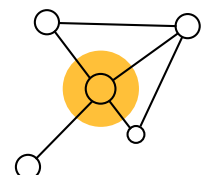
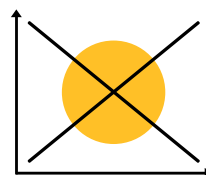
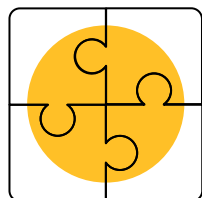
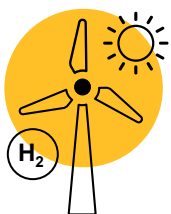


EWI-Gutachten

Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2025 bis 2029

Im Auftrag von:
50Hertz Transmission GmbH,
Amprion GmbH,
TenneT TSO GmbH,
TransnetBW GmbH

September 2024



**Energiewirtschaftliches Institut
an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)**

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 650 853-60

<https://www.ewi.uni-koeln.de>

Verfasst von

Dr. Fabian Arnold (Projektleitung)

Nils Namockel

Hendrik Diers

Martin Lange

Arne Lilienkamp

Erik Schrader

Carina Schmidt

Dr. Philip Schnaars

Bitte zitieren als

EWI (2024): Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2025 bis 2029.

Das vorliegende Gutachten wurde mit größter Sorgfalt und nach bestem Wissen und Gewissen erstellt. Dennoch können Fehler nicht vollständig ausgeschlossen werden. Die Haftung für Folgeschäden, insbesondere für entgangenen Gewinn oder den Ersatz von Schäden Dritter, ist ausgeschlossen.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	7
Tabellenverzeichnis	9
Abkürzungsverzeichnis	13
1 Zusammenfassung	14
1.1 Überblick zu den Energieträgern	15
1.2 Entwicklung der installierten Leistung bis 2029	20
1.3 Entwicklung der Erzeugung bis 2029	21
1.4 Entwicklung der Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber bis 2029	23
2 Methodik, Vorgehen und Stromsystemmodellierung	25
2.1 Definition der Szenarien	26
2.2 Leistungsentwicklung der EEG-Anlagen	27
2.3 Volllaststunden und Stromerzeugung	28
2.4 Modellierung des Stromsystems	30
2.4.1 Stromnachfrage	31
2.4.2 Nachfrageflexibilität	31
2.4.3 Konventionelle Kraftwerkskapazitäten, Brennstoff- und CO ₂ -Preise	32
2.4.4 Ableitung von Strompreisen aus den Grenzkosten des Stromsystemmodells	34
2.4.5 Marktwerte	35
2.4.6 Marktliche Abregelung	36
2.4.7 Redispatch	37
2.5 EEG-Vergütungsformen und vermiedene Netzentgelte	37
2.5.1 Grundsätzliche Beschreibung der Vergütungsformen	38
2.5.2 Vergütungssätze	39
2.5.3 Vermiedene Netznutzungsentgelte	39
3 Mittelfristprognose für EEG-geförderte Anlagen	40
3.1 Wasserkraft	40
3.1.1 Analyse der bisherigen Entwicklung	40
3.1.2 Leistungsentwicklung 2025 bis 2029	41
3.1.3 Anlagenauslastung und Stromerzeugung	41

3.1.4	Marktwertfaktoren	42
3.1.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen	42
3.1.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform.....	43
3.2	Deponiegas	43
3.2.1	Analyse der bisherigen Entwicklung	43
3.2.2	Leistungsentwicklung 2025 bis 2029	44
3.2.3	Anlagenauslastung und Stromerzeugung.....	45
3.2.4	Marktwertfaktoren	45
3.2.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen	46
3.2.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform.....	46
3.3	Klärgas	47
3.3.1	Analyse der bisherigen Entwicklung	47
3.3.2	Leistungsentwicklung 2025 bis 2029	48
3.3.3	Anlagenauslastung und Stromerzeugung.....	49
3.3.4	Marktwertfaktoren	50
3.3.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen	50
3.3.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform.....	50
3.4	Grubengas	51
3.4.1	Analyse der bisherigen Entwicklung	51
3.4.2	Leistungsentwicklung 2025 bis 2029	52
3.4.3	Anlagenauslastung und Stromerzeugung.....	53
3.4.4	Marktwertfaktoren	53
3.4.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen	54
3.4.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform.....	54
3.5	Biomasse	55
3.5.1	Analyse der bisherigen Entwicklung	55
3.5.2	Leistungsentwicklung 2025 bis 2029	56
3.5.3	Anlagenauslastung und Stromerzeugung.....	57
3.5.4	Marktwertfaktoren	58
3.5.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen	58
3.5.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform.....	59
3.6	Geothermie	60

3.6.1	Analyse der bisherigen Entwicklung	60
3.6.2	Leistungsentwicklung 2025 bis 2029	61
3.6.3	Anlagenauslastung und Stromerzeugung	62
3.6.4	Marktwertfaktoren	63
3.6.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen	63
3.6.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform.....	63
3.7	Windenergie an Land	64
3.7.1	Analyse der bisherigen Entwicklung	64
3.7.2	Leistungsentwicklung 2025 bis 2029	65
3.7.3	Anlagenauslastung und Stromerzeugung	67
3.7.4	Marktwertfaktoren	67
3.7.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen	68
3.7.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform.....	69
3.8	Windenergie auf See	69
3.8.1	Analyse der bisherigen Entwicklung	69
3.8.2	Leistungsentwicklung 2025 bis 2029	70
3.8.3	Anlagenauslastung und Stromerzeugung	71
3.8.4	Marktwertfaktoren	71
3.8.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen	72
3.8.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform.....	73
3.9	Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	73
3.9.1	Analyse der bisherigen Entwicklung	73
3.9.2	Leistungsentwicklung 2025 bis 2029	74
3.9.3	Anlagenauslastung und Stromerzeugung	76
3.9.4	Marktwertfaktoren	77
3.9.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen	78
3.9.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform.....	79
3.10	Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen.....	80
3.10.1	Analyse der bisherigen Entwicklung	80
3.10.2	Leistungsentwicklung 2025 bis 2029	81
3.10.3	Anlagenauslastung und Stromerzeugung	83
3.10.4	Marktwertfaktoren	84

3.10.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen	84
3.10.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform.....	85
Literaturverzeichnis	87
Anhang A: Ergebnisse in Monatsauflösung im Jahr 2025 für das Trend-Szenario.....	91
Anhang B: Jährliche Stromerzeugung in Jahresauflösung	99
Anhang C: Jährliche Förderzahlungen nach Veräußerungsform	104
Anhang D: Jährliche anzulegende Werte der Anlagen	109

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der installierten Leistung zu Jahresende im Trend-Szenario, 2023-2029	20
Abbildung 2: Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung im Trend-Szenario, 2023-2029	22
Abbildung 3: Entwicklung der jährlichen Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber (abzgl. vNNE) im Trend-Szenario, 2023-2029	23
Abbildung 4: Schematische Darstellung des Vorgehens	25
Abbildung 5: Schematische Darstellung des Szenariorahmens	26
Abbildung 6: Identifikation synthetischer Wetterjahre mit Volllaststunden für Windkraft- und Solaranlagen....	29
Abbildung 7: Angenommene Entwicklung der Nettostromnachfrage in Deutschland, 2022-2029	31
Abbildung 8: Prognostizierte Entwicklung der Nachfrageflexibilitäten in Deutschland, 2023-2029	32
Abbildung 9: Angenommene Entwicklung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten in Deutschland, 2023-2029	33
Abbildung 10: Historische und angenommene zukünftige Entwicklung der Brennstoffpreise, basierend auf den jeweiligen Futures vom 01.08.2024	34
Abbildung 11: Entwicklung der mittleren Großhandelspreise in TS, OS und US, 2023-2029	35
Abbildung 12: Marktlich abgeregelte Jahresstrommengen für das TS, OS und US, 2024-2029	37
Abbildung 13: Historische Leistungsentwicklung von Wasserkraft	40
Abbildung 14: Jährliche Stromerzeugung aus Wasserkraft nach Vermarktungsform	42
Abbildung 15: Jährliche Förderzahlungen für Wasserkraft nach Vermarktungsform	43
Abbildung 16: Historische Leistungsentwicklung von Deponiegas	44
Abbildung 17: Stromerzeugung aus Deponiegas nach Vermarktungsform	46
Abbildung 18: Förderzahlungen für Deponiegas nach Vermarktungsform	47
Abbildung 19: Historische Leistungsentwicklung von Klärgas	48
Abbildung 20: Stromerzeugung aus Klärgas nach Vermarktungsform	50
Abbildung 21: Förderzahlungen für Klärgas nach Vermarktungsform	51
Abbildung 22: Historische Leistungsentwicklung von Grubengas	52
Abbildung 23: Jährliche Stromerzeugung aus Grubengas nach Vermarktungsform	54
Abbildung 24: Jährliche Förderzahlungen für Grubengas nach Vermarktungsform	55
Abbildung 25: Historische Leistungsentwicklung von Biomasse	56
Abbildung 26: Jährliche Stromerzeugung aus Biomasse nach Vermarktungsform	59
Abbildung 27: Jährliche Förderzahlungen für Biomasse nach Vermarktungsform	60
Abbildung 28: Historische Leistungsentwicklung von Geothermie	61
Abbildung 29: Jährliche Stromerzeugung aus Geothermie nach Vermarktungsform	63
Abbildung 30: Jährliche Förderzahlungen für Geothermie nach Vermarktungsform	64
Abbildung 31: Historische Leistungsentwicklung von Windenergie an Land	65
Abbildung 32: Prognostizierter Genehmigungspfad für Wind an Land in TS, OS und US, 2021-2029	66

Abbildung 33: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Marktwertfaktoren für Windenergie an Land in TS, OS und US, 2023-2029.....	68
Abbildung 34: Jährliche Stromerzeugung aus Windenergie an Land nach Vermarktungsform	68
Abbildung 35: Jährliche Förderzahlungen für Windenergie an Land nach Vermarktungsform	69
Abbildung 36: Historische Leistungsentwicklung von Windenergie auf See	70
Abbildung 37: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Marktwertfaktoren für Windenergie auf See in TS, OS und US, 2023-2029.....	72
Abbildung 38: Jährliche Stromerzeugung aus Windenergie auf See nach Vermarktungsform.....	72
Abbildung 39: Jährliche Förderzahlungen für Windenergie auf See nach Vermarktungsform.....	73
Abbildung 40: Historische Leistungsentwicklung von solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	74
Abbildung 41: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Marktwertfaktoren für Solarenergie in TS, OS und US, 2023-2029	77
Abbildung 42: Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Vermarktungsform ..	78
Abbildung 43: Förderzahlungen für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Vermarktungsform ...	80
Abbildung 44: Historische Leistungsentwicklung von solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	81
Abbildung 45: Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Vermarktungsform.	85
Abbildung 46: Förderzahlungen für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Vermarktungsform .	86

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Entwicklung der installierten Leistung zu Jahresende im Trend-Szenario, 2023-2029.....	21
Tabelle 2: Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung im Trend-Szenario, 2023-2029	22
Tabelle 3: Entwicklung der jährlichen Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber (abzgl. vNNE) im Trend-Szenario, 2023-2029.....	24
Tabelle 4: Heimspeicher Leistung in Deutschland, 2024-2029.....	32
Tabelle 5: Prognose der installierten Leistungsentwicklung von Wasserkraft	41
Tabelle 6: Prognose der jährlichen Volllaststunden und Stromerzeugung von Wasserkraft	42
Tabelle 7: Prognose der jährlich vermiedenen Netzentgelte von Wasserkraft	43
Tabelle 8: Prognose der installierten Leistungsentwicklung von Deponiegas	45
Tabelle 9: Prognose der jährlichen Volllaststunden und Stromerzeugung von Deponiegas.....	45
Tabelle 10: Prognose der jährlich vermiedenen Netzentgelte von Deponiegas	47
Tabelle 11: Prognose der installierten Leistungsentwicklung von Klärgas.....	49
Tabelle 12: Prognose der jährlichen Volllaststunden und Stromerzeugung von Klärgas	49
Tabelle 13: Prognose der jährlich vermiedenen Netzentgelte von Klärgas	51
Tabelle 14: Prognose der installierten Leistungsentwicklung von Grubengas	53
Tabelle 15: Prognose der jährlichen Volllaststunden und Stromerzeugung von Grubengas	53
Tabelle 16: Prognose der jährlich vermiedenen Netzentgelte von Grubengas	55
Tabelle 17: Prognose der installierten Leistungsentwicklung von Biomasse	57
Tabelle 18: Prognose der jährlichen Volllaststunden und Stromerzeugung von Biomasse	58
Tabelle 19: Prognose der jährlich vermiedenen Netzentgelte von Biomasse	60
Tabelle 20: Prognose der installierten Leistungsentwicklung von Geothermie.....	62
Tabelle 21: Prognose der jährlichen Volllaststunden und Stromerzeugung von Geothermie	62
Tabelle 22: Prognose der jährlich vermiedenen Netzentgelte von Geothermie.....	64
Tabelle 23: Prognose der installierten Leistungsentwicklung von Windenergie an Land	66
Tabelle 24: Prognose der jährlichen Volllaststunden und Stromerzeugung von Windenergie an Land	67
Tabelle 25: Prognose der installierten Leistungsentwicklung von Windenergie auf See	71
Tabelle 26: Prognose der jährlichen Volllaststunden und Stromerzeugung von Windenergie auf See.....	71
Tabelle 27: Prognose der installierten Leistungsentwicklung von sonstigen Solaranlagen	76
Tabelle 28: Prognose der jährlichen Volllaststunden und Stromerzeugung von sonstigen Solaranlagen	77
Tabelle 29: Prognose der installierten Leistungsentwicklung von Freiflächen-Solaranlagen.....	83
Tabelle 30: Prognose der jährlichen Volllaststunden und Stromerzeugung von Freiflächen-Solaranlagen	84
Tabelle 31: Prognostizierte Entwicklung der monatlich installierten Leistung im Jahr 2025 für das Trend-Szenario	91
Tabelle 32: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Volllaststunden im Jahr 2025 für das Trend-Szenario	92

Tabelle 33: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Wasserkraft im Jahr 2025 für das Trend-Szenario	92
Tabelle 34: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Deponiegas im Jahr 2025 für das Trend-Szenario	93
Tabelle 35: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Klärgas im Jahr 2025 für das Trend-Szenario	93
Tabelle 36: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Grubengas im Jahr 2025 für das Trend-Szenario	93
Tabelle 37: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Biomasse im Jahr 2025 für das Trend-Szenario	94
Tabelle 38: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Geothermie im Jahr 2025 für das Trend-Szenario	94
Tabelle 39: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Windenergie an Land im Jahr 2025 für das Trend-Szenario	94
Tabelle 40: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Windenergie auf See im Jahr 2025 für das Trend-Szenario	95
Tabelle 41: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Freiflächen-Solaranlagen im Jahr 2025 für das Trend-Szenario	95
Tabelle 42: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch sonstige Solaranlagen im Jahr 2025 für das Trend-Szenario	95
Tabelle 43: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Wasserkraft im Jahr 2025 für das Trend-Szenario	96
Tabelle 44: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Deponiegas im Jahr 2025 für das Trend-Szenario	96
Tabelle 45: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Klärgas im Jahr 2025 für das Trend-Szenario	96
Tabelle 46: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Grubengas im Jahr 2025 für das Trend-Szenario	96
Tabelle 47: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Biomasse im Jahr 2025 für das Trend-Szenario	97
Tabelle 48: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Geothermie im Jahr 2025 für das Trend-Szenario	97
Tabelle 49: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie an Land im Jahr 2025 für das Trend-Szenario	97
Tabelle 50: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie auf See im Jahr 2025 für das Trend-Szenario	97
Tabelle 51: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Freiflächen-Solarenergie im Jahr 2025 für das Trend-Szenario	98
Tabelle 52: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus sonstiger Solarenergie im Jahr 2025 für das Trend-Szenario	98
Tabelle 53: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Förderzahlungen für vermiedene Netzentgelte im Jahr 2025 für das Trend-Szenario	98
Tabelle 54: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Wasserkraft je Szenario in GWh ..	99
Tabelle 55: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Deponiegas je Szenario in GWh...	99

Tabelle 56: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Klärgas je Szenario in GWh.....	100
Tabelle 57: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Grubengas je Szenario in GWh..	100
Tabelle 58: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Biomasse je Szenario in GWh ...	101
Tabelle 59: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Geothermie je Szenario in GWh	101
Tabelle 60: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Wind an Land je Szenario in GWh	102
Tabelle 61: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Wind auf See je Szenario in GWh	102
Tabelle 62: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Freiflächen-Solaranlagen je Szenario in GWh.....	103
Tabelle 63: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von sonstigen Solaranlagen je Szenario in GWh.....	103
Tabelle 64: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Wasserkraft je Szenario in Mio. EUR	104
Tabelle 65: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Deponiegas je Szenario in Mio. EUR	104
Tabelle 66: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Klärgas je Szenario in Mio. EUR ..	105
Tabelle 67: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Grubengas je Szenario in Mio. EUR	105
Tabelle 68: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Biomasse je Szenario in Mio. EUR	106
Tabelle 69: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Geothermie je Szenario in Mio. EUR	106
Tabelle 70: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Wind an Land je Szenario in Mio. EUR	107
Tabelle 71: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Wind auf See je Szenario in Mio. EUR	107
Tabelle 72: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Freiflächen-Solaranlagen je Szenario in Mio. EUR.....	108
Tabelle 73: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von sonstigen Solaranlagen je Szenario in Mio. EUR.....	108
Tabelle 74: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Wasserkraft je Szenario in EUR/MWh .	109
Tabelle 75: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Deponiegas je Szenario in EUR/MWh ..	109
Tabelle 76: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Klärgas je Szenario in EUR/MWh	110
Tabelle 77: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Grubengas je Szenario in EUR/MWh ...	110
Tabelle 78: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Biomasse je Szenario in EUR/MWh.....	111
Tabelle 79: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Geothermie je Szenario in EUR/MWh .	111
Tabelle 80: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Wind an Land je Szenario in EUR/MWh	112
Tabelle 81: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Wind auf See je Szenario in EUR/MWh	112
Tabelle 82: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Freiflächen-Solaranlagen je Szenario in EUR/MWh	113
Tabelle 83: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von sonstigen Solaranlagen je Szenario in EUR/MWh	113

Abkürzungsverzeichnis

BNetzA	Bundesnetzagentur
ct	(Euro-)Cent
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EU	Europäische Union
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
MaStR	Marktstammdatenregister
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
OS	Oberes Szenario
PV	Photovoltaik
PPA	Power Purchase Agreement (langfristiger bilateraler Stromabsatzvertrag)
TS	Trend-Szenario
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
UBA	Umweltbundesamt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
US	Unteres Szenario
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
vNNE	Vermiedene Netznutzungsentgelte

1 Zusammenfassung

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind gemäß § 74 EEG¹ (Erneuerbare-Energien-Gesetz) dazu verpflichtet, eine Vorausschau für die Entwicklung des Ausbaus der durch das EEG-geförderten Energieträger in den folgenden fünf Kalenderjahren zu erstellen und zu veröffentlichen. Diese Prognose stellt gleichzeitig die Grundlage für die ebenfalls gesetzlich geforderte Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarfs für das folgende Jahr (Zieljahr) dar. Ziel des vorliegenden Gutachtens ist es, für die nach dem EEG geförderten Anlagen die Entwicklung der installierten Leistung, Stromerzeugung, Veräußerungsformen, vermiedene Netznutzungsentgelte (vNNE), sowie der von den ÜNB hierfür erwartungsgemäß zu leistenden Zahlungen abzuschätzen. Die Prognose umfasst das Zieljahr 2025, sowie eine Mittelfristprognose bis einschließlich 2029. Das Jahr 2024 wird ebenfalls, unter Rückgriff auf die verfügbaren Daten für den Zeitraum 01.01.-30.06., prognostiziert.

