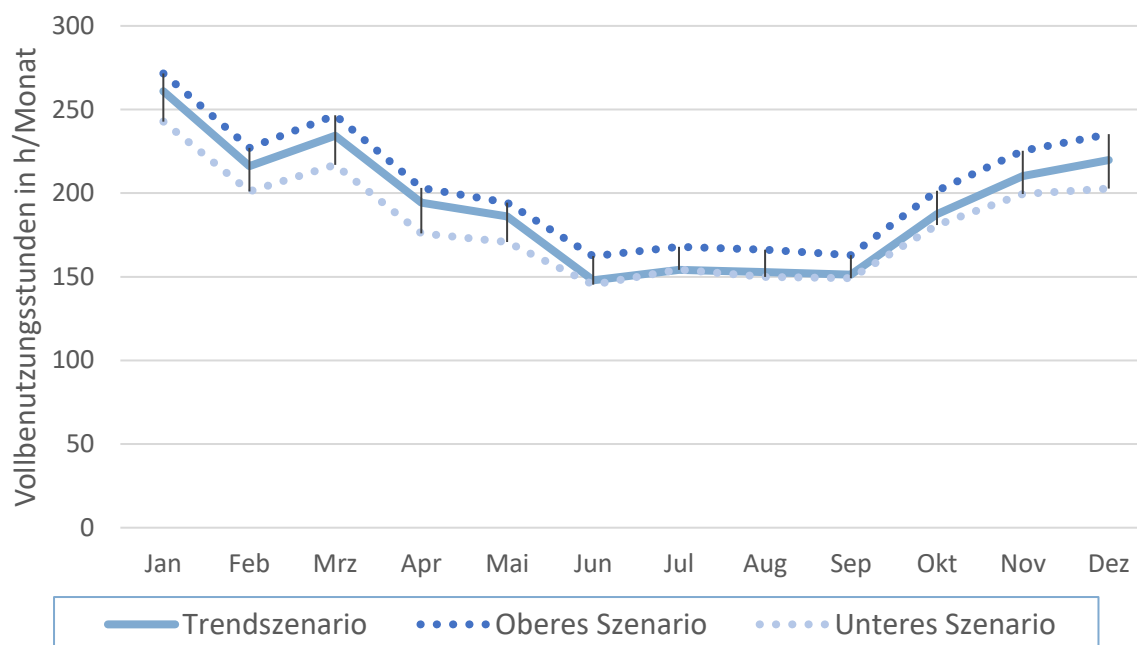


Abbildung 1-3: Aggregierte Betrachtung der Vollbenutzungsstunden von DGK-Gaskraftwerken im Jahr 2023 nach Szenarien

Stromerzeugungsmengen

Anhand der anlagen- bzw. technologiespezifischen, postleitzahlscharfen normierten Einspeisezeitreihen können für jede Anlage, multipliziert mit der installierten Leistung, stunden- bzw. monatscharfe Stromerzeugungsmengen ermittelt werden. Aggregiert dienen diese Erzeugungsmengen (gemäß Hochrechnung) zur Berechnung der Einspeisezeitreihen für die Strommarktsimulation. Unter Berücksichtigung der einzelnen Vermarktungsformen dienen die Zeitreihen (gemäß tatsächlicher Einspeisung) außerdem zur Berechnung der Auszahlungen gemäß Vergütungsform.

Selbsterzeugte Letztverbrauchsmengen

Die Annahmen zum Eigenverbrauch, also dem Verbrauch von selbsterzeugten Strommengen, basieren auf historischen Leistungs- und Bewegungsdaten, wie sie den Bewegungsdaten zu entnehmen sind. Für solare Strahlungsenergie des zweiten Segments wurde für die künftige Entwicklung eine Abschätzung der selbsterzeugten Letztverbrauchsmengen im Rahmen des Gutachtens zur

deutschlandweiten Abgabe von Strommengen an Letztverbraucher ermittelt und in diesem Gutachten entsprechend berücksichtigt.

Ausfallmengen

Die Ausfallmengen wurden auf Basis der Bewegungsdaten für 2021 ermittelt. Da die Vermarktung von Ausfallmengen eine für Anlagenbetreiber nachteilige Veräußerungsform darstellt und gleichzeitig nur eine geringe Auswirkung auf die Prognose hat, erfolgt gemäß Absprache keine Schätzung der Ausfallmengen für den Zeitraum nach 2021.

1.4 Vermarktungsoptionen und Vergütungszahlungen

Veräußerungsformen

Erzeugungsanlagen nach EEG müssen gemäß § 21b EEG 2023 ihre Anlage einer der folgenden Veräußerungsformen zuweisen:

1. Marktprämie nach § 20,
2. Einspeisevergütung nach § 21 Abs. 1, lit 1, 2 oder 3
3. Mieterstromzuschlag nach § 21 Abs. 3
4. oder die sonstigen Direktvermarktung § 21a.

Anlagen größer 100 kW, die nach 2015 ihren Betrieb aufgenommen haben, sind grundsätzlich der Direktvermarktung gemäß Marktprämie zuzuordnen. Anlagen kleiner 100 kW können sich für eine Vermarktungsform entscheiden. Ausnahmen gelten für alte Anlagen, die ggf. unter Bestandsschutz fallen. Für die getroffenen Annahmen bezüglich der gewählten Veräußerungsform sind überwiegend die Vermarktungsentscheidungen, wie sie im Verlauf des Jahres 2021 getroffen wurden, ausschlaggebend.

Anlagen die sich bislang ausschließlich in der Einspeisevergütung befanden, werden als solche und künftig ebenfalls in der Einspeisevergütung verortet. Dies betrifft insbesondere Sonstige Solare Strahlungsenergieanlagen. Analog dazu wird ein Verbleib von Anlagen in der Vergütung mit Mieterstromzuschlag angenommen. Gemäß § 21 Abs. 3 EEG 2023 erhalten Betreiber solcher Anlagen bis 100 kW eine Förderung für an Mieter eines Hauses gelieferten Strom.

Nicht förderfähige Anlagen, Anlagen, die über ihren Förderanspruch hinaus betrieben werden sowie Anlagen, deren anzulegender Wert laut Ausschreibung 0 ct/kWh entspricht, sind der sonstigen Direktvermarktung zuzuordnen. Gemäß § 25 Abs. 2 EEG 2021 galt für ausgeführte Anlagen ein fortwährender Anspruch über den eigentlichen Förderzeitraum hinaus und zwar für

1. ausgeführte Anlagen, die keine Windenergieanlagen an Land sind und eine installierte Leistung von bis zu 100 kW haben, bis zum 31. Dezember 2027 und

2. ausgeförderte Windenergieanlagen an Land bis zum 31. Dezember 2021.

Ab 2022 sind damit ausgeförderte Windenergieanlagen sowie ausgeförderte EEG-Anlagen größer 100 kW ausschließlich der Sonstigen Direktvermarktung zuzuordnen. Mit der EEG-Novelle 2023 werden daher ausgeförderte Anlagen als Anlagen, die „keine Windenergieanlagen an Land sind“ und „eine installierte Leistung von bis zu 100 kW haben“ beschrieben (vgl. § 3 Nr. 3a EEG 2023).

Ausgeförderte Anlagen erhalten den Gegenwert ihrer Einspeisung gemäß Marktwert abzüglich der Vermarktungskosten (§ 53 Abs. 2 EEG 2023).

Die sogenannte Vergütung in Ausnahmefällen nach § 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2023 wurde ausschließlich auf Basis historischer Daten ausgewertet. Für die Mittelfristprognose ist die Projektion von Einzelfällen von keiner besonderen Bedeutung.

Strompreise und Marktwertfaktoren

Wie zuvor erläutert ist zur Ermittlung der auszahlenden Beträge in der Direktvermarktung eine Berechnung der Marktwerte nötig. Die Marktwerte werden als technologiespezifischer, durchschnittlicher Marktwert je Monat oder Jahr angegeben und berechnen sich als Produkt aus einzuspeisender Energie (vor markt- oder netzbedingter Abregelung) und Strompreis, gemittelt über die jeweilige Energiemenge. Wird der Marktwert durch den durchschnittlichen Strompreis dividiert, ergibt sich der Marktwertfaktor.

Anwendung der Marktsimulation EULR

Die monatlichen Strompreise wurden anhand einer fundamentalen Strommarktsimulation [30, 31] ermittelt. Wichtige Eingangsdaten der Simulation sind der Kraftwerkspark und die elektrische Nachfrage im In- und Ausland sowie Preise für Brennstoffe und Emissionszertifikate; zentraler Bestandteil sind außerdem die zuvor ermittelten Einspeisedaten aus Erneuerbaren Energien (auf Basis der Hochrechnungen, vgl. Abschnitt 1.3) gemäß Szenario. In einem ersten Schritt wurde die Marktsimulation anhand der Jahre 2020 und 2021 aktualisiert und parametrisiert. In einem nächsten Schritt wurde der Kraftwerkspark für die Jahre 2022-2027 im In- und Ausland aktualisiert, sowohl für Kraftwerke, welche vom Kernenergie- oder Kohleausstieg

betroffen sind, als auch für Kraftwerke mit bekannten Stilllegungs- oder geplanten Inbetriebnahmedaten. Die elektrische Nachfrage entspricht den aus dem Gutachten zur deutschlandweiten Abgabe von Strommengen an Letztverbraucher der Mittelfristprognose bereitgestellten Daten für 2022-2027. Die Brennstoff- und Emissionszertifikatspreise wurden gemäß der Future-Preise [32, 33] vom 30. Juni 2022 angenommen. Der 30. Juni wurde gewählt, da dieses Datum den Startpunkt der eigentlichen Mittelfristprognose, bzw. das Ende des ersten Halbjahres 2022 darstellt. Sofern keine Datenpunkte bis 2027 existierten, wurde der letzte verfügbare Datenpunkt bis 2027 extrapoliert. Anschließend wurde für jedes Jahr und Szenario ein Strompreis in stündlicher Auflösung bestimmt. Die Berechnung der Strompreise erfolgt unter Annahme eines vollkommenen Marktes ohne Unsicherheit. In einem iterativen Verfahren ermittelt die Marktsimulation einen Strompreis, zu dem die Stromnachfrage im In- und Ausland gedeckt werden kann. Insbesondere konventionelle sowie Pumpspeicherkraftwerke optimieren ihren Betrieb zur Gewinnmaximierung. Dabei werden unter anderem Wirkungsgrade, Mindeststillstands- und -betriebszeiten, Beschränkungen im Kraftwerksbetrieb, Mindestleistungen sowie Mindesterzeugung, Leistungsrampen sowie Start- und Stoppkosten berücksichtigt. Der Stromaustausch zwischen Marktgebieten wird anhand eines vereinfachten NTC-Ansatzes modelliert. Die ermittelten, szenariospezifischen Strompreise maximieren die Gewinne aller Marktakteure und minimieren die jeweiligen Systemkosten (Wohlfahrtsmaximierung).

Skalierung der Strompreise auf Termingeschäfte

Gemäß Absprache und einheitlich zum Vorgehen der Vorjahre wurden die fundamental bestimmten Strompreise anschließend auf das Niveau tatsächlich gehandelter Strompreis-Futures skaliert. Führendes Szenario bei der Strompreisskalierung ist das Trendszenario. Die entsprechenden Skalierungsfaktoren werden anschließend genutzt um auch das Niveau des Oberen und Unteren Szenarios anzupassen. Das Jahr 2022 und insbesondere der Bearbeitungszeitraum der Mittelfristprognose waren bezüglich der Termingeschäfte jedoch von starker Volatilität bestimmt, sodass zu keinem Zeitpunkt starke Konfidenz bezüglich des Preisniveaus herrschte. Letztlich wurden zur Strompreisskalierung ebenfalls die Futures [34] vom 30.

Juni 2022 herangezogen. Damit sind die Annahmen kohärent zu den gewählten Brennstoff- und Emissionszertifikatspreisen und deckungsgleich mit dem Bearbeitungshorizont der Mittelfristprognose.

Gegen andere Ansätze - wahlweise die Skalierung auf Strom-Terminprodukte, wie sie nach dem 30.06.2022 gehandelt wurden oder (gleitende) Mittelwerte aus einer zu wählenden zeitlichen Periode - sprach vor allem, dass über den Bearbeitungszeitraum der Mittelfristprognose kein klarer Entwicklungstrend erkennbar war. Ungeachtet dessen waren, aufgrund des hohen Risikos, die Strompreise zeitweise mit klassischen Ansätzen nicht mehr erklärbar und damit für eine Abschätzung der mittelfristigen Entwicklung mit Vorsicht zu behandeln. Tabelle 1-3 fasst die ermittelten durchschnittlichen Strompreise von 2021 bis 2027 je Szenario zusammen.

Tabelle 1-3: Durchschnittliche Strompreise bis 2027 nach Szenario

[EUR/MWh]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario	96,86	267,70	295,50	187,00	155,00	143,00	129,00
Oberes Szenario	96,86	231,26	221,31	136,99	106,36	88,65	75,12
Unteres Szenario	96,86	295,97	343,75	209,28	171,64	164,85	159,86

Ergebnisse Trendszenario

Der durch Marktsimulation und Skalierung berechnete Basepreis für das Jahr 2022 entspricht rund 268 EUR/MWh und steigt 2023 sogar noch auf rund 296 EUR/MWh. Ab 2024 ist eine Senkung der Marktpreise indiziert, welche jedoch auch bis 2027 das tatsächliche Strompreisniveau von 2021 allein im Oberen Szenario erreicht. Wesentlicher Treiber dieser Einschätzung sind die zu Rate gezogenen Future-Preise, welche bis 2023 eine Strompreissteigerung vorsehen.

Anmerkungen zu den szenariobedingten Abweichungen

Dieselben Skalierungsfaktoren, anhand derer das Trendszenario auf die Baseload-Futures skaliert wurde, werden verwendet, um das Preisniveau des Oberen und Unteren Szenarios zu skalieren. Durch das allgemein hohe Strompreisniveau sowie den stärkeren Ausbau von EEG-Anlagen ergibt sich im Vergleich zu Vorjahresstudien eine

deutliche stärkere Bandbreite von bis zu 120 EUR/MWh im direkten Vergleich des Oberen und Unteren Szenarios.

Annäherung von Base- und Peakpreisen

Randergebnis der Marktsimulation, welches bei der Untersuchung der Strompreise beobachtet werden konnte, ist, dass sich durch die vermehrte Einspeisung von Photovoltaik die Strompreise in den Stunden von Baseload und Peakload einander annähern. Im Oberen Szenario, also bei starkem Ausbau und idealen Einspeisevoraussetzungen, liegen die Preise zu Peakzeiten im Schnitt bereits im Jahr 2025 deutlich unter den Basepreisen. Im Trendszenario kann der gleiche Effekt beobachtet werden, fällt jedoch weniger stark aus. Eine entsprechende Auswertung der durchschnittlichen Strompreise zu Base- und Peakzeiten ist in Abbildung 1-4 dargestellt.

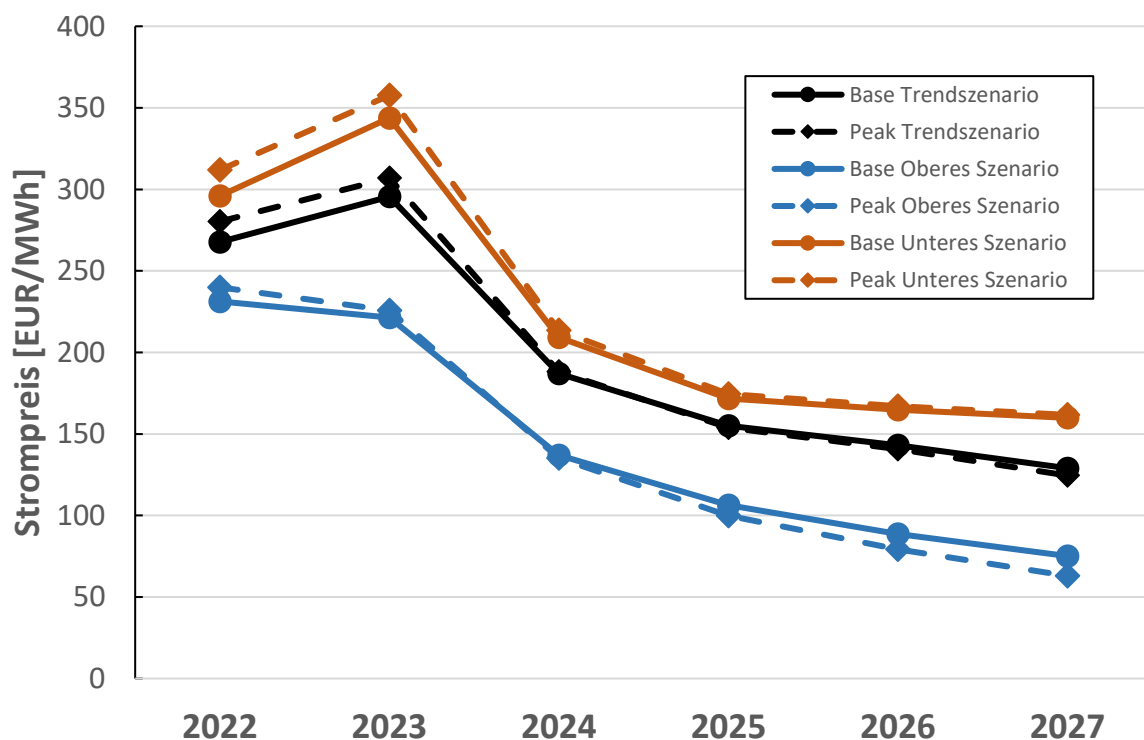


Abbildung 1-4: Durchschnittliche Strompreise zu Base- und Peakzeiten

Bestimmung der vermiedenen Netzentgelte

Gemäß § 18 StromNEV erhalten Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen, die vor 2023 in Betrieb genommen worden sind, ein Entgelt, dessen Höhe sich an den vermiedenen gewälzten Kosten der vorgelagerten Netz- bzw. Umspannungsebenen orientiert. Zah-

lungsanspruch für Marktprämie, Einspeisevergütung oder Mieterstromzuschlag besteht nur, sofern keine vermiedenen Netzentgelte in Anspruch genommen werden (§ 19 Abs. 2 EEG 2023). Bereits seit 2017 sind volatile Einspeiser von vermiedenen Netzentgelten ausgeschlossen. Nach den Zielen der Bundesnetzagentur sollen vermiedene Netzentgelte sukzessive abgeschafft werden [35].

Im Rahmen dieser Mittelfristprognose wird daher davon ausgegangen, dass ausschließlich Bestandsanlagen von vermiedenen Netzentgelten betroffen sind. Auf Basis der historischen Auszahlungen von Netzentgelten in den Bewegungsdaten wurde mittels eines statistischen Ansatzes je Verteilnetzbetreiber und Spannungsebene ein Leistungs- und Arbeitspreis bestimmt und anhand veröffentlichter Preisblätter verschiedener Netzbetreiber validiert. Mittels dieser Daten wurde in Abhängigkeit der installierten Leistung und der erzeugten Strommenge die Entwicklung der vermiedenen Netzentgelte anlagenscharf fortgeschrieben. Zwar ist wegen des aktuell hohen Strompreisniveaus davon auszugehen, dass das Netzentgeltniveau allgemein steigen wird, die tatsächliche Entwicklung der Netzentgelte ist jedoch nicht Bestandteil der Mittelfristprognose. Da vermiedene Netzentgelte von den EEG-Auszahlungen zu subtrahieren sind, ist diese Annahme bezüglich der Auszahlungen als konservative Abschätzung nach oben einzuordnen.

Ermittlung der gesamten EEG-Vergütungszahlungen

Die Auszahlungen an Anlagen in Einspeisevergütung ergeben sich aus dem Produkt von eingespeister Energiemenge (also abzüglich des Eigenverbrauchs und Ausfallmengen) und dem jeweils gültigen Vergütungssatz. Für Anlagen in geförderter Direktvermarktung wird anhand der gesamten Energiemengen und Strompreise der durchschnittlich erzielbare Erlös technologiespezifisch ermittelt. Der auszahlende Betrag ergibt sich anlagenscharf durch das Produkt von Einspeisemenge und anzulegendem Wert abzüglich des durchschnittlichen Umsatzes, wobei der anzulegende Wert gemäß der 4h-

und 6h-Regel² ermittelt werden muss. Zahlungen für Mieterstromzuschlag, Flexibilitätsprämie, Flexibilitätszuschlag und vermiedene Netzentgelte werden abschließend von den berechneten Auszahlungen subtrahiert, um die EEG-Vergütungsauszahlungen zu erhalten. Insofern die Vergütungsauszahlung Null unterschreitet, ist sie zu Null anzunehmen.

² § 51 Abs. 1 EEG 2023 legt fest, dass sich der anzulegende Wert auf Null verringert, insofern der Spotmarktpreis im Verlauf von vier (ehemals sechs) Stunden negativ ist. Welche Regel konkret anzuwenden ist, ist vom Inbetriebnahmedatum, der Technologie und der Anlagengröße abhängig. Anlagen mit Inbetriebnahme vor 2016 oder einer Leistung kleiner 500 kW sind grundsätzlich ausgenommen. Für Anlagen mit Inbetriebnahme vor 2021 ist die 6h-Regel anzuwenden (vgl. § 51 EEG 2017 und § 24 EEG 2014). Bis 2021 waren weiterhin Windenergieanlagen kleiner 3 MW ausgenommen.

Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-Anlagen für die Kalenderjahre 2023 bis 2027

RWTH Aachen University, Lehrstuhl für Übertragungsnetze und Energiewirtschaft (IAEW)

2 Mittelfristprognose für EEG-geförderte Anlagen

Ziel: Ermittlung der Vergütungsauszahlungen

Im Folgenden werden für jede Technologie die Vergütungsauszahlungen von 2023 bis 2027 bestimmt. Nach einer kurzen Übersicht über die historische Entwicklung der Technologie wird zuerst das Entwicklungspotential umrissen anhand dessen eine Einschätzung über die Entwicklung der installierten Leistung je Szenario erfolgt.

Analyse der Stromerzeugungsmengen

Anschließend werden in Begleitung des methodischen Ansatzes die Ergebnisse zur Ermittlung der Stromerzeugung bzw. der Vollbenutzungsstunden vorgestellt, anhand derer die Prognose vorgenommen wurde.

Bestimmung der Marktwertfaktoren

Insofern eine energieträgerspezifische Bestimmung der Marktwertfaktoren notwendig ist, erfolgt diese anhand der ermittelten Strompreise und Energiemengen.

Vergütungskategorien und Ermittlung der Auszahlungsbeträge

Zuletzt wird analysiert, welche Vergütungskategorien in der Vergangenheit je Technologie Bedeutung erlangten, und abgeschätzt, wie die Entwicklung der Vergütungskategorien künftig einzuschätzen ist. Auf Basis der ermittelten Strommengen, Vergütungskategorien und anzulegenden Werte werden anschließend die Auszahlungsbeträge ermittelt.

2.1 Wasserkraft

Historie der Technologie

Wasserkraft wird in Deutschland schon seit über 100 Jahren zur Stromerzeugung genutzt. Ein großer Anteil der heute noch genutzten Leistung aus Wasserkraftanlagen wurde bereits im 20. Jahrhundert errichtet.

2.1.1 Analyse der bisherigen Entwicklungen

Entwicklung der letzten zehn Jahre

Die Entwicklung der installierten Leistung der letzten zehn Jahre von Wasserkraft ist in Abbildung 2-1 dargestellt. Im Jahr 2021 waren in Deutschland Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von etwa 5,4 GW installiert. Etwa 1,4 GW dieser Anlagen erhielten eine EEG-Förderung. Neben einem Zubauppeak in 2013 in Höhe von etwa 110 MW, verzeichnete die EEG-geförderte Wasserkraft in den Folgejahren bis 2021 lediglich moderate, aber stetige Zubauraten. In den vergangenen Jahren wurde die EEG-Förderung genutzt, um bestehende Kraftwerke zu erhalten bzw. zu modernisieren.

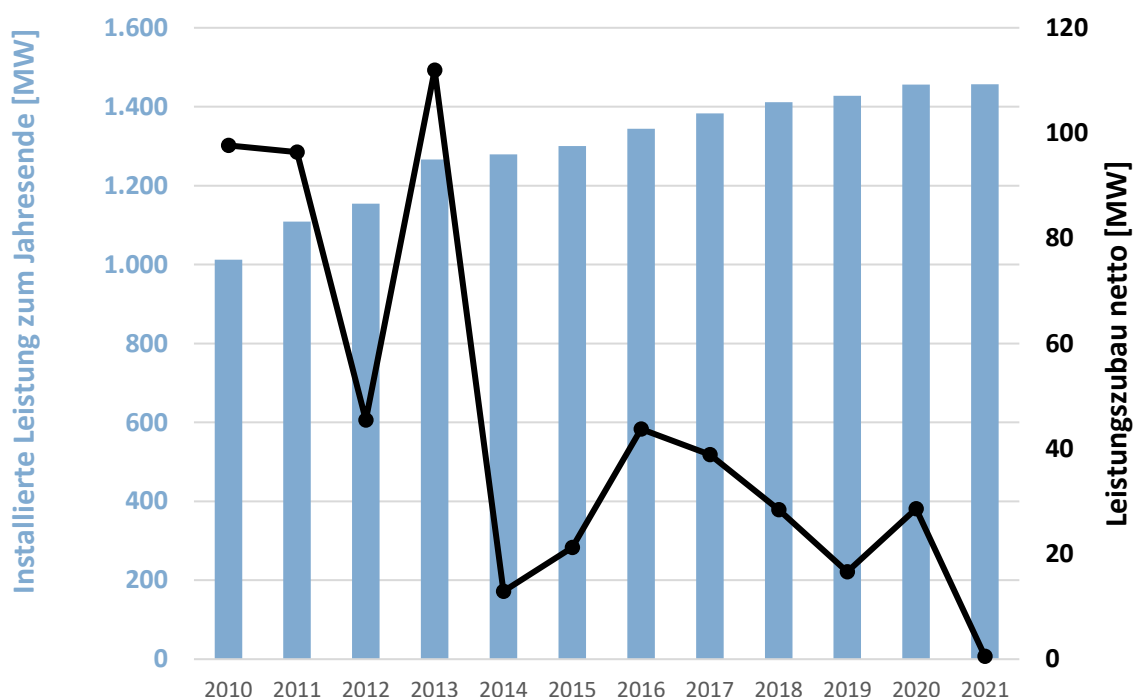


Abbildung 2-1: Leistung zum Jahresende sowie Nettozubau von Wasserkraft seit 2010 [11]

2.1.2 Leistungsentwicklung 2022 bis 2027

Förderbedingungen EEG

Mit § 40 Abs. 1 EEG 2023 haben sich die anzulegenden Werte für die Wasserkraft verringert. Der Stichtag für die Degression der anzulegenden Werte verändert sich auf den 1. Januar 2024, die Degression selbst verändert sich nicht (§ 40 Abs. 5 EEG 2023). Ferner besteht für die Wasserkraftanlagen weiterhin lediglich der Anspruch auf Förderung gemäß EEG an bestehenden Querverbauungen, zur Modernisierung von Bestandsanlagen oder für Anlagen ohne durchgehende Querverbauung (§ 40 Abs.4 EEG 2023). Ausgeförderte Wasserkraftanlagen bis 100 kW haben die Möglichkeit bis zum 31.12.2027 ihren Strom weiter ins Netz einzuspeisen und eine Vergütung zu erhalten, die sich am Jahresmarktwert abzüglich gesetzlicher Pauschale orientiert.

Entwicklungspotentiale

Regional konzentriert sich die EEG-geförderte Wasserkraft vor allem auf den Süden Deutschlands. Das Potential für einen Zubau der Wasserkraftanlagen, die nach EEG gefördert werden, ist eher gering und weitgehend ausgeschöpft. Vor allem naturschutzrechtliche Vorgaben verlängern Realisierungsdauern und schränken das wirtschaftlich erschließbare Potential insbesondere auf modernisierende und erhaltende Maßnahmen ein. In den kommenden Jahren ist aufgrund der technischen und naturschutzrechtlichen Vorgaben wahlweise von einem leichten, aber kontinuierlichen Rückgang und alternativ höchstens von einem Erhalt der installierten Leistung von EEG-geförderter Wasserkraft auszugehen [2]. Das Obere Szenario sieht den Erhalt der Leistung vor. Dem Trendszenario werden 1 % und dem Unteren Szenario 2 % Rückgang pro Jahr unterstellt. Die Prognose der Leistungsentwicklung ist in nachfolgender Tabelle 2-1 aufgeführt.

Tabelle 2-1: Prognose der Leistungsentwicklung für Wasserkraft in Deutschland bis 2027

[MW]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario							
Zubau	12	4	9	1	2	5	12
Rückbau	12	19	23	15	17	19	27
Jahresbestand	1453	1439	1424	1411	1396	1382	1368
Oberes Szenario							
Zubau	12	4	9	1	2	5	12
Rückbau	12	2	8	1	2	5	12
Jahresbestand	1453	1455	1456	1456	1456	1456	1457
Unteres Szenario							
Zubau	12	4	9	1	2	5	12
Rückbau	12	33	37	30	28	32	39
Jahresbestand	1453	1424	1396	1367	1341	1314	1287

2.1.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Laufwasserkraftwerke sind dargebotsabhängig

Die Stromerzeugung von Wasserkraftanlagen ist abhängig von der Durchflussmenge, welche dem Kraftwerk zur Stromerzeugung zur Verfügung steht. Die Durchflussmenge ist indirekt von Niederschlag und Schmelze sowie direkt vom Durchfluss des entsprechenden Gewässers abhängig und wird darüber hinaus von Umweltauflagen bestimmt. Bis auf wenige Ausnahmen ist der sogenannte Schwellbetrieb von Laufwasserkraftwerken in Deutschland untersagt, sodass die Zuflussmenge jederzeit der Abflussmenge einer Stauanlage entsprechen muss. Die Zuflussmenge steht jedoch nicht ausschließlich dem Betrieb von Laufwasserturbinen zur Verfügung, sondern wird auch verwendet, um bspw. Fischtreppen oder Schleusen zu betreiben. Eine fundamentale Bestimmung der dargebotsabhängigen Vollbenutzungsstunden, ähnlich Wind und Photovoltaik, scheitert damit nicht nur an der spärlichen Datenlage zu historischen Abflussmengen und Modellen, sondern auch an fehlender Kenntnis über die tatsächlichen Voraussetzungen des Kraftwerkbetriebs (bspw. das zugehörige Gewässer).

Analyse der historischen Produktion von Laufwasserkraftwerken

Aus den genannten Gründen wurde daher stattdessen auf aggregierte, historische Daten zur Stromerzeugung von Laufwasserkraftwerken zurückgegriffen [26]. Da diese Daten auch die Stromerzeugung von Anlagen ohne Förderanspruch enthalten, wurde daher in

einem ersten Schritt anhand der Bewegungsdaten für 2021 bestätigt, dass die monatlichen Vollbenutzungsstunden aller Kraftwerke mit den Vollbenutzungsstunden der geförderten Kraftwerke korrelieren. Dies kann auch inhaltlich damit begründet werden, dass Wasserkraftwerke, ob gefördert oder unfördert, regional ähnlichen Wetterphänomenen unterliegen und teilweise von den gleichen Gewässern gespeist werden. Nach Skalierung auf die tatsächlichen Einspeisemengen aus 2021, wurde die Laufwasserkraftwerkseinspeisung der Jahre 2015-2021 als Referenz zur Ermittlung der minimalen und maximalen Abweichung herangezogen [26]. Damit wird in der Betrachtung des Zeitraumes von dem für Wind und Photovoltaik abgewichen. Vor 2015 standen keine öffentlichen Daten zur Einspeisung von Laufwasserkraftwerken zur Verfügung. Weitere Datenquellen aggregierten bis 2014 die Einspeisung aus Speicher- und Laufwasserkraftwerken und waren daher für die Zwecke der Studie nicht geeignet. Die ermittelten, monatlichen Vollbenutzungsstunden sind in Abbildung 2-2 dargestellt.

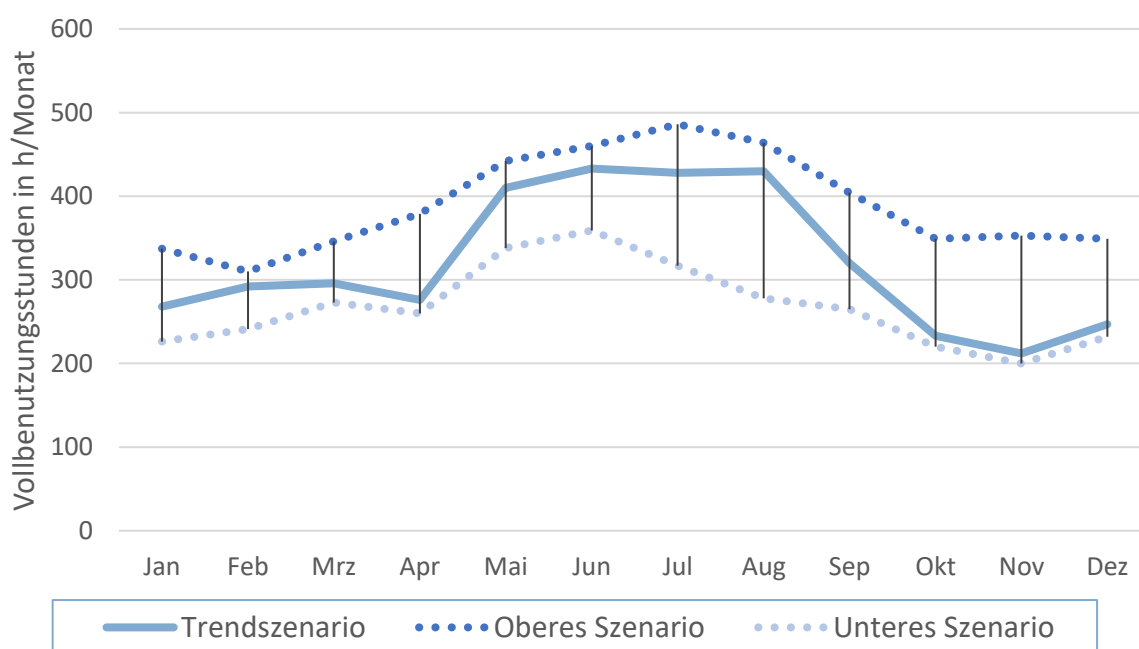


Abbildung 2-2: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Wasserkraft im Jahr 2023 nach Szenarien

Ergebnisse der Berechnung der Stromerzeugung

Da 2021 im betrachteten Zeitraum energetisch bereits ein durchschnittliches Jahr darstellte und entsprechend validiert werden konnte, wurde dieses auch für das Trendszenario gewählt. Das

und Vollbenutzungsstunden

Obere und Untere Szenario orientieren sich an den Extremen von 2015-2021. Vermutlich aufgrund der gewählten Datengrundlage fällt die Varianz zwischen Oberem und Unterem Szenario größer aus als in den Vorjahresprognosen und ist von einer Saisonalität geprägt, in der Gletscher- und Schneeschmelze mit Frühlingsbeginn die Laufwasserproduktion von Süden her anheben. Die Entwicklung der Vollbenutzungsstunden bis 2027 ist in Tabelle 2-2 zusammengefasst.

Tabelle 2-2: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung aus Wasserkraft bis 2027

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.847	3.852	3.850	3.861	3.853	3.871	3.874
Stromerzeugung [GWh/a]	5.601	5.550	5.516	5.475	5.411	5.381	5.330
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.847	4.682	4.678	4.689	4.680	4.701	4.693
Stromerzeugung [GWh/a]	5.601	6.768	6.812	6.829	6.816	6.846	6.835
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.847	3.211	3.210	3.226	3.219	3.232	3.214
Stromerzeugung [GWh/a]	5.601	4.612	4.524	4.461	4.365	4.296	4.182

2.1.4 Marktwertfaktoren

Marktwert entspricht Monatsmittelwert

Der Marktwertfaktor für Strom aus Wasserkraft in der Direktvermarktung beträgt gesetzlich vorgegeben 1 (in Worten: eins). Der Marktwert entspricht bei Bestandsanlagen dem ermittelten Monatsmittelwert des Strompreises (Monatsmarktwert). Anlagen, die ab dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen werden, werden anhand des energieträgerspezifischen Jahresmarktwertes vergütet (vgl. Anlage 1 zu § 23a EEG 2023).

2.1.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2027

Veräußerungsformen bleiben gleich oder stagnieren

EEG-geförderte Wasserkraftanlagen werden fast ausschließlich über eine feste Einspeisevergütung oder die geförderte Direktvermarktung vergütet. Wasserkraftwerke größer 100 kW sind, wie seit 2016 alle EEG-Anlagen, zur Direktvermarktung verpflichtet. Bis auf

wenige Ausnahmen wählen alle Kraftwerke die geförderte Direktvermarktung statt der sonstigen Direktvermarktung. Im Gegensatz zu anderen Technologien konnte 2021 kein nennenswerter Wechsel aufgrund des hohen Strompreisniveaus in die geförderte Direktvermarktung beobachtet werden. Die Vergütungsform, welche zuletzt im Dezember 2021 bei Bestandsanlagen gemeldet wurde, wird für die künftige Entwicklung festgesetzt. Die wenigen Kraftwerke, welche bis 2027 im Zubau zu erwarten sind, wählen ihre Vergütungsform anhand der installierten Leistung. Als Veräußerungsform für neue Kraftwerke kommt überwiegend die Direktvermarktung in Frage. Das EEG 2023 regelt außerdem leicht gesenkte Vergütungssätze bzw. anzulegende Werte (vgl. § 40 EEG 2023), welche gemäß Anlagenklasse berücksichtigt werden. Aus der historischen Entwicklung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes ergibt sich, dass Wasserkraftanlagen über die übliche Dauer von 20 Jahren hinaus einen Förderanspruch haben und daher im betrachteten Zeitraum der Mittelfristprognose keine Anlage ein geordnetes Ende der Förderdauer erreicht. Die Leistung je Veräußerungsform und Jahr ist in Tabelle 2-3 zusammengefasst.

Tabelle 2-3: Installierte Leistung Wasserkraft nach Veräußerungsform bis 2027 je Szenario

[MW]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario							
Geförderte Direktvermarktung	715	797	789	777	764	756	737
Feste Einspeisevergütung	559	429	427	426	425	423	419
Sonstige Direktvermarktung	178	213	208	208	207	203	211
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	1	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	0	0	0	0	0	0	0
Jahresbestand	1.453	1.439	1.424	1.411	1.396	1.382	1.367
Oberes Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	715	803	809	810	810	810	800
Feste Einspeisevergütung	559	438	438	437	437	437	437
Sonstige Direktvermarktung	178	214	209	209	209	209	220
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	1	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	0	0	0	0	0	0	0
Jahresbestand	1.453	1.455	1.456	1.456	1.456	1.456	1.457
Unteres Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	715	790	769	752	738	728	695
Feste Einspeisevergütung	559	424	422	416	414	412	408
Sonstige Direktvermarktung	178	210	204	199	190	174	183
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	1	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	0	0	0	0	0	0	0
Jahresbestand	1.453	1.424	1.395	1.367	1.342	1.314	1.286

2.1.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2027

Auszahlungen bei Wasserkraft überwiegend in der Festpreisvergütung erwartet

Anhand der installierten Leistung, den anlagenscharfen Vollbenutzungsstunden sowie Vergütungssätzen werden die EEG-Auszahlungen je Veräußerungsform bestimmt. Die Vergütungssätze bzw. anzulegenden Werte orientieren sich dabei an den anhand der Bewegungsdaten ermittelten Werten für Bestandsanlagen. Die Sätze zugebauter Anlagen werden, gemäß der gesetzlich festgelegten Werte und unter Berücksichtigung der Degressionsätze, bestimmt (§ 40 EEG 2023). Sofern je nach Anlagengröße und -alter anwendbar, werden die anzulegenden Werte gemäß der 4h- bzw. 6h-Regel angepasst. Bis auf den spärlichen Zubau sind davon kaum Anlagen betroffen.

Die berechneten Auszahlungen sind in Abbildung 2-3 zusammengefasst. Ein Großteil der Anlagen nimmt die geförderte Direktvermarktung in Anspruch und erhält bis 2025 bzw. 2027 nahezu keine För-

derung. Auszahlungen erfolgen überwiegend an Anlagen in der Einspeisevergütung. Das Vergütungsniveau für Anlagen in der festen Einspeisevergütung zeigt je Szenario keine besondere Entwicklung.

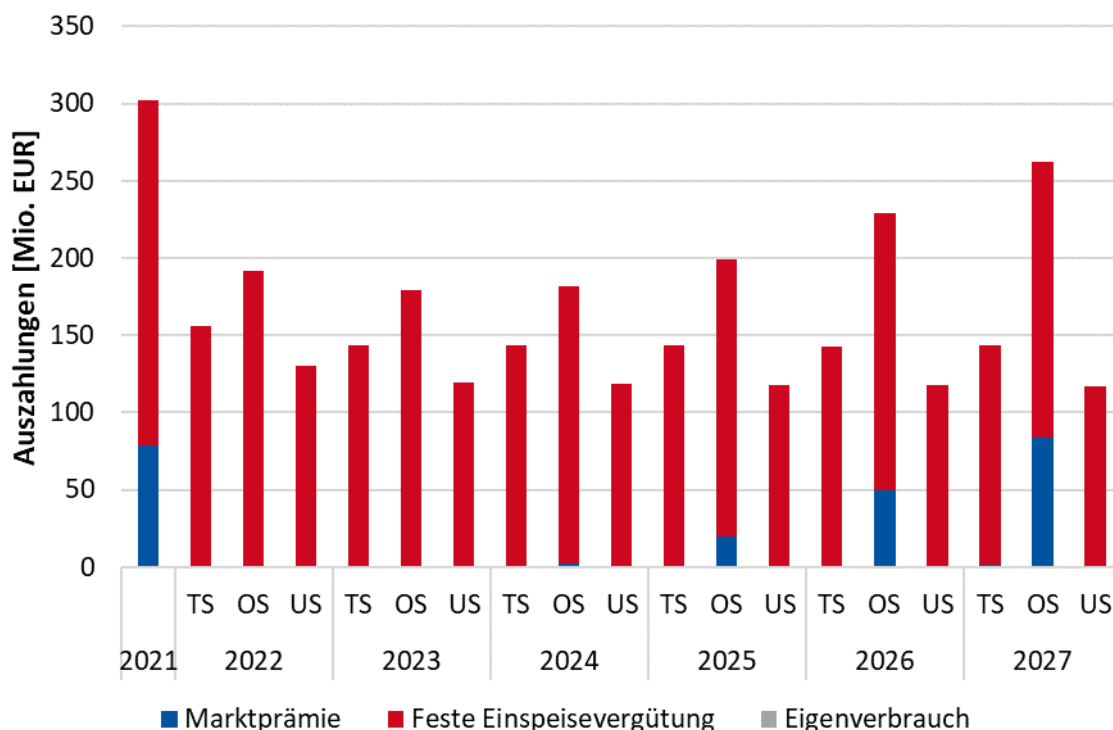


Abbildung 2-3: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Wasserkraft nach Veräußerungsform und Szenario bis 2027

2.1.7 Vermiedene Netzentgelte Wasserkraft

Die Arbeits- und Leistungspreise der vermiedenen Netzentgelte wurden anhand eines statistischen Ansatzes, basierend auf den Auszahlungen des Jahres 2021 für die betroffenen Anlagen berechnet. Anspruch auf vermiedene Netzentgelte besteht ausschließlich für Anlagen, die vor dem 1.1.2023 in Betrieb genommen wurden. Die prognostizierten vermiedenen Netzentgelte sind Tabelle 2-4 dargestellt. Die vermiedenen Netzentgelte werden von den Auszahlungen subtrahiert.

Tabelle 2-4: Vermiedene Netzentgelte Wasserkraft

[Mio. EUR/a]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario	29,65	29,17	28,58	28,35	28,08	27,81	27,33
Oberes Szenario	29,65	30,86	30,77	30,78	30,69	30,63	30,40
Unteres Szenario	29,65	27,53	26,67	26,27	25,83	25,34	24,74

2.2 Deponiegas

Historie der Technologie

Beim Deponiegas handelt es sich um ein wassergesättigtes Gemisch aus Methan und Kohlenstoffdioxid, das durch einen biochemischen Prozess des auf Deponien gelagerten Mülls entsteht. Dessen Vorkommen nimmt stetig seit des im Jahr 2005 inkraftgetretenen Verbots der Ablagerung unbehandelter, organischer, biologisch abbaubarer Siedlungsabfälle ab.

2.2.1 Analyse der bisherigen Entwicklungen

Entwicklung der letzten zehn Jahre

Die Entwicklung der installierten Leistung von Deponiegaskraftwerken seit 2010 ist in Abbildung 2-4 dargestellt. Die installierte Leistung der Deponiegasanlagen ist in den letzten zehn Jahren relativ konstant geblieben. Im Jahr 2021 gab es allerdings einen Rückbau von circa 10 MW installierter Leistung. Die gesamte installierte Leistung im Jahr 2021 betrug etwa 130 MW.

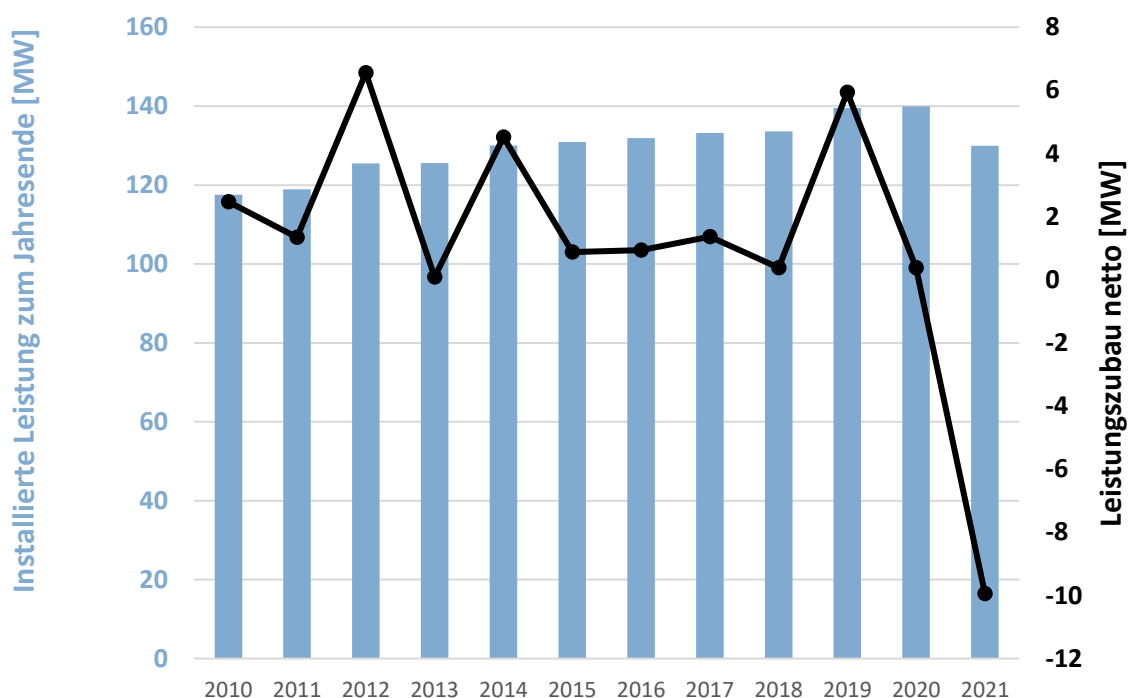


Abbildung 2-4: Leistung zum Jahresende sowie Nettozubau von Deponiegas seit 2010 [11]

2.2.2 Leistungsentwicklung 2022 bis 2027

Förderbedingungen EEG

Im § 41 EEG 2023 wird der degressive anzulegende Wert für Strom aus Deponiegas fortgeschrieben bis 2024. Für Anlagen bis zu 500 kW wird der anzulegende Wert entsprechend auf 7,46 ct/kWh und für Anlagen bis 5 MW auf 5,17 ct/kWh geändert (s. § 41 Abs. 1 EEG 2023). Ausgeförderte Deponiegasanlagen bis 100 kW haben die Möglichkeit bis zum 31.12.2027 ihren Strom weiter ins Netz einzuspeisen und eine Vergütung zu erhalten, die sich am Jahresmarktwert abzüglich gesetzlicher Pauschale orientiert.

Entwicklungspotentiale

Als Folge des sinkenden Deponiegasaufkommens wird auch in den kommenden Jahren mit einem weiteren Rückgang der installierten Leistung von Deponiegasanlagen zu rechnen sein, während ein Zubau wegen gleicher Grundlage unrealistisch erscheint. Zum Ende des Jahres 2020 endete für einen Großteil der Deponiegasanlagen die gesetzliche EEG-Vergütung. Trotz dessen blieb der in den Vorjahresberichten erwartete starke Rückbau aus und einige Anlagen wurden allein auf Basis von Strommarkterlösen weiterbetrieben.

Mit Blick auf diesen moderaten Rückgang und auf die derzeitige sowie prognostizierte Entwicklung der Strommarktpreise wird für das Trendszenario ein Abbau der Anlagen nach 25 Jahren angenommen. Für das Obere Szenario wird ein Abbau nach 30 Jahren, beim Unteren Szenario nach 20 Jahren der EEG-Förderzeit angenommen. Tabelle 2-5 zeigt die prognostizierte Entwicklung installierter Leistung für Deponiegas für alle Szenarien.

Tabelle 2-5: Prognose der Leistungsentwicklung für Deponiegas in Deutschland bis 2027

[MW]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario							
Zubau	2	0	3	0	0	0	3
Rückbau	10	14	39	2	4	13	5
Jahresbestand	129	116	79	77	74	61	59
Oberes Szenario							
Zubau	2	0	3	0	0	0	3
Rückbau	10	4	15	7	7	1	19
Jahresbestand	129	126	114	107	100	99	84
Unteres Szenario							
Zubau	2	0	3	0	0	0	3
Rückbau	10	22	53	23	3	0	3
Jahresbestand	129	107	58	35	32	32	32

2.2.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Methodische Vorgehensweise

Entsprechend der verfügbaren Datenquellen wird die Entwicklung der Vollbenutzungsstunden von DGK-Gaskraftwerken gemeinsam abgeschätzt (vgl. Abschnitt 1.3). Die Varianz der Vollbenutzungsstunden aller Kraftwerke innerhalb einer Kraftwerkskategorie, hier Deponiegas, ist jedoch verhältnismäßig groß, sodass aus methodischen Gründen Annahmen zur Leistungsentwicklung bzw. Stilllegung der Kraftwerke einen direkten Einfluss auf die Entwicklung der ermittelten Vollbenutzungsstunden haben.

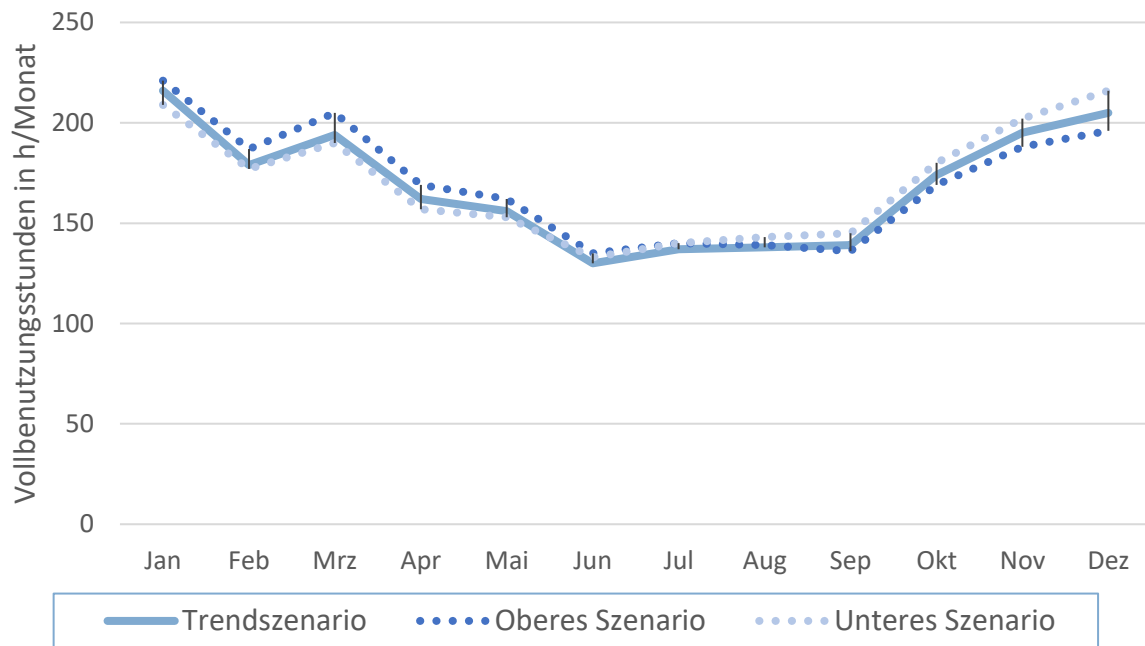


Abbildung 2-5: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Deponiegas im Jahr 2023 nach Szenarien

Ergebnisse der Berechnung der Stromerzeugung und Vollbenutzungsstunden

Für Deponiegas ergeben sich daher Vollbenutzungsstunden, die sich über alle Szenarien hinweg nur geringfügig voneinander unterscheiden (vgl. Tabelle 2-6). Darüber hinaus entsprechen die szenariospezifischen Vollbenutzungsstunden nicht der Logik, nach der im Oberen Szenario insgesamt mehr Vollbenutzungsstunden als im Unteren Szenario zu erwarten sind. Mit über 200 Vollbenutzungsstunden in Wintermonaten und weniger als 150 im Sommer, wird eine gewisse Saisonalität unterstellt. Durch die abnehmende installierte Leistung ist zur Differenzierung der Szenarien die gesamte Stromerzeugung entscheidend, welche im Trendszenario bis 2027 um 40 % sinkt (Oberes Szenario 19 %, Unteres Szenario 70 %). Die Ergebnisse sind Tabelle 2-6 zu entnehmen.

Tabelle 2-6: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung aus Deponiegas bis 2027

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	1.812	1.882	2.003	2.173	2.175	2.314	2.501
Stromerzeugung [GWh/a]	246	236	194	171	164	157	150
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	1.812	1.968	2.000	2.086	2.112	2.113	2.197
Stromerzeugung [GWh/a]	246	253	242	234	222	212	201
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	1.812	1.772	2.009	2.322	2.116	2.195	2.316
Stromerzeugung [GWh/a]	246	220	173	119	71	70	74

2.2.4 Marktwertfaktoren

Marktwert entspricht Monatsmittelwert

Der Marktwertfaktor für Strom aus Deponiegas in der Direktvermarktung beträgt gesetzlich vorgegeben 1 (in Worten: eins). Der Marktwert entspricht bei Bestandsanlagen dem ermittelten Monatsmittelwert des Strompreises (Monatsmarktwert). Anlagen, die ab dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen werden, werden anhand des energieträgerspezifischen Jahresmarktwertes vergütet (vgl. Anlage 1 zu § 23a EEG 2023).

2.2.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2027

Keine signifikanten Änderungen in den Veräußerungsformen von Deponiegas erwartet

Die Veräußerungsformen der Bestandsanlagen bei Deponiegas werden gemäß der letzten bekannten Veräußerungsform gewählt. Neuanlagen größer 100 kW wählen die geförderte Direktvermarktung, Anlagen unterhalb von 100 kW wählen die Einspeisevergütung. Die Vergütungssätze bzw. anzulegenden Werte entsprechen § 41 EEG 2023, welcher die Sätze aus § 41 EEG 2021 fortschreibt. Die Ergebnisse sind Tabelle 2-7 zu entnehmen.

Tabelle 2-7: Installierte Leistung Deponiegas nach Veräußerungsform bis 2027 je Szenario

[MW]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario							
Geförderte Direktvermarktung	43	40	37	36	23	22	18
Feste Einspeisevergütung	26	18	17	12	11	9	8
Sonstige Direktvermarktung	58	56	24	28	39	29	33
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	1	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	1	1	1	1	1	0	0
Jahresbestand	129	115	79	77	74	60	59
Oberes Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	43	40	37	36	23	22	18
Feste Einspeisevergütung	26	18	17	12	11	9	8
Sonstige Direktvermarktung	58	66	59	57	65	67	57
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	1	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	1	1	1	1	1	1	1
Jahresbestand	129	125	114	106	100	99	84
Unteres Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	43	42	38	22	21	21	18
Feste Einspeisevergütung	26	17	15	9	8	8	8
Sonstige Direktvermarktung	58	48	4	4	4	4	7
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	1	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	1	1	0	0	0	0	0
Jahresbestand	129	108	57	35	33	33	33

2.2.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2027

Festpreisvergütung dominiert Auszahlungen und ist bis 2027 rückläufig

Anhand der installierten Leistung, den anlagenscharfen Vollbenutzungsstunden sowie Vergütungssätzen werden die EEG-Auszahlungen je Veräußerungsform bestimmt. Die Vergütungssätze bzw. anzulegenden Werte orientieren sich dabei an den anhand der Bewegungsdaten ermittelten Werten für Bestandsanlagen. Die Sätze zugebauter Anlagen werden, gemäß der gesetzlich festgelegten Werte und unter Berücksichtigung der Degressionsätze, bestimmt (§ 41 EEG 2023). Sofern je nach Anlagengröße und -alter anwendbar, werden die anzulegenden Werte gemäß der 4h- bzw. 6h-Regel angepasst. Deponiegasanlagen sind davon jedoch aufgrund des alten Anlagenparks und sukzessiven Rückbaus nicht betroffen.

Waren 2021 noch Auszahlungen in der Einspeisevergütung sowie Direktvermarktung fällig, erwartet die diesjährige Mittelfristprognose keine EEG-Auszahlungen außerhalb der Einspeisevergütung; eine kleine Ausnahme ergibt sich jedoch im Oberen Szenario ab 2026.

Dies ist überwiegend durch das hohe Strompreisniveau bei vergleichsweise geringen anzulegenden Werten abhängig. Bei der Einspeisevergütung wird ab 2022 ein sukzessiver Rückgang der Auszahlungsbeträge erwartet, was ausschließlich auf den Rückbau von ausgeführten Anlagen zurückzuführen ist. Die Entwicklung der Auszahlungen ist in Abbildung 2-6 dargestellt.

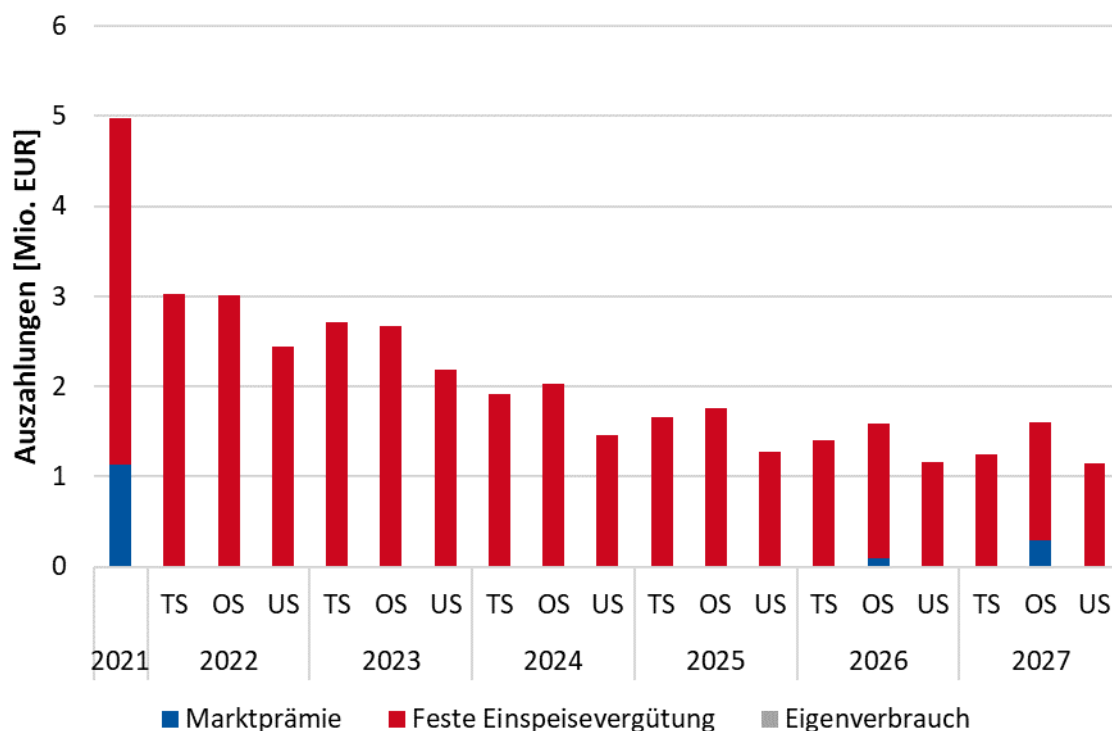


Abbildung 2-6: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Deponiegas nach Veräußerungsform und Szenario bis 2027

2.2.7 Vermiedene Netzentgelte Deponiegas

Die Arbeits- und Leistungspreise der vermiedenen Netzentgelte wurden anhand eines statistischen Ansatzes, basierend auf den Auszahlungen des Jahres 2021 für die betroffenen Anlagen berechnet. Anspruch auf vermiedene Netzentgelte besteht ausschließlich für Anlagen, die vor dem 1.1.2023 in Betrieb genommen wurden. Die prognostizierten vermiedenen Netzentgelte sind Tabelle 2-8 zu entnehmen.

Tabelle 2-8: Vermiedene Netzentgelte Deponiegas

[Mio. EUR/a]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario	1,12	0,99	0,83	0,57	0,42	0,34	0,32
Oberes Szenario	1,12	1,04	0,87	0,60	0,44	0,36	0,34
Unteres Szenario	1,12	0,94	0,79	0,43	0,33	0,31	0,30

2.3 Klärgas

Historie der Technologie

Bei Klärgas handelt es sich um ein Produkt, das während der Faulung von Schlämmen in den Faulbehältern von Kläranlagen entsteht. Das Klärgas setzt sich im Wesentlichen aus Methan und Kohlenstoffdioxid zusammen. Klärgas wird bereits seit den 1950ern in Deutschland zur Stromerzeugung genutzt.

2.3.1 Analyse der bisherigen Entwicklungen

Entwicklung der letzten zehn Jahre

Die Entwicklung der installierten Leistung von Klärgaskraftwerken seit 2010 ist in Abbildung 2-7 dargestellt. Ende des Jahres 2021 lag die installierte Leistung von EEG-geförderten Klärgasanlagen bei etwa 64 MW. Die installierte Leistung hat sich in den letzten zehn Jahren um circa 8 MW erhöht. Jährlich lagen die Nettozubauraten zwischen -3 MW und 5 MW.

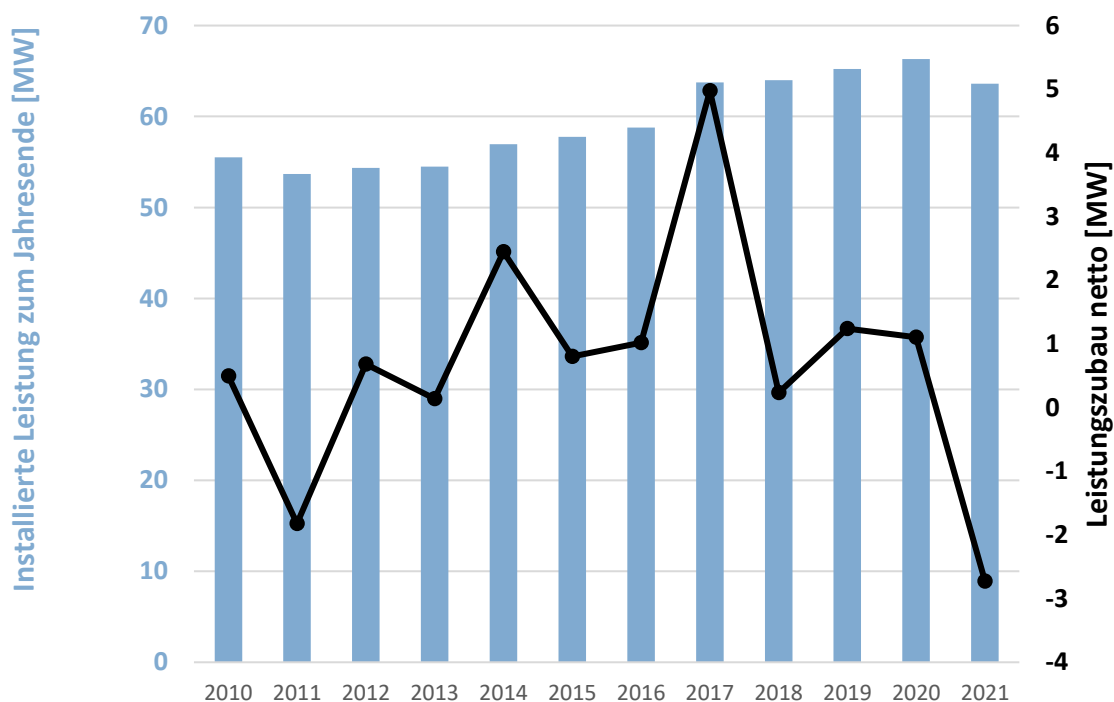


Abbildung 2-7: Leistung zum Jahresende sowie Nettozubau von Klärgas seit 2010 [11]

2.3.2 Leistungsentwicklung 2022 bis 2027

Förderbedingungen EEG

Die Förderbedingungen für Klärgasanlagen haben sich im EEG 2023 gegenüber dem EEG 2021 kaum verändert. Der anzulegende Wert nach § 41 Abs. 2 EEG 2023 hat sich auf 5,93 ct/kWh für Anlagen bis 500 kW verringert, für Anlagen bis 5 MW auf 5,17 ct/kWh. Für Klärgasanlagen wird die Degression des anzulegenden Wertes ab Januar 2024 fortgeschrieben.

Entwicklungspotentiale

Die Entwicklungspotentiale für Klärgasanlagen haben sich gegenüber den Vorjahresprognosen nicht verändert. Die ökonomischen und technischen Potentiale sind größtenteils ausgeschöpft und es wird mit einer moderaten Zunahme der installierten Leistung sowie der Klärgasmenge gerechnet. Dementsprechend ist die prognostizierte Bandbreite für die installierte Leistung von Klärgasanlagen im Jahr 2027 von 5 MW zwischen dem Unteren Szenario und dem Oberen Szenario überschaubar. Die Zubauraten orientieren sich an den historischen Zubauten der letzten zehn Jahre. Im Trendszenario werden Zubauraten von 0,4 MW bis 0,6 MW jährlich angenommen, im Oberen Szenario 1 MW Zubau pro Jahr und im Unteren 0,2 MW pro Jahr. Tabelle 2-9 fasst die Prognose der Leistungsentwicklung für Klärgas in Deutschland bis 2027 zusammen.

Tabelle 2-9: Prognose der Leistungsentwicklung für Klärgas in Deutschland bis 2027

[MW]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario							
Zubau	0	3	0	1	0	1	0
Rückbau	3	0	0	0	0	0	0
Jahresbestand	60	66	66	67	67	68	68
Oberes Szenario							
Zubau	0	4	1	1	1	1	1
Rückbau	3	0	0	0	0	0	0
Jahresbestand	60	66	67	68	69	70	71
Unteres Szenario							
Zubau	0	3	0	0	0	0	0
Rückbau	3	0	0	0	0	0	0
Jahresbestand	60	66	66	66	66	66	67

2.3.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Methodische Vorgehensweise

Entsprechend der verfügbaren Datenquellen wird die Entwicklung der Vollbenutzungsstunden von DGK-Gaskraftwerken gemeinsam abgeschätzt (vgl. Abschnitt 1.3). Die Varianz der Vollbenutzungsstunden aller Kraftwerke innerhalb einer Kraftwerkskategorie, hier Klärgas, ist jedoch verhältnismäßig groß, sodass aus methodischen Gründen Annahmen zur Leistungsentwicklung bzw. Stilllegung der Kraftwerke einen direkten Einfluss auf die Entwicklung der ermittelten Vollbenutzungsstunden haben. Klärgaskraftwerke werden im Rahmen der Mittelfristprognose jedoch kaum außer Betrieb genommen, weswegen sich die Annahmen zu Vollbenutzungsstunden für DGK-Gase auch innerhalb der Kraftwerkskategorie widerspiegeln; die Vollbenutzungsstunden im Oberen Szenario also oberhalb des Unteren Szenarios liegen (vgl. Abbildung 2-8).

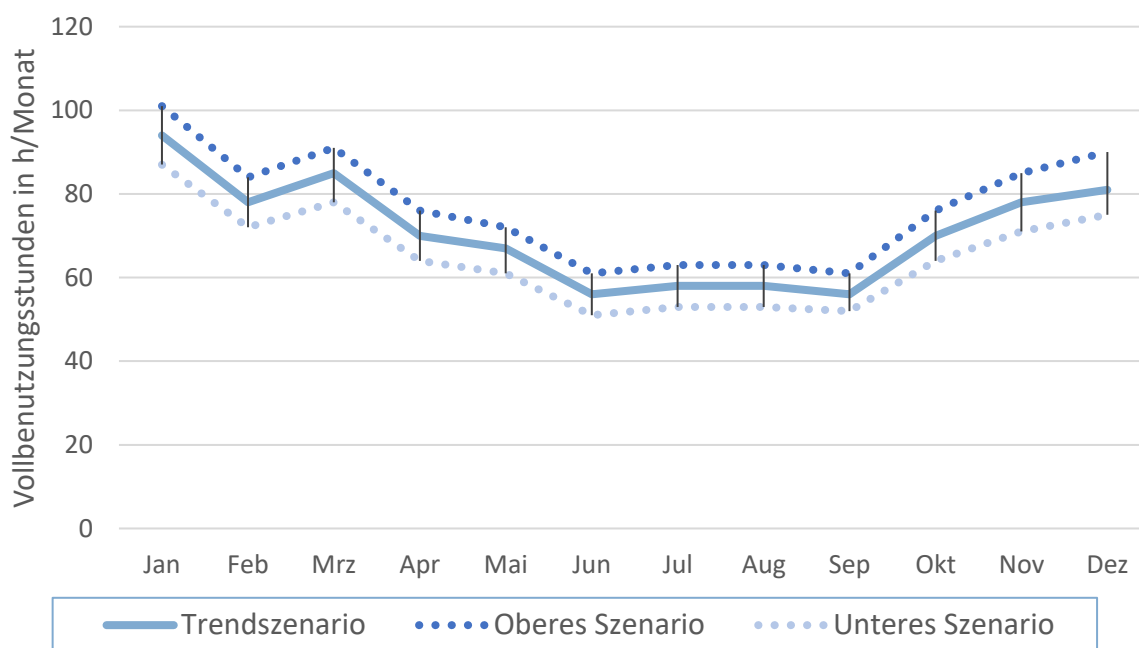


Abbildung 2-8: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Klärgas im Jahr 2023 nach Szenarien

Ergebnisse der Berechnung der Stromerzeugung und Vollbenutzungsstunden

Bis 2027 kann über die Szenarien hinweg keine eindeutige Tendenz bei den Vollbenutzungsstunden erkannt werden. Sowohl das Trendszenario als auch das Obere Szenario tendieren jedoch zur einer Zunahme der Vollbenutzungsstunden, bedingt durch eine Außerbetriebnahme von Kraftwerken mit geringen Vollbenutzungsstunden. Insgesamt

liegen die Vollbenutzungsstunden für Klärgaskraftwerke weit unterhalb derer von Deponie- oder Grubengas. Mit nicht einmal 100 Vollbenutzungsstunden in Winter- und 50-60 Vollbenutzungsstunden in Sommermonaten wird außerdem eine gewisse Saisonalität unterstellt. Die resultierende Stromerzeugungsmenge stagniert im Unteren Szenario und wächst um bis zu 50 % im Oberen Szenario. Die Ergebnisse können Tabelle 2-10 entnommen werden.

Tabelle 2-10: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung aus Klärgas bis 2027

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	786	808	834	853	870	886	905
Stromerzeugung [GWh/a]	51	53	55	57	59	60	62
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	786	860	906	947	979	1.013	1.046
Stromerzeugung [GWh/a]	51	57	61	64	68	71	74
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	786	754	765	776	780	787	794
Stromerzeugung [GWh/a]	51	49	50	51	52	52	53

2.3.4 Marktwertfaktoren

Marktwert entspricht Monatsmittelwert

Der Marktwertfaktor für Strom aus Klärgas in der Direktvermarktung beträgt gesetzlich vorgegeben 1 (in Worten: eins). Der Marktwert entspricht bei Bestandsanlagen dem ermittelten Monatsmittelwert des Strompreises (Monatsmarktwert). Anlagen, die ab dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen werden, werden anhand des energieträgerspezifischen Jahresmarktwertes vergütet (vgl. Anlage 1 zu § 23a EEG 2023).

2.3.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2027

Keine signifikanten Änderungen in den Veräußerungsformen von Klärgas erwartet

Die Veräußerungsformen der Bestandsanlagen bei Klärgas werden gemäß der letzten bekannte Veräußerungsform gewählt. Neuanlagen größer 100 kW wählen die geförderte Direktvermarktung, Anlagen unterhalb von 100 kW wählen die Einspeisevergütung. Die Vergütungssätze bzw. anzulegenden Werte entsprechen § 41 EEG 2023, welcher die Sätze aus § 41 EEG 2021 fortschreibt. Die

installierte Leistung je Veräußerungsform, Szenario und Jahr ist Tabelle 2-11 zu entnehmen.

Tabelle 2-11: Installierte Leistung Klärgas nach Veräußerungsform bis 2027 je Szenario

[MW]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario							
Geförderte Direktvermarktung	5	7	7	7	7	8	8
Feste Einspeisevergütung	29	19	18	15	14	13	12
Sonstige Direktvermarktung	24	39	40	43	44	44	45
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	2	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	1	1	2	2	2	2	2
Jahresbestand	61	66	67	67	67	67	67
Oberes Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	5	7	8	8	9	9	10
Feste Einspeisevergütung	29	19	18	15	14	13	12
Sonstige Direktvermarktung	24	39	40	43	44	45	47
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	2	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	1	1	2	2	2	2	2
Jahresbestand	61	66	68	68	69	69	71
Unteres Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	5	7	7	6	6	6	7
Feste Einspeisevergütung	29	19	18	15	14	13	12
Sonstige Direktvermarktung	24	39	39	43	44	44	45
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	2	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	1	1	2	2	2	2	2
Jahresbestand	61	66	66	66	66	65	66

2.3.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2027

Auszahlungen bei Klärgas nur in der Festpreisvergütung erwartet

Anhand der installierten Leistung, den anlagenscharfen Vollbenutzungsstunden sowie Vergütungssätzen werden die EEG-Auszahlungen je Veräußerungsform bestimmt. Die Vergütungssätze bzw. anzulegenden Werte orientieren sich dabei an den anhand der Bewegungsdaten ermittelten Werten für Bestandsanlagen. Die Sätze zugebauter Anlagen werden, gemäß der gesetzlich festgelegten Werte und unter Berücksichtigung der Degressionsätze, bestimmt (§ 41 EEG 2023). Sofern je nach Anlagengröße und -alter anwendbar, werden die anzulegenden Werte gemäß der 4h- bzw. 6h-Regel angepasst. Klärgasanlagen sind davon jedoch nicht betroffen.

Bemerkenswert bei Klärgas ist, dass bereits 2021 nur sehr geringe Auszahlungen in der geförderten Direktvermarktung erfolgten. Wegen des anhaltenden Strompreisniveaus, wie es für die folgenden Jahre angenommen wird, ist davon auszugehen, dass Auszahlungen ausschließlich in der Festpreisvergütung erfolgen. Wie auch in Abbildung 2-9 zu erkennen, sinkt das Auszahlungsvolumen bis 2027 stetig, in etwa proportional zur Ausförderung der betrachteten Klärgasanlagen. Die Entwicklung der Auszahlungen ist in Abbildung 2-9 dargestellt.

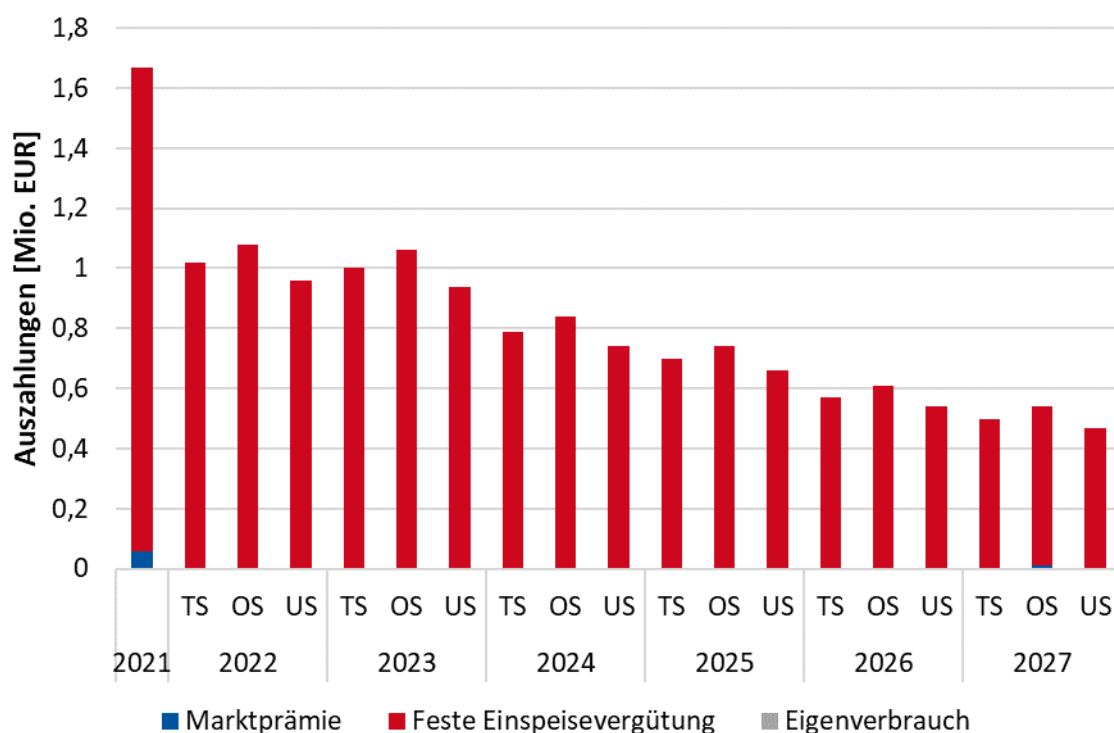


Abbildung 2-9: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Klärgas nach Veräußerungsform und Szenario bis 2027

2.3.7 Vermiedene Netzentgelte Klärgas

Die Arbeits- und Leistungspreise der vermiedenen Netzentgelte wurden anhand eines statistischen Ansatzes, basierend auf den Auszahlungen des Jahres 2021, für die betroffenen Anlagen berechnet. Anspruch auf vermiedene Netzentgelte besteht ausschließlich für Anlagen, die vor dem 1.1.2023 in Betrieb genommen wurden. Die prognostizierten vermiedenen Netzentgelte sind Tabelle 2-12 zu entnehmen.