Es werden die zehn durch das EEG geförderten Technologien separat betrachtet (im Folgenden „EEG-Energieträger“):

- Wasserkraft
- Deponiegas
- Klärgas
- Grubengas
- Energie aus Biomasse
- Geothermie
- Windenergie an Land
- Windenergie auf See
- solare Strahlungsenergie des zweiten Segments („Sonstige Solaranlagen“)
- solare Strahlungsenergie des ersten Segments („Freiflächen-Solaranlagen“)

Nachfolgend werden die zentralen Ergebnisse des Gutachtens anhand eines Überblicks zu den einzelnen Energieträgern, der Entwicklung der installierten Leistung, Stromerzeugung sowie den zu entrichtenden Förderzahlungen zusammengefasst.

Anschließend werden in Kapitel 2 die dem Gutachten zugrundeliegenden Methoden sowie die Annahmen und Ergebnisse der vorgenommenen Modellierung des Stromsystems beschrieben. In Kapitel 2.1 wird hierzu zunächst auf den Szenariorahmen eingegangen. Im Gutachten werden drei Szenarien betrachtet: Das Trend-Szenario (TS), das obere Szenario (OS) und das untere Szenario (US). Das Trend-Szenario beschreibt die Entwicklungen mit der höchsten Eintrittswahrscheinlichkeit, während das obere und untere Szenario jeweils Abweichungen im Hinblick auf die Entwicklung von installierter Leistung sowie der Auslastung der Anlagen darstellen. In Kapitel 2.2 wird das allgemeine Vorgehen zur Prognose der installierten Leistung in den unterschiedlichen Szenarien dargestellt. Hierzu werden, neben dem aktuellen gesetzlichen

¹ Für das Gutachten wurde das Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 8. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 151) geändert worden ist, zugrunde gelegt (EEG 2023, 11. Änderung).

und regulatorischen Rahmen, öffentlich zugängliche Datenquellen und aktuelle Branchenstudien ausgewertet, sowie auf Einschätzungen von einschlägigen Verbänden zurückgegriffen. In Kapitel 2.3 wird beschrieben, wie Volllaststunden und Stromerzeugungsmengen ermittelt werden. Für die dargebotsunabhängigen Energieträger werden dazu historische Erzeugungsmengen fortgeschrieben. Die Erzeugungsmengen der dargebotsabhängigen Energieträger (Wind- und Solarenergie) werden basierend auf regionalisierten synthetischen Wetterjahren hergeleitet.

Kapitel 2.4 beschreibt die durchgeführte Modellierung des Stromsystems. Diese Modellierung dient der Ermittlung von Strompreisen, resultierenden Marktwerten und der marktbasierten Abregelung von EEG-Anlagen. Das Kapitel spezifiziert die angewandte Methodik, die zugrundeliegenden Modellannahmen und die Ableitung von Strompreisen und Marktwerten aus den Modellergebnissen. Kapitel 2.5 geht auf die im Gutachten betrachteten Vergütungsformen ein.

Die Technologie-Kapitel in Kapitel 3 widmen sich den untersuchten Energieträgern im Detail, wobei neben den jahresscharfen Ergebnissen der einzelnen Energieträger auch auf das energieträgerspezifische Vorgehen und die zugrundeliegenden Annahmen eingegangen wird.

Anhang A weist die monatliche Verteilung der im Gutachten ausgewiesenen Ergebnisse für das Jahr 2025 aus. Anhang B bzw. Anhang C zeigt die jährliche Entwicklung von Stromerzeugungsmengen bzw. Förderzahlungen je Energieträger, Vergütungsform und Szenario. Anhang D zeigt die unterstellten jährlichen anzulegenden Werte je Energieträger und Szenario.

1.1 Überblick zu den Energieträgern

Insgesamt steigen im Trend-Szenario die installierte Leistung, Stromerzeugung und Förderzahlungen über Betrachtungszeitraum bis 2029. Hierbei lassen sich technologiespezifische Entwicklungen abgrenzen, deren wichtigste Erkenntnisse im folgenden Kapitel für die jeweiligen Energieträger zusammengefasst werden. Detaillierte Ergebnisse und Hintergründe zu den Prognosen für die einzelnen Energieträger können Kapitel 3 entnommen werden.

Wasserkraft

Die Stammdaten der ÜNB weisen zum Jahresende 2023 eine installierte Leistung von rund 1.495 MW aus (ÜNB, 2024a). Die durch Wasserkraftwerke erzeugte Strommenge im Jahr 2023 belief sich basierend auf den Bewegungsdaten der ÜNB auf rund 5.548 GWh (ÜNB, 2024b). Die Summe der EEG-Förderzahlungen betrug rund 134 Mio. Euro.

In den vergangenen Jahren hat sich das regulatorische² und marktliche³ Umfeld für Betreiber von Wasserkraftanlagen nicht wesentlich verändert. Es handelt sich um einen seit Jahrzehnten weitestgehend konstanten Anlagenbestand, wobei kleinere Rück- und Zubaumengen zu beobachten sind. Aufgrund begrenzter geographischer Verfügbarkeiten und hoher genehmigungstechnischer Hürden beschränkt sich der Zubau hauptsächlich auf die Ertüchtigung und Modernisierung von Bestandsanlagen. Im Betrachtungszeitraum wird ein leichter Nettozubau

² Unter der Bezeichnung des „regulatorischen Umfelds“ sind Entwicklungen in Bezug auf Gesetze, Verordnungen und sonstige administrative Themen zusammengefasst.

³ Unter der Bezeichnung des „marktlichen Umfelds“ sind Entwicklungen in Bezug auf Kosten (bspw. für Investitionen), Preise (bspw. am Strommarkt) und sonstige Marktdynamiken zusammengefasst.

prognostiziert. Analog zur installierten Leistung war in der Vergangenheit eine relativ konstante Stromerzeugung zu beobachten, welche sich im Prognosezeitraum fortsetzt. Aufgrund des angenommenen Anstieges der Strompreise und damit der Marktwerte für Wasserkraft im Jahr 2025 sinken die Förderzahlungen 2025 ggü. 2024. Wegen der bis 2029 als sinkend angenommenen Strompreise ist anschließend bis 2029 mit einem Anstieg der Förderzahlungen ggü. 2025 zu rechnen. Die Strompreisentwicklung im Trend-Szenario basiert dabei auf der Verwendung der EEX (European Energy Exchange) Strompreisfutures⁴ vom 01.08.2024.

Deponiegas

Die Stammdaten der ÜNB weisen zum Jahresende 2023 eine installierte Leistung von rund 100 MW aus (ÜNB, 2024a). Die durch Deponiegasanlagen erzeugte Strommenge im Jahr 2023 belief sich basierend auf den Bewegungsdaten der ÜNB auf rund 197 GWh (ÜNB, 2024b). Die Summe der EEG-Förderzahlungen betrug rund 1,8 Mio. Euro.

In den vergangenen Jahren hat sich das regulatorische und marktliche Umfeld für Betreiber von Deponiegasanlagen nicht wesentlich verändert. Aufgrund sinkender Deponiegasaufkommen hat sich der Nettozubau im vergangenen Jahrzehnt verringert, sodass im Jahr 2023 ein Nettorückbau zu beobachten war. In der Prognose setzt sich dieser Rückgang der installierten Leistungen fort, was zu einem Rückgang der produzierten Strommengen in allen Vergütungsformen führt. Aufgrund des angenommenen Anstieges der Strompreise und damit der Marktwerte für Deponiegas im Jahr 2025 sinken die Förderzahlungen 2025 ggü. 2024. Wegen der bis 2029 als sinkend angenommenen Strompreise ist anschließend mit einem Anstieg der Förderzahlungen ggü. 2025 zu rechnen.

Klärgas

Die Stammdaten der ÜNB weisen zum Jahresende 2023 eine installierte Leistung von rund 68 MW aus (ÜNB, 2024a). Die durch Klärgasanlagen erzeugte Strommenge im Jahr 2023 belief sich basierend auf den Bewegungsdaten der ÜNB auf rund 211 GWh⁵, wobei ein Großteil der Strommengen vor Ort verbraucht wurde (ÜNB, 2024b). Die Summe der EEG-Förderzahlungen betrug rund 0,8 Mio. Euro.

In den vergangenen Jahren hat sich das regulatorische und marktliche Umfeld für Betreiber von Klärgasanlagen nicht wesentlich verändert. In der jüngeren Vergangenheit war ein leichter Nettozubau zu beobachten, welcher sich voraussichtlich fortsetzen wird. Die Stromerzeugung bleibt im Zeitverlauf weitestgehend konstant. Aufgrund des Förderendes vieler Anlagen in der festen Einspeisevergütung geht das Fördervolumen im Betrachtungszeitraum deutlich zurück.

Grubengas

Die Stammdaten der ÜNB weisen zum Jahresende 2023 eine installierte Leistung von rund 135 MW aus (ÜNB, 2024a). Die durch Grubengasanlagen erzeugte Strommenge im Jahr 2023 belief sich basierend auf den Bewegungsdaten der ÜNB auf rund 514 GWh (ÜNB, 2024b). Die Summe der EEG-Förderzahlungen betrug rund 0,6 Mio. Euro.

In den vergangenen Jahren hat sich das regulatorische und marktliche Umfeld für Betreiber von Grubengasanlagen nicht wesentlich verändert. In den kommenden Jahren kommt es in der

⁴ EEX German Power Futures (Base) in Monat-, Quartal- und Jahresauflösung, je nach Verfügbarkeit.

⁵ Die Strommenge beinhaltet Annahmen zur Höhe des nicht-gemeldeten Teils des Eigenverbrauchs der Anlagen.

Prognose zu einem deutlichen Rückgang der installierten Leistung. Dieser ergibt sich aus dem Rückbau des vergleichsweise alten Kraftwerksbestands und der sinkenden Grubengasverfügbarkeit. Entsprechend kommt es zu einem deutlichen Rückgang der erzeugten Strommengen, wobei die Einspeisevergütung am stärksten betroffen ist. In der Folge verringern sich bis 2029 die erwarteten Förderzahlungen ggü. 2025.

Biomasse

Die Stammdaten der ÜNB weisen zum Jahresende 2023 eine installierte Leistung von rund 8.397 MW aus (ÜNB, 2024a). Die durch Biomasseanlagen erzeugte Strommenge im Jahr 2023 belief sich basierend auf den Bewegungsdaten der ÜNB auf rund 37.307 GWh (ÜNB, 2024b). Die Summe der EEG-Förderzahlungen betrug rund 4.073 Mio. Euro.

In der jüngeren Vergangenheit waren einige marktliche und regulatorische Entwicklungen (u. a. Erhöhung der Höchstwerte in Biomasse- und Biomethanausschreibungen) zu beobachten, die künftig einen positiven Effekt auf die Zubaumengen haben könnten. In den Ausschreibungen für Biomasseanlagen in den Jahren 2023 und 2024 war die Summe der abgegebenen Gebote jeweils deutlich höher als die ausgeschriebenen Mengen. Im Gutachten wurde auch für die Zukunft eine volle Bezuschlagung künftiger Biomasseausschreibungen unterstellt. Gleichzeitig ist, aufgrund der Altersstruktur des Anlagenbestandes, ein deutlicher Anstieg der Rückbaumengen zu erwarten, weshalb die installierte Leistung bis 2026 rückläufig ist. Trotz eines Nettozubaues ab 2027 ergibt sich im Betrachtungszeitraum ein leichter Rückgang der installierten Leistung. Entsprechend gehen auch die Strommengen und EEG-Förderzahlungen bis 2029 ggü. 2023 zurück.

Geothermie

Die Stammdaten der ÜNB weisen zum Jahresende 2023 eine installierte Leistung von rund 50 MW aus (ÜNB, 2024a). Die durch Geothermieanlagen erzeugte Strommenge im Jahr 2023 belief sich basierend auf den Bewegungsdaten der ÜNB auf rund 192 GWh (ÜNB, 2024b). Die Summe der EEG-Förderzahlungen betrug rund 30 Mio. Euro.

In den vergangenen Jahren hat sich das regulatorische und marktliche Umfeld für Betreiber von Geothermiekraftwerken nicht wesentlich verändert. Es wird prognostiziert, dass sich der Zubau der letzten Jahre fortsetzt, wodurch auch die erzeugten Strommengen und Förderzahlungen wachsen. Aufgrund des angenommenen Anstieges der Strompreise und damit der Marktwerte für Geothermie im Jahr 2025 sinken die Förderzahlungen 2025 ggü. 2024. Wegen der bis 2029 als sinkend angenommenen Strompreise ist anschließend mit einem Anstieg der Förderzahlungen bis 2029 zu rechnen.

Windenergie an Land

Die Stammdaten der ÜNB weisen zum Jahresende 2023 eine installierte Leistung von rund 59.187 MW aus (ÜNB, 2024a). Die durch Windenergieanlagen an Land erzeugte Strommenge im Jahr 2023 belief sich basierend auf den Bewegungsdaten der ÜNB auf rund 116.442 GWh (ÜNB, 2024b). Die Summe der EEG-Förderzahlungen betrug rund 1.414 Mio. Euro.

In der jüngeren Vergangenheit wurden einige regulatorische Anpassungen und Neuregelungen eingeführt, die ein potenziell förderndes Umfeld für den weiteren Ausbau von Onshore-Windkraft darstellen. Neben der im Osterpaket festgelegten Erhöhung der Ausschreibungsvolumen zählt hierzu auch die Herausstellung der besonderen Bedeutung des Ausbaus erneuerbarer Energien in

§ 2 des EEG 2023, wodurch sich die Genehmigungslage verbessern soll. Auch außerhalb des EEG wurden Maßnahmen getroffen, die einen positiven Effekt auf die Ausbausituation haben können, beispielsweise die Einführung verbindlicher Flächenziele im Rahmen des Windenergieflächengesetzes und die Vereinfachung von Genehmigungsverfahren durch die Novelle des Raumordnungsgesetzes. Weitere Impulse ergeben sich aus dem im Frühjahr 2024 verabschiedeten Solarpaket I. Hierdurch wurden insbesondere Erleichterungen für Verfahren in Windenergiegebieten verlängert. Basierend auf diesen Einflussfaktoren wird eine Zunahme der Genehmigungen und darauf aufbauend ein deutlicher Anstieg der installierten Leistung in 2029 ggü. 2023 angenommen. Infolge der angenommenen Zunahme von Abregelungen aufgrund von Stromüberschüssen und im Zuge des Redispatch steigen die Strommengen weniger stark an als die installierte Leistung. Da der Großteil der Anlagen über das Marktprämienmodell gefördert wird, hängt die Entwicklung der Förderzahlungen stark von der Entwicklung der Marktwerte ab. Die Marktwertfaktoren für Wind an Land bleiben im gesamten Betrachtungszeitraum über 90 %. Aufgrund des angenommenen Anstieges der Strompreise und damit der Marktwerte für Wind an Land im Jahr 2025 sinken die Förderzahlungen 2025 ggü. 2024 deutlich. Wegen der bis 2029 als sinkend angenommenen Strompreise ist anschließend mit einem Anstieg der Förderzahlungen bis 2029 zu rechnen.

Windenergie auf See

Die Stammdaten der ÜNB weisen zum Jahresende 2023 eine installierte Leistung von rund 8.458 MW aus (ÜNB, 2024a). Die durch Windenergieanlagen auf See erzeugte Strommenge im Jahr 2023 belief sich basierend auf den Bewegungsdaten der ÜNB auf rund 23.533 GWh (ÜNB, 2024b). Die Summe der EEG-Förderzahlungen betrug rund 1.975 Mio. Euro.

In der jüngeren Vergangenheit haben sich die regulatorischen Voraussetzungen für den Offshore-Windkraftausbau verbessert. Eine zentrale Rolle hierbei spielen die im Rahmen des Osterpakets vorgenommenen Anpassungen des Windenergie-auf-See-Gesetzes. Neben deutlichen Erhöhungen der Ausbauziele und Ausschreibungsvolumen beinhalten diese eine Beschleunigung der Netzanbindung durch zügigere Planungsgenehmigungsverfahren. Der Zubau wurde im Zuge des Gutachtens anlagenscharf in Abhängigkeit des aktuellen Planungsstandes der Anlagen und Netzanbindungen abgeschätzt. In den kommenden Jahren ist mit einer Zunahme der installierten Leistung und erzeugten Strommengen zu rechnen. Aufgrund der angenommenen Zunahme von Abregelungen aufgrund von marktlichen Stromüberschüssen und im Zuge des Redispatch steigen die Strommengen weniger stark an als die installierte Leistung. Da die durch das EEG geförderten Bestandsanlagen primär im Zuge des Marktprämienmodells gefördert werden, hängt die Entwicklung der Förderzahlungen stark von der Entwicklung der Marktwerte ab. Die Marktwertfaktoren für Wind auf See bleiben im gesamten Betrachtungszeitraum über 90 %. Aufgrund des angenommenen Anstieges der Strompreise und damit der Marktwerte für Wind auf See im Jahr 2025 sinken die Förderzahlungen 2025 ggü. 2024 leicht. Wegen der bis 2029 als sinkend angenommenen Strompreise ist anschließend mit einem Anstieg der Förderzahlungen bis 2029 zu rechnen.

Sonstige Solaranlagen

Die Stammdaten der ÜNB weisen zum Jahresende 2023 eine installierte Leistung von rund 51.324 MW aus (ÜNB, 2024a). Die durch sonstige Solaranlagen erzeugte Strommenge im Jahr 2023 belief sich basierend auf den Bewegungsdaten der ÜNB auf rund 41.936 GWh⁶ (ÜNB, 2024b). Die Summe der EEG-Förderzahlungen betrug rund 8.356 Mio. Euro.

In der jüngeren Vergangenheit haben sich die regulatorischen und marktlichen Voraussetzungen für den Ausbau von sonstigen Solaranlagen verbessert. Die fortschreitende Kostendegression umfasste neben klassischen Solarmodulen insbesondere die sogenannten Balkonkraftwerke, also Steckersolargeräte, die keine besondere Installation benötigen und in die heimische Steckdose angeschlossen werden können. Wesentliche regulatorische Änderungen wurden im Rahmen des Osterpakets im Jahr 2023 und des Solarpakets I im Frühjahr 2024 erlassen. Durch das Osterpaket wurden die Ausbauziele für Solaranlagen erhöht und weitere fördernde Einzelmaßnahmen eingeführt. Mit dem Solarpaket I wurden einerseits die Förderbedingungen für PV (Photovoltaik)-Anlagen gestärkt und andererseits der Zubau entbürokratisiert. Ausgehend von der Marktdynamik und dem regulatorischen Umfeld wird ein deutlicher Zubau in den kommenden Jahren prognostiziert. Durch die angenommene Zunahme des Eigenverbrauchs von mit Solaranlagen erzeugten Stroms steigt das Fördervolumen weniger stark als die erzeugten Strommengen.

Freiflächen-Solaranlagen

Die Stammdaten der ÜNB weisen zum Jahresende 2023 eine installierte Leistung von rund 22.078 MW aus (ÜNB, 2024a). Die durch Freiflächen-Solaranlagen erzeugte Strommenge im Jahr 2023 belief sich basierend auf den Bewegungsdaten der ÜNB auf rund 18.618 GWh (ÜNB, 2024b). Die Summe der EEG-Förderzahlungen betrug rund 1.607 Mio. Euro.

Die Entwicklungen in Bezug auf die Marktentwicklung und regulatorische Änderungen sind vergleichbar zu denen für sonstige Solaranlagen. Darüber hinaus liegt ein besonderer Fokus des Solarpakets I auf der Stärkung von Freiflächen-Solaranlagen. Maßnahmen hierzu umfassen eine gesonderte Förderung bestimmter Freiflächen-Solaranlagen sowie die Erhöhung der Gebotsmenge durch die Zulassung größerer Anlagen in den Ausschreibungen. Ausgehend von diesem Umfeld ist mit einem Anstieg der installierten Leistung und Stromerzeugung im Betrachtungszeitraum zu rechnen. Infolge der angenommenen Zunahme von marktlichen Abregelungen aufgrund von Stromüberschüssen und im Zuge des Redispatch steigen die Strommengen weniger stark an als die installierte Leistung. Da der Großteil der Anlagen im Marktprämienmodell gefördert wird, hängt die Entwicklung der Förderzahlungen stark von der Entwicklung der Marktwerte ab. Die Marktwertfaktoren für Solaranlagen sinken im Betrachtungszeitraum aufgrund des starken Zubaus deutlich. Entsprechend steigen die Förderzahlungen.

⁶ Die Strommenge beinhaltet Annahmen zur Höhe des nicht-gemeldeten Teils des Eigenverbrauchs der Anlagen.

1.2 Entwicklung der installierten Leistung bis 2029

Die nachfolgende Darstellung zeigt die aggregierte installierte Leistung der EEG-Energieträger für die Jahre 2023-2029 im Trend-Szenario. Dargestellt ist jeweils die installierte Leistung zum Jahresende. Die Werte für das Jahr 2023 beruhen auf den Stammdaten der ÜNB (ÜNB, 2024a).⁷

In 2023 stellen Windenergie an Land (rund 59 GW), sowie sonstige Solaranlagen (rund 51 GW) und Freiflächen-Solaranlagen (rund 22 GW) den größten Teil der EEG-geförderten Anlagenleistung in Deutschland. Weitere signifikante Anlagenleistungen entfallen auf Windenergie auf See und Biomasse (jeweils rund 8,5 GW). Auf die anderen Energieträger entfällt eine deutlich geringere Leistung (Wasserkraft 1,5 GW; Deponie-, Klär- und Grubengas, sowie Geothermie jeweils unter 150 MW).

Im Trend-Szenario verdoppelt sich die aggregierte Erzeugungsleistung der EEG-Energieträger bis Ende 2029 ggü. 2023 auf rund 311 GW (Ende 2023: rund 151 GW; Ende 2025: rund 194 GW). Insbesondere steigt die installierte Leistung von Solar- und Windenergieanlagen. Auch für die Energieträger Klärgas, Geothermie und Wasserkraft wird ein Anstieg erwartet. Die installierte Leistung bei Deponiegas, Grubengas und Biomasse geht hingegen zurück.

Die installierte Leistung in den beiden anderen Szenarien weicht entsprechend nach oben und unten ab.

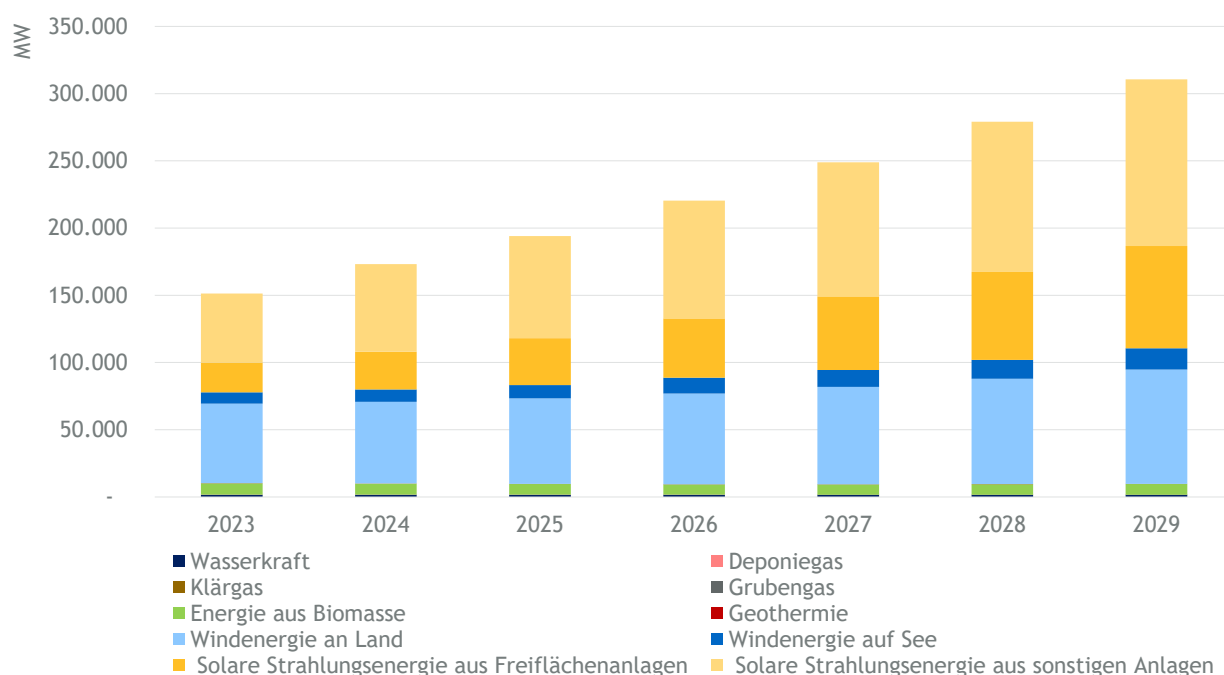


Abbildung 1: Entwicklung der installierten Leistung zu Jahresende im Trend-Szenario, 2023-2029

⁷ Die Angaben in den Stammdaten der ÜNB können, bspw. aufgrund von Meldeverzögerungen, von den Angaben in anderen Quellen, bspw. dem Marktstammdatenregister abweichen. Sie spiegeln aber den Stand der abrechnungsrelevanten Anlagen wider und bilden daher die Basis für das Gutachten.

Tabelle 1: Entwicklung der installierten Leistung zu Jahresende im Trend-Szenario, 2023-2029

Installierte Leistung in MW	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Wasserkraft	1.495	1.508	1.516	1.519	1.518	1.517	1.515
Deponiegas	100	68	62	56	54	54	40
Klärgas	68	69	70	71	72	73	74
Grubengas	135	111	111	94	66	48	9
Energie aus Biomasse	8.398	8.221	7.913	7.626	7.644	7.824	8.010
Geothermie	50	53	56	60	63	67	70
Windenergie an Land	59.187	60.794	63.665	67.564	72.496	78.405	85.066
Windenergie auf See	8.458	9.187	9.834	11.706	12.561	13.939	15.773
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	22.077	28.056	34.875	44.079	54.738	65.416	76.139
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	51.321	65.153	75.965	87.629	99.706	111.807	123.934
Summe	151.288	173.220	194.066	220.404	248.919	279.149	310.629

1.3 Entwicklung der Erzeugung bis 2029

Die nachfolgende Darstellung zeigt die aggregierte erzeugte Strommenge der EEG-Energieträger für die Jahre 2023-2029 im Trend-Szenario. Die ausgewiesenen Strommengen verstehen sich als jährliche Bruttoerzeugungsmengen der jeweiligen EEG-Energieträger. Mengen, die im Zuge von Redispatchmaßnahmen oder aufgrund marktlicher Anreize abgeregelt wurden, sind nicht in den ausgewiesenen Mengen enthalten. Vor Ort selbstverbraucher Strom ist hingegen enthalten. Die Werte für das Jahr 2023 basieren auf den Bewegungsdaten der ÜNB (ÜNB, 2024b).⁸

Im beobachteten Zeitraum kommt es zu einem deutlichen Anstieg der insgesamt durch EEG-Energieträger erzeugten Jahresarbeit. Im Trend-Szenario steigt die Gesamterzeugungsmenge von rund 244 TWh in 2023 auf rund 380 TWh in 2029. Insbesondere steigen die Strommengen von Solar- und Windenergieanlagen. Auch für die Energieträger Wind an Land, Wind auf See, Klärgas und Geothermie wird ein Anstieg erwartet. Die Strommengen von Wasserkraft, Deponiegas, Grubengas und Biomasse sind im Betrachtungszeitraum rückläufig.

Die Strommengen in den beiden anderen Szenarien weicht entsprechend nach oben und unten ab.

⁸ Die Angaben in den Bewegungsdaten der ÜNB können von anderen Quellen abweichen, bspw. da vor Ort selbstverbraucher Strom nicht vollständig gemeldet wird. Wo das Fehlen von Strommengen bekannt ist, wurden diese abgeschätzt. Das betrifft die Strommengen im Selbstverbrauch für Klärgas sowie sonstige Solaranlagen.

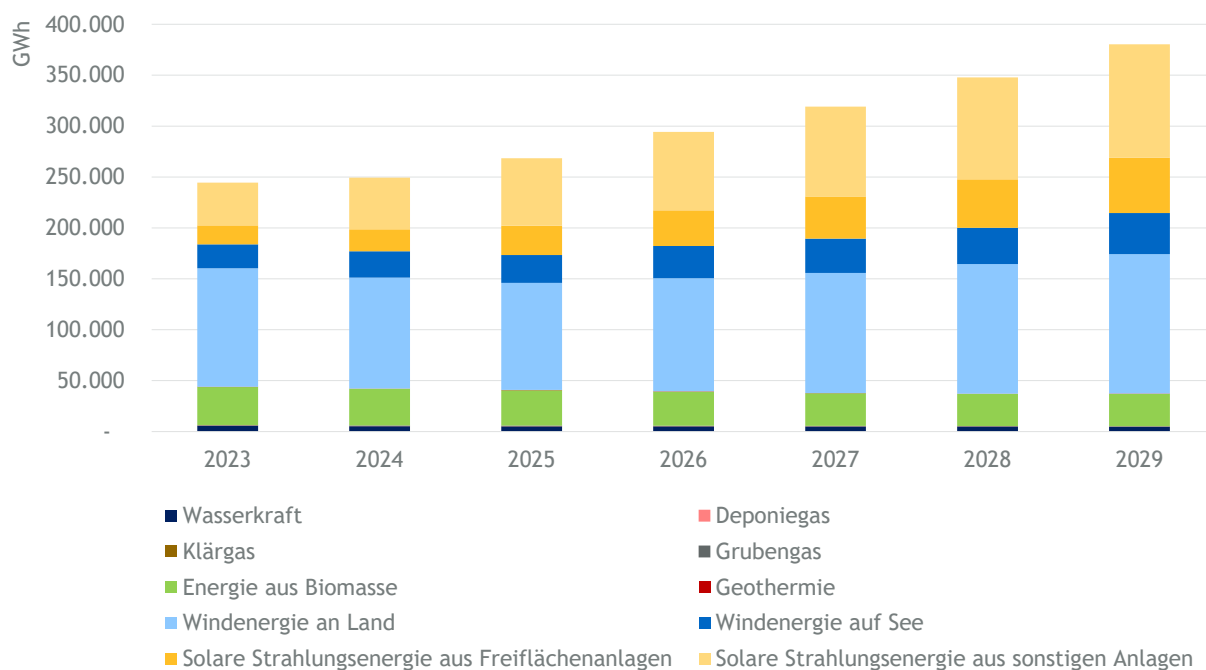


Abbildung 2: Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung im Trend-Szenario, 2023-2029

Tabelle 2: Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung im Trend-Szenario, 2023-2029

Jahresarbeit in GWh	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Wasserkraft	5.548	5.202	5.105	5.084	4.996	4.951	4.863
Deponie gas	197	149	122	111	103	102	87
Klär gas	211	206	208	210	213	216	217
Grubengas	514	414	376	341	260	171	82
Energie aus Biomasse	37.307	36.135	34.861	33.549	32.047	31.572	31.863
Geothermie	192	200	214	228	242	256	270
Windenergie an Land	116.442	108.855	105.210	111.110	117.945	127.222	136.952
Windenergie auf See	23.533	25.966	27.290	31.634	33.767	35.590	40.372
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	18.618	21.576	28.892	35.041	41.280	47.686	54.233
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	41.936	50.629	66.205	77.025	88.384	100.134	111.425
Summe	244.498	249.331	268.481	294.332	319.235	347.899	380.364

1.4 Entwicklung der Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber bis 2029

Die nachfolgende Darstellung zeigt die prognostizierten Förderzahlungen an Anlagenbetreiber für die Jahre 2023-2029 im Trend-Szenario. Die Werte beziehen sich auf Auszahlungsbeträge in Millionen Euro unter Berücksichtigung von Zahlungsansprüchen aus Einspeisevergütung, der geförderten Direktvermarktung, Flexibilitätsprämie/-zuschlag, sowie geförderten Eigenverbrauch und Mieterstrom. Zahlungen für vermiedene Netzentgelte wurden abgezogen. Die Werte für das Jahr 2023 basieren auf den Bewegungsdaten (ÜNB, 2024b).

Ein zentraler Treiber für die Entwicklung der Förderzahlungen sind die Strommarktentwicklungen, da diese die Zahlungen für Anlagen in der Direktvermarktung nach dem Marktprämienmodell beeinflussen. Der Rückgang der Strompreise im Jahr 2024 im Vergleich zum Jahr 2023 ist etwa ein zentraler Treiber für den Anstieg der Zahlungsansprüche im Jahr 2024. Gleichermäßen ist der erwartete Anstieg der Strompreise in 2025 ein Faktor für den Rückgang der Zahlungsansprüche in 2025 ggü. 2024. Im Zieljahr 2025 belaufen sich die Zahlungsansprüche auf rund 18,2 Mrd. Euro, wobei der größte Teil der Zahlungen auf sonstige Solaranlagen (rund 11,1 Mrd. Euro), Biomasse (rund 3,5 Mrd. Euro) und Windenergie auf See (rund 1,9 Mrd. Euro) entfällt. Die Zahlungen für Windenergie an Land fallen vergleichsweise gering aus (rund 0,5 Mrd. Euro), da die anzulegenden Werte der Anlagen im Marktprämienmodell im Vergleich zu den Marktwerten im Jahr 2025 relativ gering sind. Bis 2029 belaufen sich die Zahlungsansprüche über alle Energieträger hinweg auf knapp 23 Mrd. Euro. Neben dem Zubau von geförderten Anlagen ist ein Treiber der angenommene Rückgang der Strompreise und damit der Marktwerte der verschiedenen Energieträger. Dies trifft aufgrund des Rückgangs der Marktwertfaktoren insbesondere auf Solaranlagen im Marktprämienmodell zu.

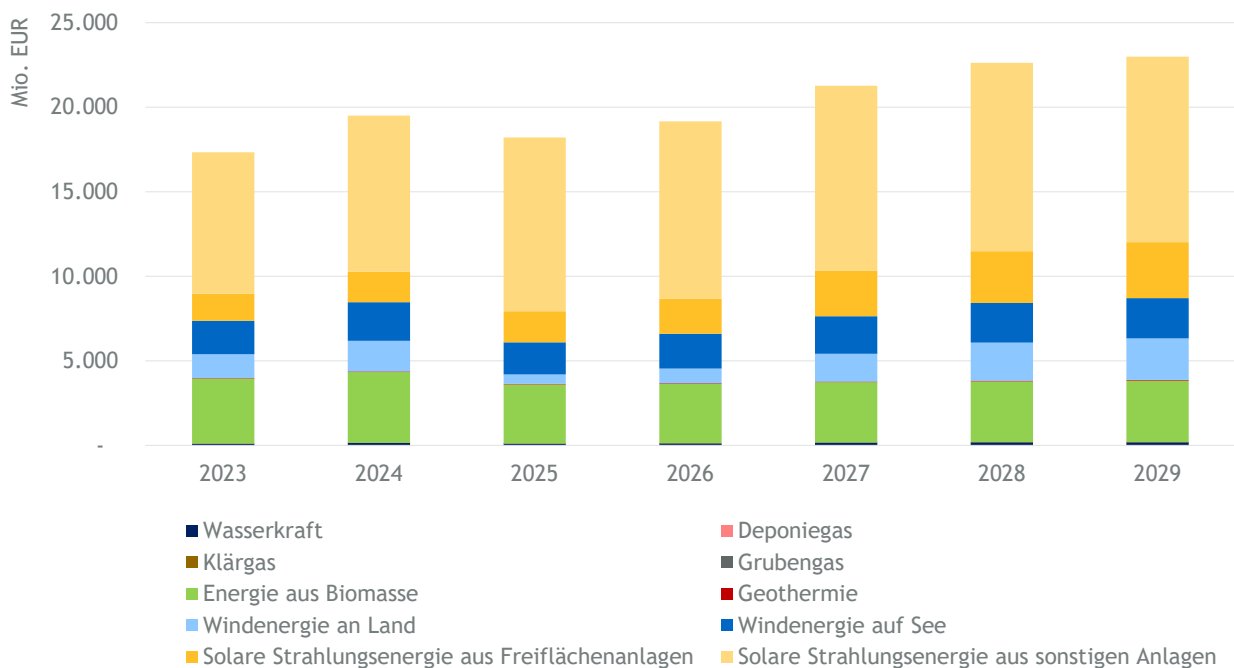


Abbildung 3: Entwicklung der jährlichen Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber (abzgl. vNNE) im Trend-Szenario, 2023-2029

Tabelle 3: Entwicklung der jährlichen Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber (abzgl. vNNE) im Trend-Szenario, 2023-2029

Zahlungen in Mio. EUR	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Wasserkraft	109	150	104	127	172	189	189
Deponiegas	1	1	1	1	1	2	1
Klärgas	1	1	1	1	1	0	0
Grubengas	-2	0	0	-0	0	0	0
Energie aus Biomasse	3.839	4.182	3.503	3.516	3.562	3.596	3.633
Geothermie	29	34	32	35	40	43	46
Windenergie an Land	1.414	1.811	550	865	1.643	2.245	2.455
Windenergie auf See	1.975	2.290	1.900	2.053	2.217	2.349	2.387
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	1.607	1.798	1.837	2.071	2.702	3.054	3.305
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	8.356	9.232	10.278	10.492	10.928	11.140	10.977
Summe	17.329	19.498	18.207	19.161	21.266	22.619	22.993

2 Methodik, Vorgehen und Stromsystemmodellierung

Im folgenden Kapitel wird das methodische Vorgehen sowie die Ergebnisse und Annahmen der vorgenommenen Modellierung des Stromsystems beschrieben. Das grundsätzliche Vorgehen wird in Abbildung 4 dargestellt.