Tabelle 2-12: Vermiedene Netzentgelte Klärgas

[Mio. EUR/a]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario	0,21	0,18	0,16	0,11	0,10	0,09	0,09
Oberes Szenario	0,21	0,19	0,16	0,11	0,10	0,10	0,09
Unteres Szenario	0,21	0,17	0,15	0,10	0,10	0,09	0,09

2.4 Grubengas

Historie der Technologie

Grubengas besteht zum Hauptteil aus Methan und entsteht in Steinkohlegruben durch Vermischung der Flöze mit der zugeführten atmosphärischen Luft. Das Grubengas wird aus den Stollen abgesaugt, um den unbehandelten Austritt in die Atmosphäre zu verhindern. Die regionale Verortung von Grubengasanlagen beschränkt sich in Deutschland auf die stillgelegten Steinkohlereviere in Nordrhein-Westfalen und im Saarland.

2.4.1 Analyse der bisherigen Entwicklungen

Entwicklung der letzten zehn Jahre

Die Entwicklung der installierten Leistung von Grubengaskraftwerken seit 2010 ist in Abbildung 2-10 dargestellt. Da es keine neuen Steinkohlereviere gibt und alle Steinkohlegruben stillgelegt sind, sinkt das Grubengasaufkommen stetig. Die Entwicklung der letzten zehn Jahre zeigt eine gewisse Konstanz der installierten Leistung mit einem leichten Rückgang in 2018. Zum Ende des Jahres 2021 betrug die installierte Leistung von Grubengasanlagen in Deutschland etwa 147 MW.

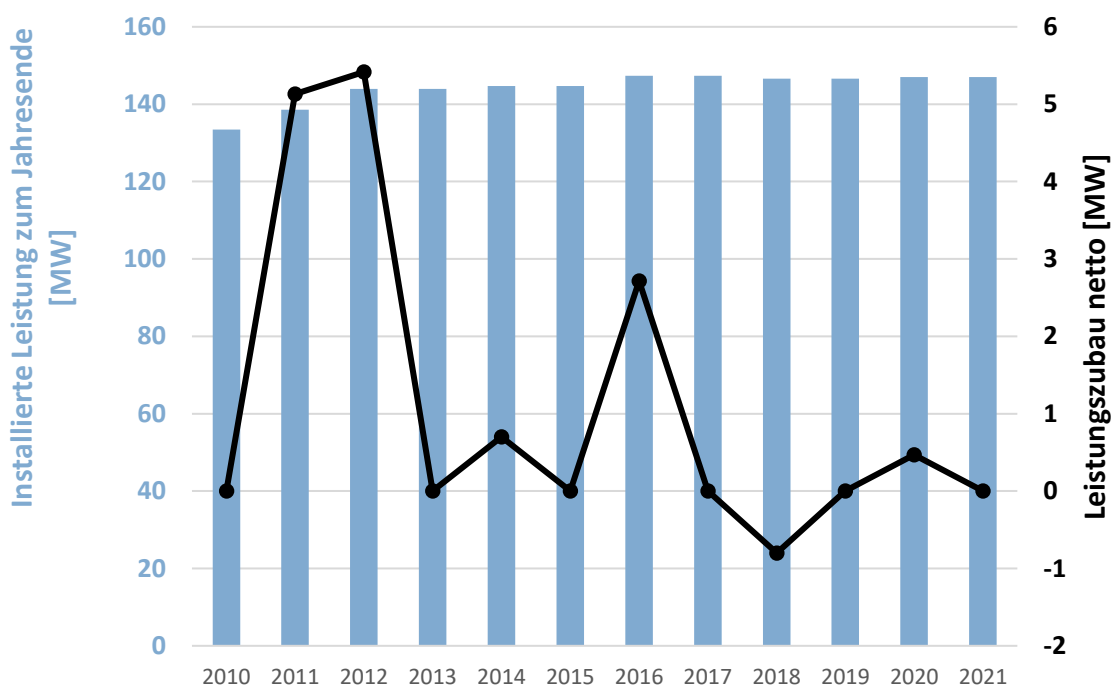


Abbildung 2-10: Leistung zum Jahresende sowie Nettozubau von Grubengas seit 2010 [11]

2.4.2 Leistungsentwicklung 2022 bis 2027

Förderbedingungen EEG

Der anzulegende Wert nach § 41 Abs. 3 EEG 2023 hat sich auf 5,98 ct/kWh für Anlagen bis 500 kW verringert, für Anlagen bis 5 MW auf 3,81 ct/kWh. Für Grubengasanlagen wird die Degression des anzulegenden Wertes ab Januar 2024 fortgeschrieben. Die explizite Anschlussförderung für Grubengas nach § 102 EEG 2021 wird im EEG 2023 gestrichen. Die Europäische Kommission hält die Anschlussförderung für nicht vereinbar mit dem Beihilferecht.

Entwicklungspotentiale

Aufgrund der Beendigung des Steinkohleabbaus in Deutschland wird sich das Grubengasaufkommen in den kommenden Jahren reduzieren. Die Prognosen aller drei Szenarien sehen damit einhergehend auch einen Rückbau der installierten Leistung von Grubengasanlagen. Es zeigte sich, dass die derzeitigen hohen Strompreise dazu führen, dass Grubengasanlagen teilweise auch ohne EEG-Förderung weiterbetrieben werden. Wegen der derzeitigen Lage ist mit einem moderaten Rückgang der installierten Leistung zu rechnen [4]. Im Trendszenario wird ein jährlicher Rückgang von 5 % der installierten Leistung antizipiert, im Oberen Szenario lediglich von 2 %. Das Untere Szenario basiert auf der Annahme, dass die Grubengasanlagen nach Ablauf der EEG-Förderung eine Stilllegung erfahren. Die Prognosen zur Leistungsentwicklung für alle Szenarien sind in nachfolgender Tabelle 2-13 aufgeführt.

Tabelle 2-13: Prognose der Leistungsentwicklung für Grubengas in Deutschland bis 2027

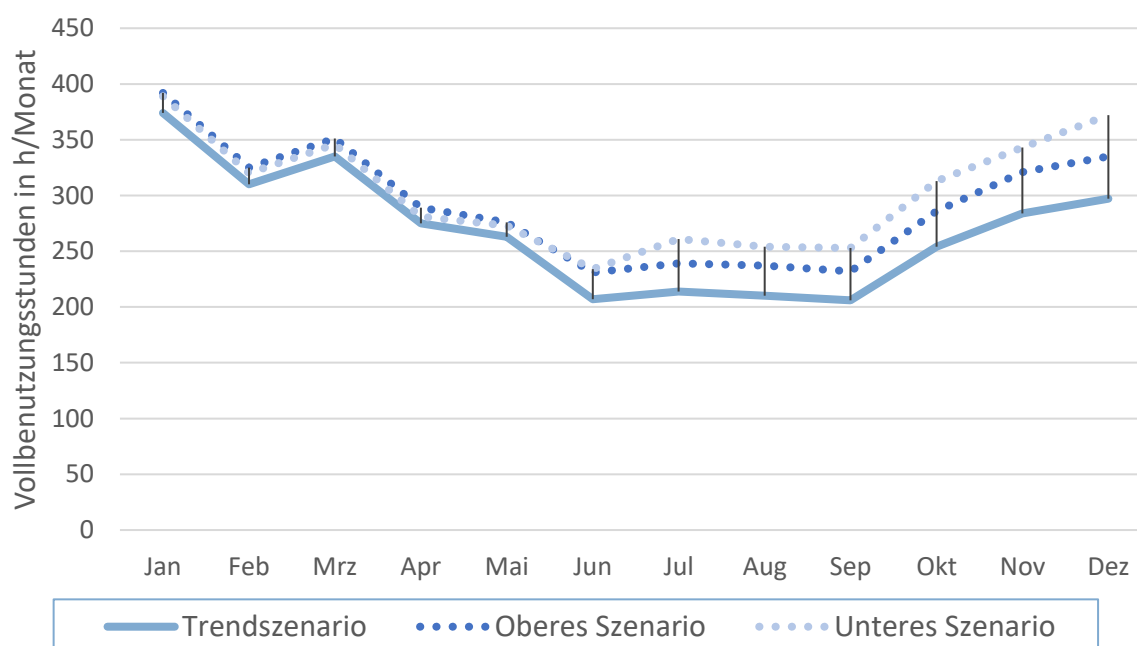
[MW]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario							
Zubau	0	7	0	0	0	0	0
Rückbau	0	12	8	8	7	3	18
Jahresbestand	147	142	134	125	119	116	98
Oberes Szenario							
Zubau	0	7	0	0	0	0	0
Rückbau	0	10	3	5	3	3	1
Jahresbestand	147	144	142	136	134	131	130
Unteres Szenario							
Zubau	0	7	0	0	0	0	0
Rückbau	0	38	72	30	5	0	0
Jahresbestand	147	116	44	14	9	9	9

2.4.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Methodische Vorgehensweise

Entsprechend der verfügbaren Datenquellen wird die Entwicklung der Vollbenutzungsstunden von DGK-Gaskraftwerken gemeinsam abgeschätzt (vgl. Abschnitt 1.3). Die Varianz der Vollbenutzungsstunden aller Kraftwerke innerhalb einer Kraftwerkskategorie, hier Grubengas, ist jedoch verhältnismäßig groß, sodass aus methodischen Gründen Annahmen zur Leistungsentwicklung bzw. Stilllegung der Kraftwerke einen direkten Einfluss auf die Entwicklung der ermittelten Vollbenutzungsstunden haben. Die Entwicklung der Vollbenutzungsstunden ist daher aus methodischen Gründen auch bei Grubengas vorwiegend von der Leistungsentwicklung bestimmt. Die monatlichen Vollbenutzungsstunden in 2023 sind in Abbildung 2-14 dargestellt.

Tabelle 2-14: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Grubengas im Jahr 2023 nach Szenarien



Ergebnisse der Berechnung der Stromerzeugung und Vollbenutzungsstunden

Die Entwicklung der Vollbenutzungsstunden verzeichnet bis auf das methodische Ergebnis auch bis 2027 keine besondere Veränderung (vgl. Tabelle 2-15). Wichtige Änderungen betreffen jedoch die eingespeiste Energiemenge. Während durch den Rückbau von Anlagen bereits im Oberen Szenario ein moderates Sinken der Einspeisung von rund 6 % unterstellt wird, sinkt die Einspeisemenge im Unteren Szenario um fast 95 %. Im Trendszenario wird ein Rückgang von

23 % unterstellt, wobei dieser mit einem vermehrten Leistungsrückgang ab 2024 in Verbindung steht.

Tabelle 2-15: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung aus Grubengas bis 2027

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.138	3.305	3.286	3.145	3.130	3.167	3.305
Stromerzeugung [GWh/a]	461	478	459	411	380	374	366
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.138	3.488	3.508	3.494	3.361	3.323	3.344
Stromerzeugung [GWh/a]	461	506	504	490	456	442	437
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.138	3.076	3.210	2.753	2.599	2.805	2.829
Stromerzeugung [GWh/a]	461	429	286	67	33	26	25

2.4.4 Marktwertfaktoren

Marktwert entspricht Monatsmittelwert

Der Marktwertfaktor für Strom aus Grubengas in der Direktvermarktung beträgt gesetzlich vorgegeben 1 (in Worten: eins). Der Marktwert entspricht bei Bestandsanlagen dem ermittelten Monatsmittelwert des Strompreises (Monatsmarktwert). Anlagen, die ab dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen werden, werden anhand des energieträgerspezifischen Jahresmarktwertes vergütet (vgl. Anlage 1 zu § 23a EEG 2023).

2.4.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2027

Keine signifikanten Änderungen in den Veräußerungsformen von Grubengas erwartet

Die Veräußerungsformen der Bestandsanlagen bei Grubengas werden gemäß der letzten bekannte Veräußerungsform gewählt. Neuanlagen größer 100 kW wählen die geförderte Direktvermarktung, Anlagen unterhalb von 100 kW wählen die Einspeisevergütung. Die Vergütungssätze bzw. anzulegenden Werte entsprechen § 41 EEG 2023, welcher die Sätze aus § 41 EEG 2021 fortschreibt. Tabelle 2-16 fasst die Leistung je Veräußerungsform, Szenario und Jahr zusammen.

Tabelle 2-16: Installierte Leistung Grubengas nach Veräußerungsform bis 2027 je Szenario

[MW]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario							
Geförderte Direktvermarktung	135	130	80	35	9	8	8
Feste Einspeisevergütung	12	9	9	7	4	0	0
Sonstige Direktvermarktung	0	3	45	84	106	108	90
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	0	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	0	0	0	0	0	0	0
Jahresbestand	147	142	134	126	119	116	98
Oberes Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	135	127	80	35	9	8	8
Feste Einspeisevergütung	12	11	9	7	4	0	0
Sonstige Direktvermarktung	0	5	53	95	121	123	122
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	0	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	0	0	0	0	0	0	0
Jahresbestand	147	143	142	137	134	131	130
Unteres Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	135	113	43	13	8	8	8
Feste Einspeisevergütung	12	0	0	0	0	0	0
Sonstige Direktvermarktung	0	3	1	1	1	1	1
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	0	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	0	0	0	0	0	0	0
Jahresbestand	147	116	44	14	9	9	9

2.4.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2027

*Spätestens ab 2026
keine Auszahlungen
mehr erwartet*

Anhand der installierten Leistung, den anlagenscharfen Vollbenutzungsstunden sowie Vergütungssätzen werden die EEG-Auszahlungen je Veräußerungsform bestimmt. Die Vergütungssätze bzw. anzulegenden Werte orientieren sich dabei an den anhand der Bewegungsdaten ermittelten Werten für Bestandsanlagen. Die Sätze zugebauter Anlagen werden, gemäß der gesetzlich festgelegten Werte und unter Berücksichtigung der Degressionsätze, bestimmt (§ 41 EEG 2023). Sofern je nach Anlagengröße und -alter anwendbar, werden die anzulegenden Werte gemäß der 4h- bzw. 6h-Regel angepasst. Ähnlich zu Deponie- und Klärgas sind Grubengaskraftwerke davon jedoch nicht betroffen.

Bereits 2022 bzw. 2023 sind keine Auszahlungen mehr innerhalb der geförderten Direktvermarktung zu erwarten. Nach Wechsel einiger Anlagen von der Einspeisevergütung in die Direktvermarktung, werden die wenigen Anlagen in Einspeisevergütung bis spätestens

2026 stillgelegt, weswegen ab diesem Zeitpunkt in keinem angenommenen Szenario Auszahlungen bestimmt werden. Das Ergebnis ist in Abbildung 2-11 zusammengefasst.

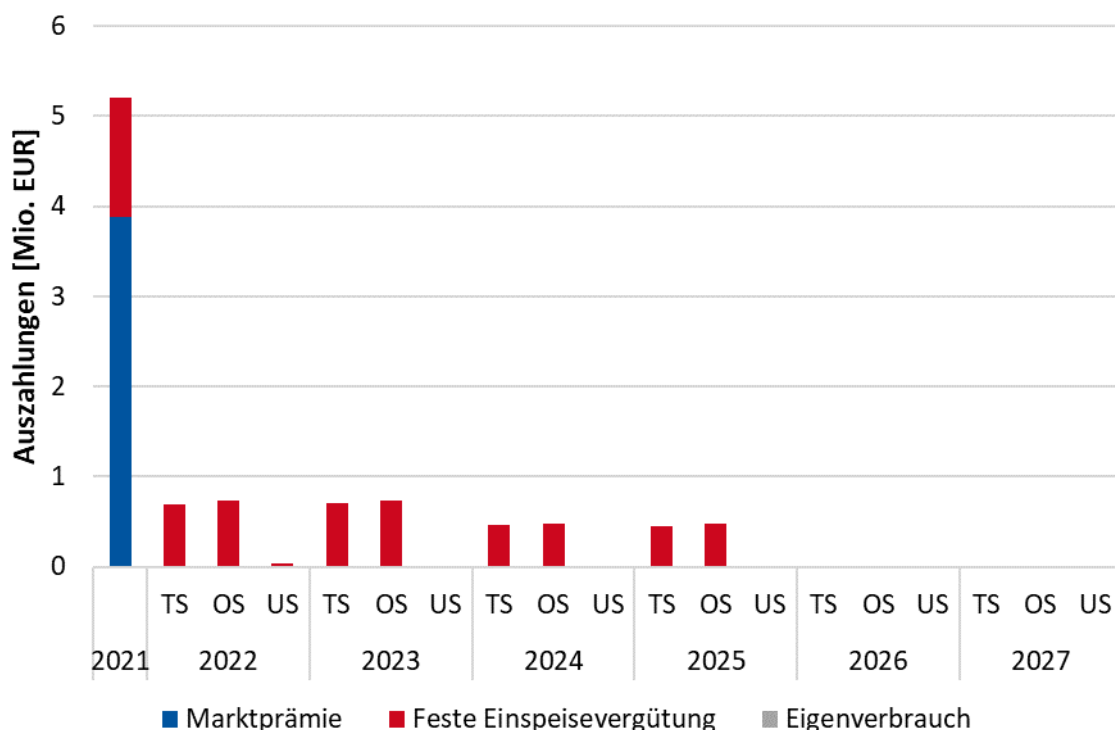


Abbildung 2-11: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Grubengas nach Veräußerungsform und Szenario bis 2027

2.4.7 Vermiedene Netzentgelte Grubengas

Die Arbeits- und Leistungspreise der vermiedenen Netzentgelte wurden anhand eines statistischen Ansatzes, basierend auf den Auszahlungen des Jahres 2021 für die betroffenen Anlagen berechnet. Anspruch auf vermiedene Netzentgelte besteht ausschließlich für Anlagen, die vor dem 1.1.2023 in Betrieb genommen wurden. Die prognostizierten vermiedenen Netzentgelte sind Tabelle 2-17 zu entnehmen.

Tabelle 2-17: Vermiedene Netzentgelte Grubengas

[Mio. EUR/a]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario	2,45	2,30	1,47	0,53	0,05	0,03	0,03
Oberes Szenario	2,45	2,41	1,56	0,56	0,05	0,03	0,03
Unteres Szenario	2,45	2,16	1,30	0,49	0,03	0,03	0,03

2.5 Biomasse

Historie der Technologie

Zur Stromerzeugung in EEG-Anlagen wird feste Biomasse, Biogas, Biomethan und flüssige Biomasse eingesetzt. EEG 2004 und EEG 2009 schufen Anreizeffekte für Biomasseanlagen und bewirkten dementsprechend einen dynamischen Zubau von Biomasseanlagen, der mit dem EEG 2012 zurückging. Im EEG 2014 wurde vermehrt Wert auf die Ausnutzung von Flexibilität der Biomasse gelegt und ein Flexibilitätszuschlag neben der bereits bestehenden Flexibilitätsprämie eingeführt. Mit der Einführung des EEG 2014 wurde ferner eine Begrenzung der EEG-Förderung der Stromerzeugung aus Biogasanlagen auf 50 % der jeweiligen Höchstbemessungsleistung einer Anlage reduziert. Seit dem Jahr 2017 werden für Biomasseanlagen Ausschreibungen durchgeführt. An diesen Ausschreibungen dürfen auch Bestandsanlagen teilnehmen.

2.5.1 Analyse der bisherigen Entwicklungen

Entwicklung der letzten zehn Jahre

Die Entwicklung der installierten Leistung von Biomasse seit 2010 ist in Abbildung 2-12 dargestellt. In den letzten zehn Jahren ist die installierte Leistung von Biomasseanlagen von etwa 5.505 MW im Jahr 2010 auf ca. 8.312 MW im Jahr 2021 angestiegen. In Abbildung 2-17 lassen sich die vorher beschriebenen Zubauphasen durch die Anreizeffekte der verschiedenen EEG beobachten. Während im Jahr 2011 noch ein Nettozubau von etwa 1.251 MW zu verzeichnen war, sank dieser in den Folgejahren deutlich ab. Seit Einführung der Ausschreibungen für Biomasse im Jahr 2017 sind diese stark unterzeichnet gewesen und dementsprechend auch die Zubauzahlen [36]. In den Jahren 2020 und 2021 wurden, alle Ausschreibungen zusammengerechnet, etwa 910 MW ausgeschrieben, zu denen lediglich Gebote in Höhe von ca. 273 MW eingingen und lediglich ca. 222 MW bezuschlagt wurden [36].

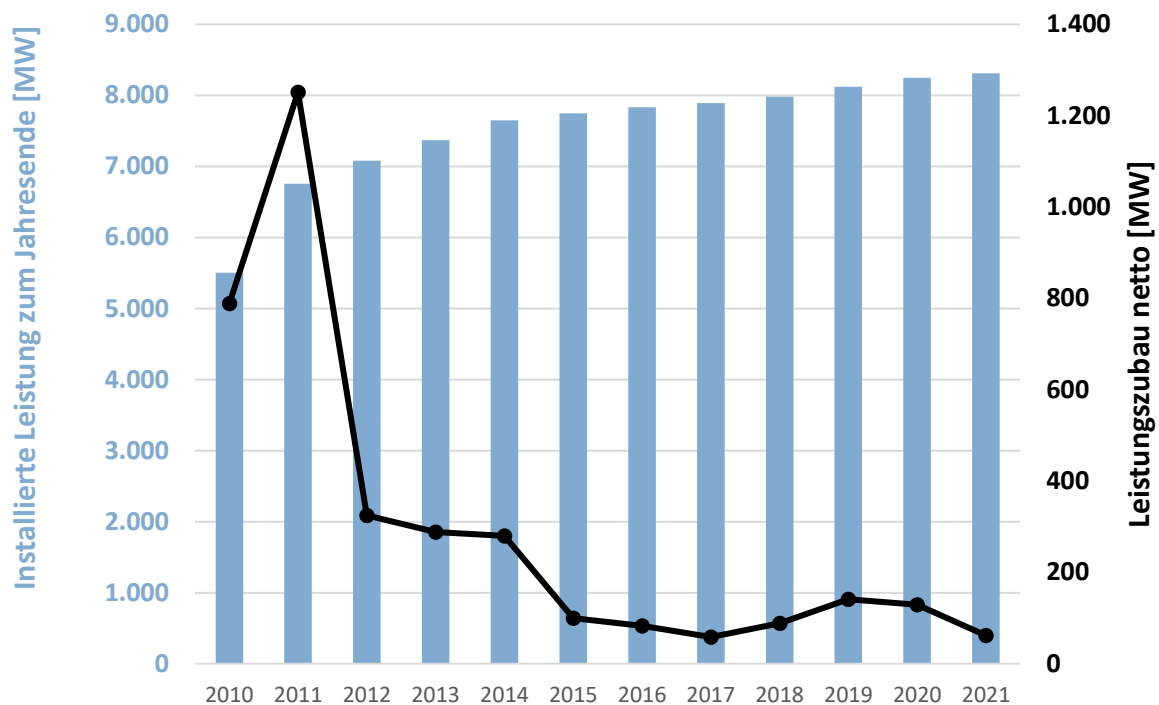


Abbildung 2-12: Leistung zum Jahresende sowie Nettozubau von Biomasse seit 2010 [11]

2.5.2 Leistungsentwicklung 2022 bis 2027

Förderbedingungen EEG

Das EEG 2023 konzentriert die Förderung der Biomasse vermehrt auf hochflexible Spitzenlastkraftwerke. Die Bioenergie soll als speicherbarer Energieträger vorwiegend systemdienlich eingesetzt werden und so einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Die Bundesregierung sieht im Jahr 2030 eine installierte Leistung von 8,4 GW vor (§ 4 Abs. 4 EEG 2023), was etwa dem Erhalt des Status Quo gleichkommt.

Der Höchstwert für Strom aus Biomasseanlagen reduziert sich im Jahr 2023 auf 16,07 ct/kWh. Die Degression des Höchstwerts sinkt ab 1. Januar 2024 jährlich um 1 %. Mit dem EEG 2023 reduziert sich ferner der zulässige Maisanteil bei der Biogaserzeugung. Derzeit beträgt dieser maximal 40 Masseprozent. Bis zum Jahr 2026 soll er sich auf 30 Masseprozent verringern. Die Anschlussförderung für Altholzanlagen nach § 101 EEG 2021 wurde im EEG 2023 gestrichen. Wie beim Grubengas hält die Europäische Kommission die Anschlussförderung für nicht vereinbar mit dem Beihilferecht.

Mit dem EEG 2023 wird der Förderanspruch für Biomasseanlagen verwirkt, die Biomethan einsetzen. Da Biomethan von der Bundesregierung als wertvoller Rohstoff angesehen wird, verschieben sich die Ausschreibungsvolumen von Biomasseanlagen hin zu Biomethananlagen. Im Jahr 2023 soll die Ausschreibungsmenge der Biomasseanlagen noch 600 MW betragen und jährlich um 100 MW abnehmen, bis in den Jahren 2026 bis 2028 noch jeweils 300 MW zu installierender Leistung ausgeschrieben werden (§ 28c Abs. 2 EEG 2023). Das Ausschreibungsvolumen kann sich ab dem Jahr 2026 allerdings um den Wert erhöhen, der in Summe in den Vorjahren nicht bezuschlagt worden ist (§ 28c Abs. 3 EEG 2023). Die Ausschreibungsmengen für Biomethananlagen werden mit dem Jahr 2023 bis zum Jahr 2028 jeweils auf 600 MW angehoben (§ 28d Abs. 2 EEG 2023). Eine Einschränkung der Förderung von Biomethananlagen sieht die Änderung in § 39m Abs. 2 Satz 1 EEG 2023 vor. So sinkt die Höchstbemessungsleistung von Biomethananlagen auf nunmehr 10 %.

Entwicklungspotentiale

Die ökonomischen Rahmen- und Förderbedingungen für Biomasseanlagen haben sich mit dem EEG 2023 kaum verändert. Aufgrund dessen und immer neuen technischen Anforderungen für Biomasseanlagen ist mit keinem Anstieg der installierten Leistung von Biomasse zu rechnen, maximal mit einem Erhalt des Status Quo, wie von der Bundesregierung gefordert, realistischerweise mit einer Reduktion von 2-3 % pro Jahr an installierter Leistung [7]. Dementsprechend basiert das Obere Szenario auf dem Erhalt des Status Quo, das Trendszenario sieht eine Abnahme von 2 % pro Jahr und das Untere Szenario von 3 % pro Jahr vor.

In den Jahren des Prognosezeitraums werden einige der Biomasseanlagen ausgefördert. Es ist anzunehmen, dass ein großer Teil der Anlagen ohne Förderung nicht weiterbetrieben werden. Im Fachinterview [7] wurde eine obere Schranke von 50 % der Anlagen geschätzt, die nach Förderende weiterbetrieben würden. Kleine Anlagen unter 100 kW haben keine Perspektive zum weiteren Betrieb ohne Förderung. Für das Obere Szenario wurde dementsprechend der Anteil der weiterbetriebenen Anlagen nach Förderende auf

50 %, im Trendszenario auf 30 % und im Unteren Szenario auf 10 % festgelegt.

Für Biomethananlagen wird die wirtschaftliche Attraktivität ebenfalls als gering eingeschätzt unter den Aspekten, dass mit Biomethan nur in hochflexiblen Anlagen höchstens an 10 % der Stunden eines Jahres Strom erzeugt werden darf. Ferner ist die Produktion von Biomethan aufwendig und die ausreichende Bereitstellung von Biomethan fraglich.

Im Oberen Szenario beträgt die installierte Leistung für Biomasseanlagen im Jahr 2027 etwa 8,4 GW, das Trendszenario mit ca. 7,5 GW und das Untere Szenario mit 7,0 GW liegen deutlich darunter. Tabelle 2-18 fasst die Prognose der Leistungsentwicklung für Biomasse in Deutschland bis 2027 zusammen.

Tabelle 2-18: Prognose der Leistungsentwicklung für Biomasse in Deutschland bis 2027

[MW]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario							
Zubau	114	328	229	82	362	568	447
Rückbau	52	337	355	259	541	749	573
Jahresbestand	8.269	8.283	8.157	7.980	7.801	7.620	7.494
Oberes Szenario							
Zubau	114	479	229	196	429	533	427
Rückbau	52	305	315	214	438	536	422
Jahresbestand	8.269	8.467	8.381	8.363	8.355	8.353	8.358
Unteres Szenario							
Zubau	114	264	240	109	121	591	533
Rückbau	52	350	462	333	370	836	744
Jahresbestand	8.269	8.207	7.983	7.738	7.489	7.244	7.034

2.5.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Methodische Vorgehensweise

Anhand der aggregierten Einspeisung von Biomassekraftwerken aus dem Jahr 2021 sowie anhand der Bewegungsdaten ermittelten Einspeisemengen wird kraftwerksscharf ein Einspeiseprofil unterstellt (vgl. Abschnitt 1.3). Für die Annahmen zum Weiterbetrieb der Anlagen wird das Jahr 2021 als führend angenommen. Zur Abbil-

dung der Unsicherheit über die Entwicklung der Vollbenutzungsstunden wird ein Korridor von rund 7 % unterstellt, um die Entwicklung des Oberen und Unteren Szenarios entsprechend abzubilden.

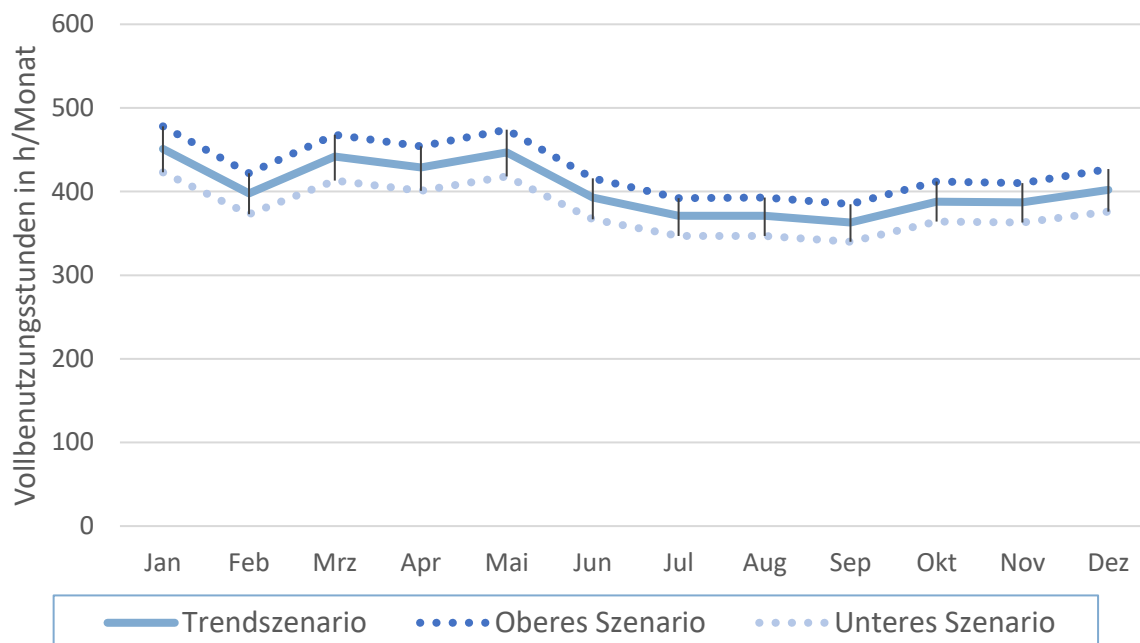


Abbildung 2-13: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Biomasse im Jahr 2023 nach Szenarien

Ergebnisse der Berechnung der Stromerzeugung und Vollbenutzungsstunden

Im Gegensatz zu den meisten Technologien der Mittelfristprognose kann im jährlichen Verlauf der Vollbenutzungsstunden nur eine geringe Saisonalität festgestellt werden (vgl. Abbildung 2-13). Durch die Außerbetriebnahme von alten Bestandsanlagen mit hohen Vollbenutzungsstunden wird im Trendszenario bis 2027 eine geringfügige Abnahme der Vollbenutzungsstunden unterstellt, die insgesamt einer Zunahme der Flexibilität entspricht. Derselbe Effekt kann auch im Oberen und Unteren Szenario beachtet werden, geht jedoch gemäß der Methode insgesamt von einem höheren bzw. niedrigeren Niveau der Vollbenutzungsstunden aus. Unterm Strich sinkt die Erzeugungsmenge im Trendszenario von 39,6 GWh in 2023 auf rund 36,1 GWh in 2027, was sich hauptsächlich durch die reduzierte Leistung und nachgelagert durch die erhöhte Flexibilität begründet. Die prognostizierte Entwicklung der Stromerzeugung 2021-2027 ist Tabelle 2-19 zu entnehmen.

Tabelle 2-19: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung aus Biomasse bis 2027

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	4.843	4.839	4.844	4.828	4.800	4.801	4.785
Stromerzeugung [GWh/a]	40.180	40.268	39.969	38.972	38.044	37.074	36.231
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	4.843	5.128	5.134	5.108	5.071	5.064	5.055
Stromerzeugung [GWh/a]	40.180	42.951	43.309	42.747	42.214	42.338	42.322
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	4.843	4.548	4.543	4.525	4.519	4.511	4.504
Stromerzeugung [GWh/a]	40.180	37.739	36.908	35.832	34.348	33.273	32.258

2.5.4 Marktwertfaktoren

Marktwert entspricht Monatsmittelwert

Der Marktwertfaktor für Strom aus Biomasse in der Direktvermarktung beträgt gesetzlich vorgegeben 1 (in Worten: eins). Der Marktwert entspricht bei Bestandsanlagen dem ermittelten Monatsmittelwert des Strompreises (Monatsmarktwert). Anlagen, die ab dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen werden, werden anhand des energieträgerspezifischen Jahresmarktwertes vergütet (vgl. Anlage 1 zu § 23a EEG 2023).

2.5.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2027

Veräußerungsformen bleiben gleich oder stagnieren

Dem Großteil der Biomassekraftwerke, rund 80 %, wird mit dem Ende 2021 und damit ab 2022 fortwährend unterstellt, dass sie eine direktvermarktende Veräußerungsform wählen. Dabei überwiegt die geförderte Direktvermarktung. Von einem stetigen Wechsel wird nicht ausgegangen. Anlagen, die aus historischen Gründen auch Ende 2021 in der festen Einspeisevergütung verblieben, behalten diese Veräußerungsform bis ans Ende der jeweiligen Förderdauer. Aufgrund ihrer Anlagengröße und der komplizierten Rahmenbedingungen wechseln bis 2027 nur wenige Anlagen in die Kategorie der ausgeförderten Anlagen und andernfalls in die sonstige Direktvermarktung. Tabelle 2-20 fasst die installierte Leistung je Veräußerungsform, Szenario und Jahr zusammen.

Tabelle 2-20: Installierte Leistung Biomasse nach Veräußerungsform bis 2027 je Szenario

[MW]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario							
Geförderte Direktvermarktung	7.099	7.425	7.346	7.229	7.030	6.828	6.322
Feste Einspeisevergütung	963	717	703	691	681	633	546
Sonstige Direktvermarktung	192	137	108	60	90	158	622
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	12	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	3	4	0	0	0	2	4
Jahresbestand	8.269	8.283	8.157	7.980	7.801	7.621	7.494
Oberes Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	7.099	7.545	7.512	7.559	7.340	7.097	6.599
Feste Einspeisevergütung	963	730	718	716	702	646	548
Sonstige Direktvermarktung	192	188	151	89	312	607	1.206
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	12	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	3	4	0	0	1	2	4
Jahresbestand	8.269	8.467	8.381	8.364	8.355	8.352	8.357
Unteres Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	7.099	7.370	7.232	6.998	6.752	6.556	6.135
Feste Einspeisevergütung	963	708	690	679	666	612	532
Sonstige Direktvermarktung	192	125	60	61	70	75	362
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	12	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	3	4	0	0	0	2	4
Jahresbestand	8.269	8.207	7.982	7.738	7.488	7.245	7.033

2.5.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2027

Vergleichsweise hohe Auszahlungsbeträge für Kraftwerke der Biomasse trotz hoher Strompreise

Anhand der installierten Leistung, den anlagenscharfen Vollbenutzungsstunden sowie Vergütungssätzen werden die EEG-Auszahlungen je Veräußerungsform bestimmt. Die Vergütungssätze bzw. anzulegenden Werte orientieren sich dabei an den anhand der Bewegungsdaten ermittelten Werten für Bestandsanlagen. Neue Anlagen sind ab einer bestimmten Größe ausschreibungspflichtig (vgl. § 42 ff. EEG 2023). Die Sätze zugebauter Anlagen werden, gemäß der gesetzlich festgelegten Werte oder an den gesetzlich festgelegten Höchstwerten für Ausschreibungen orientiert. Sofern je nach Anlagengröße und -alter anwendbar, werden die anzulegenden Werte gemäß der 4h- bzw. 6h-Regel angepasst, wovon jedoch nur zugebaute Anlagen größer 500 kW betroffen sind.

Im Vergleich mit anderen dargebotsunabhängigen Technologien ist das Förderniveau von Anlagen welche in die Kategorie von Biomasse fallen relativ und absolut höher. Trotz der als relativ hoch anzunehmenden Strompreise ist davon auszugehen, dass spätestens

2024 EEG-Auszahlungen in der Direktvermarktung wieder anfallen. Auch wenn das Niveau der Auszahlungen von 2021 in keinem Szenario wieder erreicht wird, ist dies ein wesentlicher Unterschied gegenüber anderen Anlagen. Das Niveau der Festpreisvergütung nimmt von 2023 stetig und konstant ab. Die berechneten Zahlungsbeträge sind in Abbildung 2-14 dargestellt.

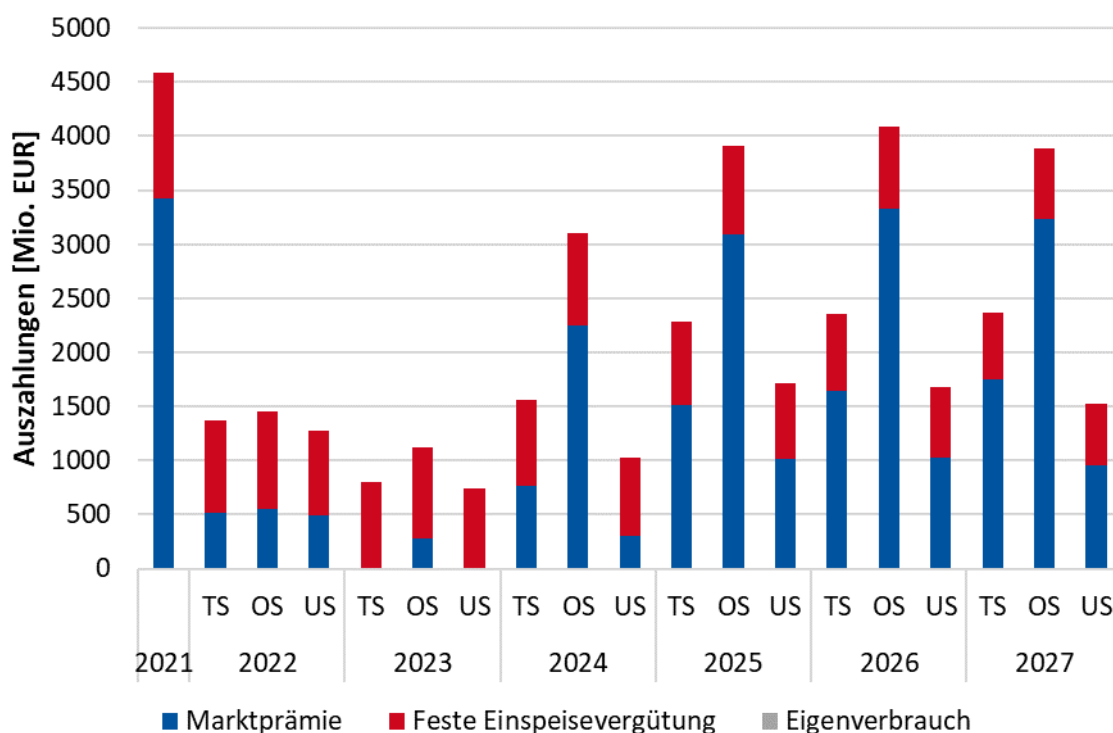


Abbildung 2-14: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Klärgas nach Veräußerungsform und Szenario bis 2027

2.5.7 Vermiedene Netzentgelte Biomasse

Die Arbeits- und Leistungspreise der vermiedenen Netzentgelte wurden anhand eines statistischen Ansatzes, basierend auf den Auszahlungen des Jahres 2021 für die betroffenen Anlagen berechnet. Anspruch auf vermiedene Netzentgelte besteht ausschließlich für Anlagen, die vor dem 1.1.2023 in Betrieb genommen wurden. Die prognostizierten vermiedenen Netzentgelte sind in Tabelle 2-21 zusammengefasst.