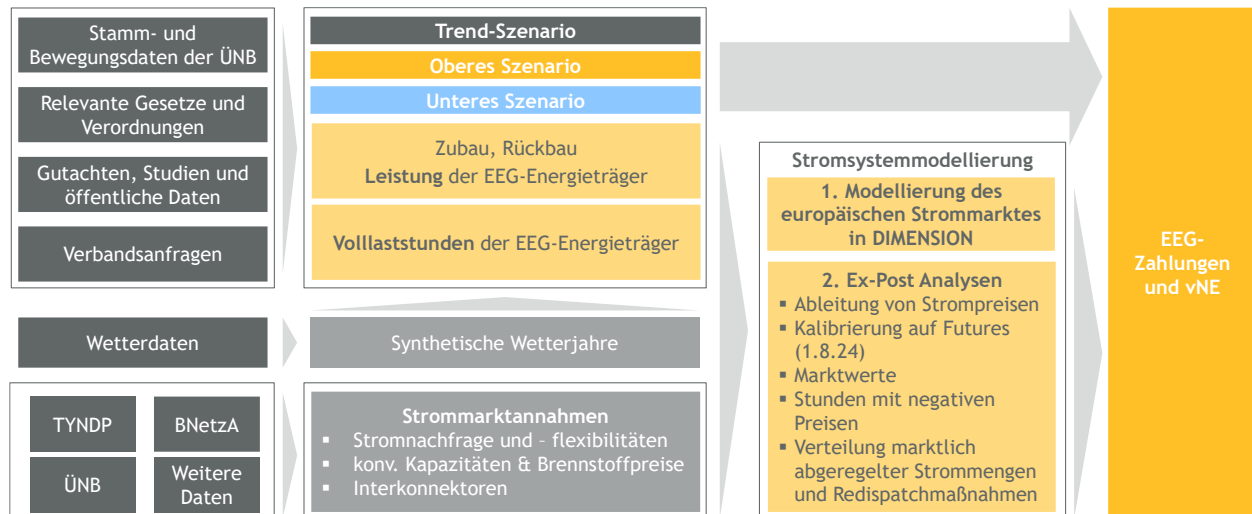


Abbildung 4: Schematische Darstellung des Vorgehens

Basierend auf einer Vielzahl von Daten und Marktinformationen werden drei Szenarien in Hinblick auf die installierte Leistung definiert (Kapitel 2.1 und 2.2). Basierend auf der Analyse historischer Daten und mittels der Definition synthetischer Wetterjahre wird die potenzielle Anlagenauslastung in den drei Szenarien definiert (Kapitel 2.3). Die Informationen zur installierten Leistung und Anlagenauslastung gehen in die Modellierung des Stromsystems ein (Kapitel 2.4). Die Annahmen werden ergänzt durch die Festlegung weiterer Inputfaktoren wie der Entwicklung von konventionellen Kraftwerkskapazitäten, Brennstoffpreisen, Flexibilitäten und der Stromnachfrage. Ziel der Modellierung ist die Ableitung von konsistenten Strompreisen, Marktwerten und der Abregelung von Anlagen. Zentrale Ergebnisse der Modellierung des Stromsystems und daran anschließender Auswertungen und Analysen werden in Kapitel 2.4 dargelegt. Basierend auf den monatlichen Strommengen und deren Zuordnung zu den verschiedenen Vergütungskategorien, Annahmen zur Höhe der Vergütungssätze (Kapitel 2.5), sowie den Ergebnissen der Modellierung des Stromsystems, werden für jeden Energieträger, Szenario und Monat im Betrachtungszeitraum EEG-Zahlungsansprüche und vNNE abgeschätzt.

Als Kernergebnisse des vorliegenden Gutachtens ergeben sich die erwarteten Entwicklungen der installierten Leistung (Zubau, Rückbau, Bestand), Erzeugung (Volllaststunden, Erzeugungsmengen), Vermarktungsformen und Vergütungshöhen im Zeitraum 2025-2029. Unter Abzug der vNNE wird pro Szenario die Entwicklung der Förderzahlungen bis 2029 bestimmt.

2.1 Definition der Szenarien

Im Zuge des Gutachtens werden die rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen zum 01.08.2024 zugrunde gelegt. Etwaige zukünftige Änderungen des Rechtsrahmens werden nicht berücksichtigt. Neben möglichen regulatorischen Änderungen ist die kurz- und mittelfristige Prognose des Ausbaus und Betriebs der analysierten Energieträger auch mit weiteren Unsicherheiten behaftet, welche entlang des Betrachtungszeitraums aufgrund der rückläufigen Informationsverfügbarkeit zunehmen. Die Entwicklung von installierter Leistung und Auslastung der Anlagen hängt neben technologischen und regulatorischen Faktoren wesentlich von Markt- und Preisentwicklungen ab, welche nur geschätzt werden können. Während insbesondere in der kurzen Frist Informationen - beispielsweise zu Ausschreibungsergebnissen - Rückschlüsse auf die künftige Ausbauentwicklungen zulassen, stehen für spätere Zeitpunkte weniger Informationen zur Verfügung.

Um eine umfassendere Einschätzung zu möglichen Entwicklungen zu erhalten, wird im vorliegenden Gutachten ein Szenariorahmen von drei Szenarien definiert. Neben einem Trend-Szenario (TS) wird ein Oberes Szenario (OS) und ein Unteres Szenario (US) definiert. Die Szenarien variieren hinsichtlich der Entwicklung der installierten Leistung der EEG-Energieträger sowie der Anlagenauslastung aufgrund der Wetterbedingungen (siehe Abbildung 5).

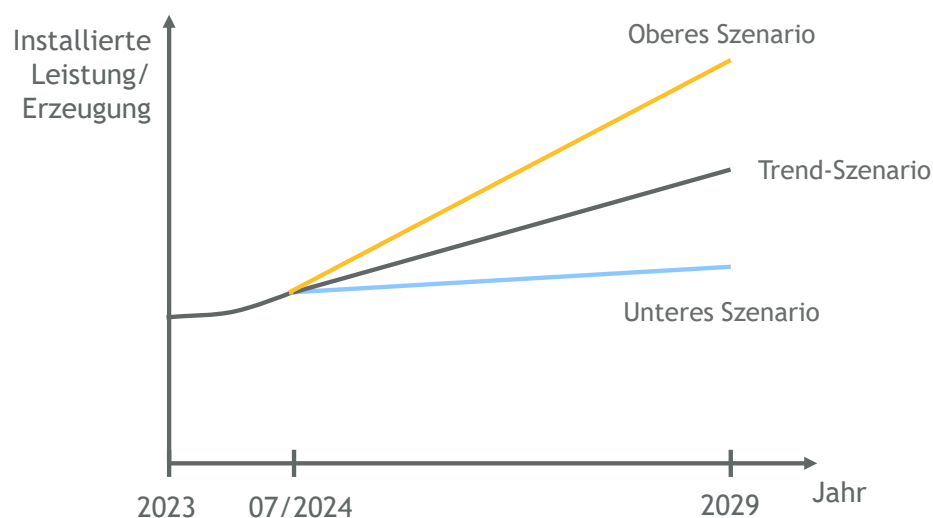


Abbildung 5: Schematische Darstellung des Szenariorahmens

Die Ausgestaltung der Szenarien erfolgt wie folgt:

- **Trend-Szenario (TS):** Im Trendszenario werden Merkmalsausprägungen mit der im Vergleich der Szenarien höchsten Eintrittswahrscheinlichkeit ausgewiesen. Die angenommenen Auslastungsgrade der Anlagen (Volllaststunden) entsprechen der Fortschreibung historischer Werte oder historischen Mittelwerten. Folglich stellen die Ergebnisse dieses Szenarios auf Basis der verfügbaren Informationen den „best-guess“ der Entwicklungen im Betrachtungszeitraum dar.

- **Oberes Szenario (OS):** Im oberen Szenario werden im Vergleich zum Trend-Szenario ein höherer Leistungszubau, ein geringerer Rückbau bestehender Anlagen, und eine höhere Anlagenauslastung unterstellt. Die Anlagenauslastungen befinden sich im oberen Bereich historischer Erfahrungswerte. Höhere installierte Leistung und Anlagenauslastungen sorgen für größere Strommengen und Förderansprüche im Vergleich zum Trend-Szenario. Die größeren Strommengen führen darüber hinaus zu niedrigeren Strompreisen, was die Marktprämienzahlungen tendenziell erhöht.
- **Unteres Szenario (US):** Im unteren Szenario werden im Vergleich zum Trend-Szenario ein geringerer Leistungszubau, ein stärkerer Rückbau bestehender Anlagen, und eine geringere Anlagenauslastung unterstellt. Die Anlagenauslastungen befinden sich im unteren Bereich historischer Erfahrungswerte. Niedrigere installierte Leistung und Anlagenauslastungen sorgen für geringere Strommengen und Förderansprüche im Vergleich zum Trend-Szenario. Die geringeren Strommengen führen darüber hinaus zu höheren Strompreisen, was die Marktprämienzahlungen tendenziell reduziert.

Der Szenariorahmen ist nicht zwingend symmetrisch, sondern soll sowohl für das obere als auch untere Szenario realistische und vor dem Hintergrund der historischen Entwicklung begründete Annahmen treffen. Diese variieren zwischen den verschiedenen Energieträgern.

2.2 Leistungsentwicklung der EEG-Anlagen

Für jeden EEG-Energieträger wird die historische Entwicklung des jährlichen Zu- und Rückbaus, sowie der installierten Leistung für die Jahre 2012-2023 analysiert. Diese Analyse basiert auf den Informationen der ÜNB-Stammdaten (ÜNB, 2024a). Die in der ersten Jahreshälfte 2024 installierte Leistung wird auf Basis des Marktstammdatenregisters (MaStR) der Bundesnetzagentur (BNetzA) mit Stand 01.07.2024 (MaStR, 2024) geschätzt. Darüber hinaus wird für die Energieträger Wind an Land, sonstige Solaranlagen und Freiflächen-PV angenommen, dass es im ersten Halbjahr 2024 zur Nachmeldung von 2/3 der Anlagen in die relevanten Stammdaten der ÜNB kommt, welche Ende 2023 bereits im MaStR gemeldet waren, aber noch nicht Teil der Stammdaten waren. Ausgehend von der installierten Leistung zum 01.07.2024 wird in den drei Szenarien für jeden EEG-Energieträger die monatscharfe Leistungsentwicklung bis zum Ende des Jahres 2029 prognostiziert.

Im Zuge der Prognose werden Annahmen über den Zubau neuer Anlagen, sowie die Stilllegung und den etwaigen Weiterbetrieb von Anlagen nach Förderende getroffen. Hintergrund der Annahmen in Bezug auf die Stilllegung und den Weiterbetrieb von Anlagen nach Förderende sind energieträgerspezifische Wirtschaftlichkeitsüberlegungen und technische Erfahrungswerte. Anlagen, die ohne Anspruch auf Anschlussförderungen weiterbetrieben werden, sowie Anlagen, die ohne Vergütungsanspruch betrieben werden (inkl. Anlagen mit anzulegendem Wert von null), werden unter der Vermarktungsform der sonstigen Direktvermarktung geführt.

Die Annahmen zum zukünftigen Zubau stützen sich u. a. auf die Analyse historischer Entwicklungen und Zusammenhänge, die im EEG gesetzlich festgeschriebenen künftigen Ausschreibungsvolumen, historische Ausschreibungsergebnisse und Realisierungswahrscheinlichkeiten, öffentliche Studien und Dokumente, bspw. von Verbänden und der Bundesnetzagentur, sowie eigene Erfahrungswerte. Alle Annahmen zur Leistungsentwicklung

wurden darüber hinaus mit Marktakteuren und Interessensverbänden diskutiert und validiert. Die erarbeiteten Szenarien bilden somit sowohl die historische Datenlage als auch künftige qualitative Faktoren ab. Detaillierte, energieträgerspezifische Informationen zu den zugrundeliegenden Annahmen in TS, OS und US können Kapitel 3 entnommen werden.

2.3 Volllaststunden und Stromerzeugung

Die angenommenen Volllaststunden der EEG-Energieträger Geothermie, Deponie-, Klär-, Grubengas und Biomasse basieren im Wesentlichen auf den Stamm- und Bewegungsdaten des Jahres 2023 (ÜNB, 2024a; ÜNB, 2024b). Für die Zukunft werden für diese Energieträger die anlagenspezifischen Benutzungsstunden des Jahres 2023 fortgeschrieben. Anhand historischer Daten wurde validiert, dass die Benutzungsstunden 2023 nicht in größerem Maße von den Vorjahren abweichen. Für Neuanlagen werden die mittleren Benutzungsstunden des Jahres 2023 angenommen. Im Fall von Geothermie wird zusätzlich eine einprozentige Steigerung der Benutzungsstunden pro Jahr angenommen, um einem technischen Fortschritt Rechnung zu tragen. Für Wasserkraft wird die monatliche Auslastung anhand langjähriger Mittelwerte festgelegt. Die Benutzungsstunden werden in OS und US basierend auf der Standardabweichung der Historie erhöht oder reduziert.

Für die volatilen Energieträger Wind und Solar ergibt sich die Auslastung anhand von mittleren synthetischen Wetterjahren. Dieses Vorgehen soll die Erfahrungswerte für die Einspeisung der dargebotsabhängigen Energieträger möglichst präzise abschätzen.

Zur Herleitung der synthetischen Wetterjahre werden die COSMO-REA6 Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes für die Jahre 1995 bis 2018 aufbereitet, sodass für jedes dieser Jahre ein Wetternetz über Deutschland mit 0,1 Grad Abständen entsteht (DWD, 2024). Das Wetternetz umfasst Zeitreihen für Windgeschwindigkeiten, direkte solare Strahlung, diffuse solare Strahlung und Temperatur. In einem darauffolgenden Schritt werden die Wetterzeitreihen für jedes Bundesland aggregiert. Es werden die Zeitreihen je Bundesland berücksichtigt, deren Geokoordinaten in der Fläche des Bundeslandes liegen. Aus den Wetterzeitreihen werden Erzeugungsprofile für Wind Onshore, Wind Offshore, Freiflächen-Solaranlagen und sonstige Solaranlagen für jedes Bundesland abgeleitet. Für die Auswahl eines Wetterjahres wird jeweils für Wind Onshore, Wind Offshore und Solar (gesamt) eine Zeitreihe für Deutschland erstellt. Dazu werden die Profile der Bundesländer mit der installierten Leistung aus dem Jahr 2022 gewichtet. Freiflächen-Solaranlagen und sonstige Solaranlagen werden ebenfalls kapazitätsgewichtet zusammengefasst. Basierend auf den Einspeisezeitreihen werden die Volllaststunden je Monat für Deutschland gebildet. Für jeden der drei Energieträger und jeden Monat wird die relative Abweichung der Volllaststunden vom Median berechnet. Um die verschiedenen Szenarien (TS, OS, US) zu bilden, werden je Monat drei verschiedene Wetterjahre ausgewählt. Die Auswahl des Wetterjahres für einen Monat erfolgt je Szenario anhand drei Entscheidungskriterien.

- TS: (1) Die Summe der betragsmäßigen Abweichungen der Volllaststunden vom Median je Energieträger ist am kleinsten. (2) Die durchschnittliche Abweichung vom Median über alle Energieträger liegt unter 4 %. (3) Wenn die Bedingungen für die Szenarien OS und US nicht erfüllt werden können, dann wird das nächstbeste Jahr gewählt.

- OS: (1) Die relative Abweichung der Volllaststunden vom Median je Energieträger sind am höchsten, aber maximal 75 % über dem Median. (2) Die Abweichung liegt für alle Energieträger über dem Wert des Trendszenarios. (3) Falls mehrere Jahre diese Bedingung erfüllen, dann wird das Jahr mit der größeren durchschnittlichen Abweichung gewählt.
- US: (1) Die relative Abweichung der Volllaststunden vom Median je Energieträger sind am niedrigsten, aber maximal 75 % unter dem Median. (2) Die Abweichung liegt für alle Energieträger unter dem Wert des Trendszenarios. (3) Falls mehrere Jahre diese Bedingung erfüllen, dann wird das Jahr mit der größeren durchschnittlichen Abweichung gewählt.

Die anhand dieser Regeln identifizierten Wetterjahre und Volllaststunden werden in Abbildung 6 visualisiert. Die graue Fläche stellt den Raum der Variation der historischen Wetterjahre dar. Das angenommene Wetterjahr des TS ist durch die gelbe Linie dargestellt, das Wetterjahr des OS durch die grüne Linie und das Wetterjahr des US durch die rote Linie.

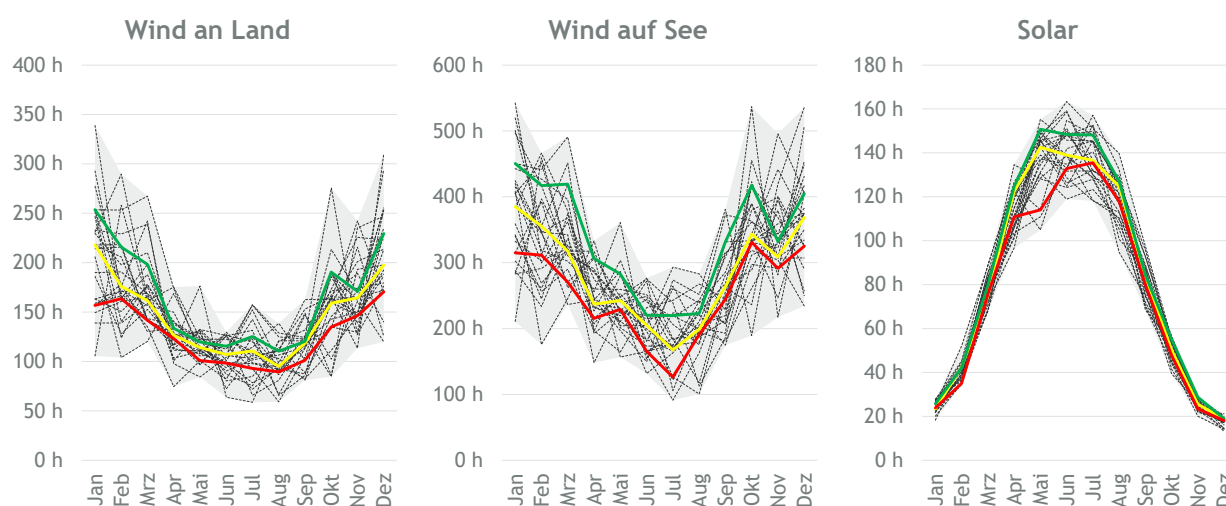


Abbildung 6: Identifikation synthetischer Wetterjahre mit Volllaststunden für Windkraft- und Solaranlagen

Quelle: eigene Darstellung basierend auf (DWD, 2024)

Durch das gewählte Vorgehen bleibt der meteorologische Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und solarer Strahlung erhalten. Gleichzeitig wird ein synthetisches Wetterjahr aus real eingetretenen Wettermonaten definiert, welches für das Trend-Szenario möglichst nah am historischen Mittel liegt. Die abgeleiteten stündlichen, bundeslandspezifischen Einspeisedaten für Wind und PV werden in der Modellierung des Stromsystems verwendet. Im Zuge der Modellierung des Stromsystems werden die basierend auf der Analyse für Deutschland ausgewählten synthetischen Wetterjahre auch auf die Erzeugungskapazitäten im europäischen Ausland angewendet. Die meteorologischen Zusammenhänge bleiben also nicht nur zwischen Energieträgern, sondern auch zwischen Ländern und Regionen gewahrt.

Aufgrund von marktlicher Abregelung⁹ und Redispatch, d.h. der netzbedingten Abregelung von EEG-Anlagen, entsprechen die hier dargestellten potenziellen Einspeisemengen nicht den

⁹ In Stunden, in denen die potenzielle Einspeisung die Last, unter Berücksichtigung mögliche Exportkapazitäten und des Flexibilitätseinsatzes, übersteigt ergeben sich negative Strompreise und Betreiber von EEG-Anlagen haben einen Anreiz ihre Anlagen abzuregeln. Dies wird im Folgenden als marktliche Abregelung bezeichnet. Es wird angenommen, dass Anlagen in der Direktvermarktung basierend auf der Höhe ihres anzulegenden Wertes abgeregelt werden.

förderzahlungsrelevanten tatsächlichen Einspeisemengen. Während die marktliche Abregelung Ergebnis der Modellierung des Stromsystems ist (siehe Kapitel 2.4.6), werden für die Entwicklung der Redispatchmengen Annahmen basierend auf der Fortschreibung der Historie getroffen (siehe Kapitel 2.4.7). Die für die Förderzahlungen relevanten Strommengen ergeben sich als die um die abgeregelten Strommengen reduzierte potenzielle Erzeugungsmenge. Die in diesem Gutachten ausgewiesenen Strommengen und Volllaststunden beziehen sich auf die um Redispatch und marktliche Abregelung bereinigten Mengen.

2.4 Modellierung des Stromsystems

Die Höhe des Förderanspruchs der Anlagenbetreiber in der geförderten Direktvermarktung und der EEG-Finanzierungsbedarf hängen von den technologiespezifischen Erlösen des Stromverkaufs am Strommarkt ab. Fallen diese größer aus, sinken die Zahlungsansprüche der Anlagenbetreiber im Marktprämienmodell und gleichzeitig erhöhen sich die Erlöse der ÜNB aus der Vermarktung von Strommengen aus festvergüteten EEG-Anlagen. Entsprechend kommt der Prognose von zukünftigen Strompreisen und Marktwerten im Zuge dieses Gutachtens eine wichtige Bedeutung zu.

Dazu wird für die drei Szenarien jeweils eine stundenscharfe Modellierung des europäischen Stromsystems mit dem am Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI) entwickelten Energiesystemmodell DIMENSION durchgeführt. DIMENSION ist ein partielles Gleichgewichtsmodell des europäischen Energiesystems mit Fokus auf das Stromsystem. Es erlaubt die Ableitung stündlicher Strommarktpreise sowie der Einsatzentscheidungen der verschiedenen Marktteilnehmer und Technologien. Das Modell umfasst die Modellierung des Betriebs von erneuerbaren Anlagen und fossiler Kraftwerke, öffentlicher und industrieller Wärmeerzeugung inklusive Power-to-Heat, sowie von Flexibilitäten im Stromversorgungssystem. Im Modell werden die kurz- und langfristigen Bereitstellungskosten aller Energieträger unter Berücksichtigung von politischen, regulatorischen und technologischen Rahmenbedingungen in der Optimierung berücksichtigt. Weiterhin erfolgt die Optimierung auch für das europäische Energiesystem, sodass Interdependenzen zwischen den Energiesystemen verschiedener Länder explizit abgebildet werden. DIMENSION bildet Kontinentaleuropa mit den Mitgliedsstaaten der Europäischen Union sowie Großbritannien, Norwegen und der Schweiz ab. Der Stromaustausch zwischen den verschiedenen Ländern ergibt sich integriert als Ergebnis der Optimierung. Der Stromhandel wird dabei in stündlicher Auflösung unter Berücksichtigung von Annahmen zur Entwicklung der Interkonnektorenkapazitäten zwischen den Ländern simuliert. Hierzu wurden die europäischen Interkonnektorenkapazitäten aus dem Abschlussbericht Systemanalysen 2024 der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB, 2024c) angenommen.

In den nachfolgenden Kapiteln werden weitere zentrale Inputfaktoren und Annahmen des Modells erläutert. In den Kapiteln 2.4.4-2.4.7 werden darüber hinaus die szenariospezifischen Ergebnisse des Modells sowie an das Modell angeschlossener ex-post Analysen dargestellt. Dabei handelt es sich neben den abgeleiteten Strompreisen und Marktwerte um die Ergebnisse und Verteilung der marktlichen Abregelung sowie des Redispatch.

2.4.1 Stromnachfrage

Ein wesentlicher Inputfaktor in der Modellierung des Stromsystems ist die Stromnachfrage. Ausgehend von historischen Daten des Umweltbundesamtes (UBA, 2024a) und der AG Energiebilanzen (AGEB, 2024) wird der Nachfragepfad der Endverbrauchssektoren mit der Steigerungsrate des Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2024 (Szenario National Trends) bis zum Jahr 2029 fortgeschrieben (ENTSO-E & ENTSO-G, 2024a). Aufgrund der zuletzt beobachteten Nachfragereduktion im Industriesektor und dem stockenden Hochlauf der Elektromobilität, wird die Stromnachfrage von diesem Pfad ausgehend in diesen beiden Sektoren um 5 % reduziert. Abbildung 7 zeigt die angenommene Entwicklung der Nettostromnachfrage in Deutschland. Neben der aufgeführten Nettostromnachfrage werden zusätzlich Netzverluste berücksichtigt sowie die Verbräuche von Elektrolyseuren und Speichern im Modell endogen ermittelt.

Im Jahr 2029 ergibt sich für Deutschland eine Nettostromnachfrage ohne Netzverluste und Verbräuche von Elektrolyseuren und Speichern in Höhe von 535 TWh. Dies entspricht einer Steigerung von 18 % gegenüber dem Jahr 2023. Für das europäische Ausland wird von derselben Steigerungsrate ausgegangen.

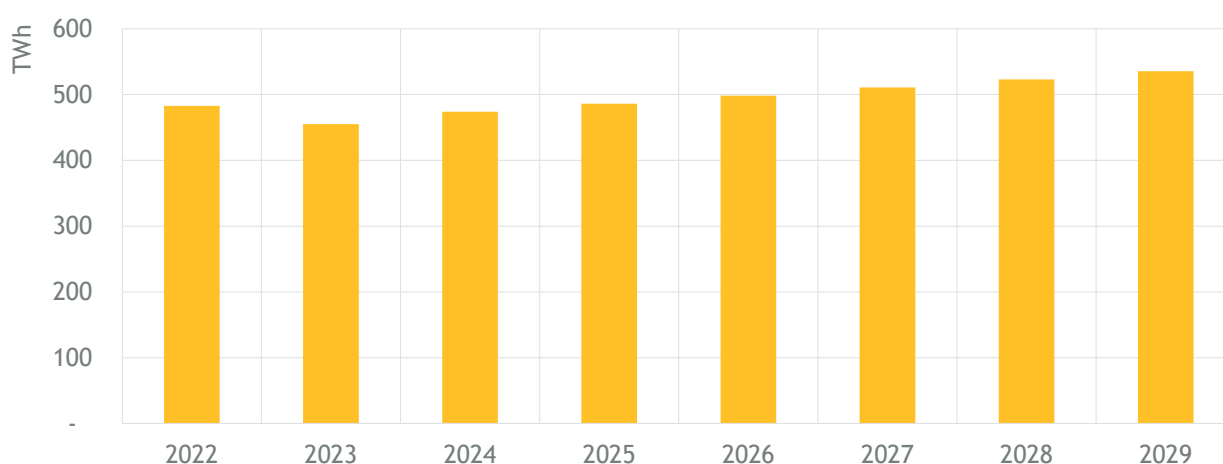


Abbildung 7: Angenommene Entwicklung der Nettostromnachfrage in Deutschland, 2022-2029

Quelle: eigene Abbildung, historische Werte basierend auf Basis AGEB (2024) und UBA (2024a), weitere Entwicklung in Anlehnung an ENTSO-E & ENTSO-G (2022) - National Trends

2.4.2 Nachfrageflexibilität

Im Modell wird der Einsatz von Flexibilitätsquellen am Strommarkt optimiert. Quellen für Nachfrageflexibilität umfassen Elektrolysekapazitäten, flexible Industrienachfrage (Demand Side Response), sowie Pump- und Batteriespeicher. Künftige Elektrolysekapazitäten wurden anhand der betriebenen und geplanten Kapazitäten auf Basis der durch das EWI erstellten H2-Bilanz (EWI, 2024) berücksichtigt, wobei bis 2026 eine Interpolation auf Basis des Abschlussberichts Systemanalysen 2024 (ÜNB, 2024c) angesetzt wurde. Die Projektionen für Pumpspeicher, Großbatterien und Demand Side Response basieren auf einer linearen Interpolation des Best

Estimate Szenarios des TYNDP 2024 (ENTSO-E & ENTSO-G, 2024b). Das Verhältnis von Leistung zu Energie wird mit 1:2 angenommen. Im europäischen Ausland wird die Kapazität von Batteriegroßspeichern aus dem TYNDP 2024 abgeleitet (ENTSO-E & ENTSO-G, 2024a).

Eine Besonderheit bei der Nachfrageflexibilität stellen Heimspeicher dar. Die Kapazitäten sind nicht Teil des Marktmodells, da der Betrieb der Speicher in der Regel nicht anhand der Marktpreise optimiert wird, sondern zur Optimierung des Eigenverbrauchs genutzt wird. Das Zusammenspiel aus dezentraler Erzeugung aus PV-Anlagen, Eigenverbrauch und Speicherbe- und entladung wird im Rahmen einer Voroptimierung berücksichtigt. Aus dieser Voroptimierung ergibt sich ein angepasstes Stromprofil der Netzlast. Die installierte Leistung an Heimspeichern wird in Anlehnung an den TYNDP 2024 (ENTSO-E & ENTSO-G, 2024b) im Verhältnis zum Ausbau der sonstigen Solaranlagen festgelegt und ist somit szenarioabhängig. Abbildung 8 zeigt die installierte Leistung der Nachfrageflexibilitäten im Trend-Szenario. Ergänzend dazu zeigt Tabelle 4 die Heimspeicherleistung in den drei Szenarien. Auch bei Heimspeichern wurde das Verhältnis von Leistung zu Energie mit 1:2 angenommen.

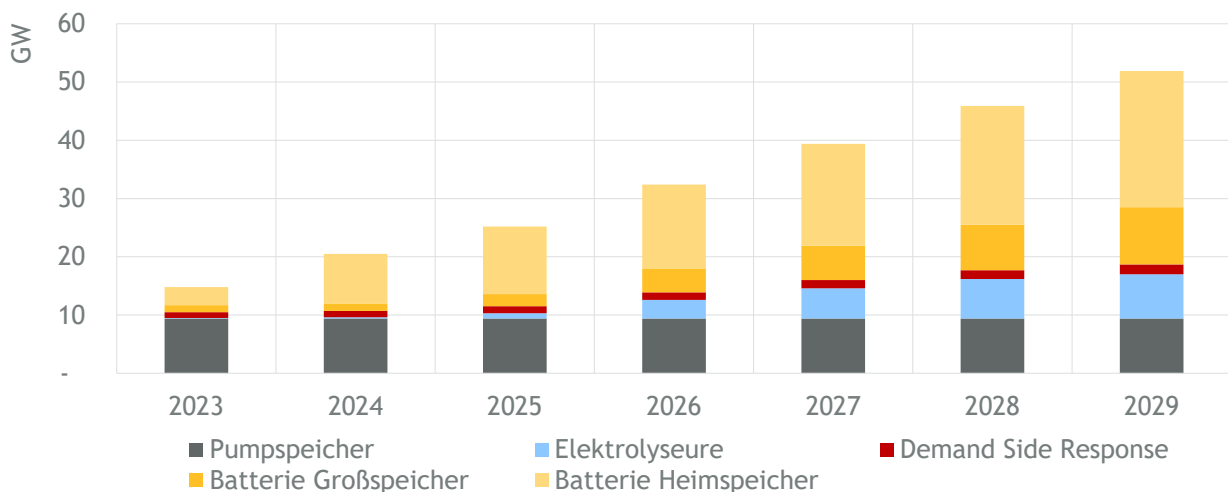


Abbildung 8: Prognostizierte Entwicklung der Nachfrageflexibilitäten in Deutschland, 2023-2029

Quelle: eigene Darstellung, historische Werte auf Basis von Figgner et al., 2023 und Kraftwerkliste der BNetzA, 2024a, Werte 2030 auf Basis ENTSO-E & ENTSO-G, 2024b - Best Estimate Szenario (Wetterjahr 2009), lineare Interpolierung

Tabelle 4: Heimspeicher Leistung in Deutschland, 2024-2029

Leistung [GW]	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Trend-Szenario	8,6	11,6	14,5	17,5	20,4	23,4
Oberes-Szenario	8,7	12,0	15,5	19,0	22,8	26,7
Unteres-Szenario	8,5	11,4	14,1	16,7	19,2	21,5

2.4.3 Konventionelle Kraftwerkskapazitäten, Brennstoff- und CO₂-Preise

Ausgehend von den historischen Werten der Kraftwerkliste der BNetzA mit Stand 15.04.2024 (BNetzA, 2024a) wurden anhand des aktuellen gesetzlichen Rahmens Annahmen für die Entwicklung der konventionellen Erzeugungskapazitäten abgeleitet. Für Braun- und

Steinkohlekraftwerke wurde hierfür der im Kohleverstromungsbeendigungsgesetz festgelegte Kohleausstiegspfad berücksichtigt. Für die Entwicklung der Gaskraftwerkskapazität wurde angenommen, dass die Anlagen einer ersten Ausschreibung (2,5 GW) der Kraftwerksstrategie zum 01.01.2029 ans Netz gehen, Anlagen einer zweiten Ausschreibung (2,5 GW) zum 01.07.2029. KWK-Anlagen machen annahmegemäß 50 % der zugebauten Leistung aus.

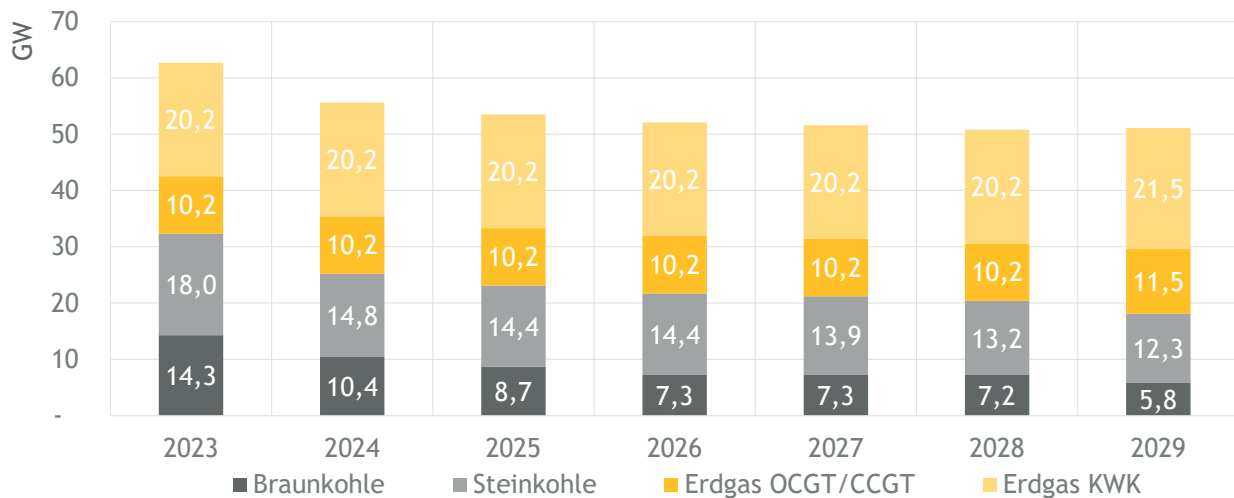


Abbildung 9: Angenommene Entwicklung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten in Deutschland, 2023-2029

Quelle: eigene Abbildung, historische Daten auf Basis von BNetzA, 2024a; BMWK, 2024; BNetzA, 2024a; lineare Interpolierung

Anhand des abgeleiteten Pfades wird angenommen, dass sich die installierte Leistung konventioneller Kraftwerke bis 2028 um ca. 19 % gegenüber 2023 reduziert. Ab 2029 erhöht sich die prognostizierte installierte Leistung wiederum durch den Zubau von Gaskraftwerken. Neben den hier dargestellten Energieträgern werden weitere konventionelle Kraftwerkstypen wie Öl- und Abfallkraftwerke berücksichtigt. Für das europäische Ausland wurden konventionelle Kraftwerkskapazitäten basierend auf Daten der Transparency Platform der ENTSO-E (EEX, 2024b) für das Jahr 2023 festgeschrieben.

Für die Ermittlung der Kraftwerksgrenzkosten wurden Pfade für die Entwicklung von Brennstoffpreisen basierend auf Futurepreisen (Stand 01.08.2024) sowie einer linearen Interpolation zum jeweiligen Brennstoffpreis des World Energy Outlook 2024 für das Jahr 2030 im Szenario „Stated Policies“ gebildet.

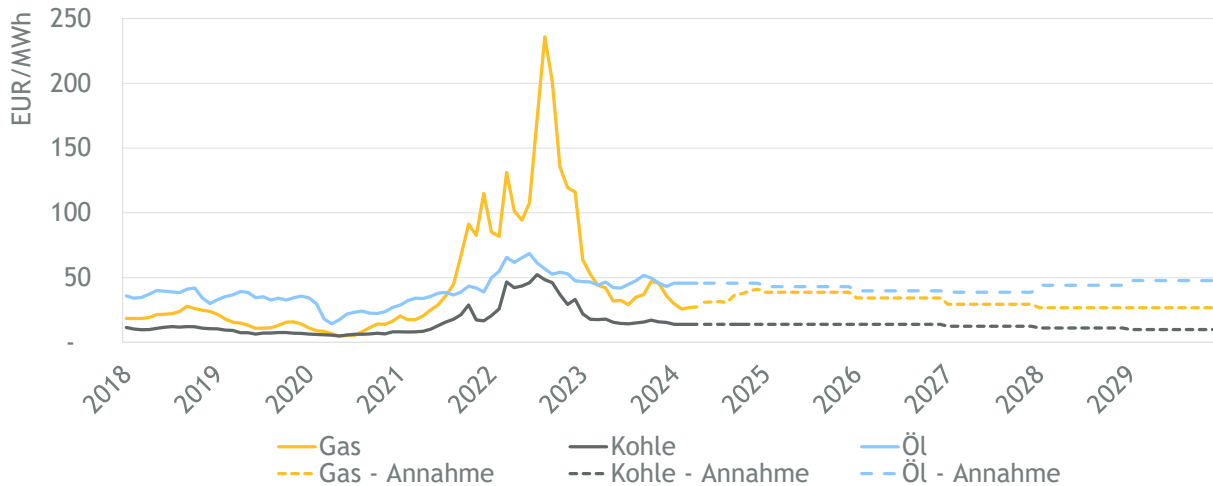


Abbildung 10: Historische und angenommene zukünftige Entwicklung der Brennstoffpreise, basierend auf den jeweiligen Futures vom 01.08.2024

Quelle: eigene Darstellung basierend auf historischen (EEX, 2024b; EIA, 2024; Investing, 2024) und zukünftigen Werten (ICE, 2024; CME Group, 2024a; CME Group, 2024b)

Basierend auf aktuellen Futurepreisen und mit dem Ziel ein konsistentes Bild zwischen Brennstoffpreisen und Strompreisen zu erreichen, wurde für die Entwicklung des Preises für Emissionszertifikate im Europäischen Emissionshandel ein Anstieg des Preises bis 2029 auf 82 Euro/tCO₂ unterstellt.