Tabelle 2-21: Vermiedene Netzentgelte Biomasse

[Mio. EUR/a]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario	267,78	252,53	247,44	238,98	221,49	194,31	163,16
Oberes Szenario	267,78	265,30	259,83	251,33	232,72	204,28	171,58
Unteres Szenario	267,78	239,07	233,04	225,42	208,91	183,14	153,72

2.6 Geothermie

Historie der Technologie

Die tiefe Geothermie in Deutschland wird vorwiegend als hydrothermale Geothermie zur Wärmergewinnung für Fernwärmenetze genutzt. Einige dieser Anlagen an Standorten mit sehr heißem Thermalwasser werden zusätzlich zur Stromerzeugung genutzt. Diese Standorte beschränken sich vor allem auf das Molassebecken im Süden Deutschlands und den rheinland-pfälzischen Teil des Oberrheingrabens.

2.6.1 Analyse der bisherigen Entwicklungen

Entwicklung der letzten zehn Jahre

Die Entwicklung der installierten Leistung verstromender Geothermie seit 2010 ist in Abbildung 2-15 dargestellt. Der Großteil der Geothermieranlagen, die auch zur Stromerzeugung genutzt werden, ist in den letzten zehn Jahren errichtet worden. Erkennbar ist, dass es nicht in jedem Jahr zu Zubauten kam. Am Ende des Jahres 2021 gab es zwölf Geothermieranlagen mit einer elektrischen Leistung von knapp 50 MW in Deutschland [11].

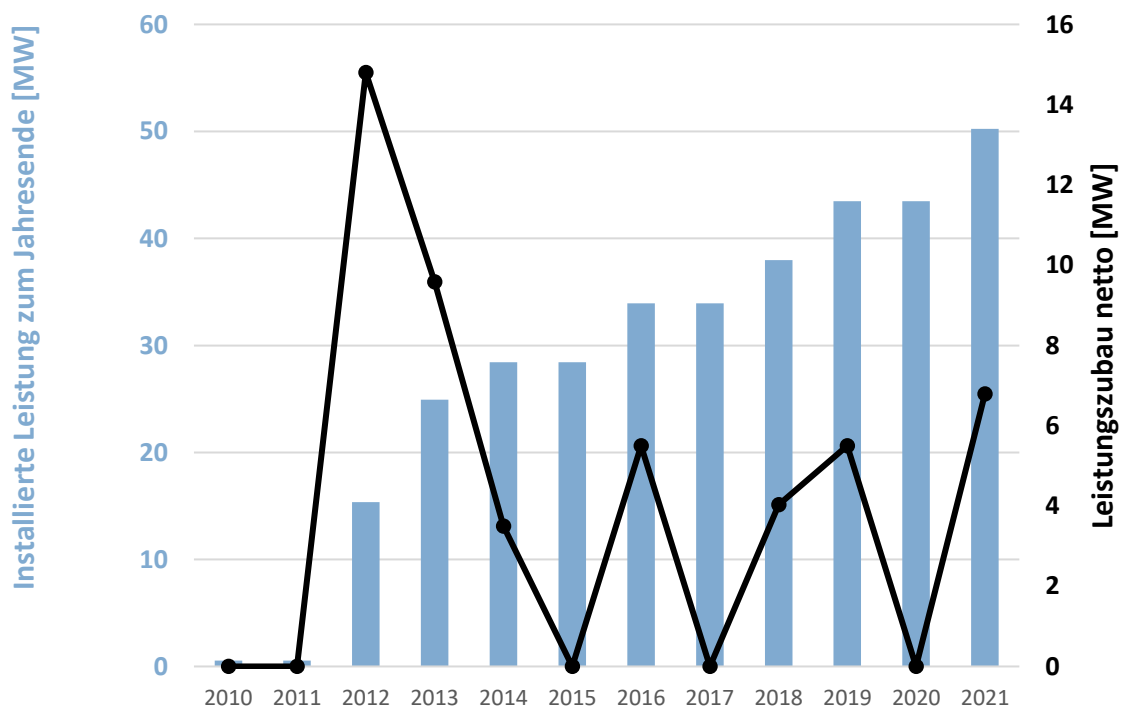


Abbildung 2-15: Leistung zum Jahresende sowie Nettozubau von Geothermie seit 2010 [11]

2.6.2 Leistungsentwicklung 2022 bis 2027

Förderbedingungen EEG

Die Förderbedingungen für Geothermie haben sich im EEG 2023 gegenüber dem EEG 2021 nicht verändert. Der anzulegende Wert beträgt 25,2 ct/kWh und verringert sich ab dem 1. Januar 2024 um 0,5 % pro Jahr.

Entwicklungspotentiale

Geographisch beschränken sich aufgrund der natürlichen Gegebenheiten die Entwicklungspotentiale der Geothermieanlagen zur Stromerzeugung weiterhin auf den Oberrheingraben und das Molassebecken in Süddeutschland. Die Prognose sieht einen Ausbau in den kommenden Kalenderjahren in jedem Szenario vor. Nach Recherche zu aktuellen Projekten und Planungen der Geothermie und unter Einbeziehungen der letztjährigen Entwicklungen fallen die Prognosewerte nicht so hoch aus wie in den Mittelfristprognosen der Vorjahre. Für das Obere Szenario wurde eine Steigerung der installierten Leistung von 20 % pro Jahr, im Trendszenario von 15 % und im Unteren Szenario von 10 % angenommen. Dies führt im Trendszenario zu einer installierten elektrischen Leistung von etwa 99 MW im Jahr 2027, zu 131 MW im Oberen und 79 MW im Unteren Szenario. Es wird weiterhin angenommen, dass im Prognosezeitraum keine Anlage stillgelegt wird. Tabelle 2-22 fasst die Prognose der Leistungsentwicklung für Geothermie in Deutschland bis 2027 in allen drei Szenarien zusammen.

Tabelle 2-22: Prognose der Leistungsentwicklung für Geothermie in Deutschland bis 2027

[MW]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario							
Zubau	7	0	8	12	12	12	16
Rückbau	0	0	0	0	0	0	0
Jahresbestand	50	50	58	70	82	94	110
Oberes Szenario							
Zubau	7	0	12	12	12	16	24
Rückbau	0	0	0	0	0	0	0
Jahresbestand	50	50	62	74	86	102	126
Unteres Szenario							
Zubau	7	0	8	12	12	0	8
Rückbau	0	0	0	0	0	0	0
Jahresbestand	50	50	58	70	82	82	90

2.6.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Methodische Vorgehensweise

Anhand der aggregierten Einspeisung von Geothermiekraftwerken aus dem Jahr 2021 sowie den anhand der Bewegungsdaten ermittelten Einspeisemengen wird kraftwerksscharf ein Einspeiseprofil unterstellt (vgl. Abschnitt 1.3). Für die Annahmen zum Weiterbetrieb der Anlagen wird das Jahr 2021 als führend angenommen. Zur Abbildung der Unsicherheit über die Entwicklung der Vollbenutzungsstunden wird ein Korridor von rund 7 % unterstellt, um die Entwicklung des Oberen und Unteren Szenarios entsprechend abzubilden. Das Ergebnis der Vollbenutzungsstunden für 2023 ist in Abbildung 2-16 dargestellt.

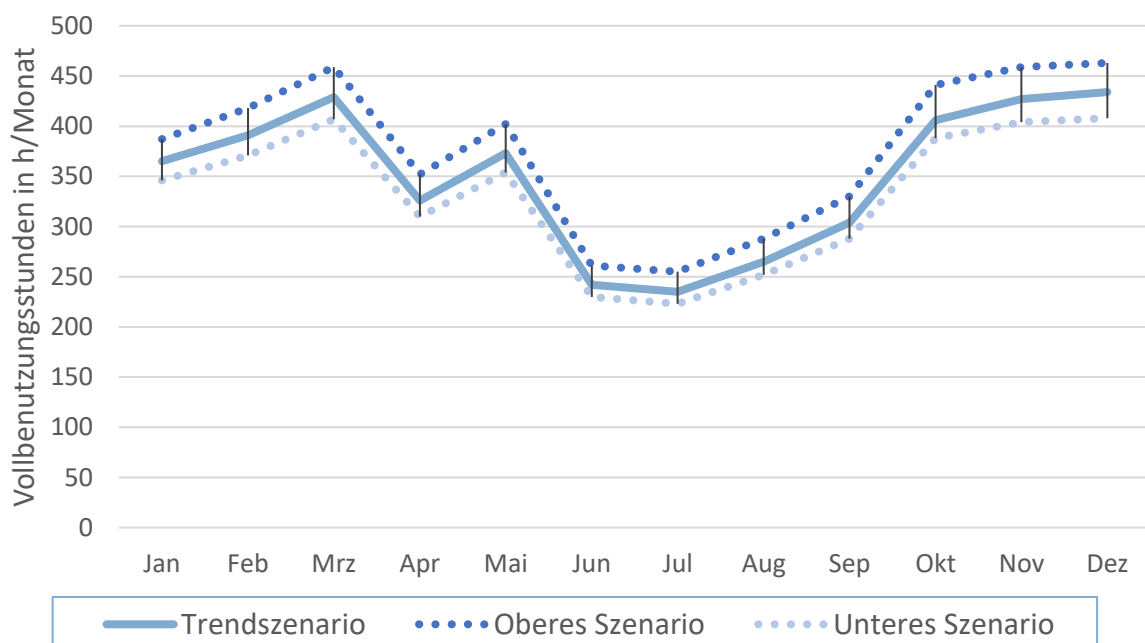


Abbildung 2-16: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Geothermie im Jahr 2023 nach Szenarien

Ergebnisse der Berechnung der Stromerzeugung und Vollbenutzungsstunden

Bislang existieren nur wenige Geothermiekraftwerke; darüber hinaus weisen die Bewegungsdaten für existierende Kraftwerke eine große Varianz der Vollbenutzungsstunden auf. Die unterstellten Vollbenutzungsstunden neuer Anlagen orientieren sich an den Benutzungsstunden der jeweiligen Ausbaugebiete. Insgesamt wird dadurch bis 2027 eine Zunahme der Vollbenutzungsstunden unterstellt, also eine gewisse Grundlastfähigkeit angenommen. In Verbindung mit einem zuversichtlichen Zubau von Geothermiekraftwerken im

Trendszenario verdoppelt sich die für 2027 erwartete Stromerzeugungsmenge gegenüber 2021/2022 (vgl. Tabelle 2-23), trägt mit 446 GWh jedoch nur unwesentlich mehr als ein Promille zur gesamten EE-Strommenge in diesem Szenario bei.

Tabelle 2-23: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung aus Geothermie bis 2027

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	4.180	4.188	4.237	4.316	4.390	4.412	4.452
Stromerzeugung [GWh/a]	210	210	236	279	361	391	456
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	4.180	4.439	4.498	4.600	4.669	4.696	4.748
Stromerzeugung [GWh/a]	210	223	254	315	403	444	545
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	4.180	3.937	3.983	4.057	4.127	4.127	4.145
Stromerzeugung [GWh/a]	210	198	222	262	339	339	364

2.6.4 Marktwertfaktoren

Marktwert entspricht Monatsmittelwert

Der Marktwertfaktor für Strom aus Geothermie in der Direktvermarktung beträgt gesetzlich vorgegeben 1 (in Worten: eins). Der Marktwert entspricht bei Bestandsanlagen dem ermittelten Monatsmittelwert des Strompreises (Monatsmarktwert). Anlagen, die ab dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen werden, werden anhand des energieträgerspezifischen Jahresmarktwertes vergütet (vgl. Anlage 1 zu § 23a EEG 2023).

2.6.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2027

Geothermie wird meist direktvermarktet

Geothermieranlagen werden bis auf wenige Ausnahmen in der geförderten Direktvermarktung vergütet. Der anzulegende Werte ist mit 25,2 ct/kWh gesetzlich festgelegt und sinkt nach 2024 jährlich um 0,5 bzw. 2 % (vgl. § 45 EEG 2023). Es wird angenommen, dass neue Anlagen die Direktvermarktung als Veräußerungsform wählen. Im Rahmen der Mittelfristprognose erreicht keine Anlage das Ende ihrer Förderdauer. Die installierte Leistung der Geothermie nach Veräußerungsform, Szenario und Jahr ist in Tabelle 2-24 zusammengefasst.

Tabelle 2-24: Installierte Leistung Geothermie nach Veräußerungsform bis 2027 je Szenario

[MW]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario							
Geförderte Direktvermarktung	47	47	55	67	79	91	107
Feste Einspeisevergütung	4	4	4	4	4	4	4
Sonstige Direktvermarktung	0	0	0	0	0	0	0
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	0	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	0	0	0	0	0	0	0
Jahresbestand	51	51	59	71	83	95	111
Oberes Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	47	47	59	71	83	99	123
Feste Einspeisevergütung	4	4	4	4	4	4	4
Sonstige Direktvermarktung	0	0	0	0	0	0	0
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	0	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	0	0	0	0	0	0	0
Jahresbestand	51	51	63	75	87	103	127
Unteres Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	47	47	55	67	79	79	87
Feste Einspeisevergütung	4	4	4	4	4	4	4
Sonstige Direktvermarktung	0	0	0	0	0	0	0
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	0	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	0	0	0	0	0	0	0
Jahresbestand	51	51	59	71	83	83	91

2.6.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2027

Auszahlungen an Geothermiekraftwerke relativ hoch und absolut gering mit zunehmender Tendenz

Anhand der installierten Leistung, den anlagenscharfen Vollbenutzungsstunden sowie Vergütungssätzen werden die EEG-Auszahlungen je Veräußerungsform bestimmt. Die Vergütungssätze bzw. anzulegenden Werte orientieren sich dabei an den anhand der Bewegungsdaten ermittelten Werten für Bestandsanlagen. Die Sätze zugebauter Anlagen werden, gemäß der gesetzlich festgelegten Werte und unter Berücksichtigung der Degressionsätze, bestimmt (§ 45 EEG). Sofern je nach Anlagengröße und -alter anwendbar, werden die anzulegenden Werte gemäß der 4h- bzw. 6h-Regel angepasst. Da Geothermiekraftwerke überwiegend nach 2021 zugebaut werden, sinkt dadurch der gesamte Auszahlungsbetrag des Oberen Szenarios entsprechend.

Entsprechend der Bewegungsdaten aus 2021 wählen nur sehr wenige Geothermiekraftwerke die Einspeisevergütung und bevorzugen die Direktvermarktung. Da die anzulegenden Werten weit über 20

ct/KWh liegen, werden Auszahlungsbeträge in allen Szenarien nach 2023 erwartet; der zunehmenden Leistung entsprechend mit zunehmender Tendenz. Die erwarteten Auszahlungsbeträge variieren damit 2027 zwischen rund 30 bis 60 Mio. EUR. Die mittelfristigen EEG-Auszahlungen sind in Abbildung 2-17 zusammengefasst.

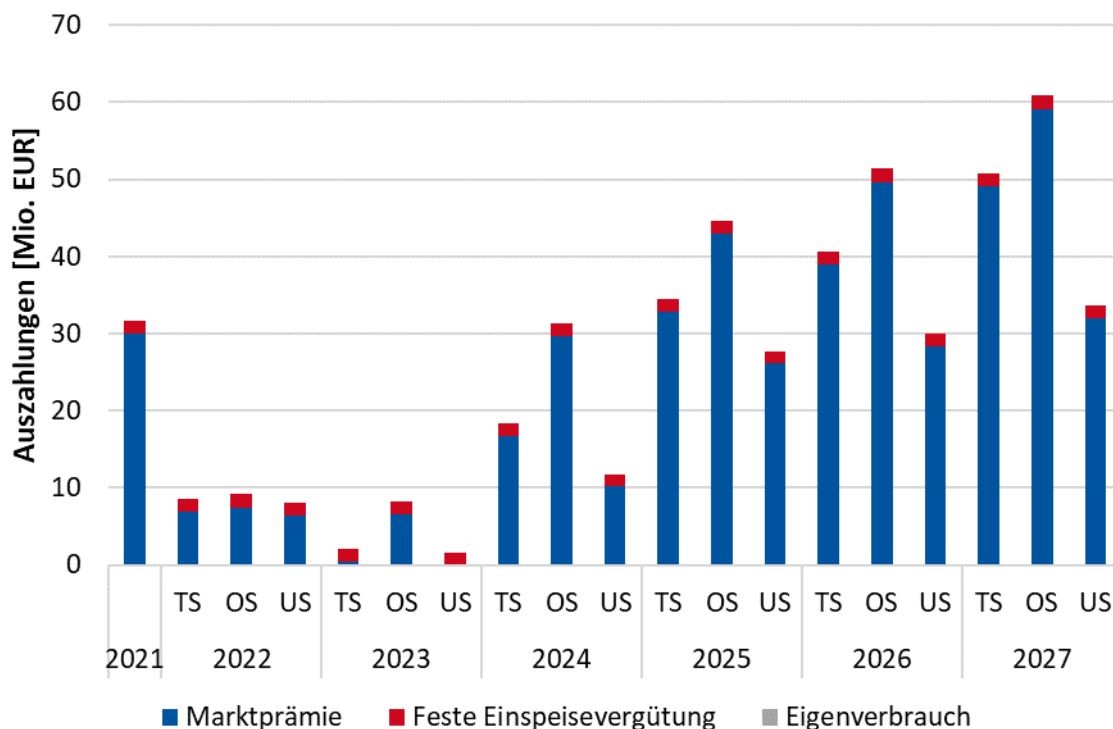


Abbildung 2-17: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Geothermie nach Veräußerungsform und Szenario bis 2027

2.6.7 Vermiedene Netzentgelte Geothermie

Die Arbeits- und Leistungspreise der vermiedenen Netzentgelte wurden anhand eines statistischen Ansatzes, basierend auf den Auszahlungen des Jahres 2021 für die betroffenen Anlagen berechnet. Anspruch auf vermiedene Netzentgelte besteht ausschließlich für Anlagen, die vor dem 1.1.2023 in Betrieb genommen wurden. Die prognostizierten vermiedenen Netzentgelte sind in Tabelle 2-25 enthalten.

Tabelle 2-25: Vermiedene Netzentgelte Geothermie

[Mio. EUR/a]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario	1,39	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,19
Oberes Szenario	1,39	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,24
Unteres Szenario	1,39	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,14

2.7 Windenergie an Land

Historie der Technologie

Bei der Windenergie an Land wird die kinetische Energie des Windes genutzt, um Strom zu erzeugen. Regional verteilt sich der größte Teil der Windenergie an Land in Deutschland vorwiegend auf die norddeutschen Bundesländer.

2.7.1 Analyse der bisherigen Entwicklungen

Entwicklung der letzten zehn Jahre

Die Entwicklung der installierten Leistung von Windenergie an Land seit 2010 ist in

Abbildung 2-18 dargestellt. Die installierte Leistung von Anlagen an Land ist in den letzten zehn Jahren in Deutschland von etwa 23 GW im Jahr 2010 auf ca. 54,8 GW in 2021 angestiegen. Während die Zubauraten bis ins Jahr 2017 grundsätzlich kontinuierlich gestiegen sind und sogar Nettozubauraten von bis zu 5,5 GW erreicht wurden, sind die Zubauzahlen seitdem stark gesunken. Die geringen Ausbauraten dieser Jahre lassen sich auf verschiedene Ursachen zurückführen. Diese umfassen lange Genehmigungsprozesse im Vorhinein sowie nachfolgend zusätzlich geringe Realisierungsquoten. Im Jahr 2021 lässt sich der geringste Nettozubau der letzten zehn Jahre mit etwa 913 MW verzeichnen.

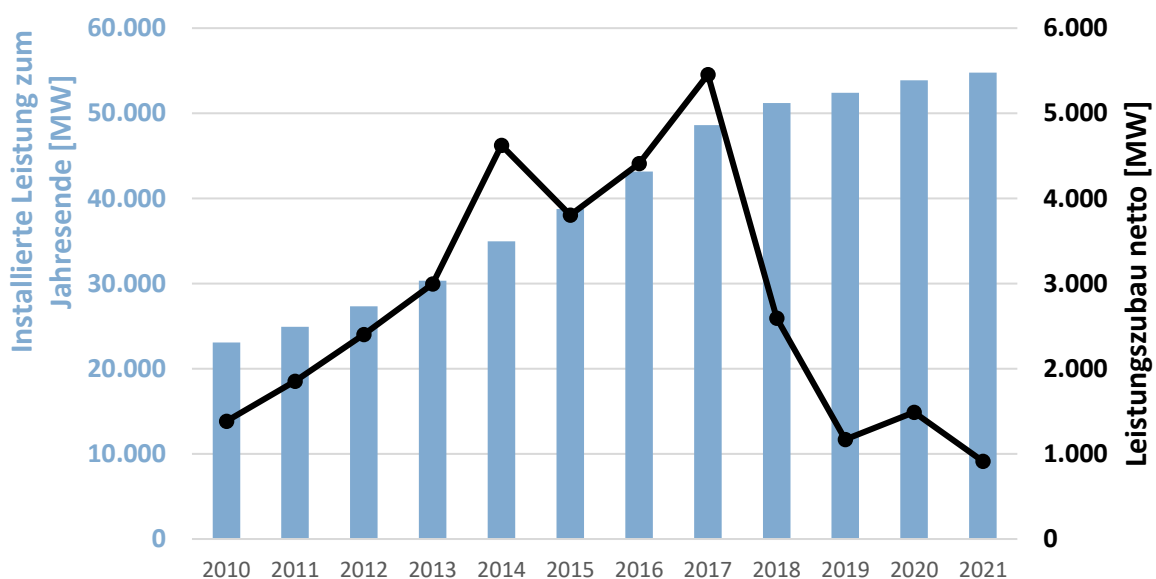


Abbildung 2-18: Leistung zum Jahresende sowie Nettozubau von Windenergie an Land seit 2010 [11]

2.7.2 Leistungsentwicklung 2022 bis 2027

Förderbedingungen EEG

Das EEG 2023 sieht einige Änderungen für die Förderbedingungen von Windenergieanlagen an Land in Deutschland vor. In § 4 EEG 2023 wird der neue Ausbaupfad der installierten Leistung von Windenergieanlagen an Land definiert. Dieser sieht unter anderem eine Anhebung der Ausbauraten auf ein Level von 10 GW pro Jahr vor, und eine installierte Leistung von 115 GW in 2030. Die Zwischenziele bis 2030 sind 64 GW in 2024, 84 GW in 2026 und 99 GW im Jahr 2028. Weitere Änderungen betreffen die maximale Leistung von Windenergieanlagen, die zur Förderung keinen Zuschlag der BNetzA benötigen. Nach § 22 Abs. 2 EEG 2023 wird diese Leistung von 750 kW auf nun 1.000 kW angehoben. Ebenso gilt dies für Windenergieanlagen an Land von Bürgerenergiegesellschaften mit einer installierten Leistung bis zu 18 MW. Nach § 28 EEG 2023 werden die Ausschreibungsvolumen und die Gebotstermine angepasst. Von 2023 bis 2028 sollen vier Ausschreibungstermine je Jahr stattfinden. Im Jahr 2023 wird das Ausschreibungsvolumen bei 12.840 MW, in den Jahren 2024 bis 2028 jeweils bei 10.000 MW liegen. Die Höchstwerte für Strom aus Windenergieanlagen an Land werden in § 36b von 6 ct/kWh auf 5,88 ct/kWh im Jahr 2023 verringert. Die Degression des Wertes setzt ab 2025 um 2 % pro Jahr ein (§ 36b Abs. 2 EEG 2023). Die Korrekturfaktoren in § 36h Abs. 1 EEG 2023 werden neu geregelt, um den Ausbau installierter Leistung an windschwächeren Standorten zu fördern. Ein neuer Korrekturfaktor für einen 50-Prozent-Standort wird eingeführt, der 1,55 beträgt. Der Faktor für 60-Prozent-Standorte wird ferner auf 1,42 angepasst.

Entwicklungspotentiale

Entwicklungspotentiale für den Zubau der Windenergie an Land sind in ganz Deutschland gegeben. Mit den anvisierten Ausschreibungsmengen der Bundesregierung für die kommenden Jahre, sowie der Einführung eines Korrekturfaktors für 50-Prozent-Standorte soll der finanzielle Anreiz und damit die installierte Leistung massiv erhöht werden und wieder eine gewisse Dynamik in den Genehmigungszahlen hervorgerufen werden. Ein weiterer Effekt, der sich positiv auf die Dynamik der Zubauzahlen der installierten Leistung von Windenergie an Land auswirken kann, ist die stärkere finanzielle Beteiligung von Kommunen. Im Gespräch mit Branchenvertretern wird dies

als positive Auswirkungen auf Genehmigungs- und Planungsverfahren gesehen. Aufgrund der niedrigeren Zubauzahlen in den vergangenen Jahren, sowie der gesamten Realisierungsdauer mit Projektierung und Gutachten, Genehmigung sowie Bau der Anlagen ist allerdings nicht davon auszugehen, dass diese gewünschte Dynamik der Zubauzahlen kurzfristig bereits erreicht wird [1, 3, 6].

Die durchschnittliche installierte Leistung bei den neu gebauten Anlagen wird in den nächsten Jahren weiter steigen. In beiden Fachinterviews wurde davon ausgegangen, dass sich wegen der Kostenvorteile bereits kurzfristig Windturbinen mit einer installierten Leistung von 4,5 bis 6 MW am Markt etablieren [1, 6]. Für den Prognosezeitraum wird daher bei Neuanlagen eine Windturbine der 5-MW-Klasse unterstellt. Das EEG 2023 fördert durch den zusätzlichen Korrekturfaktor bei 50-Prozent-Standorten den Ausbau von Windenergieanlagen an Land in windschwächeren Gebieten. Für den Prognosezeitraum wird aufgrund der bereits erwähnten Realisierungsdauern kurzfristig kein Hochlauf in den windschwächeren Gebieten erwartet [6], sodass die Zubauraten regional den historischen entsprechen.

In den Prognosezeitraum fallen die ersten Jahre, in denen bereits ausgeführte Anlagen am Netz sind und weitere hinzukommen. Für kleinere Anlagen mit einer Leistung von bis zu 750 kW ist anzunehmen, dass diese nach Förderende aufgrund ihrer hohen Fixkosten abgebaut werden. Größere Anlagen, insbesondere Anlagen mit einer installierten Leistung über 1,5 MW können bei anhaltend hohen Börsenpreisen ohne Förderung weiterbetrieben werden. Diesen Anlagen wird eine Stilllegung nach 30 Jahren unterstellt. Ein Repowering direkt nach Förderende wird in der Prognose vor allem für Standorte mit guten Windverhältnissen wie bspw. Schleswig-Holstein vorgesehen. Etwa 45 % der in 2021 ausgeführten Windenergieanlagen an Land können aus planungsrechtlichen Gründen am bisherigen Standort nicht repowert werden [6, 37]. Ausgeführte Anlagen ab 2025 werden voraussichtlich aber eine höhere Repoweringquote erfahren. Vorzeitige Stilllegungen von Anlagen werden auf Grundlage der Analyse der historischen Daten vorgenommen.

Das Obere Szenario orientiert sich an den Zielen der Bundesregierung bezüglich des Ausbaupfades nach § 4 EEG 2023. Für die anderen beiden Szenarien unterstellt die vorliegende Studie in Absprache mit Branchenvertretern [3, 6] einen progressiven Zubau, der zu Anfang des Prognosezeitraums moderat steigt und sich im Absoluten an den Zubauraten der Vorjahre anlehnt, gegen Ende des Prognosezeitraums aber stark wächst. Für das Obere Szenario ergibt sich eine installierte Leistung von 91,5 GW für das Jahr 2027, für das Trendszenario etwa 80,7 GW und für das Untere Szenario ungefähr 72,7 GW. Tabelle 2-26 fasst die Prognose der Leistungsentwicklung für Windenergie an Land in Deutschland bis 2027 für alle drei Szenarien zusammen.

Tabelle 2-26: Prognose der Leistungsentwicklung für Windenergie an Land in Deutschland bis 2027

[MW]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario							
Zubau	1.508	2.926	2.922	3.197	4.226	6.292	10.253
Rückbau	594	928	701	461	483	620	685
Jahresbestand	54.732	56.789	59.010	61.745	65.489	71.161	80.729
Oberes Szenario							
Zubau	1.508	3.179	5.202	8.002	7.936	8.136	8.206
Rückbau	594	928	704	473	506	636	706
Jahresbestand	54.732	57.041	61.539	69.068	76.499	83.999	91.498
Unteres Szenario							
Zubau	1.508	2.678	2.605	2.914	3.023	4.374	6.232
Rückbau	594	928	713	468	487	600	677
Jahresbestand	54.732	56.541	58.433	60.879	63.414	67.188	72.742

2.7.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Methodische Vorgehensweise

Zur Bestimmung plausibler Vollbenutzungsstunden in den jeweiligen Szenarien wurden synthetische Wetterjahre gebildet, anhand derer die durchschnittlichen sowie unter- und überdurchschnittlichen Monate der Wetterjahre 2011-2021 miteinander verglichen wurden. Ein Überblick der Methode sowie die Ergebnisse der entsprechenden Wetterjahre sind Abschnitt 1.3 zu entnehmen.

Kalibrierung des Zeitreihenmodells für Windenergie

Basisdaten der Berechnungsmethode sind die Re-Analysis Klimadaten ERA5 [20] in stündlicher Auflösung. Die neben den Daten für die Modellierung wichtigsten Eingangsdaten zur Berechnung von individuellen Windeinspeisezeitreihen sind die Windgeschwindigkeit, die Höhe der Windmessung bzw. des synthetischen Messpunktes, die Nabenhöhe der Windturbine zur Extrapolation der Wetterdaten sowie die Einspeisekennlinie. Da über die installierte Leistung einer Windturbine hinaus keine weiteren Daten den Stammdaten zu entnehmen waren, wurden anhand des EEG-Anlagenschlüssels verfügbare Daten über Nabenhöhe sowie Turbinentyp dem Marktstammdatenregister [12] entnommen. Insofern die Nabenhöhe oder Turbinentyp wahlweise unbekannt oder nicht zuordenbar waren, wurden auf Basis der installierten Leistung typische Anlagenkonfigurationen gewählt. Zur Berechnung der individuellen Zeitreihen wurde das Einspeisezeitreihentool windpowerlib [22] verwendet. Anhand des um Modellierungsparameter ergänzten Anlagenparks und den jeweils nächstgelegenen Datenpunkten zu Windgeschwindigkeiten wurde anhand des Wetterjahres 2021 eine erste Einspeisezeitreihe modelliert. Diese weist gegenüber der tatsächlichen Einspeisung in 2021 eine Differenz auf. Der Korrelationskoeffizient ist jedoch nahe 1, weswegen die ermittelten Zeitreihen anhand der tatsächlichen regionalen Einspeisemenge kalibriert werden können. Ergebnis des ersten Schrittes wart damit ein kalibriertes Zeitreihenmodell, das anschließend auf beliebige Wetterjahre und Anlagenparks angewandt werden kann.

Zusammenfassung der wichtigsten An- nahmen

In einem zweiten Schritt wurden anhand des Anlagenparks 2021 die Wetterjahre 2011-2021 auf ihre Einspeisung hin untersucht, um über-, unter- und durchschnittliche Monate zu bestimmen. Die Ergebnisse der synthetischen Wetterjahre wurden bereits in Abschnitt 1.3 vorgestellt. Zuletzt wurden zur Minimierung des Datenaufkommens für folgende Arbeitsschritte die erzeugten Zeitreihen je Postleitzahl normiert zusammengefasst. Je Postleitzahl wurde außerdem anhand der Einspeisekennlinie einer typischen 5-MW-Windturbine ein normiertes Einspeiseprofil für neu zu errichtende Windenergieanlagen je Postleitzahl erstellt, um Effizienzgewinnen neuer

Anlagen Rechnung tragen zu können. In Verbindung mit den Annahmen zum Ausbau der Windenergieanlagen kann die Stromerzeugung wahlweise aggregiert oder in stündlicher und regionaler Auflösung ermittelt werden. Die berechneten Vollbenutzungsstunden sind in Abbildung 2-19 dargestellt.

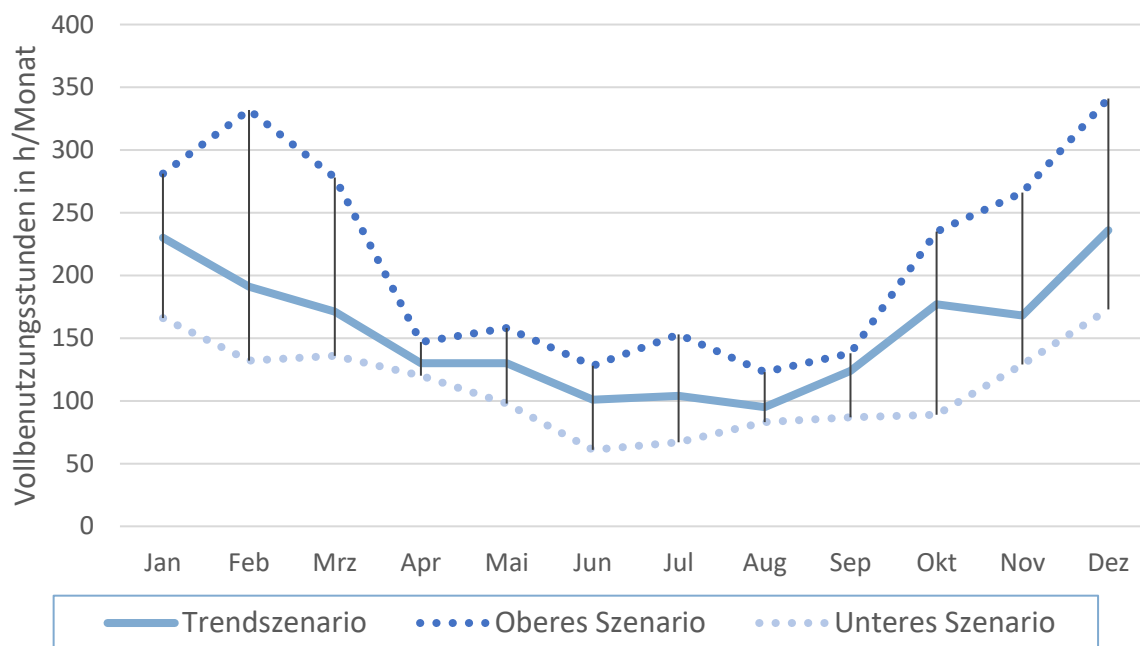


Abbildung 2-19: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Windenergie an Land im Jahr 2023 nach Szenarien

Ergebnisse der Berechnung der Stromerzeugung und Vollbenutzungsstunden

Die ermittelten Vollbenutzungsstunden weisen eine starke Saisonalität auf mit hoher Einspeisung und szenariobedingter Varianz im Winter und entsprechend weniger Einspeisung und Varianz in den Sommermonaten. Für das Trendszenario 2023 wurden anhand der vorgestellten Methode 1855 durchschnittliche Vollbenutzungsstunden ermittelt. Durch den Zubau neuer Turbinen wurde technologiebedingt eine Zunahme der durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden bis 2027 auf dann 1927 errechnet. Die Varianz über die Szenarien hinweg ist mit rund 1334 Stunden im Unteren und 2548 Stunden im Oberen Szenario 2023 beachtlich. In Kombination mit der Leistungsentwicklung wird daher für 2027 eine Gesamterzeugung von 147 TWh, bzw. eine Bandbreite von 97 TWh bis 236 TWh unterstellt. Die ermittelten Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugungsmengen sind in Tabelle 2-27 je Szenario und Jahr zusammengestellt.

Tabelle 2-27: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung aus Windenergie an Land bis 2027

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	1.623	1.839	1.855	1.874	1.883	1.902	1.927
Stromerzeugung [GWh/a]	88.544	102.232	107.515	112.790	120.011	130.475	147.255
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	1.623	2.548	2.579	2.616	2.643	2.671	2.690
Stromerzeugung [GWh/a]	88.544	141.739	152.162	171.906	193.348	215.212	237.006
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	1.623	1.334	1.342	1.356	1.361	1.372	1.385
Stromerzeugung [GWh/a]	88.544	74.062	77.097	80.330	84.904	89.850	97.234

2.7.4 Marktwertfaktoren

Berechnung der Marktwertfaktoren für Windenergie an Land

Die Marktwertfaktoren der Windenergie an Land berechnen sich anhand des Summenprodukts der stündlichen Erzeugung, multipliziert mit dem stündlichen Strompreis, welches durch die jeweilige Energiemenge und den Mittelwert des Strompreises geteilt wird. Die Marktwertfaktoren spiegeln damit technologiespezifisch die Erlöse wider, die am Strommarkt durchschnittlich erzielt werden können. Zur Berechnung der Auszahlungsbeträge für Bestandsanlagen werden die monatlichen Marktwertfaktoren verwendet. Anlagen, die ab dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen werden, werden anhand des energieträgerspezifischen Jahresmarktwertes vergütet (vgl. Anlage 1 zu § 23a EEG 2023).

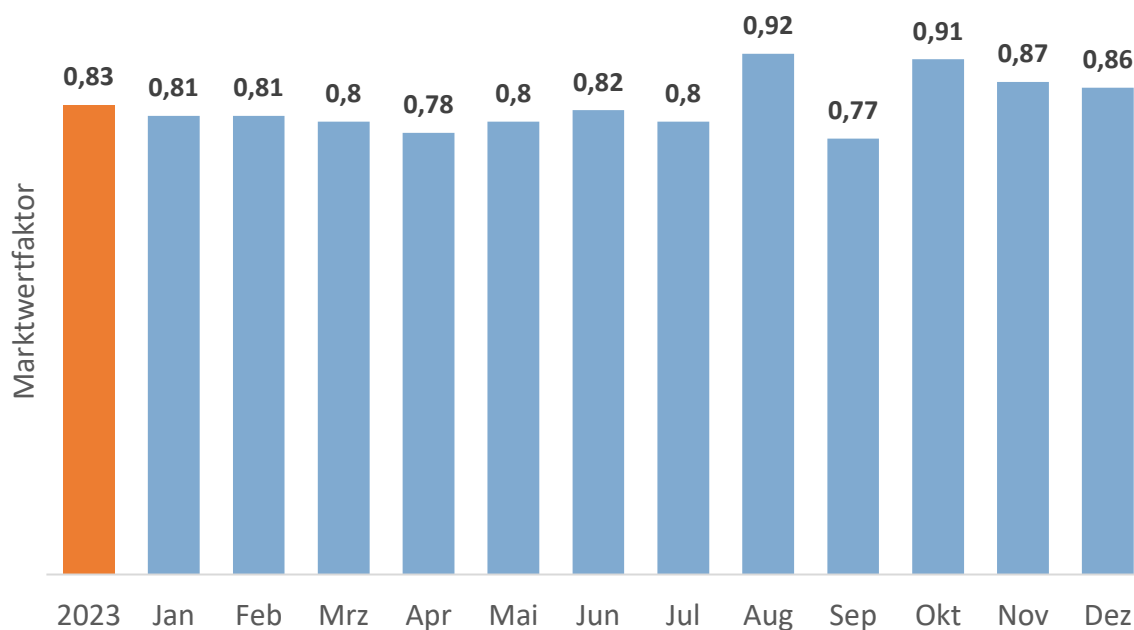


Abbildung 2-20: Marktwertfaktoren für Windenergie an Land im Jahr 2023 im Trendszenario

Marktwertfaktoren für Windenergie an Land sinken bis 2023 leicht

Die Entwicklung der monatlichen Marktwertfaktoren (sowie der Jahresmarktwertfaktor) im Trendszenario für das Jahr 2023 wird in Abbildung 2-20 dargestellt. Die für 2023 ermittelten Marktwertfaktoren orientieren sich in Höhe und Verlauf an den Marktwertfaktoren für 2021 und 2022. Gegenüber 2022 kann ein geringfügiges Sinken des Marktwertes verzeichnet werden. Ursächlich ist das in 2023 hohe Strompreisniveau, in welchem sich preissenkende Effekte durch Windenergieeinspeisung besonders bemerkbar machen.