2.4.4 Ableitung von Strompreisen aus den Grenzkosten des Stromsystemmodells

Aus der Modellierung des Stromsystems ergeben sich die stündlichen Grenzkosten der Stromerzeugung. Aspekte wie strategisches Bieterverhalten oder Zahlungsbereitschaften in Knappheitssituationen können allerdings nur bedingt abgebildet werden. Ramping-Restriktionen sowie must-run Bedingungen konventioneller Kraftwerke werden beispielsweise vereinfacht abgebildet. Im Falle eines Stromüberangebots werden direktvermarktete EEG-Anlagen abgeregelt und es ergeben sich Grenzkosten von null. Daher wird die Zeitreihe der stündlichen Grenzkosten in einem nachgelagerten Analyseschritt mittels heuristischer Verfahren skaliert. Ziel dieses Vorgehens ist es, realitätsnahe Strompreise zu erhalten.

Für die Stunden mit den höchsten Grenzkosten werden diese Grenzkosten mit einem Knappheitsfaktor verrechnet. Dieser wurde basierend auf den historischen Zusammenhängen zwischen Grenzkosten und Strompreisen geschätzt.

In Stunden, in denen die Grenzkosten des Kraftwerkseinsatzes im Modell null sind, können die Preise in der Realität auch negativ sein. Hintergrund ist, dass es in der Realität Anreize gibt, Anlagen auch bei negativen Preisen zu betreiben, die im Fundamentalmodell nicht abgebildet sind (bspw. feste Einspeisevergütungen, technische Beschränkungen oder Wärmeauskopplung von Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung). Um negative Preise abzubilden, werden daher in allen Stunden mit Grenzkosten von null, negative Preise aus der historischen Verteilung (2019-2023) gezogen. Implizit steckt dahinter die Annahme, dass die Höhe der negativen Preise künftig keinem klaren Trend unterliegt und anhand historischer Verteilungen genähert werden kann.

Die Strompreise werden anschließend so kalibriert, dass die Jahresmittelwerte im Trend-Szenario den EEX-Stromfutures Base für Deutschland (Stand 01.08.2024) entsprechen (EEX, 2024a). Die gleichen Kalibrierungsfaktoren werden auch für die Preise in den beiden anderen Szenarien verwendet.

Abbildung 11 stellt die mittleren jährlichen Großhandelsstrompreise in den unterschiedlichen Szenarien im Zeitraum von 2024 bis 2029 dar. Der Strompreis sinkt im Trend-Szenario zwischen 2024 und 2029 um knapp 26 %.

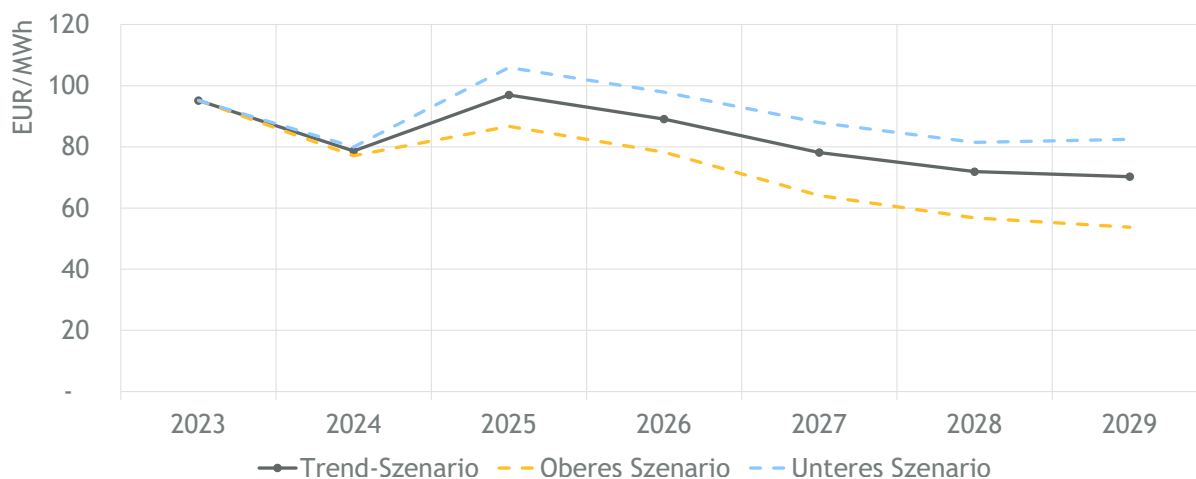


Abbildung 11: Entwicklung der mittleren Großhandelspreise in TS, OS und US, 2023-2029

Quelle: eigene Abbildung auf Basis der Ergebnisse der Modellierung des Stromsystems

2.4.5 Marktwerte

Die Bestimmung der Marktwerte erfolgt auf Grundlage von Anlage 1 des EEG, in der die Berechnungsgrundlagen für die energiespezifischen Monats- und Jahresmarktwerte festgelegt sind. Gemäß § 23a EEG ist diese Berechnungsgrundlage entscheidend für die Marktprämie, die den Anlagenbetreibern zusteht. Die Marktprämie ergibt sich bei Anlagen, die vor dem 01.01.2023 in Betrieb genommen oder bezuschlagt wurden, als Differenz zwischen dem gesetzlich festgelegten oder in einem Ausschreibungsverfahren ermittelten anzulegenden Wert und dem Monatsmarktwert. Für Anlagen, die ab 2023 in Betrieb genommen oder bezuschlagt werden, wird anstelle des Monatsmarktwerts der energieträgerspezifische Jahresmarktwert verwendet.

Für die Energieträger Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie entspricht der Monats- bzw. Jahresmarktwert dem tatsächlichen gewichteten Mittelwert des Spotmarktpreises über den jeweiligen Monat bzw. das Jahr. Bei Windenergieanlagen an Land, Windenergieanlagen auf See und Solaranlagen wird der Monats- bzw. Jahresmarktwert spezifisch für den jeweiligen Energieträger ermittelt. Hierbei wird der stündliche Durchschnitt des Spotmarktpreises eines Kalendermonats bzw. -jahres mit der stündlichen Stromerzeugung des jeweiligen Energieträgers multipliziert. Aus diesen stündlichen Werten wird eine Summe für alle Stunden des Monats bzw. Jahres gebildet, die anschließend durch die gesamte Stromerzeugung des Energieträgers im entsprechenden Zeitraum geteilt wird.

Der Marktwertfaktor ergibt sich aus dem Quotienten des energieträgerspezifischen Monats- bzw. Jahresmarktwerts und dem gewichteten durchschnittlichen Monats- bzw. Jahresmittelwert des Spotmarktpreises. Für direkt vermarktete Strommengen aus Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie beträgt dieser Faktor stets 1. Bei Windenergieanlagen an Land, Windenergieanlagen auf See und Solaranlagen liegt er aufgrund von Gleichzeitigkeitseffekten in der Regel darunter.

Höhere Marktwerte implizieren bei gleichen anzulegenden Werten niedrigere Marktprämien, da diese sich als Differenz von anzulegendem Wert und Marktwert errechnen. Folglich werden im oberen Szenario niedrigere Strompreise und Marktwerte prognostiziert, während das untere Szenario ein höheres Strompreis- und Marktwertniveau unterstellt.

2.4.6 Marktliche Abregelung

Im Modell für das Stromsystem kann es, wie in der Realität, Situationen geben, in denen die Einspeisung erneuerbarer Energien die Last übersteigt. In diesen Situationen werden zunächst sämtliche Flexibilität, Exporte ins Ausland und das Herunterfahren konventioneller Kraftwerke unter Einhaltung von ramping- und must-run-Bedingungen berücksichtigt. Sollte dies den Angebotsüberhang nicht ausreichend reduzieren, kommt es zur Abregelung der erneuerbaren Energieträger. Wir nehmen an, dass Anlagen in der Direktvermarktung basierend auf der Höhe ihres anzulegenden Wertes abgeregelt werden, beginnend mit Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung. Hierdurch wird berücksichtigt, dass für Betreiber in der festen Einspeisevergütung kein Anreiz zur Abregelung besteht. Abbildung 12 zeigt die Jahresmengen der marktlichen Abregelung in den jeweiligen Szenarien. Die prognostizierte marktlich abgeregelt Jahreshmenge wächst im Betrachtungszeitraum deutlich auf rund 25 TWh im Jahr 2029 für das Trend-Szenario.

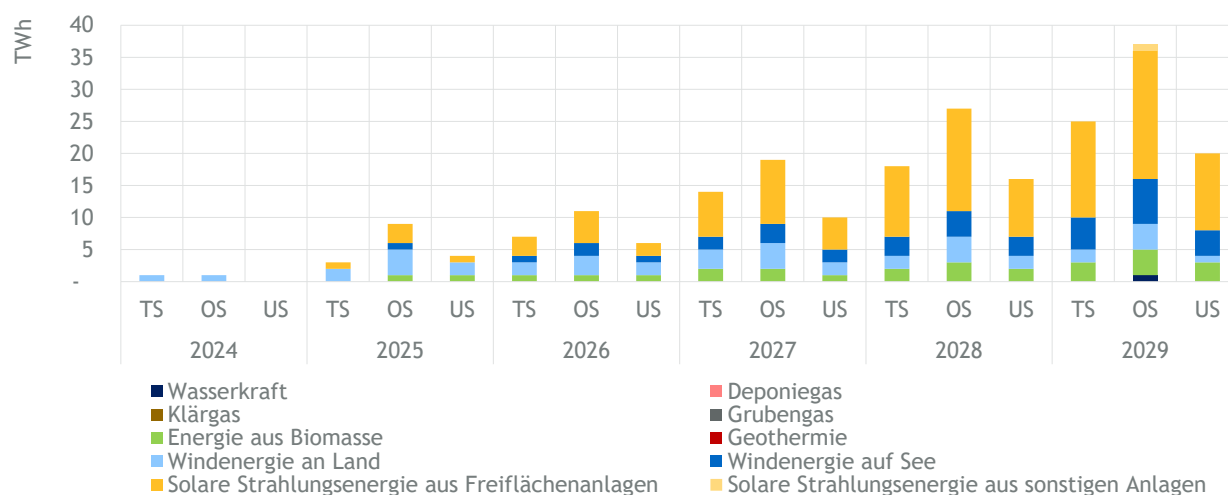


Abbildung 12: Marktlich abgeregelte Jahresstrommengen für das TS, OS und US, 2024-2029

Ebenfalls berücksichtigt werden die Auswirkungen der Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen nach § 51 EEG 2023. In Abhängigkeit des Datums der Inbetriebnahme werden die jeweils geltenden Regelungen für Bestands- und Neuanlagen angewendet.

2.4.7 Redispatch

Im Zuge des Redispatch werden Anlagen abgeregelt, um Überlastungen in den Netzen zu verhindern. Wie hoch die im Zuge von Redispatchmaßnahmen abgeregelten Strommengen in der mittleren Frist ausfallen werden, ist mit großer Unsicherheit behaftet. Zwischen 2018 und 2023 ist die Ausfallarbeit für EE-Anlagen von 5,4 TWh auf rund 10,5 TWh gestiegen (BNetzA, 2023). Diese Entwicklung entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 14 %. Der Großteil entfiel dabei 2023 auf Windenergie auf See (57 %), Windenergie an Land (36 %) und Solarfreifläche (7 %). Auf Basis dieser historischen Entwicklung werden Annahmen zu künftigen Redispatchmaßnahmen für EEG-Anlagen getroffen. Dazu wird die historische Wachstumsrate fortgeschrieben. Im Jahr 2029 beträgt das angenommene Volumen der abgeregelten Strommengen für EEG-Anlagen rund 23 TWh.

2.5 EEG-Vergütungsformen und vermiedene Netzentgelte

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

- Gesetzlich festgelegte Einspeisevergütung (§ 21 EEG 2023)
- Geförderte Direktvermarktung mit Marktprämie (§ 20 EEG 2023)
- Sonstige Direktvermarktung (§ 21a EEG 2023)
- Verbrauch vor Ort (§ 33 EEG 2012, §§ 21 Abs. 3 EEG 2023)
- Vermarktung in Ausnahmefällen für historische Daten (§ 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2023)
- Anschlussförderung (nach § 19 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. § 21 Abs. 1 S. 1 Nr. 4 EEG)

2.5.1 Grundsätzliche Beschreibung der Vergütungsformen

Die **gesetzlich festgelegte Einspeisevergütung (§ 21 EEG)** ist die dominante Förderform für ältere Bestandsanlagen und kleine Anlagen, die von der Pflicht zur Direktvermarktung ausgenommen sind. Sie garantiert dem Anlagenbetreiber einen festen Förderbetrag pro produzierter Kilowattstunde. Dieser Betrag hängt neben dem unterstellten Energieträger auch im Wesentlichen von der Anlagengröße, dem Inbetriebnahmejahr bzw. -monat sowie bei Solar von der Einspeiseart (Teil- oder Volleinspeisung) ab. Im Sinne des EEG umfasst diese Veräußerungsform auch die Ausfallvergütung (§ 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2023), sowie die Vergütung ausgeförderter Anlagen (§21 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2023).

Für neuere EEG-Anlagen, die keine Kleinanlagen sind, stellt hingegen die Vermarktung nach Marktprämie (**geförderte Direktvermarktung mit Marktprämie (§ 20 EEG 2023)**) den Regelfall dar. Der anzulegende Wert wird dabei entweder gesetzlich anhand des Energieträgers, der Anlagengröße und Anlagenart vorgegeben oder wird anlagenspezifisch in Auktionen festgelegt.

In speziellen Fällen vermindert sich die Vergütung von EEG-Anlagen temporär auf eine reduzierte sogenannte **Ausfallvergütung (§ 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2023)**. Für hiervon betroffene Strommengen wird im vorliegenden Gutachten keine Prognose vorgenommen. Hintergrund dafür ist, dass es sich hierbei um nicht prognostizierbare Einzelfälle handelt, welche nur marginale Auswirkungen auf die EEG-Zahlungen haben.

Anlagenbetreiber können darüber hinaus auf Förderzahlungen nach dem EEG verzichten, sofern sie ihren Strom selbständig in der **sonstigen Direktvermarktung (§ 21a EEG)** vermarkten. Dabei kann es sich um Anlagen handeln, deren Förderung ausgelaufen ist, oder um Anlagen, welche ihren Strom selbständig, etwa in Form von Power Purchase Agreements (PPAs), veräußern. Auch Anlagen mit einem anzulegenden Wert von 0 ct/kWh (beispielsweise Windenergieanlagen auf See, die mit 0 ct/kWh bezuschlagt werden) fallen unter diese Kategorie.

Anlagenbetreiber haben weiterhin die Möglichkeit, erzeugte Strommengen selbst zu verbrauchen (**Eigenverbrauch nach § 33 EEG**). In der Regel sind diese Strommengen allerdings nicht förderberechtigt. Eine Ausnahme stellen hierbei bestimmte Solaranlagen mit einer Inbetriebnahme in den Jahren 2009-2012 dar, welche unter die Regelung des **geförderten Eigenverbrauchs** fallen. Auch bei Strom, der mit dem **Mieterstromzuschlag (nach § 21 Abs. 3)** gefördert wird, handelt es sich um geförderte Strommengen, die vor Ort verbraucht werden.

In der Regel ist die Förderung durch eine der o.g. Förderformen auf 20 Jahre befristet. Sofern es sich hierbei jedoch um Anlagen mit einer Größe von bis zu 100 kW handelt, werden diese durch eine angepasste Einspeisevergütung für ausgeförderter Anlagen (**nach § 19 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. § 21 Abs. 1 S. 1 Nr. 4 EEG, im Folgenden auch Anschlussförderung**) vergütet. Ausgeschlossen hiervon sind Windenergieanlagen an Land.

Dazu gibt es mit der **Flexibilitätsprämie** und dem **Flexibilitätszuschlag nach § 50b EEG** weitere Fördermöglichkeiten für den systemdienlichen Betrieb von Biogas und -methananlagen. Entsprechende Annahmen zur Fortschreibung der Förderansprüche werden im Technologiekapitel zum Energieträger Biomasse beschrieben.

2.5.2 Vergütungssätze

Zur Prognose der Vergütungsansprüche der EEG-Anlagen im vorliegenden Gutachten sind Informationen zu den anlagenspezifischen Vergütungssätzen nötig. Für Anlagen im Bestand wird die Höhe der Vergütungssätze aus den aktuellen Bewegungsdaten der ÜNB abgeleitet (ÜNB, 2024b). Für die Prognose der Vergütungshöhen von Neuanlagen, die Anfang 2024 bis 2029 neu in Betrieb gehen, wird in Abhängigkeit der Vergütungskategorie auf unterschiedliche Herangehensweisen zurückgegriffen. Für Anlagen in der festen Einspeisevergütung werden die Vergütungshöhen basierend auf den Regelungen des EEG 2023 festgelegt. Dabei werden etwaige Vergütungsdegressionen berücksichtigt. Sollten die Vergütungssätze mit der Größenklasse der Anlagen oder der Einspeiseart variieren, werden historische Verteilungen des Anlagenzubaues zugrunde gelegt. Für Anlagen, deren anzulegender Wert in künftigen Ausschreibungen bestimmt wird, werden Annahmen zur Entwicklung der Zuschlagswerte getroffen. Dies erfolgt energieträgerspezifisch und wird in Kapitel 3 detaillierter beschrieben.

Im Mai 2024 wurde durch den Rat der Europäischen Kommission eine Strommarktreform verabschiedet. Darin festgelegt wurde die Verpflichtung zur Förderung mittels zweiseitiger Differenzverträge oder gleichwertige Systeme mit denselben Auswirkungen. Während im aktuellem Marktprämienmodell Anlagenbetreiber keine Vergütung erhalten, wenn der Marktwert ihres Stroms den anzulegenden Wert überschreitet, wären sie bei einer Förderung mittels zweiseitiger Differenzverträge in diesem Fall dazu verpflichtet die Differenz zwischen Marktwert und anzulegenden Wert zurückzuzahlen. Die Regelungen der EU-Strommarktreform müssen noch in nationales Recht überführt werden. Laut dem Beschluss sollen die Regelungen für Neuanlagen gelten, die spätestens 3 Jahre nach Erscheinen im EU-Amtsblatt einen Förderzuschlag erhalten (Ausnahme Wind Offshore). Im vorliegenden Gutachten wird daher angenommen, dass die Regelungen im Juli 2027 in nationales Recht übergehen. Für Anlagen, die ab diesem Zeitpunkt einen Förderzuschlag erhalten, wird entsprechend angenommen, dass diese nicht nur EEG-Zahlungen erhalten können, sondern unter Umständen auch Zahlungen leisten müssen.