Mittelfristig kann vereinzelt mit niedrigen Monatsmarktwerten für Windenergie gerechnet werden

Zusätzlich werden die jährlichen Marktwertfaktoren über alle Szenarien hinweg bis 2027 in Abbildung 2-21 dargestellt. Bis 2024 kann im Trendszenario zunächst ein leichter Anstieg durch das nun sinkende Strompreisniveau erkannt werden. Ab 2025, mit Zunahme des Ausbaus von Windenergie- und anderen EE-Anlagen, kann ein erneutes Sinken der Marktwertfaktoren beobachtet werden. Im Oberen Szenario ist ein extremes Sinken des jährlichen Marktwertfaktors auf 0,53 in 2027 zu beobachten. Auch wenn die zugrundeliegenden Annahmen ein Extrem darstellen, ist bei starkem EE-Ausbau mittelfristig davon auszugehen, dass Monatsmarktwerte vereinzelt auf ein vergleichbares Niveau sinken. Dies ist zusätzlich hervorzuheben, da

sich das Preisniveau im Oberen Szenario bereits deutlich unterhalb des Trendszenarios befindet.

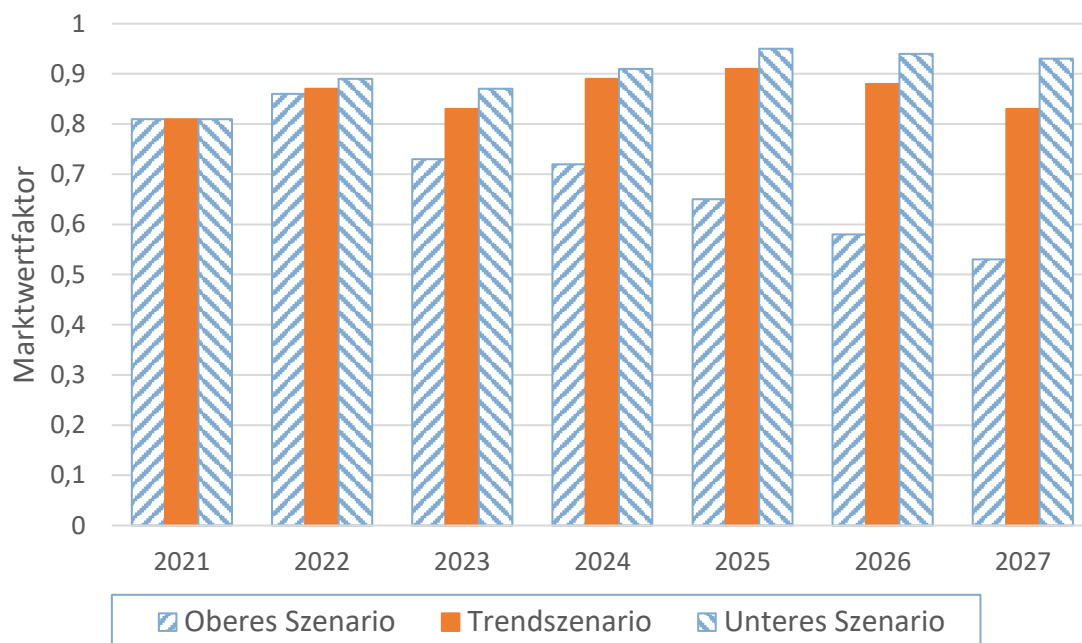


Abbildung 2-21: Marktwertfaktoren für Windenergie an Land nach Szenarien bis 2027

2.7.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2027

Veräußerungsformen bleiben gleich oder stagnieren

Bis auf wenige Einzelfälle werden Windenergieanlagen an Land mittels geförderter oder sonstiger Direktvermarktung vermarktet. Vermutlich als Reaktion auf das steigende Strompreisniveau wechselten einige der verbliebenen Anlagen von der Einspeisevergütung 2021 ebenfalls in die geförderte Direktvermarktung. Für Bestandsanlagen wird bis 2027 die bisherige Vermarktungsform, welche also 2021 zuletzt gewählt wurde, angenommen.

Bei Neuanlagen wird ausschließlich die geförderte Direktvermarktung gewählt. Eine Vermarktung anhand der sonstigen Direktvermarktung, bspw. durch ein Power Purchase Agreement (PPA), ist ebenfalls denkbar, jedoch fehlt eine Grundlage um diese Entwicklung plausibel abzuschätzen. Damit wird in allen Szenarien der „ungünstigste“ Fall angenommen, wobei insgesamt von einem sehr niedrigen Zahlungsanspruch auszugehen ist. Die anzulegenden Werte wurden anhand der Höchstpreise der zu erwartenden Ausschreibungen nach oben abgeschätzt (5,88 ct/kWh, 2 % Degression nach 2024, § 36b EEG 2023). Ferner werden im EEG 2023 neue

Regelungen für Neuanlagen kleiner 1 MW sowie Bürgerenergieanlagen festgelegt. Bei Ersteren wird kein signifikanter Ausbau erwartet. Die Regelungen zur Bürgerenergie haben keine Auswirkungen auf die jeweils anzulegenden Werte.

Nach Ende der Förderdauer steht Windenergieanlagen seit 2022 ausschließlich die sonstige Direktvermarktung zur Verfügung (vgl. § 25 Abs. 2 Nr. 2). Es wird davon ausgegangen, dass der Weiterbetrieb in der sonstigen Direktvermarktung bis zu einer Lebensdauer von 30 Jahren angestrebt wird. Einzig bei Windenergieanlagen in Schleswig-Holstein wird von einem Anlagenrückbau (mit anschließendem Neubau) ausgegangen (vgl. [6]). Die prognostizierte Leistung je Veräußerungsform, Szenario und Jahr ist in Tabelle 2-28 zusammengefasst.

Tabelle 2-28: Installierte Leistung Windenergie an Land nach Veräußerungsform bis 2027 je Szenario

[MW]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario							
Geförderte Direktvermarktung	50.599	50.678	50.855	51.332	53.417	57.611	65.322
Feste Einspeisevergütung	1.116	55	49	34	27	25	8
Sonstige Direktvermarktung	1.894	6.056	8.105	10.380	12.045	13.525	15.399
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	50	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	1.072	0	0	0	0	0	0
Jahresbestand	54.731	56.789	59.009	61.746	65.489	71.161	80.729
Oberes Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	50.599	50.931	53.350	58.584	64.269	70.324	76.005
Feste Einspeisevergütung	1.116	55	49	34	27	25	8
Sonstige Direktvermarktung	1.894	6.056	8.139	10.451	12.202	13.650	15.486
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	50	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	1.072	0	0	0	0	0	0
Jahresbestand	54.731	57.042	61.538	69.069	76.498	83.999	91.499
Unteres Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	50.599	50.430	50.284	50.470	51.366	53.704	57.429
Feste Einspeisevergütung	1.116	55	47	32	27	25	8
Sonstige Direktvermarktung	1.894	6.056	8.102	10.377	12.021	13.459	15.305
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	50	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	1.072	0	0	0	0	0	0
Jahresbestand	54.731	56.541	58.433	60.879	63.414	67.188	72.742

2.7.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2027

Auszahlungen an Windenergie sinken mittelfristig auf Null oder sind andersfalls von der 4h-Regel betroffen

Anhand der installierten Leistung, den anlagenscharfen Vollbenutzungsstunden sowie Vergütungssätzen werden die EEG-Auszahlungen je Veräußerungsform bestimmt. Die Vergütungssätze bzw. anzulegenden Werte orientieren sich dabei an den anhand der Bewegungsdaten ermittelten Werten für Bestandsanlagen. Die anzulegenden Werte zugebauter Anlagen werden anhand der Höchstwerte der weitestgehend verpflichtenden Ausschreibungen zuzüglich eines Korrekturfaktors gemäß Referenzertragsmodell bestimmt (§ 36h EEG). Sofern je nach Anlagengröße und -alter anwendbar, werden die anzulegenden Werte gemäß der 4h- bzw. 6h-Regel angepasst.

Sowohl im Unteren als auch Trendszenario werden bis 2027 keine Auszahlungen erwartet. Bis auf wenige Ausnahmen werden Windenergieanlagen im Zeitraum der Mittelfristprognose ausschließlich direktvermarktet. Das hohe Strompreisniveau, in Verbindung mit verhältnismäßig geringen anzulegenden Werten, hat zur Folge, dass sich Anlagen ohne Auszahlung einer Marktprämie entsprechend ihrer anzulegenden Werte an der Strombörse refinanzieren. Im Oberen Szenario jedoch tragen u.a. Windenergieanlagen zu einem Anstieg der Anzahl von Stunden mit negativem Marktpreis bei, sodass diese außerhalb der starken Windzeiten keine suffizienten Erlöse generieren und ein Auszahlungsanspruch entsteht. Durch Anwendung der 4h-Regel (bzw. 6h-Regel) sinkt der tatsächliche Zahlungsbetrag 2027 um fast ein Drittel (im Vergleich zur Nichtanwendung der 4h- bzw. 6h-Regel). Auch wenn dies keine besonderen Auswirkungen auf den hier behandelten Förderzeitraum hat, verlängert sich die Förderdauer der Anlagen entsprechend der Stunden, zu denen der anzulegende Wert zu Null angenommen wurde. Auch wenn es sich hierbei um eine Schätzung in einem Extremszenario handelt, kann festgehalten werden, dass bereits mittelfristig der Anspruch auf Verlängerung der Förderdauer in der Größenordnung von Monaten entstehen könnte. Diese Möglichkeit steht jedoch im starken Kontrast zum Trend- und Unteren Szenario und ist insgesamt sehr stark von der Entwicklung der Strompreise und der Entwicklung von flexiblen Verbrauchern, welche überschüssige Windenergie auf-

kaufen könnten - wodurch die Strompreise steigen könnten - abhängig. Die Entwicklung der Auszahlungen von Windenergieanlagen an Land ist in Abbildung 2-22 dargestellt.

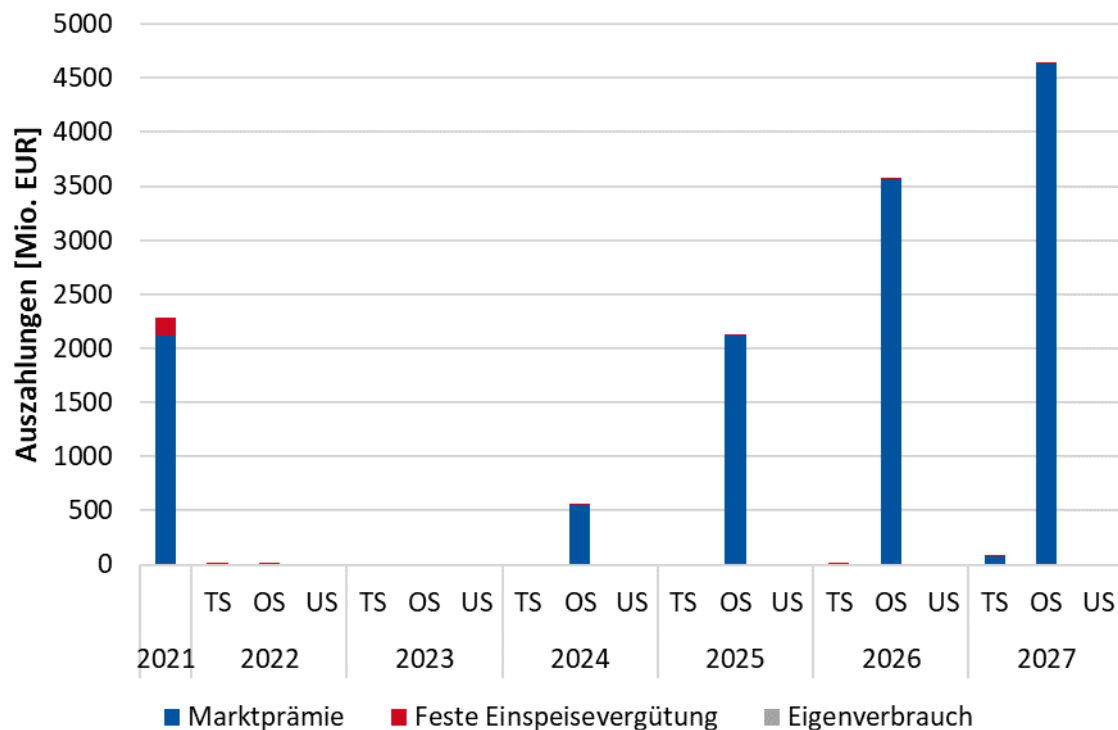


Abbildung 2-22: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie an Land nach Veräußerungsform und Szenario bis 2027

2.8 Windenergie auf See

Historie der Technologie

Windenergieanlagen auf See sind im EEG die jüngste Technologie. Die Idee Windenergieanlagen fernab der Küsten zu installieren erforderte insbesondere Konzepte zur Errichtung und Wartung sowie zum Anschluss ans Stromnetz. Der Ausbau musste zunächst mit Seerecht und Naturschutz abgewogen werden.

2.8.1 Analyse der bisherigen Entwicklungen

Entwicklung der letzten zehn Jahre

Die Entwicklung der installierten Leistung von Windenergie auf See seit 2010 ist in Abbildung 2-23 dargestellt. Die erste Windenergieanlage auf See wurde 2010 errichtet. Unter anderem angereizt durch hohe Vergütungssätze, erfolgte zwischen 2015 und 2019 ein starker Zubau. Seitdem stagniert der Ausbau. Im Jahr 2021 wurden keine neuen Anlagen in Betrieb genommen. Ungeachtet dessen konnten in den bisherigen Projekten wichtige Erfahrungen gesammelt werden, die zu einer starken Kostendegression führten.

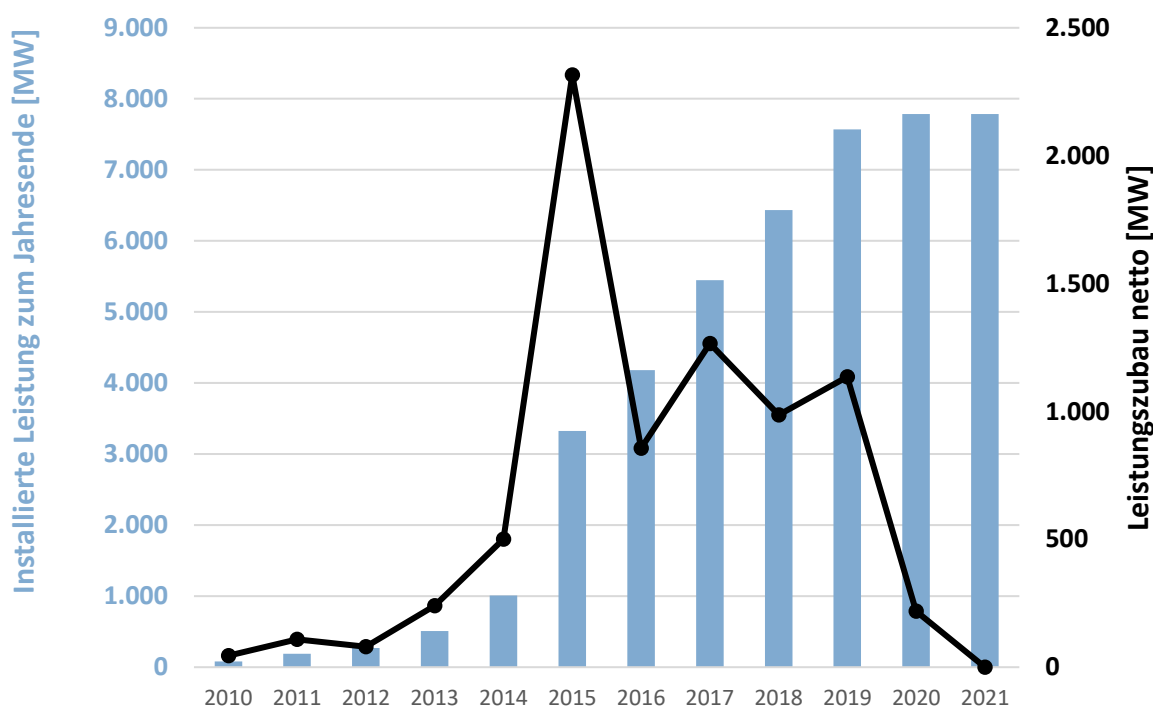


Abbildung 2-23: Leistung zum Jahresende sowie Nettozubau von Windenergie auf See seit 2010 [11]

2.8.2 Leistungsentwicklung 2022 bis 2027

Förderbedingungen EEG

Der Ausbau der Windenergie auf See erfolgt anhand von Ausschreibungen. Zur Errichtung müssen potentiell geeignete Flächen vorab auf ihre Eignung hin untersucht worden sein. Während die Flächenuntersuchung im Sinne des Windenergie-auf-See-Gesetzes (Wind-SeeG) bislang vor allem durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie beaufsichtigt und erst anschließend die Flächen zur Ausschreibung freigegeben wurde, wird mit der Novelle des Wind-SeeG 2023 wiederum eine Änderung angestrebt, nach der auch nicht voruntersuchte Flächen ausgeschrieben werden können. Außerdem sollen Ausschreibungen für bereits voruntersuchte Flächen vorgezogen werden.

Entwicklungspotentiale

Langfristiges Ziel der Novelle ist die Steigerung des Ausbaus der Windenergie auf See bis 2045 von vormals 40 GW auf 70 GW. Bei einer anzunehmenden Realisierungsdauer von rund 5 Jahren bei der Planung eines Windparks können die Änderungen mittelfristig nicht realisiert werden, sondern fallen in den Zeitraum nach 2027. Im Rahmen dieser Mittelfristprognose wurden daher alle Windparks ermittelt, die in Ausschreibungen einen Zuschlag erhielten und eine Errichtung bis 2027 anstreben, weswegen der Ausbaukorridor sich in den Szenarien nur geringfügig voneinander unterscheidet. Unter Hinzunahme von Einschätzungen der ÜNB wurden daher auch die Inbetriebnahmedaten zugunsten der Szenarien variiert. In der Nordsee wird im Trendszenario ausgehend von 7,0 GW in 2022 ein gesamter Zubau von rund 3,7 GW erwartet. In der Ostsee wird ausgehend von 1,1 GW eine Verdopplung auf 2,1 GW bis 2027 erwartet. Die prognostizierte Entwicklung der installierten Leistung wird in Tabelle 2-29 zusammengefasst.

Tabelle 2-29: Prognose der Leistungsentwicklung für Windenergie auf See in Deutschland bis 2027

[MW]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario							
Zubau	0	342	497	468	900	1.858	930
Rückbau	0	0	0	0	0	0	0
Jahresbestand	7.787	8.129	8.626	9.094	9.994	11.852	12.782
Oberes Szenario							
Zubau	0	589	476	242	1.800	958	930
Rückbau	0	0	0	0	0	0	0
Jahresbestand	7.787	8.376	8.852	9.094	10.894	11.852	12.782
Unteres Szenario							
Zubau	0	342	247	608	1.010	1.425	1.363
Rückbau	0	0	0	0	0	0	0
Jahresbestand	7.787	8.129	8.376	8.984	9.994	11.419	12.782

2.8.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Geschlossene Betrachtung von Windenergie an Land und auf See

Die Berechnung der Vollbenutzungsstunden für Windenergie auf See erfolgt analog und parallel zur Ermittlung der synthetischen Einspeisezeitreihen für Windenergie an Land, weswegen für eine methodische Beschreibung auf die Abschnitte 1.3 und 2.7.3 verwiesen wird. Abweichend von vorgängigen Prognosen werden die szenarioabhängigen Vollbenutzungsstunden geschlossen ermittelt. Während das primäre Ziel der synthetischen Wetterjahre zwar eine Abschätzung der Bandbreite möglicher Energiemengen ist, ist das sekundäre Ziel die Ermittlung von Marktwertfaktoren. Die Marktwertfaktoren von Windenergie auf See werden maßgeblich durch die Einspeisung an Land beeinflusst. Würden hier unterschiedliche Wetterjahre angenommen werden, korrelierten die Einspeisungen nicht miteinander und würden das Ergebnis der Marktwertfaktoren insgesamt verfälschen. Bei der Bestimmung der synthetischen Wetterjahre je Szenario wurden daher beide Technologien gemeinsam betrachtet.

Die Einspeisung der Windenergie auf See und an Land korrelieren nur begrenzt

Obwohl beide Windtechnologien und ihre Marktwerte stark voneinander beeinflusst werden, kann daraus nicht abgeleitet werden, dass ihre Einspeisung stark korreliert. Vorausgesetzt, dass Wind sowohl auf dem Meer, an der Küste und im Inland weht, bedeutet dies nicht, dass die Intensität der Windgeschwindigkeit an allen Standorten korreliert. Dies führt zum weniger intuitiven Ergebnis, dass im an

sich windstarken Oberen Szenario in Wintermonaten weniger Vollbenutzungsstunden ermittelt wurden als im Trendszenario. Im Oberen Szenario wurde eine starke Einspeisung an Land ermittelt – die Winde in der Nord- und Ostsee weisen nur durchschnittliche Vollbenutzungsstunden auf. In der Jahresbilanz sind die Vollbenutzungsstunden im Oberen Szenario dennoch am höchsten. Das Ergebnis der berechneten Vollbenutzungsstunde für Windenergie ist in Abbildung 2-24 dargestellt.

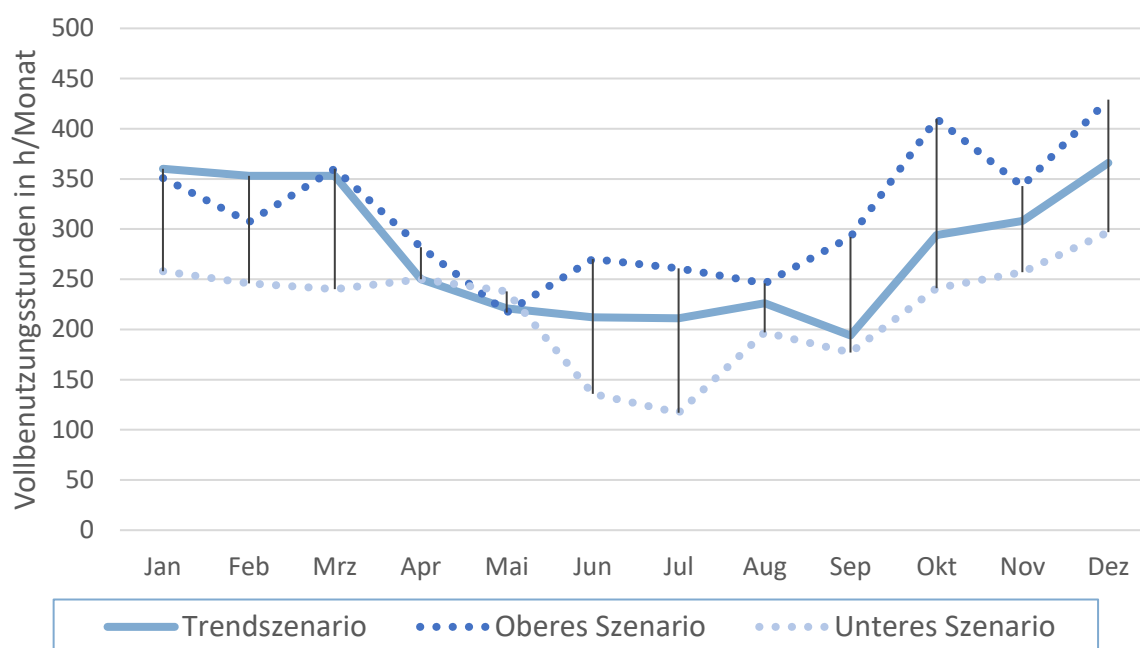


Abbildung 2-24: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Windenergie auf See im Jahr 2023 nach Szenarien

Ergebnisse der Berechnung der Stromerzeugung und Vollbenutzungsstunden

Wie die meisten Technologien weisen die monatlichen Vollbenutzungsstunden von Windenergieanlagen auf See eine Saisonalität auf, die jedoch unterjährig eine geringere Varianz aufweist, insbesondere im Mai und April. Bis 2027 wird eine geringfügige Zunahme der Vollbenutzungsstunden von rund 3350 in 2023 auf 3410 unterstellt. Primär durch den Zubau von neuen Windparks steigt die eingespeiste Energiemenge im Trendszenario von 28,1 TWh in 2023 auf 43,6 TWh in 2027. Die jährliche Stromerzeugung bis 2027 wird je Szenario in Tabelle 2-30 zusammengefasst.

Tabelle 2-30: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung aus Windenergie auf See bis 2027

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.084	3.326	3.349	3.380	3.378	3.397	3.411
Stromerzeugung [GWh/a]	24.015	26.229	28.129	30.655	32.172	39.593	43.599
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.084	3.711	3.767	3.802	3.829	3.844	3.863
Stromerzeugung [GWh/a]	24.015	29.473	32.159	34.576	41.709	45.090	49.382
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.084	2.708	2.656	2.749	2.753	2.763	2.776
Stromerzeugung [GWh/a]	24.015	21.365	22.000	24.405	25.783	30.816	34.865

2.8.4 Marktwertfaktoren

Berechnung der Marktwertfaktoren für Windenergie auf See

Die Marktwertfaktoren der Windenergie auf See berechnen sich anhand des Summenprodukts der stündlichen Erzeugung, multipliziert mit dem stündlichen Strompreis, welches durch die jeweilige Energiemenge und den Mittelwert des Strompreises geteilt wird. Die Marktwertfaktoren spiegeln damit technologiespezifisch die Erlöse wider, die am Strommarkt durchschnittlich erzielt werden können. Zur Berechnung der Auszahlungsbeträge für Bestandsanlagen werden die monatlichen Marktwertfaktoren verwendet. Anlagen, die ab dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen werden, werden anhand des energieträgerspezifischen Jahresmarktwertes vergütet (vgl. Anlage 1 zu § 23a EEG 2023).

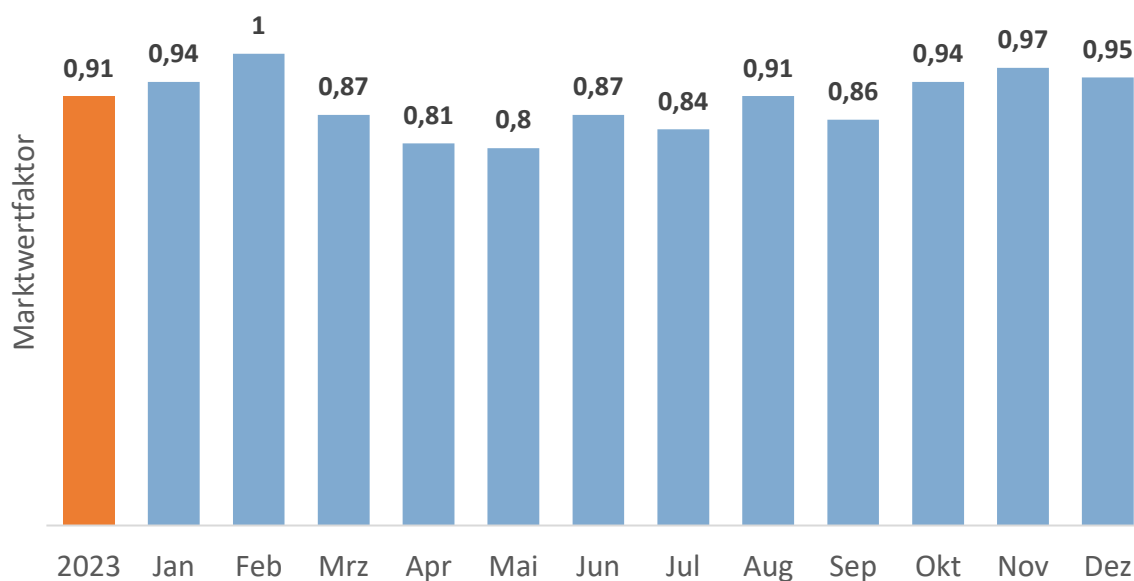


Abbildung 2-25: Marktwertfaktoren für Windenergie auf See im Jahr 2023 im Trendszenario

Keine signifikante Änderung der Marktwertfaktoren für Windenergie auf See bis 2023

Durch die gegenüber Windenergie an Land stetigere Einspeisung liegt der für Windenergie auf See bestimmte jährliche Marktwertfaktor für 2023 im Trendszenario rund 8 Prozentpunkte über denen des Pendants an Land. Durch die insgesamt geringere installierte Leistung sind die preissenkenden Effekte vergleichbar geringer, sodass sich die Saisonalität der Einspeisung auch in den monatlichen Marktwertfaktoren niederschlägt (vgl. Abbildung 2-25). Während die Marktwerte im Sommer mit denen der Windenergie an Land verglichen werden können, erzielt Windenergie auf See im Winter deutlich höhere Erlöse.

Mittelfristig robustere Marktwertfaktoren

Im Trendszenario ist bis 2023 keine signifikante Änderung der jährlichen Marktwertfaktoren zu erkennen (vgl. Abbildung 2-26). Insgesamt ist die Entwicklung mit den Marktwertfaktoren von Windenergie an Land zu vergleichen, wobei das Niveau höher und die szenariospezifische Bandbreite weniger signifikant ausfällt. Durch den methodischen Ansatz, die Stromerzeugungsmengen von Windenergie an Land und See zu koppeln, kann 2022 im Oberen und Unteren Szenario ein höherer Marktwertfaktor als im Trendszenario beobachtet werden. 2023 und 2024 sind die Marktwertfaktoren des Unteren Szenarios mit dem Trendszenario gleichauf. Mittelfristig ist die Entwicklung des Marktwertes von Windenergie auf See weniger

stark vom Ausbau anderer Anlagen betroffen, bspw. wie Windenergie an Land (oder Photovoltaik).

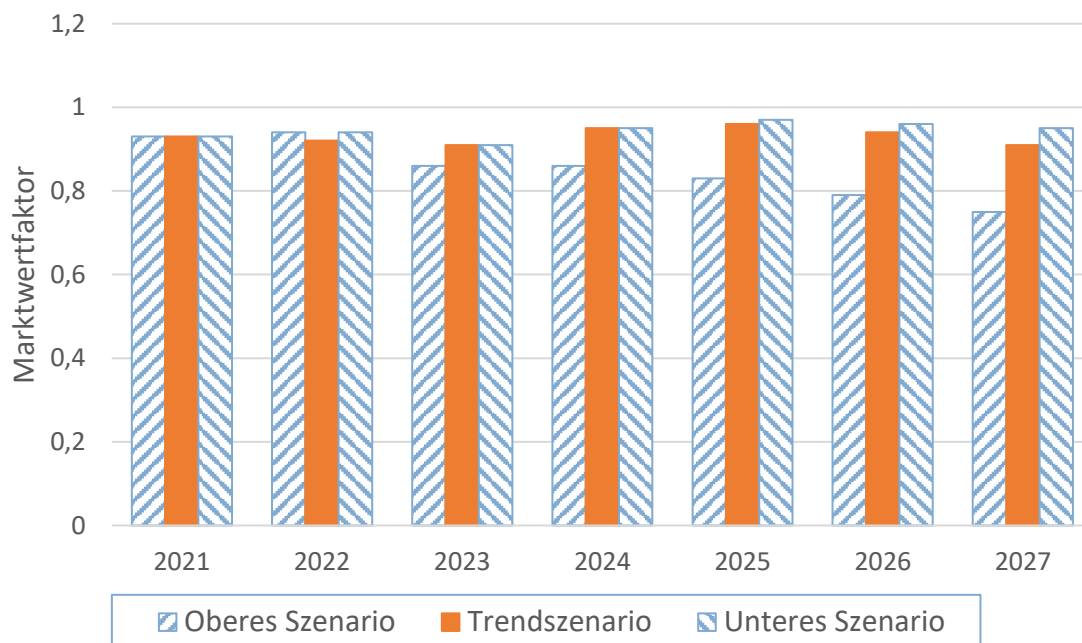


Abbildung 2-26: Marktwertfaktoren für Windenergie auf See nach Szenarien bis 2027

2.8.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2027

Windenergie auf See wird direktvermarktet

Seit Einführung der Direktvermarktung wird Windenergie auf See ausschließlich direkt vermarktet. Neben der geförderten Direktvermarktung wechselten Anlagen in der Vergangenheit sporadisch auch in die sonstige Direktvermarktung. Die Gründe dafür können vielseitig sein. Im Rahmen dieser Mittelfristprognose wurde die Vermarktungsform für Bestandsanlagen so gewählt, wie sie sich zuletzt bis 2021 gemäß Bewegungsdaten ergab. Zugebaute Anlagen werden automatisch der (geförderten) Direktvermarktung zugeordnet. Die anzulegenden Werte wurden anhand von Veröffentlichungen je Anlagenpark recherchiert [38 bis 41]. Insofern die anzulegenden Werte nicht veröffentlicht wurden, wurden diese auf Basis verfügbarer Veröffentlichungen geschätzt. Anlagen, welche in einem Ausschreibungsverfahren einen Zuschlag in Höhe von 0 ct/kWh erhielten, werden außerdem der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet. Die prognostizierte Entwicklung der installierten Leistung je Veräußerungsform ist in Tabelle 2-31 zusammengefasst.

Tabelle 2-31: Installierte Leistung Windenergie auf See nach Veräußerungsform bis 2027 je Szenario

[MW]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario							
Geförderte Direktvermarktung	7.787	7.615	8.112	8.580	8.580	8.580	8.580
Feste Einspeisevergütung	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige Direktvermarktung	0	513	513	513	1.413	3.271	4.201
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	0	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	0	0	0	0	0	0	0
Jahresbestand	7.787	8.128	8.625	9.093	9.993	11.851	12.781
Oberes Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	7.787	7.862	8.339	8.580	8.580	8.580	8.580
Feste Einspeisevergütung	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige Direktvermarktung	0	513	513	513	2.313	3.271	4.201
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	0	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	0	0	0	0	0	0	0
Jahresbestand	7.787	8.375	8.852	9.093	10.893	11.851	12.781
Unteres Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	7.787	7.615	7.862	8.470	8.580	8.580	8.580
Feste Einspeisevergütung	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige Direktvermarktung	0	513	513	513	1.413	2.838	4.201
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	0	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	0	0	0	0	0	0	0
Jahresbestand	7.787	8.128	8.375	8.983	9.993	11.418	12.781

2.8.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2027

EEG-Auszahlungen für Windenergie von Bestandsanlagen abhängig

Anhand der installierten Leistung, den anlagenscharfen Vollbenutzungsstunden sowie Vergütungssätzen werden die EEG-Auszahlungen je Veräußerungsform bestimmt. Die Vergütungssätze bzw. anzulegenden Werte orientieren sich dabei an den anhand der Bewegungsdaten ermittelten Werten für Bestandsanlagen. Die anzulegenden Werte zugebauter Anlagen werden anhand der Ergebnisse der veröffentlichten Ausschreibungen bemessen. Sofern je nach Anlagengröße und -alter anwendbar, werden die anzulegenden Werte gemäß der 4h- bzw. 6h-Regel angepasst. Von der Regelung sind jedoch nicht alle Anlagen betroffen: im Bestand wurde rund die Hälfte der Anlagen vor 2016 errichtet. Neuanlagen werden bis auf wenige Ausnahmen mit einem anzulegenden Wert von 0 ct/kWh berechnet, sodass ein Senken des anzulegenden Werts auf 0 ct/kWh ohnehin keine Auswirkung auf die Auszahlungen hat.

Aus demselben Grund erfolgen Auszahlungen für Windenergieanlagen auf See bis 2027 überwiegend an Bestandsanlagen, welche insbesondere im Altbestand vergleichbar hohe Vergütungssätze aufweisen und mit abnehmenden Strompreisen ab 2023 daher Vergütungen erhalten, welche im Oberen Szenario 2027 sogar das Niveau von 2021 übersteigen. Auszahlungen erfolgen ausschließlich in der geförderten Direktvermarktung. Im Trendszenario werden für 2023 keine Auszahlungen erwartet. Mit Abnahme der Strompreise werden für 2027 im Trendszenario Auszahlungen in Höhe von rund 1,4 Mrd. EUR erwartet. Die Auszahlungen je Szenario und Jahr sind in Abbildung 2-27 zusammengefasst.

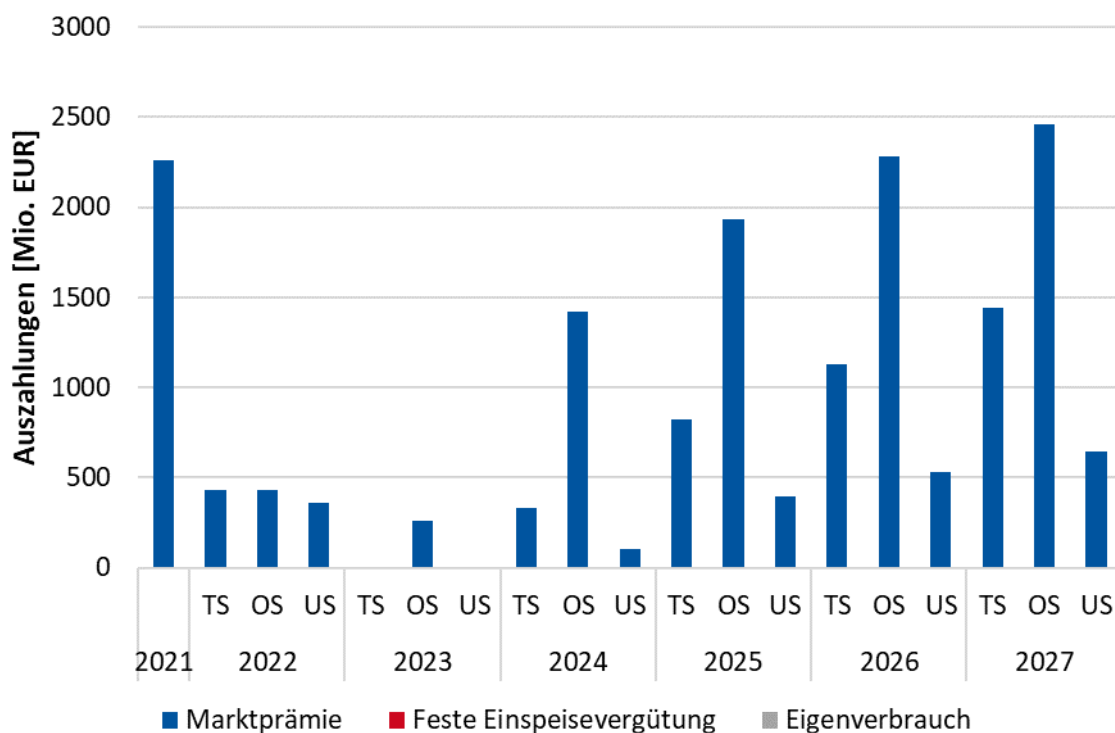


Abbildung 2-27: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie auf See nach Veräußerungsform und Szenario bis 2027

2.9 Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen

Historie der Technologie

Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen bzw. Photovoltaik-Gebäudeanlagen oder auch Anlagen „solarer Strahlungsenergie des zweiten Segments“ erhalten seit dem EEG 2002 eine Förderung. Seitdem erfuhr die Photovoltaik eine starke Degression der Kosten.

2.9.1 Analyse der bisherigen Entwicklungen

Entwicklung der letzten zehn Jahre

Die Entwicklung der installierten Leistung Solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen der letzten zehn Jahre ist in Abbildung 2-28 dargestellt. War bis Ende der 2000er ein starker Zuwachs von EE-Anlagen zu verzeichnen, brach dieser Anfang der 2010er durch Anpassung der Fördersätze nach und nach ein und erreicht 2015 seinen Tiefpunkt. Insbesondere die Einführung des „atmenden Deckels“ im EEG 2012 hatte zur Folge, dass die Kostendegression von Photovoltaikanlagen der Degression der Fördersätze ab einem gewissen Zeitpunkt nicht mehr folgen konnte. Spätestens seit 2017 kann wieder eine Zuwachszunahme verzeichnet werden. Dies steht einerseits im Zusammenhang mit Anreizen zum Eigenverbrauch und andererseits mit dem Erreichen einer gewissen Marktreife sog. Heimspeicher, also Batterien zur Maximierung des Eigenverbrauchs und einer bis zuletzt anhaltenden Kostendegression von Photovoltaiksystemen.

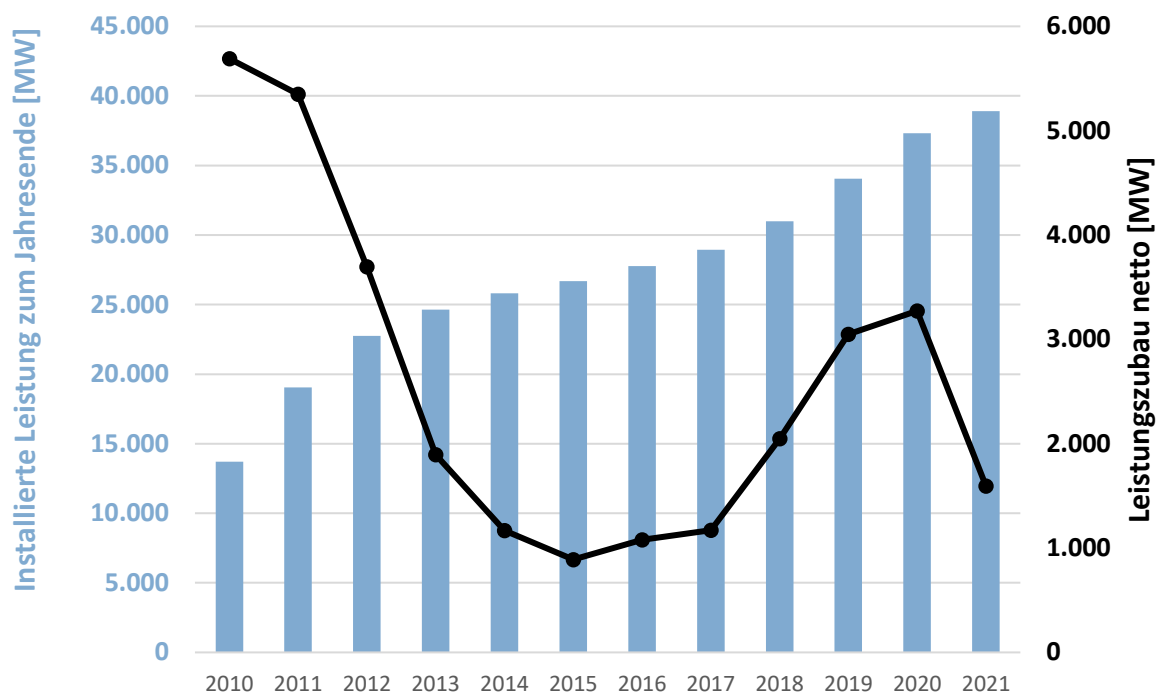


Abbildung 2-28: Leistung zum Jahresende sowie Nettozubau von solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen seit 2010 [11]

2.9.2 Leistungsentwicklung 2022 bis 2027

Förderbedingungen EEG

Anlagen solarer Strahlungsenergie des zweiten Segments können grob in kleine Anlagen, meist deutlich unterhalb der gesetzlich relevanten Grenze von 100 kW, und große, überwiegend gewerbliche Anlagen unterteilt werden. Konsistent zu den anderen Technologien dürfen Anlagen größer 100 kW ausschließlich eine Direktvermarktungsform wählen, während unterhalb dieser Grenze die Veräußerungsformen vielseitiger sind.

Mit der Novelle des EEG 2023 wird der „atmende Deckel“ abgeschafft und die Degression der Fördersätze bis 2024 ausgesetzt. Ohnehin werden leicht erhöhte Vergütungssätze festgelegt. War für kleine Photovoltaikanlagen zuletzt nur noch der Eigenverbrauch wirtschaftlich, werden mit der Novelle außerdem die Vergütungssätze für direkt einspeisende Photovoltaikanlagen deutlich angehoben.

Insgesamt sollen Ausschreibungsvolumen steigen. Im Gegensatz zu den Vorjahren unterscheiden Ausschreibungen solarer Strahlungsenergie nun nach dem ersten und zweiten Segment (Freifläche und

Gebäude), wodurch ein Anschub des zweiten Segments erwartet werden kann. Absehbar machen die Ausschreibungsvolumen des zweiten Segments jedoch nur rund ein Zehntel der gesamten Ausschreibungsmenge für solare Strahlungsenergie aus.

Entwicklungspotentiale

Insgesamt kann von einem starken Entwicklungspotential der Solaren Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen ausgegangen werden. Insbesondere jüngste Entwicklungen haben Strom aus Photovoltaikanlagen nicht bloß bezahlbar, sondern wettbewerbsfähig gemacht, weswegen kurzfristig auch bereits ohne Anreize von einem erstarkten Ausbau auszugehen wäre. Durch die jüngsten Anpassungen des EEGs sind die Förderbedingungen auch mittelfristig als ausreichend einzuschätzen, die neuen, adjustierten Ziele der Bundesregierung zu erreichen. Der Ausbau der Photovoltaik ist kurz- bis mittelfristig vor allem durch globale Lieferengpässe sowie fehlende Handwerksbetriebe zur Umsetzung beeinträchtigt. Kurzfristig kommen bereits geschilderte Umstände bei der Inbetriebnahme hinzu (vgl. Abschnitt 1.2). Wie in der EEG-Novelle vorgesehen erfolgt die Umsetzung des solaren Ausbaus etwa hälftig jeweils im ersten und zweiten Segment, was so auch im Fachgespräch als plausible Annahme bestätigt wurde [5]. Die gesteckten Ziele können vermutlich erst ab frühestens 2027 erreicht werden, weswegen die Ziele der Novelle des EEG 2023 Bestandteil des ambitionierten Oberen Szenarios sind. Im Trendszenario wird ausgehend von rund 42 GW installierter Leistung im zweiten Segment in 2022 ein progressiver Zubau von 36 GW auf dann nunmehr 78 GW in 2027 erwartet. Das Obere Szenario erwartet hier bis zu 85 GW, im Unteren Szenario werden nur 65 GW installierte Leistung erreicht. Die Entwicklung der installierten Leistung je Szenario bis 2027 ist in Tabelle 2-32 aufgeführt.

Tabelle 2-32: Prognose der Leistungsentwicklung für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen in Deutschland bis 2027

[MW]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario							
Zubau	2.449	2.859	4.220	5.341	6.771	8.554	10.832
Rückbau	21	8	7	7	10	8	9
Jahresbestand	39.577	42.444	46.657	51.991	58.752	67.297	78.121
Oberes Szenario							
Zubau	2.449	3.108	4.604	6.857	9.105	11.104	11.107
Rückbau	21	8	9	9	7	8	8
Jahresbestand	39.577	42.692	47.287	54.135	63.234	74.329	85.428
Unteres Szenario							
Zubau	2.449	2.390	3.482	3.987	4.566	5.226	5.991
Rückbau	21	37	8	9	10	10	9
Jahresbestand	39.577	41.946	45.419	49.397	53.954	59.170	65.151

2.9.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Methodische Vorgehensweise

Das methodische Vorgehen zur Bestimmung der Einspeisung von solarer Strahlungsenergie erfolgt unter Verwendung zur Windenergie vergleichbarer Modellierungsschritte, muss jedoch die technologiespezifischen Eigenarten anderweitig berücksichtigen. Die groben Schritte wurden bereits in Abschnitt 1.3 erläutert und sollen an dieser Stelle nochmal vertieft werden. Das Vorgehen ist für solare Strahlungsenergie des ersten und zweiten Segments identisch³, weswegen es nur an dieser Stelle erläutert wird.

Zusammenfassung der wichtigsten Annahmen

Auch für solare Strahlungsenergie sind die Re-Analysis Klimadaten ERA5 [20] in stündlicher Auflösung führend. Die zur Bestimmung der Einspeisezeitreihen wichtigsten Modellierungsparameter sind die installierte Leistung sowie die Neigungs- und Azimutwinkel der Photovoltaikpaneele. Andere Parameter, wie die Wirkungsgrade von Paneelen und Wechselrichtern können für die Zwecke der Mittelfristprognose näherungsweise vernachlässigt werden.

³ Analog zur Windenergie wurde die Einspeisung aus Solarer Strahlungsenergie geschlossen ermittelt, das heißt die synthetischen Wetterjahre anhand der Einspeisung des ersten und zweiten Segments bestimmt.

Über die Ausrichtungswinkel der Photovoltaikanlagen sind keine Informationen in den bereitgestellten Stammdaten hinterlegt. Tatsächlich sind im Marktstammdatenregister [12] dazu grobe, kategorische Informationen hinterlegt, die ebenfalls nach Verfügbarkeit im Datensatz ergänzt und andernfalls geschätzt wurden. Zur eigentlichen Berechnung der Zeitreihen wurde das Einspeisezeitreihentool feedinlib [21] verwendet.

Kalibrierung des Zeitreihenmodells

Analog zur Zeitreihenberechnung der Windenergie wurde anhand des um Modellierungsparameter ergänzten, ersten Anlagenparks anhand des Wetterjahres 2021 eine erste Einspeisezeitreihe modelliert. Im Gegensatz zur Windenergie stimmten in der ersten Berechnung jedoch weder Verlauf noch Energiemenge hinreichend überein. Grund dafür sind die zu groben Angaben zur Ausrichtung der Photovoltaikanlagen. Daher wurde zunächst eine statistische Verteilung der Ausrichtung ermittelt, die den Verlauf der tatsächlichen Einspeisung am besten widerspiegelt. In nächsten Schritt wurde anschließend die Einspeisung auf die tatsächliche Einspeisung in 2021 kalibriert, wodurch sich, analog zur Windenergie, ein kalibriertes Zeitreihenmodell ergibt. Anhand des identifizierten Anlagenparks 2021 wurden die Wetterjahre 2011-2021 auf ihre Einspeisung hin untersucht, um über-, unter- und durchschnittliche Monate zu bestimmen. Die Ergebnisse der synthetischen Wetterjahre wurden bereits in Abschnitt 1.3 vorgestellt. Die ermittelten Vollbenutzungsstunden je Szenario sind in Abbildung 2-29 dargestellt.

Aggregation der Einspeisung auf Postleitzahlebene

Analog zur Windenergie werden die Einspeisezeitreihen für Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen je Postleitzahl auf die Leistung normiert zusammengefasst. Im Gegensatz zur Windenergie werden keine typisierten Neuanlagen unterstellt. Stattdessen wird unterstellt, dass die ermittelte Verteilung der Winkel und Anlagenklassen in etwa gleichbleibt. Eventuelle Effizienzsteigerungen durch verbesserte Komponenten werden u.a. durch den normierten Bezug auf die Peakleistung kompensiert und werden vorrangig anhand der Standortwahl ermittelt. Eine Änderung der Vollbenutzungsstunden bis 2027 ergibt sich also ausschließlich durch die wetterbedingten Voraussetzungen der Ausbaustandorte.

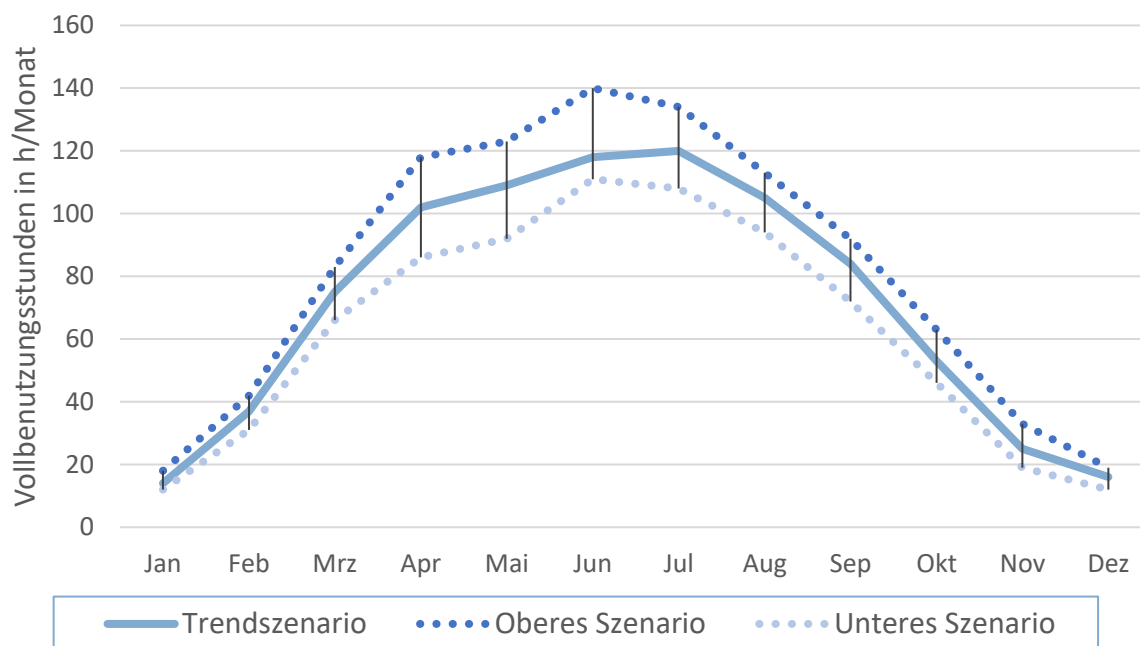


Abbildung 2-29: Monatliche Vollbenutzungsstunden für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen im Jahr 2023 nach Szenarien

Ergebnisse der Berechnung der Stromerzeugung und Vollbenutzungsstunden

Die Vollbenutzungsstunden von Solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen sind in Wintermonaten besonders niedrig und in Sommermonaten besonders hoch. Die Varianz der Vollbenutzungsstunden über die Monate weg korreliert mit der Höhe der tatsächlichen Vollbenutzungsstunden. Insgesamt fallen die Vollbenutzungsstunden für Anlagen des zweiten Segments geringer aus als für die besser ausgerichteten Freiflächenanlagen des ersten Segments. Im Trendszenario werden über alle Jahre hinweg durchschnittliche Vollbenutzungsstunden von 860 unterstellt, wobei das Untere Szenario von gerade einmal 750 und das Obere Szenario von rund 970 ausgeht. Je Szenario erhöht sich die Stromerzeugungsmenge bis 2027 ausschließlich durch den Leistungszuwachs. Die errechnete Bandbreite der Stromerzeugung erstreckt sich damit von 46 TWh im Unteren, über 63 TWh im Trend- hin zu 79 TWh im Oberen Szenario in 2027. Die berechnete Stromerzeugung bis 2027 ist je Szenario und Jahr in Tabelle 2-33 zusammengefasst.

Tabelle 2-33: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen bis 2027

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	839	857	858	860	860	862	864
Stromerzeugung [GWh/a]	32.247	35.351	38.375	42.526	47.798	54.540	63.067
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	839	976	978	981	983	986	988
Stromerzeugung [GWh/a]	32.247	40.303	44.174	49.915	57.912	68.096	79.235
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	839	750	750	751	751	752	752
Stromerzeugung [GWh/a]	32.247	30.864	32.894	35.681	38.906	42.620	46.885

2.9.4 Marktwertfaktoren

Berechnung der Marktwertfaktoren für Solare Strahlungsenergie

Die Marktwertfaktoren für Solare Strahlungsenergie berechnen sich anhand des Summenprodukts der stündlichen Erzeugung und dem stündlichen Strompreis, welches durch die jeweilige Energiemenge und den Mittelwert des Strompreises geteilt wird. Die Marktwertfaktoren spiegeln damit technologiespezifisch die Erlöse wider, die am Strommarkt durchschnittlich erzielt werden können. Zur Berechnung der Auszahlungsbeträge für Bestandsanlagen werden die monatlichen Marktwertfaktoren verwendet. Anlagen, die ab dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen werden, werden anhand des energieträgerspezifischen Jahresmarktwertes vergütet (vgl. Anlage 1 zu § 23a EEG 2023). Für Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen sowie aus Freiflächenanlagen werden dieselben Marktwertfaktoren zur Bestimmung der Auszahlungen verwendet, weswegen diese im Kapitel für Freiflächenanlagen nicht erneut aufgeführt werden.

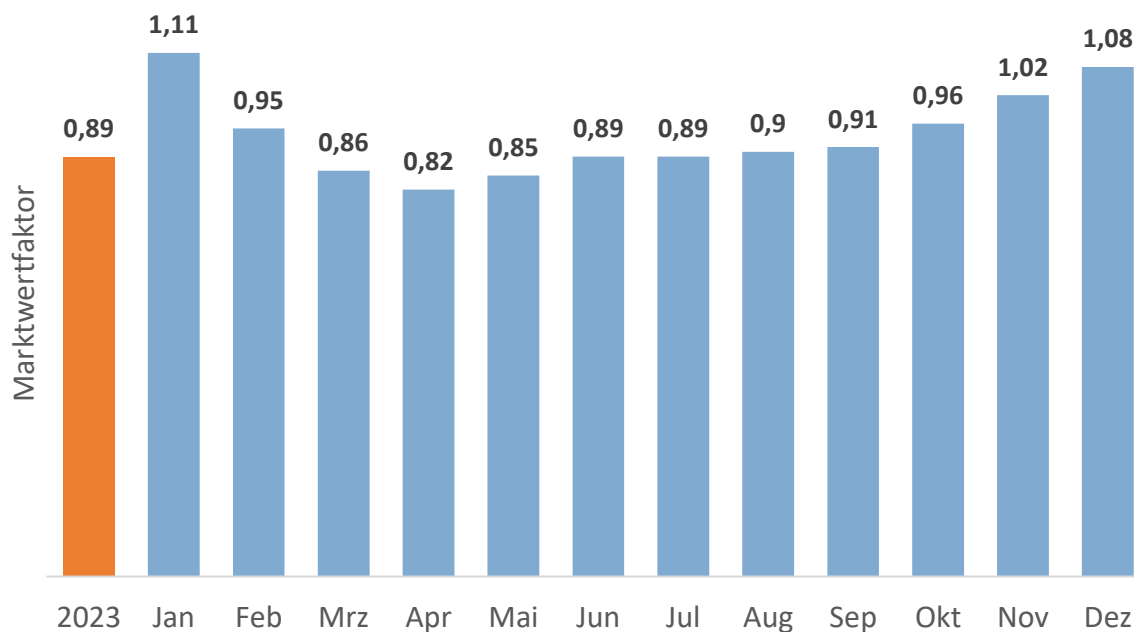


Abbildung 2-30: Marktwertfaktoren für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen im Jahr 2023 im Trendszenario

Marktwertfaktoren für Solare Strahlungsenergie halten kurzfristig das Niveau

Die Marktwertfaktoren für Solare Strahlungsenergie werden im Trendszenario 2023 in etwa auf dem Niveau von 2022 erwartet. Die monatlichen Marktwerte sind von zwei Phänomenen geprägt. Photovoltaikanlagen speisen ihre Energie überwiegend mittags ein, wobei die Einspeisespitze in etwa mit den Spitzenpreisen (Peak) am Strommarkt korreliert. In Monaten niedriger Einspeisung solarer Strahlungsenergie, also den Wintermonaten, können daher sehr hohe Durchschnittspreise am Strommarkt erzielt werden, sodass sich Marktwertfaktoren größer 1 ergeben. Umgekehrt hat die Einspeisung in Sommermonaten einen preissenkenden Effekt, der sich wiederum negativ auf die durchschnittlichen Marktwertfaktoren auswirkt und die starke Saisonalität in Abbildung 2-30 erklärt.

Mittelfristig ein Sinken der solaren Marktwertfaktoren erwartet

Bis 2027 wird in allen Szenarien ein Sinken der Marktwertfaktoren erwartet (vgl. Abbildung 2-31). Die Bandbreite reicht in 2027 von 0,40 bis 0,89, wobei das Trendszenario mit 0,73 am wahrscheinlichsten ist. Durch die starke Einspeisung zu Mittagszeiten werden im Oberen Szenario derart starke, preissenkende Effekte beobachtet, was dazu führt, dass der Peakpreis unter den Basepreis fällt. Die zugrundeliegenden Strompreise berücksichtigen aber über statische

Annahmen hinaus weder einen verstärkten Ausbau von Speichersystemen noch eine (preissensitive) Flexibilisierung der Nachfrage. Mittelfristig sollte dennoch von einem sinkenden Niveau ausgegangen werden. Analog zu den Erwartungen der Windenergie an Land kann außerdem in der mittelfristigen Entwicklung eine größere Bandbreite einzelner Monatsmarktwerte erwartet werden.

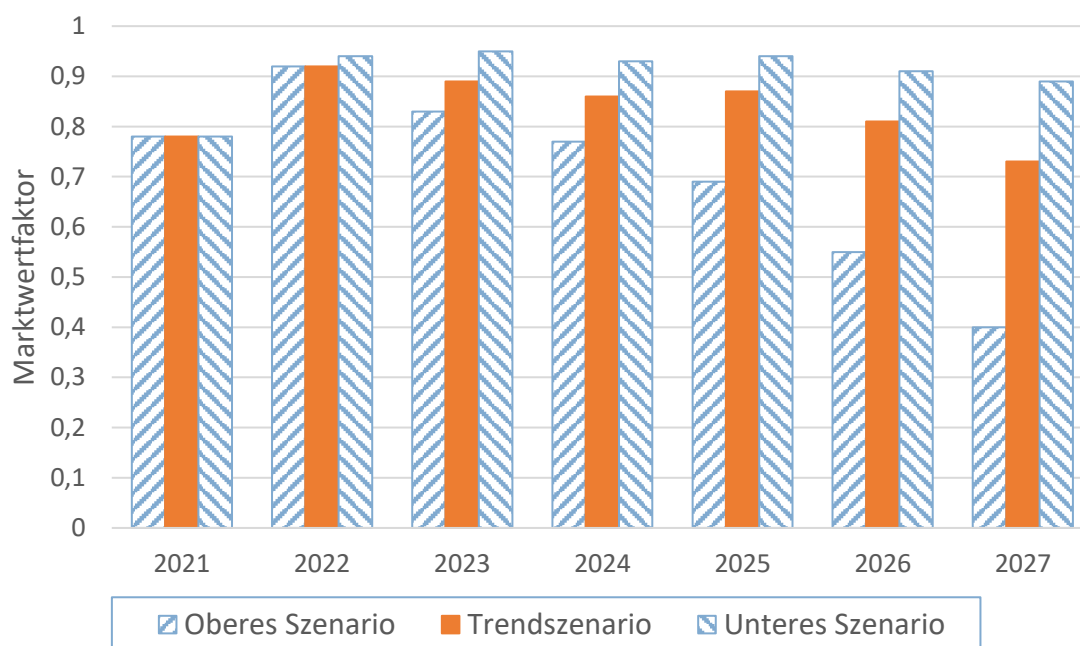


Abbildung 2-31: Marktwertfaktoren für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Szenarien bis 2027

2.9.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2027

EEG 2023 verbessert Rahmenbedingung der Förderung

Traditionell ist das Segment der Solaren Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen von kleinen Anlagen (kleiner 100 kW) geprägt, die sich überwiegend in der Festen Einspeisevergütung befinden. Diese Anlagen sind außerdem durch einen vermehrten Eigenverbrauch gekennzeichnet, der in Verbindung mit Batteriespeichern maximiert wird. Die Direkteinspeisung war zuletzt aufgrund niedriger Vergütungssätze in vielen Fällen unattraktiv geworden. Das neue EEG 2023 setzt hier neue Anreize. Die Vergütungssätze werden für Anlagen bis 10 kW mit Eigenverbrauch auf 8,2 ct/kWh angehoben. Volleinspeisende Anlagen erhalten bis zu 13 ct/kWh. Die Degressionsätze der Einspeisevergütung (atmender Deckel) werden bis Anfang 2024 zu Null gesetzt. Bereits mit dem EEG 2021 wurden au-

ßerdem eigene Ausschreibungen für Anlagen des zweiten Segments (Gebäude, Dach, Fassade) eingeführt, weswegen diese Anlagen preislich nicht mehr mit günstigeren Freiflächenanlagen konkurrieren müssen. Daher kann hier von einer Zunahme der installierten Leistung ausgegangen werden.

Feste Einspeisevergütung dominiert auch mittelfristig das zweite Segment

Für die Entwicklung bis 2027 wird bei Bestandsanlagen grundsätzlich die Vergütungsform gewählt, welche 2021 zuletzt gewählt wurde. Bereits 2021 konnte für Anlagen, die für eine Direktvermarktung in Frage kamen, ein Wechsel verzeichnet werden. Ein Großteil der Anlagen befindet sich dennoch bis 2027 in der Einspeisevergütung. Bei Neuanlagen kleiner 100 kW wird grundsätzlich davon ausgegangen, dass die Anlagen eine Einspeisevergütung, meist in Verbindung mit Eigenverbrauch, in Anspruch nehmen. Anlagen größer 100 kW werden grundsätzlich der geförderten Direktvermarktung zugeordnet. Die Wahl der sonstigen Direktvermarktung für Neuanlagen, bspw. unter Anwendung eines Power Purchase Agreements (PPA) wäre ebenfalls denkbar, kann jedoch schwer abgeschätzt werden. Die anzulegenden Werte werden anhand der Höchstpreise der zu erwartenden Ausschreibungen nach oben hin abgeschätzt

Bestandsanlagen werden weiterbetrieben

Bestandsanlagen kleiner 100 kW, die das Ende ihrer 20-jährigen Förderdauer erhalten, fallen ausnahmslos in die Kategorie der ausgedehnten Anlagen und werden dort bis zum 31.12.2027 weiterbetrieben (vgl. § 25 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2023). Anlagen größer 100 kW werden ebenfalls weiterbetrieben, jedoch in der Kategorie der sonstigen Direktvermarktung geführt. Die prognostizierte Leistung je Veräußerungsform, Szenario und Jahr ist in Tabelle 2-34 zusammengefasst.

Tabelle 2-34: Installierte Leistung solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Veräußerungsform bis 2027 je Szenario

[MW]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario							
Geförderte Direktvermarktung	6.533	8.740	9.895	11.260	12.963	15.118	17.845
Feste Einspeisevergütung	32.798	33.438	36.402	40.245	44.757	50.400	57.812
Sonstige Direktvermarktung	111	180	182	182	233	301	380
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	134	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	0	86	178	304	798	1.478	2.084
Jahresbestand	39.576	42.444	46.657	51.991	58.751	67.297	78.121
Oberes Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	6.533	8.809	10.062	11.816	14.115	16.922	19.720
Feste Einspeisevergütung	32.798	33.617	36.866	41.832	48.083	55.622	63.239
Sonstige Direktvermarktung	111	180	182	183	237	307	385
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	134	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	0	86	178	304	798	1.478	2.084
Jahresbestand	39.576	42.692	47.288	54.135	63.233	74.329	85.428
Unteres Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	6.533	8.609	9.578	10.600	11.742	13.053	14.549
Feste Einspeisevergütung	32.798	33.099	35.510	38.340	41.214	44.376	48.177
Sonstige Direktvermarktung	111	178	180	180	226	290	367
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	134	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	0	60	151	277	771	1.451	2.057
Jahresbestand	39.576	41.946	45.419	49.397	53.953	59.170	65.150

2.9.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2027

Festpreisvergütung dominiert die Auszahlungen im zweiten Segment

Anhand der installierten Leistung, den anlagenscharfen Vollbenutzungsstunden sowie Vergütungssätzen werden die EEG-Auszahlungen je Veräußerungsform bestimmt. Die Vergütungssätze bzw. anzulegenden Werte orientieren sich dabei an den anhand der Bewegungsdaten ermittelten Werten für Bestandsanlagen. Die Vergütungssätze für zugebaute Anlagen, die nicht an Ausschreibungen teilgenommen haben, werden gemäß § 48 EEG 2023 gewählt. Die anzulegenden Werte der übrigen Anlagen sind an den Höchstwerten der Ausschreibungen orientiert.

Auch wenn ein Teil der Solaren Strahlungsenergie des zweiten Segments außerhalb einer Einspeisevergütung vermarktet wird, werden die Auszahlungen des Segments von der Einspeisevergütung dominiert. Trotz eines anhaltenden Zubaus innerhalb des zweiten Segments, wird im Trendszenario davon ausgegangen, dass die EEG-Zahlungen nicht steigen. Wichtiger Grund hierfür ist, dass insbeson-

dere ausgeförderte Anlagen aus der Förderung der Einspeisevergütung fallen – und nun als ausgeförderte Anlage weiterbetrieben werden – und im Zubau durch Anlagen ergänzt werden, deren Vergütungssätze gemäß § 48 EEG 2023 weit unter den historischen Vergütungssätzen liegen. Werden die Ausbauziele im Sinne des EEG 2023 erfüllt, also in Kombination mit ausgezeichneten Einspeisevoraussetzungen im Oberen Szenario, übersteigt der Förderbedarf den Wegfall von ausgeförderten Anlagen und wächst gegenüber dem Niveau von 2021 um rund 20 %.

Gegenüber Anlagen des ersten Segments sind im zweiten Segment vergleichsweise wenig Anlagen in der geförderten Direktvermarktung. Die relative Entwicklung der Auszahlungsbeträge ist jedoch vergleichbar mit jener der Solaren Strahlungsenergie des ersten Segments. Erfolgen 2023 Auszahlungen in der Direktvermarktung in der Höhe von rund 77 Mio. EUR, steigen diese bis 2027 im Trendszenario auf rund 264 Mio. EUR. Dies ist 2027 jedoch nur ein Bruchteil von den, je nach Szenario, 6 bis 10 Mrd. EUR. Förderzahlungen für Eigenverbrauch erfolgen ausschließlich für Bestandsanlagen, weshalb dieser Betrag bis 2027 weitestgehend stagniert. Die gesamten Auszahlungen sind in Abbildung 2-32 zusammengefasst.

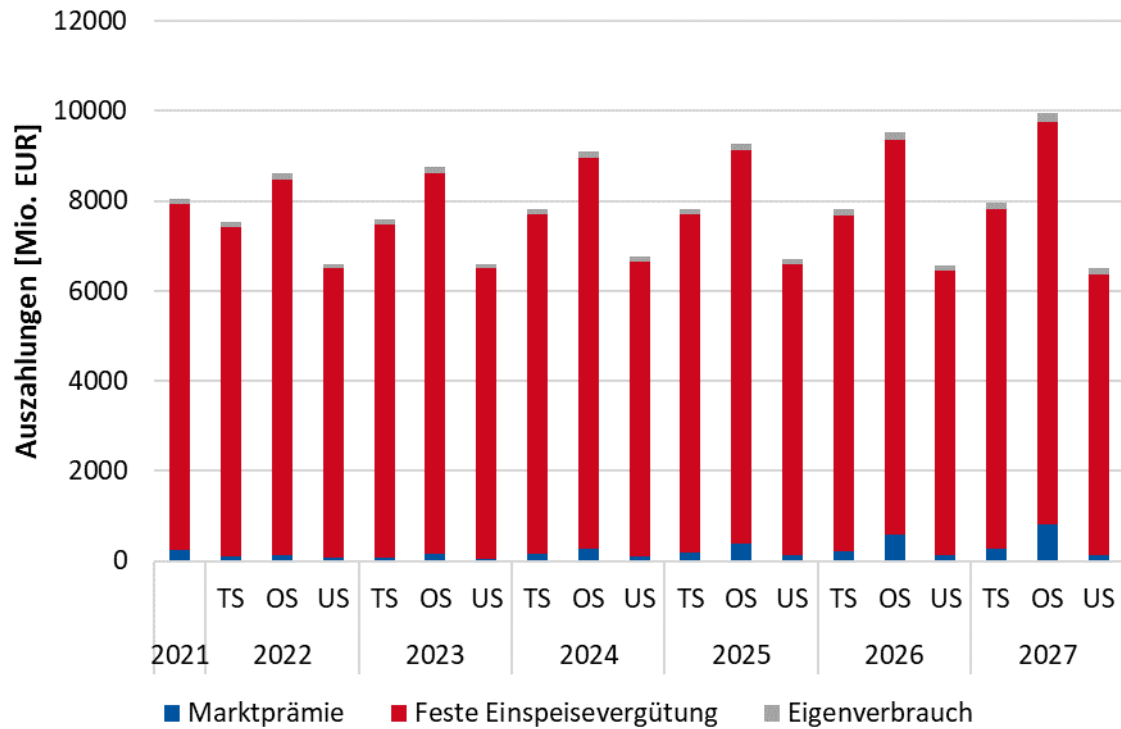


Abbildung 2-32: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Veräußerungsform und Szenario bis 2027

2.10 Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen

Historie der Technologie

Die historische Entwicklung der Freiflächenanlagen innerhalb des EEG verlief analog zu sonstigen Anlagen, inkl. eines Einbruchs der Förderung mit dem EEG 2012. Darüber hinaus werden bei Freiflächenanlagen im Vergleich zu sonstigen Anlagen zumeist Anlagen größerer Leistungsklassen installiert.

2.10.1 Analyse der bisherigen Entwicklungen

Entwicklung der letzten zehn Jahre

Zu Anfang der 2010er Jahre stiegen die Zubauraten für Freiflächen-Photovoltaik auf bis zu etwa 3.000 MW im Jahr 2012 an. In den nachfolgenden Jahren brachen die Zubauraten mit dem Inkrafttreten des EEG 2012 deutlich ein. So lag der Nettozubau im Jahr 2013 noch bei etwa 1.100 MW, in den Jahren 2014 bis 2017 bei etwa 600 MW. Wie auch bei den sonstigen Anlagen konnte die Kostendegression der Anlagen nicht der Degression der Fördersätze folgen. Seit dem Jahr 2018 stiegen die Zubauraten für Freiflächenanlagen auf Basis solarer Strahlungsenergie wieder an und erreichten mit einem Zubau von etwa 1.500 MW den höchsten Wert seit 2012. Im Jahr 2021 betrug die installierte Leistung für Freiflächen-Photovoltaik in Deutschland rund 17.332 MW. Die Entwicklung der installierten Leistung von Freiflächen-Photovoltaik seit 2010 ist in Abbildung 2-33 dargestellt.

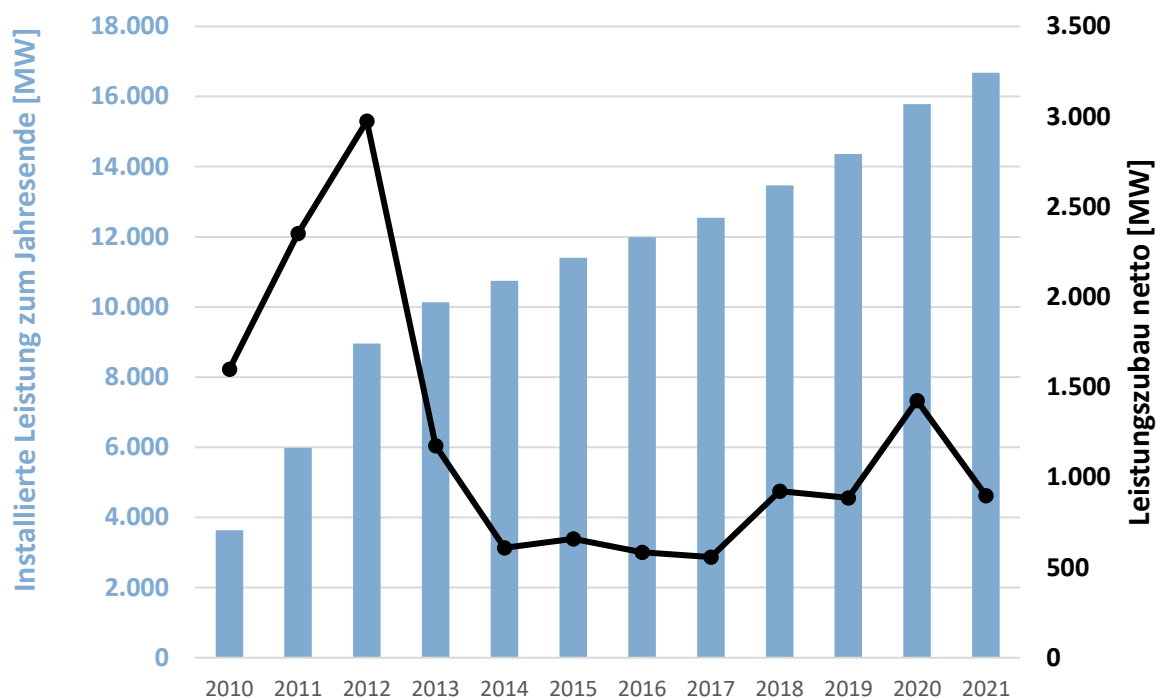


Abbildung 2-33: Leistung zum Jahresende sowie Nettozubau solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen seit 2010 [11]

2.10.2 Leistungsentwicklung 2022 bis 2027

Förderbedingungen EEG

Anlagen solarer Strahlungsenergie des ersten Segments beziehen sich auf Freiflächenanlagen oder Solaranlagen, die auf, an oder in baulichen Anlagen errichtet werden sollen, die nicht Gebäude oder Lärmschutzwände sind. Mit Inkrafttreten des EEG 2023 dürfen nur noch Anlagen ab 1 MW statt zuvor 750 kW zur Förderung an Ausschreibungen teilnehmen (§ 22 Abs. 3 EEG 2023). Ferner wird eine freiwillige Teilnahme an Ausschreibungen von Freiflächen-Photovoltaik mit einer installierten Leistung zwischen 300 kW und 750 kW mit dem Streichen des bisherigen § 22 Abs. 6 Satz 2 EEG 2021 untersagt. Des Weiteren wird § 27a EEG 2021 aufgehoben, was zur Folge hat, dass Strom aus geförderten Anlagen zur Eigenversorgung genutzt werden darf.

Für Solaranlagen des ersten Segments finden von 2023 bis 2029 drei Gebotstermine pro Jahr statt. Die Ausschreibungsvolumen steigen auf bis zu 9.900 MW im Jahr 2025 an und bleiben bei dieser Höhe bis 2029 (§ 28a EEG 2023). Die Bestimmung des Höchst-

werts der Solaranlagen des ersten Segments wird in § 37b EEG 2023 überarbeitet, beträgt aber weiterhin maximal 5,9 ct/kWh.

Der gesetzlich anzulegende Wert für Strom aus Solaranlagen wird auf 7 ct/kWh erhöht (§ 48 EEG 2023). Die Degression der anzulegenden Werte wird zunächst ausgesetzt. Ab dem 1. Februar 2024 verringern sich diese alle 6 Monate um 1 % für Anlagen, die nach diesem Zeitpunkt in Betrieb genommen werden.

Entwicklungspotentiale

Die Entwicklungspotentiale für Freiflächen-Photovoltaikanlagen sind allein durch die hohen Ausschreibungsvolumen gegeben. Mit dem EEG 2023 sollen nicht nur durch die hohen Ausschreibungsvolumen, sondern auch durch finanzielle Anreize und die Möglichkeit der Beteiligung von Kommunen positive Dynamiken in den Zubauzahlen von Solaranlagen des ersten Segments geschaffen werden. Des Weiteren sind Entwicklungspotentiale über ganz Deutschland gegeben. Im Expertengespräch wurde bekräftigt, dass die höhere Einspeisung im Süden schnell durch günstigere Grundstücke u.Ä. im Norden kompensiert werden könne [5]. Auch sind Flächen im Nordosten Deutschlands für den Bau von Anlagen unter PPA interessant [5].