2.5.3 Vermiedene Netznutzungsentgelte

Nach § 18 der Stromnetzentgeltverordnung können Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen bei Einspeisung in eine der Höchstspannung nachgelagerte Spannungsebene vom entsprechenden Verteilnetzbetreiber ein Entgelt erhalten, welches die seitens des Netzbetreibers vermiedenen Kosten der Netznutzung kompensieren soll. Für Anlagenbetreiber, die nach § 19 Abs. 1 EEG 2023 eine Vergütung erhalten, fließen diese vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) dem EEG-Konto zu und wirken damit senkend auf den Finanzierungsbedarf. Vor diesem Hintergrund sind vNNE für die Ermittlung des Finanzierungsbedarfs in diesem Gutachten relevant.

Neuanlagen können keinen Anspruch auf vNNE mehr erwerben. Die Ansprüche von nicht-volatilen Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01.01.2023 bleiben aber bis zu ihrer Stilllegung bestehen. Volatile Erzeugungsanlagen erhalten seit dem 01.01.2020 keine Zahlungen von vNNE mehr. Im Zuge des Gutachtens werden die Zahlungen von vNNE von Bestandsanlagen proportional zu den eingespeisten Strommengen bis zu ihrer Stilllegung fortgeschrieben.

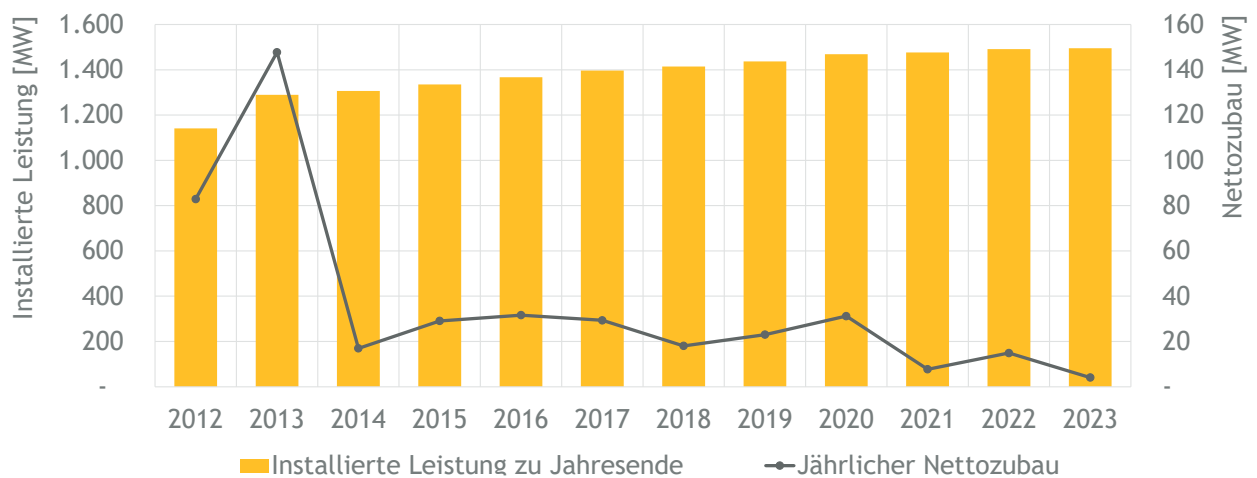
3 Mittelfristprognose für EEG-geförderte Anlagen

Im folgenden Kapitel werden die energieträgerspezifischen Annahmen zur Entwicklung der installierten Leistung, der Volllaststunden, der erzeugten Strommengen, der Marktwertfaktoren, der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen sowie den EEG-Zahlungen nach Vermarktungsformen vorgestellt.

3.1 Wasserkraft

3.1.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Die installierte Leistung von Wasserkraft ist, im Vergleich zu anderen EEG-Energieträgern, nicht wesentlich durch Zubau- oder Rückbaudynamiken geprägt. Während in der Vergangenheit ein geringer Rückbau zu verzeichnen war, ist ein Abwärtstrend im Zubau über die letzten 10 Jahre zu verzeichnen, welcher insbesondere mit den regulatorischen Umständen sowie den sich erschöpfenden Ertüchtigungspotenzialen zusammenhängt.



MW zum Jahresende	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Nettozubau	83	148	17	29	32	29	18	23	31	8	15	4
Installierte Leistung	1.141	1.289	1.306	1.335	1.367	1.396	1.414	1.437	1.468	1.476	1.491	1.495

Abbildung 13: Historische Leistungsentwicklung von Wasserkraft

Quelle: eigene Abbildung basierend auf den Stammdaten des Jahres 2023 (ÜNB, 2024a)

3.1.2 Leistungsentwicklung 2025 bis 2029

Im Trend-Szenario wird ein leichter Anstieg der installierten Leistung bis Ende 2029 auf 1.515 MW prognostiziert. Einem Zubau von 29 MW steht dabei ein Rückbau von 9 MW entgegen (ggü. 2023).

Für den Rückbau im TS wird der durchschnittliche Rückbau der letzten fünf Jahre fortgeschrieben (1,7 MW). Für das OS und US wird der Rückbau um die Standardabweichung des historischen Rückbaus der letzten fünf Jahre (+/- 1,7 MW) nach oben bzw. unten variiert. Für das erste Halbjahr 2024 werden darüber hinaus die Informationen aus dem MaStR berücksichtigt.

Zur Berücksichtigung des in Kapitel 3.1.1 skizzierten Abwärtstrends beim Zubau von Kapazitäten aus Wasserkraft, wird der durchschnittliche Zubau der letzten fünf Jahre (17,8 MW) unter Einbeziehung der durchschnittlichen jährlichen Änderungsrate dieses Zeitraums für das TS fortgeschrieben. Unter Berücksichtigung dieser Abwärtsentwicklung erfolgt ab 2028 kein Zubau mehr im TS. Für das OS und US wird der Zubau um die Standardabweichung des historischen Zubaus der letzten fünf Jahre (+/- 8,9 MW) variiert. Für das erste Halbjahr 2024 werden darüber hinaus die Informationen aus dem MaStR berücksichtigt.

Tabelle 5: Prognose der installierten Leistungsentwicklung von Wasserkraft

MW (prognostiziert)	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Trend-Szenario						
Zubau	14	9	5	1	-	-
Rückbau	1	2	2	2	2	2
Installierte Leistung zum Jahresende	1.508	1.516	1.519	1.518	1.517	1.515
Oberes Szenario						
Zubau	23	18	14	10	9	9
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Installierte Leistung zum Jahresende	1.518	1.536	1.550	1.560	1.569	1.578
Unteres Szenario						
Zubau	5	1	-	-	-	-
Rückbau	2	3	3	3	3	3
Installierte Leistung zum Jahresende	1.498	1.495	1.492	1.488	1.485	1.482

3.1.3 Anlagenauslastung und Stromerzeugung

Die angenommene jährliche Anlagenauslastung basiert auf dem historischen Mittelwert der letzten 10 Jahre (3.484 h) und wird in OS und US um die historische Standardabweichung variiert (+/- 157 h) (AGEE-Stat, 2024). Die Verteilung der Stromerzeugung auf die Monate erfolgt basierend auf den durchschnittlichen monatlichen Anteilen der letzten 10 Jahre (Destatis, 2024).

Zwischen den Jahren 2023 und 2029 wird im Trend-Szenario ein leichter Rückgang der jährlichen Volllaststunden und erzeugten Strommenge prognostiziert. Grund dafür ist die in Kapitel 2.4.6 beschriebene Zunahme der marktlichen Abregelung.

Tabelle 6: Prognose der jährlichen Volllaststunden und Stromerzeugung von Wasserkraft

Volllaststunden und Stromerzeugung (prognostiziert)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Trend-Szenario							
Volllaststunden [h]	3.710	3.463	3.377	3.351	3.290	3.263	3.208
Stromerzeugung [GWh]	5.548	5.202	5.105	5.084	4.996	4.951	4.863
Oberes Szenario							
Volllaststunden [h]	3.710	3.609	3.477	3.477	3.414	3.388	3.320
Stromerzeugung [GWh]	5.548	5.439	5.310	5.366	5.310	5.301	5.224
Unteres Szenario							
Volllaststunden [h]	3.710	3.310	3.202	3.180	3.127	3.107	3.067
Stromerzeugung [GWh]	5.548	4.955	4.792	4.749	4.660	4.620	4.549

3.1.4 Marktwertfaktoren

Gemäß Nr. 3.2 der Anlage 1 des EEG berechnet sich der Monatsmarktwert für die Energieträger Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie aus dem tatsächlichen Monatsmittelwert des Spotmarktpreises. Der Marktwertfaktor beträgt 1.

3.1.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Für die Berechnung der Strommengen in den jeweiligen Vermarktungsformen wird angenommen, dass Bestandsanlagen in ihrer aktuellen Vermarktungsform verbleiben. Das bedeutet, dass Anlagen ihren Vergütungsanspruch durch Ertüchtigungsmaßnahmen nach § 40 Abs. 2 EEG 2023 beibehalten. Entsprechend verändern sich die Anteile der Stromerzeugung in den einzelnen Vergütungsformen im Zeitverlauf kaum. Die geförderten und sonstige Direktvermarktung behalten bis 2029 den dominierenden Anteil an den erzeugten Strommengen für Wasserkraft. Nur deutlich geringere Anteile entfallen auf die feste Einspeisevergütung und den Eigenverbrauch.

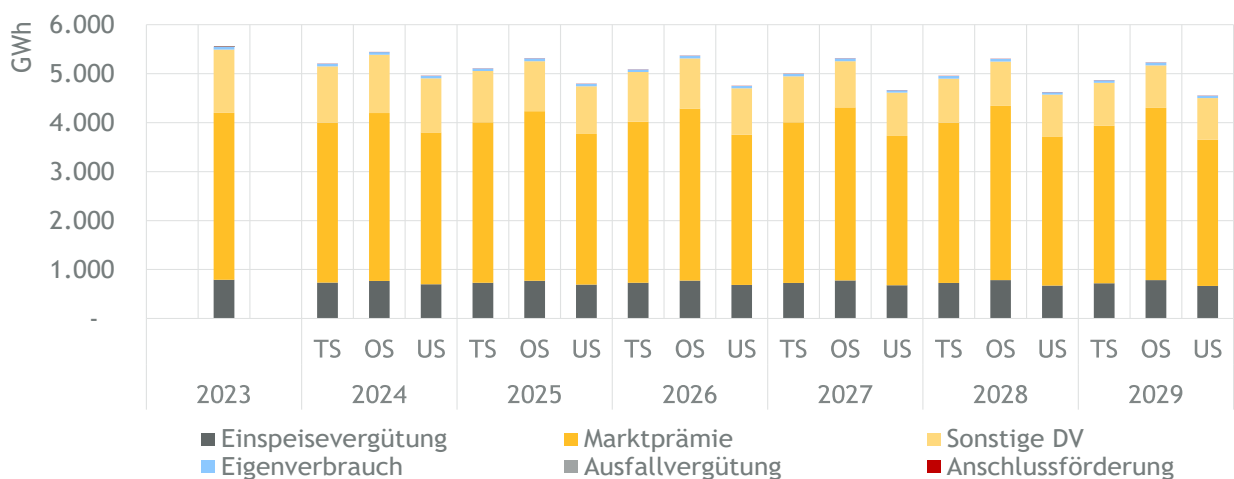


Abbildung 14: Jährliche Stromerzeugung aus Wasserkraft nach Vermarktungsform

3.1.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Die Verteilung der Modernisierungsmaßnahmen auf die Anlagengrößenklassen wurde anhand der historischen Modernisierungen abgeleitet und fortgeschrieben. Die kalenderjährliche Degression der anzulegenden Werte nach § 41 EEG wurde für die zugebauten Mengen dabei berücksichtigt.

Aufgrund des angenommenen Anstieges der Strompreise und damit der Marktwerte für Wasserkraft im Jahr 2025 sinken die Förderzahlungen 2025 ggü. 2024. Aus dem gegenteiligen Grund (der Annahme sinkender Strompreise) ist anschließend mit einem leichten Anstieg der Förderzahlungen für Wasserkraft bis 2029 zu rechnen.

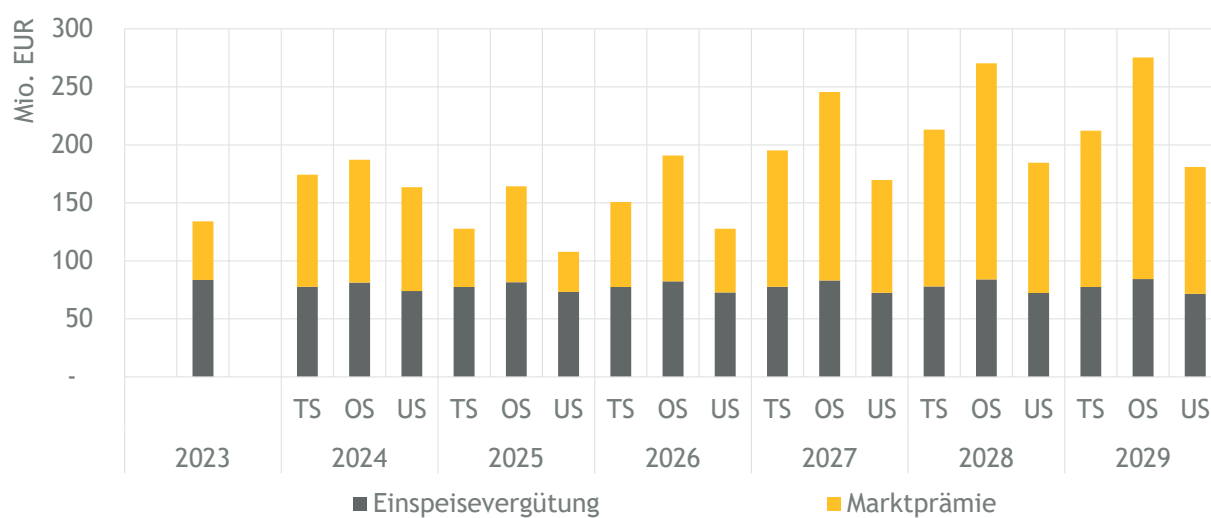


Abbildung 15: Jährliche Förderzahlungen für Wasserkraft nach Vermarktungsform

Den ausgewiesenen Förderzahlungen stehen die Einnahmen aus den vNNE gegenüber. Die Entwicklung der jährlichen vNNE in Mio. EUR zeigt .

Tabelle 7: Prognose der jährlich vermiedenen Netzentgelte von Wasserkraft

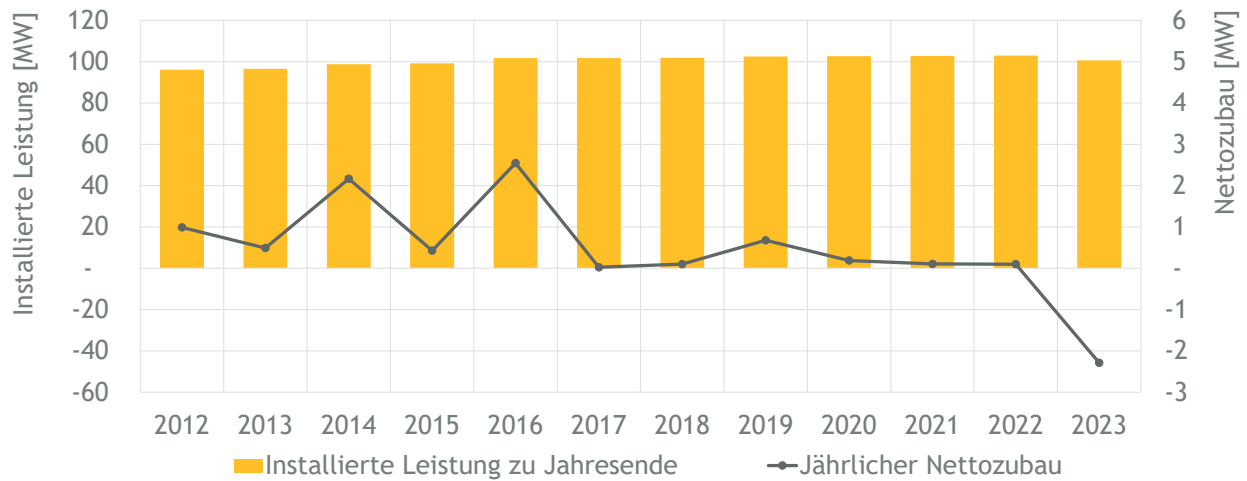
vNNE in Mio. EUR	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Trend-Szenario	25,4	23,8	23,7	23,7	23,6	23,7	23,6
Oberes Szenario	25,4	24,9	24,8	24,8	24,8	24,9	24,8
Unteres Szenario	25,4	22,7	22,6	22,5	22,5	22,5	22,4

3.2 Deponiegas

3.2.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Seit dem Verbot der Ablagerung unvorbehandelter organischer Abfälle im Jahr 2005 ist ein sinkendes Aufkommen von Deponiegasen zur Stromerzeugung zu verzeichnen. Die Historie war geprägt von einem relativ konstanten Anlagenbestand mit geringen Zu- und Rückbaumengen.

Entsprechend des sinkenden Deponiegasaufkommens fiel der Nettozubau in der jüngeren Vergangenheit gering aus. So wurden in den letzten 10 Jahren weniger als 13 MW an neuer Kapazität zugebaut. Im Jahr 2023 kam es zu einem Nettorückbau.



MW zu Jahresende	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Nettozubau	1	1	2	0	3	0	0	1	0	0	0	-2
Installierte Leistung	96	97	99	99	102	102	102	103	103	103	103	101

Abbildung 16: Historische Leistungsentwicklung von Deponiegas

Quelle: eigene Abbildung basierend auf den Stammdaten des Jahres 2023 (ÜNB, 2024a)

3.2.2 Leistungsentwicklung 2025 bis 2029

Im Trend-Szenario wird ein Rückgang der installierten Leistung bis Ende 2029 auf rund 40 MW prognostiziert. Einem Zubau von 6 MW steht dabei ein Rückbau von 67 MW entgegen (ggü. 2023).

Diese Entwicklung ist insbesondere durch den Rückbau bestehender Kapazitäten getrieben, welche aufgrund des Anlagenalters und/oder des zurückgehenden Deponiegasaufkommens rückgebaut werden. Es wird unterstellt, dass die Anlagen bis zu ihrem technischen Lebensende betrieben werden. Im TS wird hierzu angenommen, dass die Anlagen nach Auslaufen des Förderzeitraums noch 5 Jahre in der sonstigen Direktvermarktung weiterbetrieben werden, bevor ein Rückbau erfolgt (+/- 2,5 Jahre für OS und US). Für das erste Halbjahr 2024 werden darüber hinaus die Informationen aus dem MaStR berücksichtigt.

Im Hinblick auf den Zubau ist weiterhin lediglich mit marginalen Zubaumengen zu rechnen. Folglich wird der durchschnittliche Zubau der letzten fünf Jahre von 1 MW über den gesamten Betrachtungszeitraum fortgeschrieben. Für das OS und US wird um die Standardabweichung des historischen Zubaus der letzten fünf Jahre (+/- 1 MW) variiert. Für das erste Halbjahr 2024 werden darüber hinaus die Informationen aus dem MaStR berücksichtigt.