Es werden Realisierungsquoten nahe 100 % angenommen, die sich anhand der zukünftig hohen Strommarktpreise begründen lassen. Durch das hohe Strompreisniveau ist auch der Weiterbetrieb ausgebauter Anlagen wirtschaftlich. Angenommen wird eine technische Betriebsdauer in Höhe von 30 Jahren.

Das Obere Szenario orientiert sich an den Zielen der Bundesregierung bezüglich des Ausbaupfades nach § 4 EEG 2023. Für die anderen beiden Szenarien wurde in Absprache mit Branchenvertretern [3, 5] ein progressiver Zubau unterstellt, der zu Anfang des Prognosezeitraums moderat steigt und sich im Absoluten an den Zubauraten der Vorjahre anlehnt, gegen Ende des Prognosezeitraums aber stark wächst. Im Oberen Szenario beträgt die installierte Leistung für Freiflächenanlagen auf Basis solarer Strahlungsenergie etwa 63,4 GW, im Trendszenario ca. 56,1 GW und im Unteren Sze-

nario 43,1 GW. Tabelle 2-35 fasst die Prognose der Leistungsentwicklung für Windenergie an Land in Deutschland bis 2027 für alle drei Szenarien zusammen.

Tabelle 2-35: Prognose der Leistungsentwicklung für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen in Deutschland bis 2027

[MW]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario							
Zubau	1.547	3.085	4.250	5.388	6.724	8.568	10.851
Rückbau	30	4	5	16	7	9	6
Jahresbestand	17.194	20.348	24.584	29.954	36.670	45.229	56.075
Oberes Szenario							
Zubau	1.547	3.311	4.699	6.800	9.122	11.142	11.113
Rückbau	30	4	4	10	18	4	11
Jahresbestand	17.194	20.574	25.269	32.058	41.161	52.299	63.400
Unteres Szenario							
Zubau	1.547	2.580	3.513	3.986	4.603	5.222	5.944
Rückbau	30	4	7	8	6	4	7
Jahresbestand	17.194	19.843	23.345	27.323	31.921	37.139	43.076

2.10.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Methodische Vorgehensweise

Das Vorgehen zur Berechnung der Vollbenutzungsstunden von Freiflächenanlagen ist identisch zum Vorgehen der Anlagen des zweiten Segments. Wichtigster Unterschied liegt in der Annahme weitestgehend optimaler Ausrichtungswinkel bei der Anlagenkalibrierung. Darüber hinaus wird auf Abschnitt 2.9.3 verwiesen. Das Ergebnis der Berechnung der monatlichen Vollbenutzungsstunden in 2023 ist in Abbildung 2-34 dargestellt.

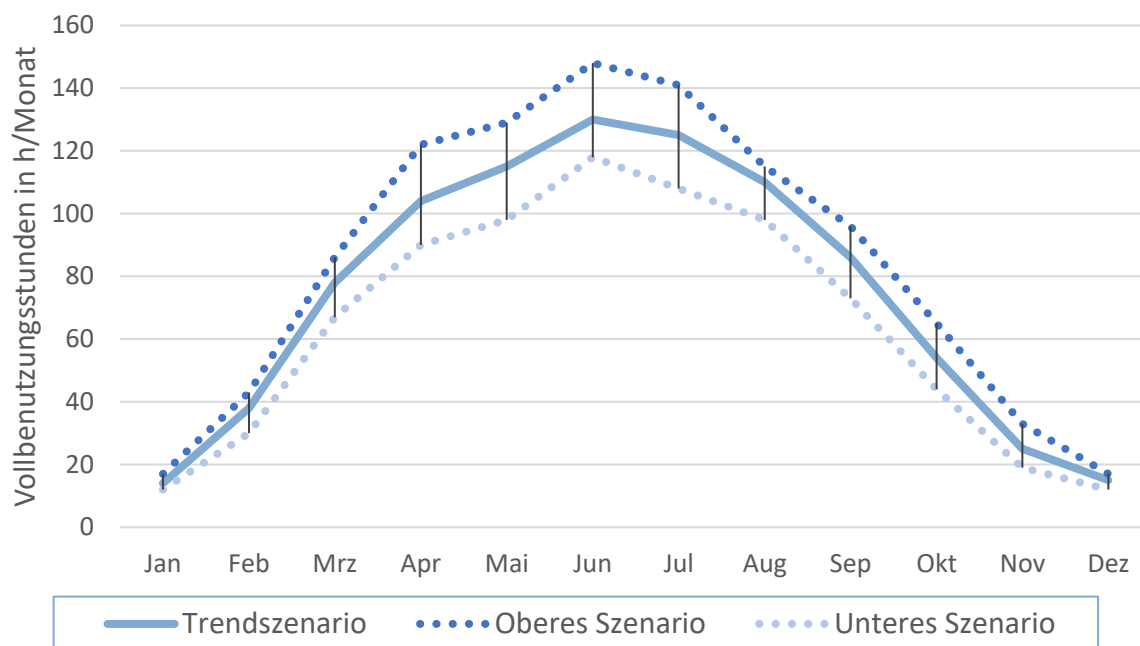


Abbildung 2-34: Monatliche Vollbenutzungsstunden für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen im Jahr 2023 nach Szenarien

Ergebnisse der Berechnung der Stromerzeugung und Vollbenutzungsstunden

Die Vollbenutzungsstunden von Solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen unterscheiden sich von den Vollbenutzungsstunden für Anlagen an Dächern und Fassaden insbesondere durch ihre Gesamthöhe. Im Trendszenario werden 2023 durchschnittliche Vollbenutzungsstunden von 895 unterstellt, wobei das Untere Szenario von gerade einmal 771 und das Obere Szenario von 1016 Stunden ausgeht. Bis 2027 nehmen die Vollbenutzungsstunden um 10 bis 20 Stunden ab, was jedoch ein Ergebnis der gewählten Ausbaustandorte ist und keine Rückschlüsse auf die Entwicklung der Technologie zulässt.

Je Szenario erhöht sich die Stromerzeugungsmenge bis 2027 ausschließlich durch den durchaus starken Leistungszuwachs. Erzeugten Freiflächenanlagen 2021 noch rund 15,2 TWh, unterstellt das Trendszenario trotz beschränkter Voraussetzungen für 2027 nahezu eine Verdreifachung der Stromerzeugung auf 44,8 TWh. Die ermittelte Bandbreite des Unteren und Oberen Szenarios ergibt sich mit jeweils 30,5 TWh und 58,2 TWh zu fast 30 TWh. Die Stromerzeugung bis 2027 je Szenario wird in Tabelle 2-36 zusammengefasst.

Tabelle 2-36: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen bis 2027

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	895	900	895	890	886	883	880
Stromerzeugung [GWh/a]	14.762	16.652	20.219	24.445	29.663	36.333	44.825
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	895	1.024	1.016	1.010	1.006	1.005	1.002
Stromerzeugung [GWh/a]	14.762	18.991	23.476	29.160	37.036	47.250	58.218
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	895	774	771	766	764	763	759
Stromerzeugung [GWh/a]	14.762	14.241	16.738	19.496	22.711	26.448	30.557

2.10.4 Marktwertfaktoren

Marktwertfaktoren für Solare Strahlungsenergie identisch

Die Marktwertfaktoren werden für Solare Strahlungsenergie allgemein bestimmt, es wird also nicht zwischen Freiflächen- und sonstigen Anlagen unterschieden. Damit gelten die in Abschnitt 2.9.4 vorgestellten Marktwertfaktoren.

2.10.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2027

Freiflächenanlagen werden direktvermarktet und nach Förderdauer weiterbetrieben

Im Vergleich mit Solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen sind Freiflächenanlagen deutlich größer und überschreiten meist die gesetzlich bestimmte Grenze von 100 kW, ab welcher die Direktvermarktung zur verpflichteten Veräußerungsform wird. Analog zu großen Anlagen des zweiten Segments, sind sowohl die geförderte Direktvermarktung, als auch die Anwendung der sonstigen Direktvermarktung denkbar. Da auch hier eine Abschätzung der künftigen Entwicklung keine Grundlage bietet, ist für Bestandsanlagen die zuletzt gewählte Vermarktungsform [28] prägend. Bei Neuanlagen wird davon ausgegangen, dass eine Direktvermarktungsform gewählt wird. Die anzulegenden Werte werden mittels der Höchstpreise für die zu erwartenden Ausschreibungen nach oben abgeschätzt. Anlagen, die das Ende ihrer Förderdauer erreichen, werden in jedem Fall weiterbetrieben und in Abhängigkeit der Größe als ausgeförderte Anlage weiterbetrieben (< 100 kW) oder innerhalb der sonstigen Direktvermarktung vermarktet. Die Prognose der installierten Leistung

je Veräußerungsform, Szenario und Jahr ist Tabelle 2-37 zu entnehmen.

Tabelle 2-37: Installierte Leistung solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Veräußerungsform bis 2027 je Szenario

[MW]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Trendszenario							
Geförderte Direktvermarktung	12.602	14.687	18.296	22.856	28.538	35.755	44.909
Feste Einspeisevergütung	2.875	2.640	2.890	3.222	3.583	4.009	4.604
Sonstige Direktvermarktung	1.630	2.953	3.321	3.789	4.394	5.210	6.210
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	29	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	58	68	76	87	155	256	352
Jahresbestand	17.194	20.348	24.583	29.954	36.670	45.230	56.075
Oberes Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	12.602	14.872	18.814	24.659	32.374	41.690	51.188
Feste Einspeisevergütung	2.875	2.658	2.936	3.365	3.879	4.473	5.084
Sonstige Direktvermarktung	1.630	2.976	3.443	3.947	4.753	5.880	6.776
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	29	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	58	68	76	87	155	256	352
Jahresbestand	17.194	20.574	25.269	32.058	41.161	52.299	63.400
Unteres Szenario							
Geförderte Direktvermarktung	12.602	14.267	17.218	20.632	24.504	28.857	33.865
Feste Einspeisevergütung	2.875	2.603	2.804	3.046	3.264	3.466	3.735
Sonstige Direktvermarktung	1.630	2.905	3.246	3.558	3.998	4.560	5.124
Direktvermarktung in Ausnahmefällen	29	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	58	68	76	87	155	256	352
Jahresbestand	17.194	19.843	23.344	27.323	31.921	37.139	43.076

2.10.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2027

Auszahlungen an Photovoltaik in der freien Fläche verhältnismäßig gering

Anhand der installierten Leistung, den anlagenscharfen Vollbenutzungsstunden sowie Vergütungssätzen werden die EEG-Auszahlungen je Veräußerungsform bestimmt. Die Vergütungssätze bzw. anzulegenden Werte orientieren sich dabei an den anhand der Bewegungsdaten ermittelten Werten für Bestandsanlagen. Die anzulegenden Werte zugebauter Anlagen sind an den Höchstwerten kommender Ausschreibungen orientiert. Im Fall sequentieller negativer Strommarktpreise werden die anzulegenden Werte gemäß der 4h- bzw. 6h-Regel angepasst.

Die Einspeisung von Freiflächenanlagen erfolgt überwiegend in der Veräußerungsform der geförderten Direktvermarktung, und perspektivisch womöglich auch in der sonstigen Direktvermarktung. Die

Auszahlungen werden jedoch von Auszahlungen in der Einspeisevergütung dominiert. Hier sind vor allem Bestandsanlagen verantwortlich, die trotz des relativ hohen Strompreinsniveaus Ende 2021 in der Einspeisevergütung blieben. Je Szenario wird davon ausgegangen, dass die Auszahlungen in der Einspeisevergütung sukzessive abnehmen, was überwiegend durch Auslauf des Förderanspruchs zu begründen ist. Bei Anlagen in der Direktvermarktung erreichen die Auszahlungen 2022 bzw. 2023 ein historisches Tief, welches mit abnehmendem Strompreisniveau ab 2024 wieder steigt. Im Jahr 2027 werden im Trendszenario Auszahlungen in Höhe von rund 775 Mio. EUR erwartet. Im Oberen Szenario greifen, ähnlich wie bei Windenergieanlagen, die 4h- und 6h-Regeln, sodass die Auszahlungen entsprechend sinken und sich der Förderanspruch der betroffenen Anlagen größer 500 kW nach 2027 verlängert. Die Entwicklung der EEG-Auszahlungsbeträge je Szenario und Jahr ist in Abbildung 2-35 dargestellt.

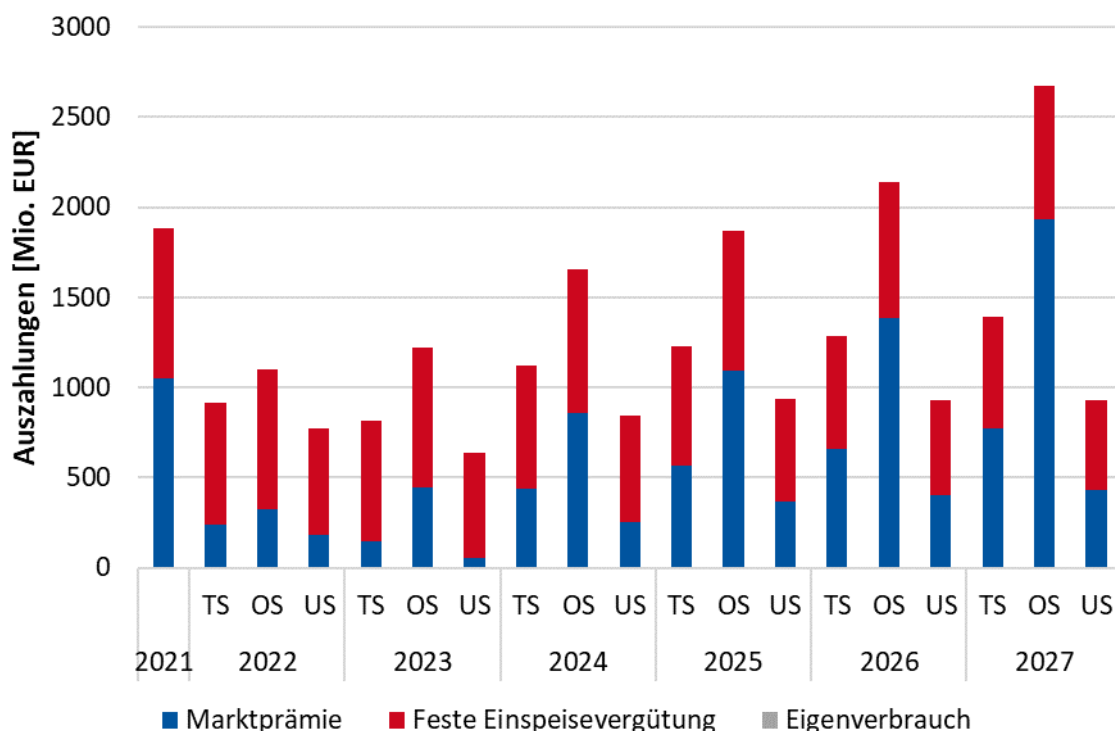


Abbildung 2-35: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Veräußerungsform und Szenario bis 2027

Abbildungsverzeichnis

<i>Abbildung 0-1: Stromerzeugung aus EEG-Anlagen bis 2027 im Trendszenario</i>	12
<i>Abbildung 0-2: Monatliche Auszahlungen an Betreiber von EEG-Anlagen im Trendszenario</i>	13
Abbildung 1-1: Vorgehensweise bei der Erstellung der Mittelfristprognose	16
Abbildung 1-2: Darstellung eines Szenariotrichters	18
Abbildung 1-3: Aggregierte Betrachtung der Vollbenutzungsstunden von DGK-Gaskraftwerken im Jahr 2023 nach Szenarien	26
Abbildung 1-4: Durchschnittliche Strompreise zu Base- und Peakzeiten	32
Abbildung 2-1: Leistung zum Jahresende sowie Nettozubau von Wasserkraft seit 2010 [11]	36
Abbildung 2-2: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Wasserkraft im Jahr 2023 nach Szenarien	39
Abbildung 2-3: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Wasserkraft nach Veräußerungsform und Szenario bis 2027	43
Abbildung 2-4: Leistung zum Jahresende sowie Nettozubau von Deponiegas seit 2010 [11]	44
Abbildung 2-5: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Deponiegas im Jahr 2023 nach Szenarien	47
Abbildung 2-6: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Deponiegas nach Veräußerungsform und Szenario bis 2027	50
Abbildung 2-7: Leistung zum Jahresende sowie Nettozubau von Klärgas seit 2010 [11]	51
Abbildung 2-8: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Klärgas im Jahr 2023 nach Szenarien	53
Abbildung 2-9: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Klärgas nach Veräußerungsform und Szenario bis 2027	56
Abbildung 2-10: Leistung zum Jahresende sowie Nettozubau von Grubengas seit 2010 [11]	58
Abbildung 2-11: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Grubengas nach Veräußerungsform und Szenario bis 2027	63

Abbildung 2-12: Leistung zum Jahresende sowie Nettozubau von Biomasse seit 2010 [11]	65
Abbildung 2-13: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Biomasse im Jahr 2023 nach Szenarien	68
Abbildung 2-14: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Klärgas nach Veräußerungsform und Szenario bis 2027	71
Abbildung 2-15: Leistung zum Jahresende sowie Nettozubau von Geothermie seit 2010 [11]	72
Abbildung 2-16: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Geothermie im Jahr 2023 nach Szenarien	74
Abbildung 2-17: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Geothermie nach Veräußerungsform und Szenario bis 2027	77
<i>Abbildung 2-18: Leistung zum Jahresende sowie Nettozubau von Windenergie an Land seit 2010 [11]</i>	<i>78</i>
Abbildung 2-19: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Windenergie an Land im Jahr 2023 nach Szenarien	83
Abbildung 2-20: Marktwertfaktoren für Windenergie an Land im Jahr 2023 im Trendszenario	85
Abbildung 2-21: Marktwertfaktoren für Windenergie an Land nach Szenarien bis 2027	86
Abbildung 2-22: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie an Land nach Veräußerungsform und Szenario bis 2027	89
Abbildung 2-23: Leistung zum Jahresende sowie Nettozubau von Windenergie auf See seit 2010 [11]	90
Abbildung 2-24: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Windenergie auf See im Jahr 2023 nach Szenarien	93
Abbildung 2-25: Marktwertfaktoren für Windenergie auf See im Jahr 2023 im Trendszenario	95
Abbildung 2-26: Marktwertfaktoren für Windenergie auf See nach Szenarien bis 2027	96
Abbildung 2-27: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie auf See nach Veräußerungsform und Szenario bis 2027	98
Abbildung 2-28: Leistung zum Jahresende sowie Nettozubau von solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen seit 2010 [11]	100

Abbildung 2-29: Monatliche Vollbenutzungsstunden für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen im Jahr 2023 nach Szenarien	104
Abbildung 2-30: Marktwertfaktoren für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen im Jahr 2023 im Trendszenario	106
Abbildung 2-31: Marktwertfaktoren für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Szenarien bis 2027	107
Abbildung 2-32: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Veräußerungsform und Szenario bis 2027	111
Abbildung 2-33: Leistung zum Jahresende sowie Nettozubau solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen seit 2010 [11]	113
Abbildung 2-34: Monatliche Vollbenutzungsstunden für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen im Jahr 2023 nach Szenarien	116
Abbildung 2-35: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Veräußerungsform und Szenario bis 2027	119

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1: Wetterjahre der synthetischen Einspeisezeitreihen für Wind je Monat und Szenario	24
Tabelle 1-2: Wetterjahre der synthetischen Einspeisezeitreihen für Solare Strahlungsenergie je Monat und Szenario.....	24
Tabelle 1-3: Durchschnittliche Strompreise bis 2027 nach Szenario.....	31
Tabelle 2-1: Prognose der Leistungsentwicklung für Wasserkraft in Deutschland bis 2027 ..	38
Tabelle 2-2: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung aus Wasserkraft bis 2027	40
Tabelle 2-3: Installierte Leistung Wasserkraft nach Veräußerungsform bis 2027 je Szenario	42
Tabelle 2-4: Vermiedene Netzentgelte Wasserkraft.....	43
Tabelle 2-5: Prognose der Leistungsentwicklung für Deponiegas in Deutschland bis 2027 ..	46
Tabelle 2-6: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung aus Deponiegas bis 2027	48
Tabelle 2-7: Installierte Leistung Deponiegas nach Veräußerungsform bis 2027 je Szenario	49
Tabelle 2-8: Vermiedene Netzentgelte Deponiegas.....	50
Tabelle 2-9: Prognose der Leistungsentwicklung für Klärgas in Deutschland bis 2027	52
Tabelle 2-10: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung aus Klärgas bis 2027	54
Tabelle 2-11: Installierte Leistung Klärgas nach Veräußerungsform bis 2027 je Szenario	55
Tabelle 2-12: Vermiedene Netzentgelte Klärgas.....	57
Tabelle 2-13: Prognose der Leistungsentwicklung für Grubengas in Deutschland bis 2027..	59
Tabelle 2-14: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Grubengas im Jahr 2023 nach Szenarien	60
Tabelle 2-15: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung aus Grubengas bis 2027	61
Tabelle 2-16: Installierte Leistung Grubengas nach Veräußerungsform bis 2027 je Szenario	62

Tabelle 2-17: Vermiedene Netzentgelte Grubengas	63
Tabelle 2-18: Prognose der Leistungsentwicklung für Biomasse in Deutschland bis 2027 ...	67
Tabelle 2-19: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung aus Biomasse bis 2027	69
Tabelle 2-20: Installierte Leistung Biomasse nach Veräußerungsform bis 2027 je Szenario	70
Tabelle 2-21: Vermiedene Netzentgelte Biomasse	71
Tabelle 2-22: Prognose der Leistungsentwicklung für Geothermie in Deutschland bis 2027.	73
Tabelle 2-23: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung aus Geothermie bis 2027	75
Tabelle 2-24: Installierte Leistung Geothermie nach Veräußerungsform bis 2027 je Szenario	76
Tabelle 2-25: Vermiedene Netzentgelte Geothermie	77
Tabelle 2-26: Prognose der Leistungsentwicklung für Windenergie an Land in Deutschland bis 2027	81
Tabelle 2-27: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung aus Windenergie an Land bis 2027.....	84
Tabelle 2-28: Installierte Leistung Windenergie an Land nach Veräußerungsform bis 2027 je Szenario	87
Tabelle 2-29: Prognose der Leistungsentwicklung für Windenergie auf See in Deutschland bis 2027	92
Tabelle 2-30: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung aus Windenergie auf See bis 2027	94
Tabelle 2-31: Installierte Leistung Windenergie auf See nach Veräußerungsform bis 2027 je Szenario	97
Tabelle 2-32: Prognose der Leistungsentwicklung für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen in Deutschland bis 2027	102
Tabelle 2-33: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen bis 2027	105
Tabelle 2-34: Installierte Leistung solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Veräußerungsform bis 2027 je Szenario.....	109

Tabelle 2-35: Prognose der Leistungsentwicklung für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen in Deutschland bis 2027	115
Tabelle 2-36: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen bis 2027	117
Tabelle 2-37: Installierte Leistung solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Veräußerungsform bis 2027 je Szenario.....	118
Tabelle A-1: Prognose der monatlichen Leistungsentwicklung je Energieträger im Trendszenario im Jahr 2023	132
Tabelle A-2: Prognose der monatlichen Vollbenutzungsstunden je Energieträger in Deutschland im Trendszenario im Jahr 2023.....	133
Tabelle A-3: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Wasserkraft in Deutschland im Trendszenario 2023 nach Veräußerungsform	134
Tabelle A-4: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Deponiegas in Deutschland im Trendszenario 2023 nach Veräußerungsform	134
Tabelle A-5: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Klärgas in Deutschland im Trendszenario 2023 nach Veräußerungsform	135
Tabelle A-6: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Grubengas in Deutschland im Trendszenario 2023 nach Veräußerungsform	135
Tabelle A-7: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Biomasse in Deutschland im Trendszenario 2023 nach Veräußerungsform	136
Tabelle A-8: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Geothermie in Deutschland im Trendszenario 2023 nach Veräußerungsform	136
Tabelle A-9: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Windenergie an Land in Deutschland im Trendszenario 2023 nach Veräußerungsform	137
Tabelle A-10: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Windenergie auf See in Deutschland im Trendszenario 2023 nach Veräußerungsform	137
Tabelle A-11: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen in Deutschland im Trendszenario 2023 nach Veräußerungsform	138
Tabelle A-12: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen in Deutschland im Trendszenario 2023 nach Veräußerungsform.....	138
Tabelle A-13: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Wasserkraft in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen	139

Tabelle A-14: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Deponiegas in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen	139
Tabelle A-15: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Klärgas in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen	139
Tabelle A-16: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Grubengas in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen	140
Tabelle A-17: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Biomasse in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen	140
Tabelle A-18: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Geothermie in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen	140
Tabelle A-19: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie an Land in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen.....	141
Tabelle A-20: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie auf See in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen	141
Tabelle A-21: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen.....	141
Tabelle A-22: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen.....	142
Tabelle B-1: Prognose der Stromerzeugung aus Wasserkraft nach Veräußerungsform je Szenario 2021-2027 in GWh	143
Tabelle B-2: Prognose der Stromerzeugung aus Deponiegas nach Veräußerungsform je Szenario 2021-2027 in GWh	144
Tabelle B-3: Prognose der Stromerzeugung aus Klärgas nach Veräußerungsform je Szenario 2021-2027 in GWh	145
Tabelle B-4: Prognose der Stromerzeugung aus Grubengas nach Veräußerungsform je Szenario 2021-2027 in GWh	146
Tabelle B-5: Prognose der Stromerzeugung aus Biomasse nach Veräußerungsform je Szenario 2021-2027 in GWh	147
Tabelle B-6: Prognose der Stromerzeugung aus Geothermie nach Veräußerungsform je Szenario 2021-2027 in GWh	148

Tabelle B-7: Prognose der Stromerzeugung aus Windenergie an Land nach Veräußerungsform je Szenario 2021-2027 in GWh	149
Tabelle B-8: Prognose der Stromerzeugung aus Windenergie auf See nach Veräußerungsform je Szenario 2021-2027 in GWh.....	150
Tabelle B-9: Prognose der Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Veräußerungsform je Szenario 2021-2027 in GWh.....	151
Tabelle B-10: Prognose der Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Veräußerungsform je Szenario 2021-2027 in GWh.....	152
Tabelle C-1: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Wasserkraft nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. EUR (2021-2027).....	153
Tabelle C-2: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Deponiegas nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. EUR (2021-2027).....	154
Tabelle C-3: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Klärgas nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. EUR (2021-2027).....	155
Tabelle C-4: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Grubengas nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. EUR (2021-2027).....	156
Tabelle C-5: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Biomasse nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. EUR (2021-2027).....	157
Tabelle C-6: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Geothermie nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. EUR (2021-2027).....	158
Tabelle C-7: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie an Land nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. EUR (2021-2027).....	159
Tabelle C-8: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie auf See nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. EUR (2021-2027).....	160
Tabelle C-9: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. EUR (2021-2027).....	161
Tabelle C-10: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. EUR (2021-2027).....	162

Literaturverzeichnis

- [1] Axthelm, W.: Persönliche Mitteilung (Bundesverband WindEnergie e.V.). 2022
- [2] Beyer, H.: Persönliche Mitteilung (Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke e.V.). 2022
- [3] Brand-Schock, R.: Persönliche Mitteilung (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.). 2022
- [4] Ilse, J.: Persönliche Mitteilung (Interessenverband Grubengas e.V.). 2022
- [5] Menke, C.: Persönliche Mitteilung (Bundesverband Solarwirtschaft e.V.). 2022
- [6] Quentin, J.: Persönliche Mitteilung (Fachagentur Windenergie an Land e.V.). 2022
- [7] Rauh, S.: Persönliche Mitteilung (Fachverband Biogas e.V.). 2022
- [8] Europäische Kommission: Energiepreise: Kommission schlägt marktbezogene Notfallmaßnahme vor, um die Energiekosten der Europäer zu senken. Brüssel 2022
- [9] Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG- geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2021 bis 2025, enervis, 2020
- [10] Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2022 bis 2026. Endbericht, r2b energy consulting GmbH, 2021
- [11] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH u. TransnetBW GmbH: EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2021. <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>
- [12] Bundesnetzagentur: Marktstammdatenregister, 2022. <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>
- [13] Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2021, Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) am Umweltbundesamt, 2022
- [14] Niebling, J.: Wie Photovoltaik zur Geduldsprobe wird. Sueddeutsche Zeitung (2022)
- [15] BDEW: Beschleunigung EEG-Netzanschluss: Umgang mit „Zertifizierungsstau“. Online 27.05.22
- [16] Becker, T.: Warum dauert der Anschluss einer Photovoltaik-Anlage ans Stromnetz so lange? MDR Thüringen (2022)

- [17] Enkhardt, S.: Bürokratie der Verteilnetzbetreiber steht vielerorts dem Anschluss kleiner Photovoltaik-Anlagen im Weg. pv magazine (2022)
- [18] Meyer-Tien, K.: Deutlich weniger neue Windenergieanlagen. Energie & Management (11.04.22)
- [19] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH u. TransnetBW GmbH: Marktwertübersicht, 2022. <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/Marktwerte>
- [20] Hersbach, H., Bell, B., Berrisford, P., Biavati, G., Horányi, A., Muñoz Sabater, J., Nicolas, J., Peubey, C., Radu, R., Rozum, I., Schepers, D., Simmons, A., Soci, C., Dee, D., Thépaut, J-N.: ERA5 hourly data on single levels from 1959 to present. Copernicus Climate Change Service (C3S) Climate Data Store (CDS)., 2018. <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/reanalysis-era5-single-levels>
- [21] Uwe Krien, Guido Plessmann, Stephan Günther, Birgit Schachler, Stephen Bosch u. Cord Kaldemeyer: feedinlib (oemof) - creating feed-in time series - v0.0.12. Zenodo 2019
- [22] Sabine Haas, Birgit Schachler u. Uwe Krien: windpowerlib - a python library to model wind power plants. Zenodo 2019
- [23] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH u. TransnetBW GmbH: Online-Hochrechnung der tatsächlichen Erzeugung von Strom aus Solarenergie, 2022. <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/Online-Hochrechnung-Solar>
- [24] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH u. TransnetBW GmbH: Online-Hochrechnung der tatsächlichen Erzeugung von Strom aus Windenergie Offshore, 2022. <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/Online-Hochrechnung-Wind-Offshore>
- [25] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH u. TransnetBW GmbH: Online-Hochrechnung der tatsächlichen Erzeugung von Strom aus Windenergie Onshore, 2022. <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/Online-Hochrechnung-Wind-Onshore>
- [26] ENTSO-E Transparency: Generation per production type, 2022. <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/actualGenerationPerProductionType>
- [27] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH u. TransnetBW GmbH: EEG-Jahresabrechnung 2021, 2022. <https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen>

- [28] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH u. TransnetBW GmbH: EEG-Bewegungsdaten 2021, 2022
- [29] Netzengpassmanagement. Gesamtes Jahr 2021, Bundesnetzagentur, 2022
- [30] Rath, S.: Ein Marktsimulationsverfahren für einen dezentral geprägten Strommarkt, RWTH Aachen PhD Thesis. Aachen 2020
- [31] Wyrwoll, L., Nobis, M., Rath, S. u. Moser, A.: Evolution of Fundamental Price Determination within Electricity Market Simulations. *Energies* 14 (2021) 17, S. 5454
- [32] ICE Futures Europe: API2 Rotterdam Coal Futures 2023-2027 (Stand 30.06.2022), 2022. <https://www.theice.com/products/243/API2-Rotterdam-Coal-Futures>
- [33] EEX Natural Gas Futures 2023-2027 (Stand 30.06.2022), 2022. <https://www.eex.com/en/market-data/natural-gas/futures>
- [34] EEX Power Futures 2023-2027 (Stand 30.06.2022), 2022. <https://www.eex.com/en/market-data/power/futures>
- [35] Bundesnetzagentur: Vermiedene Netzentgelte, 2022. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_06_Netzentgelte/67_vermNetzentG/BK8_vermNetzentg.html
- [36] Biomasse: Beendete Ausschreibungen, Bundesnetzagentur, 2022
- [37] Bericht des Bund-Länder-Kooperationsausschusses. zum Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien sowie zu Flächen, Planungen und Genehmigungen für die Windenergienutzung an Land, Bund-Länder-Kooperationsausschuss, 2021
- [38] Bundesnetzagentur: WindSeeG - 2. Ausschreibung für bestehende Projekte nach § 26 WindSeeG - Ergebnisse der 2. Ausschreibung vom 01.04.2018 - Bekanntgabe der Zuschläge. 2018
- [39] Bundesnetzagentur: Ergebnis der Ausschreibung für die voruntersuchte Fläche N-7.2 - Bekanntgabe des Zuschlags. 2022
- [40] Bundesnetzagentur: Ergebnisse der Ausschreibungen für die voruntersuchten Flächen N-3.7, N-3.8 und O-1.3 - Bekanntgabe der Zuschläge
- [41] Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben II: Windenergie auf See, Wissenschaftlicher Endbericht - Erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, BET, Fichtner u. Prognos, 2019

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
ct	Eurocent
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
h	Stunden
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
Mio.	Millionen
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
PPA	Power-Purchase-Agreement
PV	Photovoltaik
TWh	Terawattstunden
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
vNE	Vermiedene Netzentgelte
vNNE	Vermiedene Netznutzungsentgelte (synonym zu vNE)
WindSeeG	Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See

Anhang A: Monatsscharfe Darstellung der Ergebnisse der Deutschlandprognose im Trendszenario für das Jahr 2023

Tabelle A-1: Prognose der monatlichen Leistungsentwicklung je Energieträger im Trendszenario im Jahr 2023

2023	[MW]	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Wasserkraft	Zubau	0,9	1,8	0,1	0	0	0	0	0	0	0,6	5	0,3
	Rückbau	0,9	2,3	0,2	3,2	0,2	1,7	0,1	1,8	3,2	2,3	5,7	1,8
	Monatsendbestand	1439	1438	1438	1435	1435	1433	1433	1431	1428	1426	1426	1424
Deponiegas	Zubau	2,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,3	0
	Rückbau	8,4	5,6	0,3	0,9	0,1	0,4	4,1	2,2	1,2	7,5	6,8	1,9
	Monatsendbestand	110	104	104	103	103	103	99	96	95	88	81	79
Klärgas	Zubau	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0	0	0	0
	Rückbau	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Monatsendbestand	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66
Grubengas	Zubau	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Rückbau	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,2	2,7	0
	Monatsendbestand	142	142	142	142	142	142	142	142	142	136	134	134
Energie aus Biomasse	Zubau	48,2	0,8	13	5,8	3,8	47	9,1	23,8	11,7	2,2	48,1	15,2
	Rückbau	34,6	11,9	7,2	16,1	5,4	34,3	28,8	35,7	55,5	83,2	13,1	29,1
	Monatsendbestand	8297	8286	8292	8281	8280	8293	8273	8261	8217	8136	8171	8157
Geothermie	Zubau	0	0	4	0	0	4	0	0	0	0	0	0
	Rückbau	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Monatsendbestand	50	50	54	54	54	58	58	58	58	58	58	58
Windenergie an Land	Zubau	239,4	101,7	446,6	232	281,6	452,9	213,4	17,8	25,5	12,2	29	870,1
	Rückbau	53,3	45,4	70	21,7	73	68	15,2	19,8	26,8	17,1	34,1	256,3
	Monatsendbestand	56975	57031	57408	57618	57827	58211	58410	58408	58406	58401	58396	59010
Windenergie auf See	Zubau	0	247	0	0	0	0	0	0	0	0	250	0
	Rückbau	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Monatsendbestand	8129	8376	8376	8376	8376	8376	8376	8376	8376	8376	8626	8626
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	Zubau	375,9	309,4	436	320,8	321	510,3	354,1	339	301,4	332,8	353,4	296,6
	Rückbau	0,1	0	0,1	0,1	0,3	2,1	0,1	0,1	1,8	0	0	0,1
	Monatsendbestand	20724	21033	21469	21790	22110	22619	22972	23301	23601	23934	24287	24584
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	Zubau	396,7	379,1	359,7	339,2	342,6	351,3	343	342,4	347,4	337,7	342,3	338,6
	Rückbau	0,5	0,1	0,4	0,4	0,7	1,3	0,8	0,3	0,5	0,5	0,3	1,3
	Monatsendbestand	42840	43219	43579	43917	44259	44609	44951	45293	45640	45978	46320	46657

Tabelle A-2: Prognose der monatlichen Vollbenutzungsstunden je Energieträger in Deutschland im Trendszenario im Jahr 2023

[MW]	Jan. 23	Feb. 23	Mrz. 23	Apr. 23	Mai. 23	Jun. 23	Jul. 23	Aug. 23	Sep. 23	Okt. 23	Nov. 23	Dez. 23
Wasserkraft	268	293	296	276	411	434	428	431	320	234	213	247
Deponiegas	216	181	195	162	155	129	133	134	132	168	193	205
Klärgas	92	76	83	68	65	55	57	57	55	68	77	80
Grubengas	374	310	335	275	263	220	227	224	219	259	284	297
Energie aus Biomasse	451	398	442	429	448	394	371	371	363	388	387	402
Geothermie	365	391	433	329	377	247	239	270	309	413	430	434
Windenergie an Land	230	191	171	130	130	101	104	95	124	177	168	236
Windenergie auf See	360	353	353	250	221	212	211	226	194	294	308	366
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	14	38	78	104	115	129	125	110	86	54	25	16
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	14	37	75	102	110	118	120	105	84	53	25	16

Tabelle A-3: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Wasserkraft in Deutschland im Trendszenario 2023 nach Veräußerungsform

[GWh]	Jan. 23	Feb. 23	Mrz. 23	Apr. 23	Mai. 23	Jun. 23	Jul. 23	Aug. 23	Sep. 23	Okt. 23	Nov. 23	Dez. 23
Marktprämie	227,2	247,6	250,2	233,3	346,4	365,3	360,7	362,9	269,2	195,8	179,2	207,8
Sonstige Direktvermarktung	62,3	68	68,7	64,1	95,3	100,7	99,4	98,9	73,5	53,6	47,7	55,4
Eigenverbrauch	0,3	0,3	0,3	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,3	0,2	0,3
Feste Einspeisevergütung	96,3	105	106,2	98,9	146,9	155,3	153,3	154,1	114,5	83,5	76	88,2
Vermarktung in Ausnahmefällen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	386,1	420,9	425,4	396,6	589,1	621,8	613,9	616,4	457,6	333,2	303,1	351,7

Tabelle A-4: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Deponiegas in Deutschland im Trendszenario 2023 nach Veräußerungsform

[GWh]	Jan. 23	Feb. 23	Mrz. 23	Apr. 23	Mai. 23	Jun. 23	Jul. 23	Aug. 23	Sep. 23	Okt. 23	Nov. 23	Dez. 23
Marktprämie	10,1	8,4	9	7,4	7,1	5,9	6,1	6,1	6	7,4	8,3	8,6
Sonstige Direktvermarktung	9,1	6,7	7,1	5,9	5,6	4,7	4,2	4	3,8	4	3,8	3,9
Eigenverbrauch	0,6	0,5	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6
Feste Einspeisevergütung	3,7	3,1	3,3	2,7	2,6	2,2	2,3	2,3	2,2	2,7	2,9	3
Vermarktung in Ausnahmefällen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1
Summe	23,8	18,9	20,2	16,7	16	13,3	13,1	12,9	12,5	14,8	15,7	16,2

Tabelle A-5: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Klärgas in Deutschland im Trendszenario 2023 nach Veräußerungsform

[GWh]	Jan. 23	Feb. 23	Mrz. 23	Apr. 23	Mai. 23	Jun. 23	Jul. 23	Aug. 23	Sep. 23	Okt. 23	Nov. 23	Dez. 23
Marktprämie	1,1	0,9	1	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,9	1
Sonstige Direktvermarktung	1,4	1,2	1,3	1,1	1,1	0,9	0,9	0,9	0,9	1,1	1,2	1,3
Eigenverbrauch	1,7	1,4	1,5	1,3	1,2	1	1	1	1	1,3	1,4	1,5
Feste Einspeisevergütung	1,7	1,4	1,5	1,2	1,2	1	1	1	1	1,2	1,4	1,4
Vermarktung in Ausnahmefällen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Summe	6,1	5	5,4	4,5	4,4	3,7	3,7	3,7	3,7	4,5	5	5,3

Tabelle A-6: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Grubengas in Deutschland im Trendszenario 2023 nach Veräußerungsform

[GWh]	Jan. 23	Feb. 23	Mrz. 23	Apr. 23	Mai. 23	Jun. 23	Jul. 23	Aug. 23	Sep. 23	Okt. 23	Nov. 23	Dez. 23
Marktprämie	36,6	30,3	32,8	26,9	25,8	21,5	22,3	21,8	21,3	26,3	29,5	30,8
Sonstige Direktvermarktung	15,2	12,6	13,6	11,2	10,7	9	9,3	9,2	9	8,3	7,6	7,9
Eigenverbrauch	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Feste Einspeisevergütung	1,1	0,9	1	0,8	0,8	0,6	0,7	0,6	0,6	0,8	0,9	0,9
Vermarktung in Ausnahmefällen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	52,9	43,8	47,4	38,9	37,3	31,1	32,3	31,6	30,9	35,4	38	39,6

Tabelle A-7: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Biomasse in Deutschland im Trendszenario 2023 nach Veräußerungsform

[GWh]	Jan. 23	Feb. 23	Mrz. 23	Apr. 23	Mai. 23	Jun. 23	Jul. 23	Aug. 23	Sep. 23	Okt. 23	Nov. 23	Dez. 23
Marktprämie	3237,4	2857,5	3174,2	3085,5	3217,1	2849,9	2681,3	2687,5	2626,1	2798,1	2803,6	2912,8
Sonstige Direktvermarktung	142,4	123	136,8	127,3	131,9	99,8	92,5	78,4	63,7	45,8	44,1	44
Eigenverbrauch	13,1	11,5	12,8	12,4	12,9	11,5	10,8	11,3	10,9	11,6	11,6	12
Feste Einspeisevergütung	349,2	308,3	342,1	332,5	346,6	305,4	288,1	289,3	283,1	303,1	301,9	313,3
Vermarktung in Ausnahmefällen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	0,7	0,5	0,4	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0	0
Summe	3742,8	3300,8	3666,3	3557,9	3708,7	3266,7	3072,8	3066,6	2983,9	3158,7	3161,2	3282,1

Tabelle A-8: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Geothermie in Deutschland im Trendszenario 2023 nach Veräußerungsform

[GWh]	Jan. 23	Feb. 23	Mrz. 23	Apr. 23	Mai. 23	Jun. 23	Jul. 23	Aug. 23	Sep. 23	Okt. 23	Nov. 23	Dez. 23
Marktprämie	17,6	18,8	22,6	17,2	19,7	13,9	13,4	15,2	17,4	23,2	24,2	24,4
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
Feste Einspeisevergütung	0,8	0,8	0,9	0,7	0,8	0,5	0,5	0,5	0,6	0,8	0,9	0,9
Vermarktung in Ausnahmefällen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	18,4	19,6	23,5	17,9	20,5	14,4	13,9	15,7	18	24	25,1	25,3

Tabelle A-9: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Windenergie an Land in Deutschland im Trendszenario 2023 nach Veräußerungsform

[GWh]	Jan. 23	Feb. 23	Mrz. 23	Apr. 23	Mai. 23	Jun. 23	Jul. 23	Aug. 23	Sep. 23	Okt. 23	Nov. 23	Dez. 23
Marktprämie	11254,2	9337,6	8469,8	6484,8	6481,1	5087,2	5251,9	4803,8	6245,4	8930,2	8488,5	12041,8
Sonstige Direktvermarktung	1847,6	1531,6	1333,6	1016,4	1012,6	761,3	790,4	731	969,9	1378,9	1288	1838,1
Eigenverbrauch	6,2	5	5,4	3,9	3,8	3,1	3,1	3	3,6	5,3	4,9	7,5
Feste Einspeisevergütung	11	8	7,1	6	6	4,3	4,5	4	5,9	8,4	8	11,5
Vermarktung in Ausnahmefällen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	13119	10882,2	9815,9	7511,1	7503,5	5855,9	6049,9	5541,8	7224,8	10322,8	9789,4	13898,9

Tabelle A-10: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Windenergie auf See in Deutschland im Trendszenario 2023 nach Veräußerungsform

[GWh]	Jan. 23	Feb. 23	Mrz. 23	Apr. 23	Mai. 23	Jun. 23	Jul. 23	Aug. 23	Sep. 23	Okt. 23	Nov. 23	Dez. 23
Marktprämie	2740,9	2783,3	2775	1960,6	1738,8	1673,7	1665,8	1781,9	1532,8	2308,9	2502	2975,6
Sonstige Direktvermarktung	186,7	176,9	183,7	129,4	108,8	104,7	103,2	110,1	93,1	152,3	158,5	182
Eigenverbrauch	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Feste Einspeisevergütung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Vermarktung in Ausnahmefällen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	2927,6	2960,2	2958,7	2090	1847,6	1778,4	1769	1892	1625,9	2461,2	2660,5	3157,6

Tabelle A-11: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen in Deutschland im Trendszenario 2023 nach Veräußerungsform

[GWh]	Jan. 23	Feb. 23	Mrz. 23	Apr. 23	Mai. 23	Jun. 23	Jul. 23	Aug. 23	Sep. 23	Okt. 23	Nov. 23	Dez. 23
Marktprämie	101,5	281,2	602,6	826,1	912,5	1049,3	1038,4	916,8	716,2	451,6	207,7	125,6
Sonstige Direktvermarktung	2,2	6,4	12,8	16,6	18,1	21,3	20,1	18,4	14,2	8,9	4,1	2,5
Eigenverbrauch	47,2	128,4	265,8	365,9	394,4	427,2	440,4	391,3	314,3	200	94,3	59,9
Feste Einspeisevergütung	431,8	1163,2	2379,5	3248,8	3503,1	3752,8	3873,2	3430,2	2769,1	1777,1	840,4	544,3
Vermarktung in Ausnahmefällen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	2,7	7,2	14,1	18,8	20	20,4	21,3	18,8	15,5	10,2	4,9	3,4
Summe	585,4	1586,4	3274,8	4476,2	4848,1	5271	5393,4	4775,5	3829,3	2447,8	1151,4	735,7

Tabelle A-12: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen in Deutschland im Trendszenario 2023 nach Veräußerungsform

[GWh]	Jan. 23	Feb. 23	Mrz. 23	Apr. 23	Mai. 23	Jun. 23	Jul. 23	Aug. 23	Sep. 23	Okt. 23	Nov. 23	Dez. 23
Marktprämie	207,4	583,3	1212	1653,1	1850,7	2127,3	2107,3	1885,3	1502,1	952	456	285,2
Sonstige Direktvermarktung	40,8	116,8	240,1	321,9	356,4	423,8	401	359,4	277,1	172,5	81,1	48,7
Eigenverbrauch	0,7	2	4,2	5,8	6,4	7,1	7,3	6,5	5,2	3,3	1,6	1
Feste Einspeisevergütung	36,4	101,3	207,4	279,5	307,3	346,3	343,9	305,4	241,7	153,3	71,9	44,7
Vermarktung in Ausnahmefällen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ausgeförderte Anlagen	1,1	2,9	6	8,1	8,6	9,2	9,5	8,3	6,7	4,3	2	1,3
Summe	286,4	806,3	1669,7	2268,4	2529,4	2913,7	2869	2564,9	2032,8	1285,4	612,6	380,9

Tabelle A-13: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Wasserkraft in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen

[Mio. EUR]	Jan. 23	Feb. 23	Mrz. 23	Apr. 23	Mai. 23	Jun. 23	Jul. 23	Aug. 23	Sep. 23	Okt. 23	Nov. 23	Dez. 23
Einspeisevergütung	10,07	11	11,24	10,36	15,3	16,07	15,92	15,99	12,12	8,67	7,87	9,19
Marktprämie	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
Summe	10,07	11	11,24	10,36	15,3	16,07	15,92	15,99	12,12	8,67	7,87	9,19

Tabelle A-14: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Deponiegas in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen

[Mio. EUR]	Jan. 23	Feb. 23	Mrz. 23	Apr. 23	Mai. 23	Jun. 23	Jul. 23	Aug. 23	Sep. 23	Okt. 23	Nov. 23	Dez. 23
Einspeisevergütung	0,3	0,26	0,28	0,23	0,22	0,18	0,19	0,18	0,18	0,22	0,23	0,24
Marktprämie	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
Summe	0,3	0,26	0,28	0,23	0,22	0,18	0,19	0,18	0,18	0,22	0,23	0,24

Tabelle A-15: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Klärgas in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen

[Mio. EUR]	Jan. 23	Feb. 23	Mrz. 23	Apr. 23	Mai. 23	Jun. 23	Jul. 23	Aug. 23	Sep. 23	Okt. 23	Nov. 23	Dez. 23
Einspeisevergütung	0,11	0,09	0,1	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07	0,07	0,08	0,09	0,1
Marktprämie	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
Summe	0,11	0,09	0,1	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07	0,07	0,08	0,09	0,1

Tabelle A-16: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Grubengas in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen

[Mio. EUR]	Jan. 23	Feb. 23	Mrz. 23	Apr. 23	Mai. 23	Jun. 23	Jul. 23	Aug. 23	Sep. 23	Okt. 23	Nov. 23	Dez. 23
Einspeisevergütung	0,08	0,06	0,07	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,07
Marktprämie	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
Summe	0,08	0,06	0,07	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,07

Tabelle A-17: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Biomasse in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen

[Mio. EUR]	Jan. 23	Feb. 23	Mrz. 23	Apr. 23	Mai. 23	Jun. 23	Jul. 23	Aug. 23	Sep. 23	Okt. 23	Nov. 23	Dez. 23
Einspeisevergütung	73,21	64,94	72,07	69,95	72,77	65,32	61,26	60,88	59,21	64,76	63,83	66,98
Marktprämie	0	0	0,01	0,74	1,51	0,02	0,34	0,03	0,08	0,02	0,01	0,02
Eigenverbrauch	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	73,21	64,94	72,08	70,69	74,28	65,34	61,6	60,91	59,29	64,78	63,84	67

Tabelle A-18: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Geothermie in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen

[Mio. EUR]	Jan. 23	Feb. 23	Mrz. 23	Apr. 23	Mai. 23	Jun. 23	Jul. 23	Aug. 23	Sep. 23	Okt. 23	Nov. 23	Dez. 23
Einspeisevergütung	0,14	0,15	0,17	0,13	0,15	0,1	0,09	0,1	0,12	0,16	0,17	0,17
Marktprämie	0	0	0	0,13	0,22	0	0,03	0	0	0	0	0
Eigenverbrauch	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	0,14	0,15	0,17	0,26	0,37	0,1	0,12	0,1	0,12	0,16	0,17	0,17

Tabelle A-19: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie an Land in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen

[Mio. EUR]	Jan. 23	Feb. 23	Mrz. 23	Apr. 23	Mai. 23	Jun. 23	Jul. 23	Aug. 23	Sep. 23	Okt. 23	Nov. 23	Dez. 23
Einspeisevergütung	0,95	0,68	0,61	0,52	0,51	0,37	0,38	0,35	0,51	0,72	0,69	0,99
Marktprämie	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
Summe	0,95	0,68	0,61	0,52	0,51	0,37	0,38	0,35	0,51	0,72	0,69	0,99

Tabelle A-20: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie auf See in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen

[Mio. EUR]	Jan. 23	Feb. 23	Mrz. 23	Apr. 23	Mai. 23	Jun. 23	Jul. 23	Aug. 23	Sep. 23	Okt. 23	Nov. 23	Dez. 23
Einspeisevergütung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Marktprämie	0	0	0	0	1,53	0	0	0	0	0	0	0
Eigenverbrauch	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	0	0	0	0	1,53	0	0	0	0	0	0	0

Tabelle A-21: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen

[Mio. EUR]	Jan. 23	Feb. 23	Mrz. 23	Apr. 23	Mai. 23	Jun. 23	Jul. 23	Aug. 23	Sep. 23	Okt. 23	Nov. 23	Dez. 23
Einspeisevergütung	119,12	318,97	647,68	879,36	942,03	1000,48	1028,95	906,76	729,4	465,91	219,52	142,05
Marktprämie	0,11	1,18	4,23	13,5	14,03	9,26	13,32	9,61	7,82	2,99	0,78	0,56
Eigenverbrauch	1,77	4,77	9,91	13,59	14,61	15,82	16,18	14,29	11,37	7,2	3,38	2,12
Summe	121	324,92	661,82	906,45	970,67	1025,56	1058,45	930,66	748,59	476,1	223,68	144,73

Tabelle A-22: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen in Deutschland im Trendszenario nach Veräußerungsformen

[Mio. EUR]	Jan. 23	Feb. 23	Mrz. 23	Apr. 23	Mai. 23	Jun. 23	Jul. 23	Aug. 23	Sep. 23	Okt. 23	Nov. 23	Dez. 23
Einspeisevergütung	10,43	28,72	58,43	78,69	85,4	94,13	94,43	83,24	65,96	41,54	19,4	12,06
Marktprämie	0,05	0,85	4,88	30,61	31,06	15,25	25,44	17,26	14,53	3,48	0,54	0,44
Eigenverbrauch	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	10,48	29,57	63,31	109,3	116,46	109,38	119,87	100,5	80,49	45,02	19,94	12,5

Anhang B: Entwicklung der Stromerzeugung je Energieträger nach Veräußerungsform

Tabelle B-1: Prognose der Stromerzeugung aus Wasserkraft nach Veräußerungsform je Szenario 2021-2027 in GWh

Jahr	Szenario	Marktprämie	Sonstige Direktvermarktung	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Ausgeförderte Anlagen	Summe
2021		3284,68	250,85	5,58	2053,06	6,78	0,02	5600,97
	TS	3183,73	880,73	5,17	1480,05	0	0,01	5549,69
2022	OS	3868,75	1072,99	7,21	1818,93	0	0,01	6767,89
	US	2644,46	730,8	4,32	1231,91	0	0,01	4611,5
	TS	3245,55	887,61	4,38	1378,21	0	0,01	5515,76
2023	OS	4007,2	1084,43	7,25	1712,83	0	0,01	6811,72
	US	2648,58	732,57	3,58	1139,41	0	0,01	4524,15
	TS	3223,66	867,13	4,49	1379,77	0	0,01	5475,06
2024	OS	4042,35	1060,3	7,4	1719,15	0	0,01	6829,21
	US	2609	710,57	3,63	1137,95	0	0,01	4461,16
	TS	3168,95	864,53	4,47	1372,93	0	0,01	5410,89
2025	OS	4035,88	1057,79	7,38	1714,7	0	0,01	6815,76
	US	2538,05	694,38	3,61	1128,66	0	0,01	4364,71
	TS	3191,89	800,93	4,4	1384,16	0	0,01	5381,39
2026	OS	4119,45	986,35	7,44	1732,69	0	0,01	6845,94
	US	2553,79	604,31	3,65	1134,31	0	0,01	4296,07
	TS	3136,26	811,84	4,4	1377,39	0	0,01	5329,9
2027	OS	4086,03	1008,55	7,45	1732,67	0	0,01	6834,71
	US	2484,1	566,23	3,66	1127,7	0	0,01	4181,7

Tabelle B-2: Prognose der Stromerzeugung aus Deponiegas nach Veräußerungsform je Szenario 2021-2027 in GWh

Jahr	Szenario	Marktprämie	Sonstige Direktvermarktung	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Ausgeförderte Anlagen	Summe
2021		104,78	84,71	5,35	49,38	0	2,06	246,28
	TS	104,63	86,04	5,58	36,76	0	2,52	235,53
2022	OS	111,98	93,96	5,91	37,89	0	2,79	252,53
	US	104,31	78,4	5,24	29,42	0	2,37	219,74
	TS	90,44	62,78	5,83	33,04	0	1,99	194,08
2023	OS	97,3	101,68	6,18	33,58	0	2,9	241,64
	US	90,49	50,06	5,4	26,41	0	0,9	173,26
	TS	90,92	49,25	5,9	23,95	0	1,11	171,13
2024	OS	96,38	103,35	6,26	25,39	0	2,46	233,84
	US	80,44	15,69	4,37	18,05	0	0	118,55
	TS	50,1	86,03	5,99	20,65	0	1,11	163,88
2025	OS	53,11	138,24	6,34	21,88	0	2,23	221,8
	US	40,93	11,45	3,48	15,63	0	0	71,49
	TS	43,34	88,84	6,01	17,37	0	0,98	156,54
2026	OS	45,94	138,79	6,37	18,41	0	2,11	211,62
	US	41,47	11,45	3,5	13,88	0	0	70,3
	TS	42,24	86,21	5,99	14,87	0	0,92	150,23
2027	OS	44,77	131,78	6,37	15,76	0	2,63	201,31
	US	39,29	17,54	3,5	13,83	0	0	74,16

Tabelle B-3: Prognose der Stromerzeugung aus Klärgas nach Veräußerungsform je Szenario 2021-2027 in GWh

Jahr	Szenario	Marktprämie	Sonstige Direktvermarktung	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Ausgeförderte Anlagen	Summe
2021		7,49	6,36	14,76	22,24	0,03	0,5	51,38
	TS	8,54	12,78	15,26	15,33	0	1,17	53,08
2022	OS	9,18	13,73	16,18	16,25	0	1,24	56,58
	US	7,6	12,02	14,35	14,41	0	1,1	49,48
	TS	10,07	13,28	15,44	15,13	0	1,48	55,4
2023	OS	12,58	14,21	16,36	16,04	0	1,57	60,76
	US	8,29	12,02	14,51	14,22	0	1,39	50,43
	TS	6,02	21,59	15,55	12,38	0	1,53	57,07
2024	OS	9,92	23,16	16,59	13,13	0	1,62	64,42
	US	3,89	19,7	14,62	11,64	0	1,44	51,29
	TS	7,79	22,36	15,5	11,24	0	1,78	58,67
2025	OS	11,96	24,82	17	11,92	0	1,88	67,58
	US	4,15	20,75	14,57	10,57	0	1,67	51,71
	TS	9,19	23,62	15,54	9,53	0	2,26	60,14
2026	OS	14,04	27,43	17,03	10,1	0	2,39	70,99
	US	4,47	22,2	14,6	8,96	0	2,12	52,35
	TS	10,19	24,6	15,84	8,62	0	2,69	61,94
2027	OS	15,48	29,76	17,14	9,14	0	2,85	74,37
	US	5,05	22,66	14,6	8,1	0	2,52	52,93

Tabelle B-4: Prognose der Stromerzeugung aus Grubengas nach Veräußerungsform je Szenario 2021-2027 in GWh

Jahr	Szenario	Marktprämie	Sonstige Direktvermarktung	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Ausgeförderte Anlagen	Summe
2021		442,61	0	0	18,75	0	0	461,36
	TS	433,19	35,69	0	9,55	0	0	478,43
2022	OS	450,71	39,72	0	16	0	0	506,43
	US	394,74	33,54	0	0,6	0	0	428,88
	TS	325,97	123,65	0	9,6	0	0	459,22
2023	OS	345,53	148,19	0	10,18	0	0	503,9
	US	264,25	22,13	0	0	0	0	286,38
	TS	178,18	226,41	0	6,25	0	0	410,84
2024	OS	188,88	294,42	0	6,62	0	0	489,92
	US	66,32	0,83	0	0	0	0	67,15
	TS	30,7	342,62	0	6,23	0	0	379,55
2025	OS	32,54	416,71	0	6,6	0	0	455,85
	US	32,51	0,82	0	0	0	0	33,33
	TS	27,08	346,59	0	0	0	0	373,67
2026	OS	28,71	412,98	0	0	0	0	441,69
	US	25,19	0,82	0	0	0	0	26,01
	TS	26	339,51	0	0	0	0	365,51
2027	OS	27,56	408,96	0	0	0	0	436,52
	US	24,44	0,82	0	0	0	0	25,26

Tabelle B-5: Prognose der Stromerzeugung aus Biomasse nach Veräußerungsform je Szenario 2021-2027 in GWh

Jahr	Szenario	Marktprämie	Sonstige Direktvermarktung	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Ausgeförderte Anlagen	Summe
2021		33860,31	582,47	162,9	5569,25	2,51	2,71	40180,15
	TS	34466,01	1602,41	169,09	4015,78	0	14,95	40268,24
2022	OS	36732,65	1749,77	180,11	4272,99	0	15,85	42951,37
	US	32364,24	1469,75	158,19	3733,14	0	14,06	37739,38
	TS	34930,95	1129,62	142,46	3762,99	0	2,55	39968,57
2023	OS	37685,62	1446,34	153,25	4020,94	0	2,7	43308,85
	US	32459,33	837,98	131,5	3477,08	0	2,39	36908,28
	TS	34538,5	553,59	144,53	3735,21	0	0,55	38972,38
2024	OS	37705,34	853,87	155,92	4030,96	0	0,77	42746,86
	US	32043,43	210,22	133,52	3444,47	0	0	35831,64
	TS	32780,87	1478,96	140,56	3640,69	0	3,13	38044,21
2025	OS	36005,79	2132,84	139,12	3929,62	0	6,91	42214,28
	US	30001,4	858,23	127,98	3357,79	0	2,94	34348,34
	TS	31360,83	2194,45	123,57	3385,84	0	9,62	37074,31
2026	OS	34616,43	3920,68	137,56	3649,05	0	14,64	42338,36
	US	28242,29	1816,77	106,74	3097,81	0	9,78	33273,39
	TS	29013,61	4080,51	120,98	2995,78	0	19,87	36230,75
2027	OS	32093,04	6881,64	133,96	3187,4	0	25,79	42321,83
	US	26289,17	3090,3	107,82	2751,39	0	19,67	32258,35

Tabelle B-6: Prognose der Stromerzeugung aus Geothermie nach Veräußerungsform je Szenario 2021-2027 in GWh

Jahr	Szenario	Marktprämie	Sonstige Direktvermarktung	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Ausgeförderte Anlagen	Summe
2021		200,56	0	0	8,68	0,8	0	210,04
	TS	201,77	0	0	8,68	0	0	210,45
2022	OS	213,87	0	0	9,2	0	0	223,07
	US	189,66	0	0	8,16	0	0	197,82
	TS	227,55	0	0	8,68	0	0	236,23
2023	OS	245,26	0	0	9,2	0	0	254,46
	US	213,9	0	0	8,16	0	0	222,06
	TS	269,84	0	0	8,71	0	0	278,55
2024	OS	306,06	0	0	9,23	0	0	315,29
	US	253,65	0	0	8,19	0	0	261,84
	TS	352,44	0	0	8,68	0	0	361,12
2025	OS	393,55	0	0	9,2	0	0	402,75
	US	331,29	0	0	8,16	0	0	339,45
	TS	382,05	0	0	8,68	0	0	390,73
2026	OS	434,75	0	0	9,2	0	0	443,95
	US	331,29	0	0	8,16	0	0	339,45
	TS	447,81	0	0	8,68	0	0	456,49
2027	OS	536,07	0	0	9,2	0	0	545,27
	US	355,53	0	0	8,16	0	0	363,69

Tabelle B-7: Prognose der Stromerzeugung aus Windenergie an Land nach Veräußerungsform je Szenario 2021-2027 in GWh

Jahr	Szenario	Marktprämie	Sonstige Direktvermarktung	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Ausgeförderte Anlagen	Summe
2021		83074,25	2766,84	22,9	1862,52	21,29	795,92	88543,72
	TS	90781,25	11244,37	44,63	161,95	0	0	102232,2
2022	OS	125796,29	15641,71	60,16	240,77	0	0	141738,93
	US	65825,74	8083,66	32,07	120,46	0	0	74061,93
	TS	92876,3	14499,33	54,84	84,86	0	0	107515,33
2023	OS	131451,54	20510,63	78,33	121,66	0	0	152162,16
	US	66623,79	10375,54	37,7	60,35	0	0	77097,38
	TS	94205,17	18464,7	62,36	57,34	0	0	112789,57
2024	OS	145290,12	26408,84	123,42	83,35	0	0	171905,73
	US	66962,52	13282,63	46,29	38,91	0	0	80330,35
	TS	98291,08	21592,36	83,94	43,92	0	0	120011,3
2025	OS	161974,69	31130,86	177,25	64,94	0	0	193347,74
	US	69278,68	15533,19	60,35	32,01	0	0	84904,23
	TS	106042,68	24278,24	113,64	40,41	0	0	130474,97
2026	OS	179834,34	35078,72	239,53	59,88	0	0	215212,47
	US	72337,99	17409,76	72,57	29,53	0	0	89849,85
	TS	119291,47	27795,16	156,59	12,02	0	0	147255,24
2027	OS	196749,97	39937,58	301,01	17,75	0	0	237006,31
	US	77287,71	19843,82	94,31	8,53	0	0	97234,37

Tabelle B-8: Prognose der Stromerzeugung aus Windenergie auf See nach Veräußerungsform je Szenario 2021-2027 in GWh

Jahr	Szenario	Marktprämie	Sonstige Direktvermarktung	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Ausgeförderte Anlagen	Summe
2021		24015,26	0	0	0	0	0	24015,26
	TS	24947,31	1281,37	0	0	0	0	26228,68
2022	OS	27973,92	1499,46	0	0	0	0	29473,38
	US	20249,66	1115,82	0	0	0	0	21365,48
	TS	26439,3	1689,47	0	0	0	0	28128,77
2023	OS	30275,08	1883,66	0	0	0	0	32158,74
	US	20597,87	1402,03	0	0	0	0	21999,9
	TS	28961,03	1693,94	0	0	0	0	30654,97
2024	OS	32687,6	1888,36	0	0	0	0	34575,96
	US	23000,45	1404,63	0	0	0	0	24405,08
	TS	29009,06	3163,19	0	0	0	0	32172,25
2025	OS	32617,84	9090,97	0	0	0	0	41708,81
	US	23594,12	2188,51	0	0	0	0	25782,63
	TS	29078,65	10514,23	0	0	0	0	39592,88
2026	OS	32751,55	12338,39	0	0	0	0	45089,94
	US	23631,65	7184,8	0	0	0	0	30816,45
	TS	29078,69	14520,81	0	0	0	0	43599,5
2027	OS	32751,61	16630,43	0	0	0	0	49382,04
	US	23638,65	11226,78	0	0	0	0	34865,43

Tabelle B-9: Prognose der Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Veräußerungsform je Szenario 2021-2027 in GWh

Jahr	Szenario	Marktprämie	Sonstige Direktvermarktung	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Ausgeförderte Anlagen	Summe
2021		4451,28	69,28	2696,09	24988,57	41,13	0,23	32246,58
	TS	6092,25	129,48	2898,68	26154,22	0	76,02	35350,65
2022	OS	6946,33	148,59	3289,66	29831,65	0	86,76	40302,99
	US	5249,8	109,79	2529,85	22911,71	0	62,97	30864,12
	TS	7229,33	145,64	3129,17	27713,49	0	157,31	38374,94
2023	OS	8349,47	167,53	3587,09	31890,13	0	179,62	44173,84
	US	6099,28	123,07	2697,65	23855,92	0	118,37	32894,29
	TS	8172,29	146,37	3492,69	30443,83	0	270,57	42525,75
2024	OS	9667,89	168,09	4071,24	35698,45	0	309,37	49915,04
	US	6723,18	123,82	2969,5	25646,13	0	218,45	35681,08
	TS	9347,91	186,23	3958,45	33594,58	0	710,38	47797,55
2025	OS	11479,45	217,19	4746,44	40656,14	0	812,35	57911,57
	US	7424,5	157,65	3280,42	27437,28	0	606,28	38906,13
	TS	10841,29	245,07	4591,71	37547,69	0	1314,47	54540,23
2026	OS	13782,01	285,2	5636,87	46888,14	0	1503,75	68095,97
	US	8219,33	205,37	3670,38	29387,32	0	1137,2	42619,6
	TS	12714,23	313,56	5396,81	42789,96	0	1852,53	63067,09
2027	OS	16289,98	361,13	6624,39	53840,31	0	2118,71	79234,52
	US	9124,5	261,96	4118,05	31772,54	0	1608,23	46885,28

Tabelle B-10: Prognose der Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Veräußerungsform je Szenario 2021-2027 in GWh

Jahr	Szenario	Marktprämie	Sonstige Direktvermarktung	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Ausgeförderte Anlagen	Summe
2021		11290,15	587,18	33,69	2801,85	14,9	34,7	14762,47
	TS	11760,6	2451,16	42,77	2337,61	0	60,3	16652,44
2022	OS	13410,1	2787,05	49,56	2674,95	0	68,93	18990,59
	US	10060,19	2079,46	36,41	2011,83	0	52,89	14240,78
	TS	14821,73	2839,46	51,13	2438,97	0	67,83	20219,12
2023	OS	17194,74	3306,66	60,07	2836,42	0	77,62	23475,51
	US	12174,03	2390,01	41,69	2072,55	0	59,44	16737,72
	TS	18426,95	3183,02	65,28	2691,73	0	77,61	24444,59
2024	OS	22092,81	3704,95	78,83	3194,52	0	88,97	29160,08
	US	14564,34	2577,7	50,43	2235,39	0	67,93	19495,79
	TS	22819,36	3649,6	87,16	2969,65	0	137,05	29662,82
2025	OS	28769,45	4367,57	108,7	3632,88	0	157,46	37036,06
	US	17270,05	2873,1	61,96	2385,96	0	119,73	22710,8
	TS	28460,79	4241,57	110,39	3294,99	0	225,02	36332,76
2026	OS	37282,75	5397,06	146,87	4164,18	0	258,96	47249,82
	US	20369,39	3280,42	77,49	2524,69	0	196,23	26448,22
	TS	35582,42	5038,47	141,46	3751,79	0	310,49	44824,63
2027	OS	46552,34	6352,64	185,2	4770,79	0	357,44	58218,41
	US	23861,76	3626,58	91,7	2706,76	0	270,32	30557,12

Anhang C: Entwicklung der Auszahlungen je Energieträger nach Veräußerungsformen

Tabelle C-1: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Wasserkraft nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. EUR (2021-2027)

Jahr	Szenario	Marktprämie	Feste Einspeisevergütung	Eigenverbrauch	Summe
2021		78,45	223,57	0	302,02
	TS	0	155,97	0	155,97
2022	OS	0	191,56	0	191,56
	US	0	130,06	0	130,06
	TS	0	143,79	0	143,79
2023	OS	0	178,88	0	178,88
	US	0	119,04	0	119,04
	TS	0	143,86	0	143,86
2024	OS	1,91	179,45	0	181,36
	US	0	118,91	0	118,91
	TS	0	143,2	0	143,2
2025	OS	20,1	178,98	0	199,08
	US	0	118,03	0	118,03
	TS	0,08	143	0	143,08
2026	OS	50,04	179,09	0	229,13
	US	0	117,5	0	117,5
	TS	1,23	142,43	0	143,66
2027	OS	83,61	179,09	0	262,7
	US	0	116,77	0	116,77

Tabelle C-2: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Deponiegas nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. EUR (2021-2027)

Jahr	Szenario	Marktprämie	Feste Einspeisevergütung	Eigenverbrauch	Summe
2021		1,14	3,84	0	4,98
2022	TS	0	3,02	0	3,02
	OS	0	3,01	0	3,01
	US	0	2,44	0	2,44
2023	TS	0	2,71	0	2,71
	OS	0	2,67	0	2,67
	US	0	2,19	0	2,19
2024	TS	0	1,91	0	1,91
	OS	0	2,03	0	2,03
	US	0	1,46	0	1,46
2025	TS	0	1,66	0	1,66
	OS	0	1,76	0	1,76
	US	0	1,28	0	1,28
2026	TS	0	1,41	0	1,41
	OS	0,1	1,49	0	1,59
	US	0	1,16	0	1,16
2027	TS	0	1,24	0	1,24
	OS	0,29	1,31	0	1,6
	US	0	1,15	0	1,15

Tabelle C-3: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Klärgas nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. EUR (2021-2027)

Jahr	Szenario	Marktprämie	Feste Einspeisevergütung	Eigenverbrauch	Summe
2021		0,06	1,61	0	1,67
2022	TS	0	1,02	0	1,02
	OS	0	1,08	0	1,08
	US	0	0,96	0	0,96
2023	TS	0	1	0	1
	OS	0	1,06	0	1,06
	US	0	0,94	0	0,94
2024	TS	0	0,79	0	0,79
	OS	0	0,84	0	0,84
	US	0	0,74	0	0,74
2025	TS	0	0,7	0	0,7
	OS	0	0,74	0	0,74
	US	0	0,66	0	0,66
2026	TS	0	0,57	0	0,57
	OS	0	0,61	0	0,61
	US	0	0,54	0	0,54
2027	TS	0	0,5	0	0,5
	OS	0,01	0,53	0	0,54
	US	0	0,47	0	0,47

Tabelle C-4: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Grubengas nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. EUR (2021-2027)

Jahr	Szenario	Marktprämie	Feste Einspeisevergütung	Eigenverbrauch	Summe
2021		3,88	1,32	0	5,2
2022	TS	0	0,69	0	0,69
	OS	0	0,73	0	0,73
	US	0	0,04	0	0,04
2023	TS	0	0,7	0	0,7
	OS	0	0,74	0	0,74
	US	0	0	0	0
2024	TS	0	0,46	0	0,46
	OS	0	0,48	0	0,48
	US	0	0	0	0
2025	TS	0	0,45	0	0,45
	OS	0	0,48	0	0,48
	US	0	0	0	0
2026	TS	0	0	0	0
	OS	0	0	0	0
	US	0	0	0	0
2027	TS	0	0	0	0
	OS	0,01	0	0	0,01
	US	0	0	0	0

Tabelle C-5: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Biomasse nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. EUR (2021-2027)

Jahr	Szenario	Marktprämie	Feste Einspeisevergütung	Eigenverbrauch	Summe
2021		3427,5	1154,67	0	4582,17
	TS	518,88	850,91	0	1369,79
2022	OS	553,52	904,18	0	1457,7
	US	487,8	793,79	0	1281,59
	TS	2,79	795,2	0	797,99
2023	OS	275,53	848,09	0	1123,62
	US	0,13	737,51	0	737,64
	TS	769,79	786,19	0	1555,98
2024	OS	2253,13	846,64	0	3099,77
	US	303,04	727,44	0	1030,48
	TS	1516,62	763,28	0	2279,9
2025	OS	3095,46	821,07	0	3916,53
	US	1009,88	707,22	0	1717,1
	TS	1650,21	704,72	0	2354,93
2026	OS	3334,23	757,31	0	4091,54
	US	1031,55	648,47	0	1680,02
	TS	1746,13	616,96	0	2363,09
2027	OS	3236,85	654,99	0	3891,84
	US	955,92	569,89	0	1525,81

Tabelle C-6: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Geothermie nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. EUR (2021-2027)

Jahr	Szenario	Marktprämie	Feste Einspeisevergütung	Eigenverbrauch	Summe
2021		30,07	1,66	0	31,73
2022	TS	6,86	1,66	0	8,52
	OS	7,44	1,76	0	9,2
	US	6,45	1,56	0	8,01
2023	TS	0,37	1,66	0	2,03
	OS	6,51	1,76	0	8,27
	US	0	1,56	0	1,56
2024	TS	16,72	1,66	0	18,38
	OS	29,64	1,76	0	31,4
	US	10,24	1,56	0	11,8
2025	TS	32,78	1,66	0	34,44
	OS	42,92	1,76	0	44,68
	US	26,18	1,56	0	27,74
2026	TS	39,05	1,66	0	40,71
	OS	49,61	1,76	0	51,37
	US	28,36	1,56	0	29,92
2027	TS	49,05	1,66	0	50,71
	OS	59,09	1,76	0	60,85
	US	32,01	1,56	0	33,57

Tabelle C-7: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie an Land
nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. EUR (2021-2027)

Jahr	Szenario	Marktprämie	Feste Einspeisevergütung	Eigenverbrauch	Summe
2021		2122,91	162,1	0	2285,01
2022	TS	0	13,14	0	13,14
	OS	0	19,49	0	19,49
	US	0	9,78	0	9,78
2023	TS	0	7,27	0	7,27
	OS	0	10,41	0	10,41
	US	0	5,17	0	5,17
2024	TS	0	4,95	0	4,95
	OS	556,61	7,19	0	563,8
	US	0	3,36	0	3,36
2025	TS	0	3,77	0	3,77
	OS	2113,68	5,58	0	2119,26
	US	0	2,75	0	2,75
2026	TS	0,97	3,48	0	4,45
	OS	3567,04	5,14	0	3572,18
	US	0	2,54	0	2,54
2027	TS	71,97	1,09	0	73,06
	OS	4636	1,61	0	4637,61
	US	0	0,77	0	0,77

Tabelle C-8: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie auf See
nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. EUR (2021-2027)

Jahr	Szenario	Marktprämie	Feste Einspeisevergütung	Eigenverbrauch	Summe
2021		2258,8	0	0	2258,8
2022	TS	432,15	0	0	432,15
	OS	433,77	0	0	433,77
	US	361,19	0	0	361,19
2023	TS	1,53	0	0	1,53
	OS	258,98	0	0	258,98
	US	0	0	0	0
2024	TS	331,27	0	0	331,27
	OS	1419,22	0	0	1419,22
	US	107,23	0	0	107,23
2025	TS	825,36	0	0	825,36
	OS	1935,92	0	0	1935,92
	US	398,86	0	0	398,86
2026	TS	1126,65	0	0	1126,65
	OS	2279,07	0	0	2279,07
	US	533,69	0	0	533,69
2027	TS	1439,76	0	0	1439,76
	OS	2458,07	0	0	2458,07
	US	643,45	0	0	643,45

Tabelle C-9: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. EUR (2021-2027)

Jahr	Szenario	Marktprämie	Feste Einspeisevergütung	Eigenverbrauch	Summe
2021		254,47	7665,97	113,17	8033,61
	TS	95,95	7333,68	110,88	7540,51
2022	OS	127,63	8357,02	126,15	8610,8
	US	73,62	6434,99	96,94	6605,55
	TS	77,41	7400,22	115,01	7592,64
2023	OS	159,23	8455,14	131,5	8745,87
	US	39,09	6461,77	99,94	6600,8
	TS	151,16	7545,89	121,49	7818,54
2024	OS	286,29	8674,12	140,18	9100,59
	US	104,54	6545,71	104,74	6754,99
	TS	178,46	7518,88	129,69	7827,03
2025	OS	397,02	8736,38	152,13	9285,53
	US	129,77	6457,36	110,21	6697,34
	TS	208,52	7470,39	140,88	7819,79
2026	OS	574,71	8794,46	167,88	9537,05
	US	136,29	6315,73	117,08	6569,1
	TS	264,29	7543,69	155,05	7963,03
2027	OS	819,6	8939,81	185,25	9944,66
	US	138,42	6240,83	124,96	6504,21

Tabelle C-10: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. EUR (2021-2027)

Jahr	Szenario	Marktprämie	Feste Einspeisevergütung	Eigenverbrauch	Summe
2021		1049,16	838,02	0	1887,18
2022	TS	239,76	678,29	0	918,05
	OS	324,17	775,78	0	1099,95
	US	184,51	588,13	0	772,64
2023	TS	144,38	672,42	0	816,8
	OS	444,25	774,44	0	1218,69
	US	53,24	583,03	0	636,27
2024	TS	435,81	684,89	0	1120,7
	OS	860,11	793,89	0	1654
	US	252,5	589,25	0	841,75
2025	TS	564,07	667,6	0	1231,67
	OS	1089,95	781,09	0	1871,04
	US	366,57	567,99	0	934,56
2026	TS	655,9	632,98	0	1288,88
	OS	1388,05	751,74	0	2139,79
	US	403,38	528,26	0	931,64
2027	TS	774,69	615,04	0	1389,73
	OS	1935,78	736,19	0	2671,97
	US	429,74	498,43	0	928,17