Tabelle 8: Prognose der installierten Leistungsentwicklung von Deponiegas

MW (prognostiziert)	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Trend-Szenario						
Zubau	1	1	1	1	1	1
Rückbau	34	7	7	3	1	15
Installierte Leistung zum Jahresende	68	62	56	54	54	40
Oberes Szenario						
Zubau	2	2	2	2	2	2
Rückbau	27	3	2	6	8	5
Installierte Leistung zum Jahresende	75	75	75	71	65	62
Unteres Szenario						
Zubau	-	-	-	-	-	-
Rückbau	50	0	8	10	3	2
Installierte Leistung zum Jahresende	50	50	43	32	29	27

3.2.3 Anlagenauslastung und Stromerzeugung

Zur Berechnung der künftigen durchschnittlichen Volllaststunden werden für Bestandsanlagen die anlagenspezifischen Volllaststunden aus dem Jahre 2023 fortgeschrieben. Zugebaute Mengen werden mit den durchschnittlichen Volllaststunden aus 2023 berücksichtigt. Die Volllaststunden werden in den Szenarien basierend auf der Standardabweichung der letzten 10 Jahre variiert (+/- 15%) (AGEE-Stat, 2024). Es wird Bandbetrieb unterstellt. Die monatlichen Benutzungstunden variieren aufgrund der Anzahl der Tage je Monat, sowie getrieben durch marktliche Abregelung.

Tabelle 9: Prognose der jährlichen Volllaststunden und Stromerzeugung von Deponiegas

Volllaststunden und Stromerzeugung (prognostiziert)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Trend-Szenario							
Volllaststunden [h]	1.948	1.925	1.900	1.925	1.908	1.873	1.832
Stromerzeugung [GWh]	197	149	122	111	103	102	87
Oberes Szenario							
Volllaststunden [h]	1.948	2.192	2.108	2.092	2.055	2.065	2.024
Stromerzeugung [GWh]	197	185	159	158	149	140	128
Unteres Szenario							
Volllaststunden [h]	1.948	1.704	1.681	1.666	1.708	1.742	1.670
Stromerzeugung [GWh]	197	110	85	78	61	52	47

3.2.4 Marktwertfaktoren

Gemäß Nr. 3.2 der Anlage 1 des EEG berechnet sich der Monatsmarktwert für die Energieträger Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie aus dem tatsächlichen Monatsmittelwert des Spotmarktpreises. Der Marktwertfaktor beträgt 1.

3.2.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Für die Berechnung der Strommengen nach Vermarktungsform wird unterstellt, dass Bestandsanlagen für den Zeitraum ihres Vergütungsanspruchs in ihrer aktuellen Vergütungskategorie verbleiben. Nach Ende des Vergütungsanspruchs gehen Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW in die sonstige Direktvermarktung über, während Anlagen mit einer installierten Leistung kleiner gleich 100 kW in die Anschlussvergütung übergehen. Die Annahme, dass kleine Anlagen in die Anschlussvergütung wechseln, basiert auf der Auswertung der Vergütungsform in den letzten fünf Jahren ausgeförderter Anlagen. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass bei aktuellen Strompreiserwartungen der Übergang in die Anschlussförderung für Anlagenbetreiber grundsätzlich ökonomisch sinnvoll ist.

In Zukunft ist aufgrund des Anlagenrückbaus in allen Vermarktungsformen mit einem Rückgang der Stromerzeugung aus Deponiegas zu rechnen.

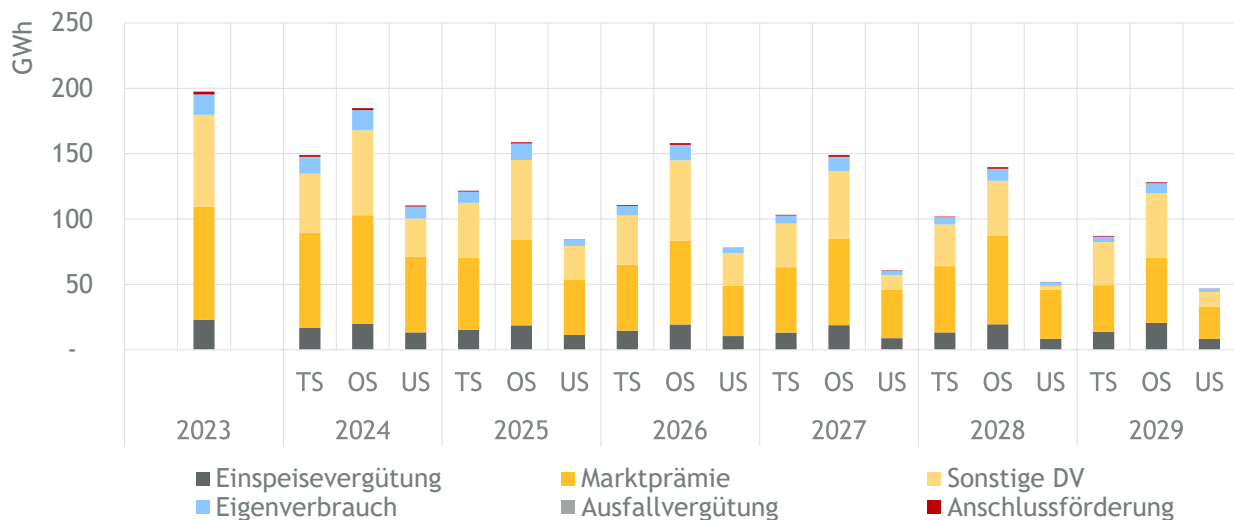


Abbildung 17: Stromerzeugung aus Deponiegas nach Vermarktungsform

3.2.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Die Zuordnung des Zubaus zu den Vergütungskategorien erfolgt basierend auf der Auswertung des historischen Zubaus und dessen Trends. Bei der Berechnung des Vergütungsanspruchs zugebauter Anlagen wird die kalenderjährliche Degression der anzulegenden Werte für neu in Betrieb genommene Anlagen nach § 41 Abs. 4 EEG berücksichtigt.

Im Betrachtungszeitraum wird ein moderates Wachstum der Förderzahlungen unterstellt. Abbildung 18 verdeutlicht, dass diese insbesondere durch steigende Zahlungen im Marktprämienmodell getrieben ist, während sich das Aufkommen für Strommengen in der Einspeisevergütung kontinuierlich reduziert. Grund dafür sind die im Zeitverlauf sinkenden Marktwerte für Strom aus Deponiegas, welche das Volumen der Marktprämienzahlungen im Zeitverlauf erhöhen.

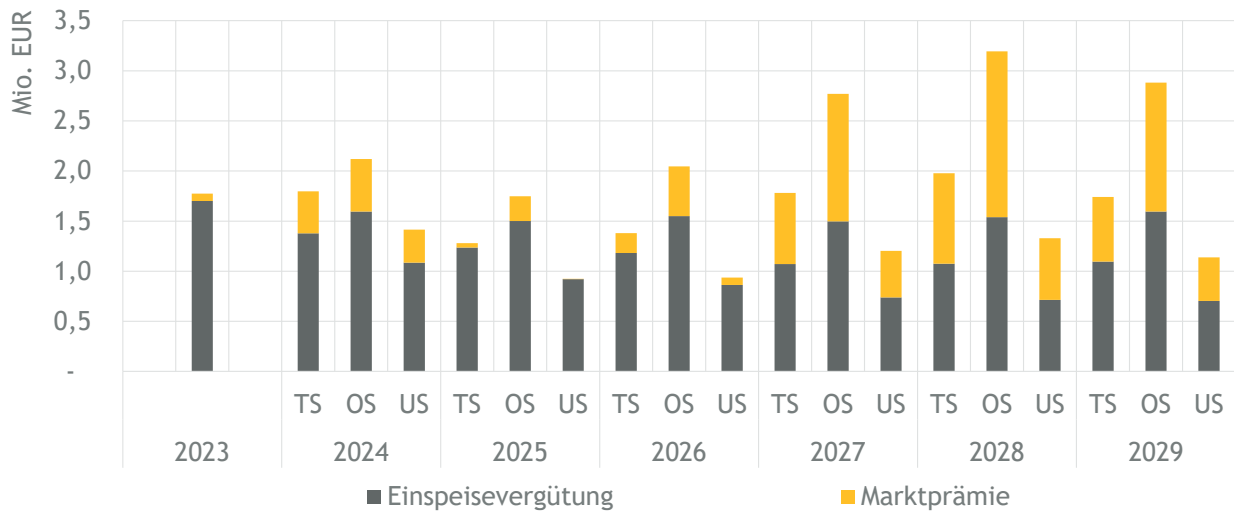


Abbildung 18: Förderzahlungen für Deponiegas nach Vermarktungsform

Den ausgewiesenen Förderzahlungen stehen die Einnahmen aus den vNNE gegenüber. Die Entwicklung der jährlichen vNNE in Mio. EUR zeigt Tabelle 10.

Tabelle 10: Prognose der jährlich vermiedenen Netzentgelte von Deponiegas

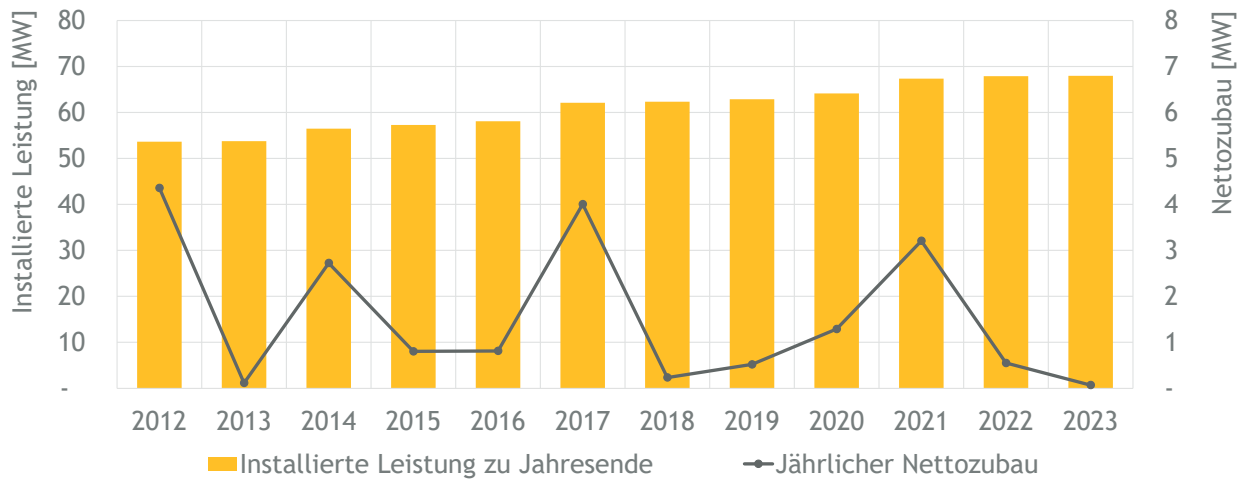
vNNE in Mio. EUR	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Trend-Szenario	0,7	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2
Oberes Szenario	0,7	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3
Unteres Szenario	0,7	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2

3.3 Klärgas

3.3.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Seit 2012 ist ein kontinuierliches Wachstum der installierten Leistung von Klärgasanlagen zu verzeichnen, wobei es seitdem in keinem Jahr zu einem Rückgang der installierten Kapazitäten gekommen ist.

Üblicherweise ist der überwiegende Teil der von in Klärgasanlagen produzierten Energie für den Eigenverbrauch des energieintensiven Betriebs von Kläranlagen bestimmt. Diese Entwicklung hat sich in den letzten Jahren durch steigende Energiebezugskosten und sinkende EEG-Fördersätze verstärkt. Folglich waren die durch das EEG geförderten Strommengen und EEG-Zahlungen in der Vergangenheit im Vergleich zum Eigenverbrauch gering ().



MW zu Jahresende	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Nettozubau	4	0	3	1	1	4	0	1	1	3	1	0
Installierte Leistung	54	54	56	57	58	62	62	63	64	67	68	68

Abbildung 19: Historische Leistungsentwicklung von Klärgas

Quelle: eigene Abbildung basierend auf den Stammdaten des Jahres 2023 (ÜNB, 2024a)

3.3.2 Leistungsentwicklung 2025 bis 2029

Im Trend-Szenario wird ein Anstieg der installierten Leistung bis Ende 2029 auf rund 74 MW prognostiziert. Einem Zubau von 9 MW steht dabei ein Rückbau von 3 MW entgegen (ggü. 2023).

Im Betrachtungszeitraum wird der durchschnittliche Rückbau der letzten fünf Jahre (0,4 MW) im TS fortgeschrieben. Für das OS und US wird um die Standardabweichung des historischen Rückbaus der letzten 5 Jahre (+/- 0,4 MW) variiert. Für das erste Halbjahr 2024 werden darüber hinaus die Informationen aus dem MaStR berücksichtigt.

Im Hinblick auf den Zubau wird auch der durchschnittliche Zubau der letzten fünf Jahre (1,5 MW) im TS fortgeschrieben. Für das OS und US wird der Zubau um die Standardabweichung des historischen Zubaus der letzten fünf Jahre (+/- 0,9 MW) variiert. Für das erste Halbjahr 2024 werden darüber hinaus die Informationen aus dem MaStR berücksichtigt.

Tabelle 11: Prognose der installierten Leistungsentwicklung von Klärgas

MW (prognostiziert)	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Trend-Szenario						
Zubau	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Rückbau	0,9	0,4	0,3	0,5	0,3	0,4
Installierte Leistung zum Jahresende	69	70	71	72	73	74
Oberes Szenario						
Zubau	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Rückbau	0,6	-	-	-	-	-
Installierte Leistung zum Jahresende	70	72	75	77	79	82
Unteres Szenario						
Zubau	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Rückbau	1,3	0,7	0,9	0,8	0,8	0,6
Installierte Leistung zum Jahresende	67	67	67	67	67	67

3.3.3 Anlagenauslastung und Stromerzeugung

Zur Berechnung der künftigen durchschnittlichen Volllaststunden werden für Bestandsanlagen die anlagenspezifischen Volllaststunden aus dem Jahre 2023 fortgeschrieben. Da Strommengen im Eigenverbrauch in den Bewegungsdaten nicht vollständig erfasst werden, wurden dabei für Anlagen ohne Meldung von Eigenverbrauch angenommen, dass diese 80 % ihres erzeugten Stroms selbst verbrauchen. Zugebaute Mengen werden mit den durchschnittlichen Volllaststunden aus 2023 berücksichtigt. Die Volllaststunden werden in den Szenarien basierend auf der Standardabweichung der letzten 10 Jahre variiert (+/- 15%) (AGEE-Stat, 2024). Es wird Bandbetrieb unterstellt. Die monatlichen Benutzungsstunden variieren aufgrund der Anzahl der Tage je Monat, sowie getrieben durch marktliche Abregelung.

Tabelle 12: Prognose der jährlichen Volllaststunden und Stromerzeugung von Klärgas

Volllaststunden und Stromerzeugung (prognostiziert)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Trend-Szenario							
Volllaststunden [h]	3.107	3.026	3.001	2.991	2.980	2.970	2.948
Stromerzeugung [GWh]	211	206	208	210	213	216	217
Oberes Szenario							
Volllaststunden [h]	3.107	3.470	3.417	3.407	3.380	3.362	3.329
Stromerzeugung [GWh]	211	238	243	250	256	263	269
Unteres Szenario							
Volllaststunden [h]	3.107	2.578	2.554	2.538	2.495	2.503	2.506
Stromerzeugung [GWh]	211	174	172	170	167	167	167

3.3.4 Marktwertfaktoren

Gemäß Nr. 3.2 der Anlage 1 des EEG berechnet sich der Monatsmarktwert für die Energieträger Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie aus dem tatsächlichen Monatsmittelwert des Spotmarktpreises. Der Marktwertfaktor beträgt 1.

3.3.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Für die Berechnung der Strommengen nach Vermarktungsform wird unterstellt, dass Bestandsanlagen für den Zeitraum ihres Vergütungsanspruchs in ihrer aktuellen Vergütungskategorie verbleiben. Nach Ende des Vergütungsanspruchs gehen Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW in die sonstige Direktvermarktung über, während Anlagen mit einer installierten Leistung kleiner gleich 100 kW in die Anschlussvergütung übergehen. Die Annahme, dass kleine Anlagen in die Anschlussvergütung wechseln, basiert auf der Auswertung der Vergütungsform in den letzten fünf Jahren ausgeförderter Anlagen. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass bei aktuellen Strompreiserwartungen der Übergang in die Anschlussförderung für Anlagenbetreiber ökonomisch sinnvoll ist.

Da die Strombezugspreise voraussichtlich auch in Zukunft relativ hoch bleiben werden, ist davon auszugehen, dass die Kläranlagen weiterhin den größten Teil des erzeugten Stroms selbst verbrauchen werden. Während sich der Anteil der Stromerzeugung in der Einspeisevergütung reduziert, erhöht sich der Anteil von Strommengen in der sonstigen Direktvermarktung insbesondere durch ausgeförderter Anlagen, welche in diese Vergütungsform übergehen.

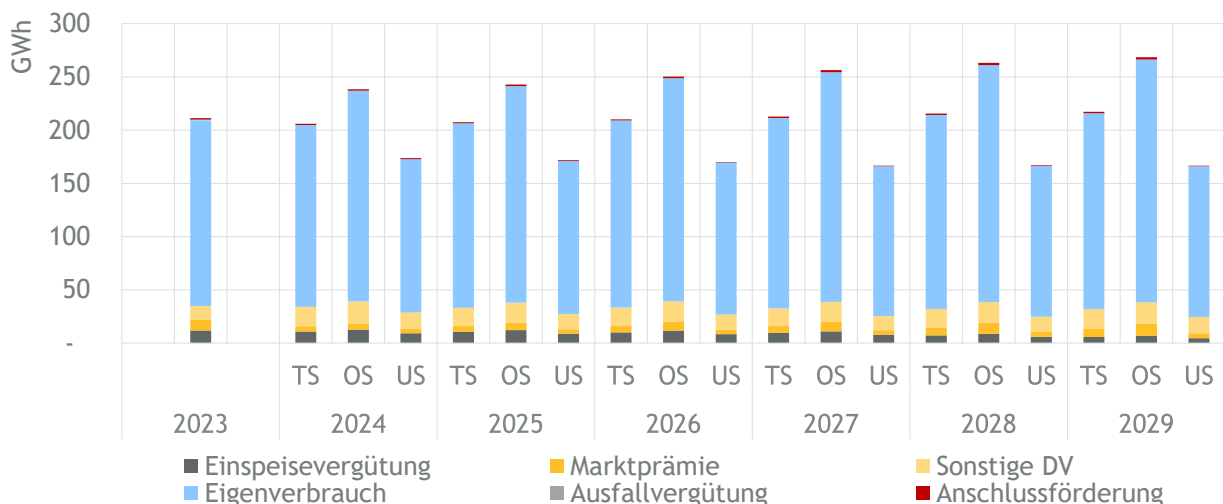


Abbildung 20: Stromerzeugung aus Klärgas nach Vermarktungsform

3.3.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Die Zuordnung des Zubaus zu den Vergütungskategorien erfolgt basierend auf der Auswertung des historischen Zubaus und dessen Trends. Bei der Berechnung des Vergütungsanspruchs zugebauter

Anlagen wird die kalenderjährliche Degression der anzulegenden Werte für neu in Betrieb genommene Anlagen nach § 41 Abs. 4 EEG berücksichtigt.

Im Jahre 2024 ist durch das Ende der Förderung einiger Anlagen in der Einspeisevergütung mit einer Reduktion der Förderzahlungen in dieser Vergütungskategorie zu rechnen. In den folgenden Jahren wird eine Zunahme der Marktprämienzahlungen erwartet, getrieben durch höhere Strommengen und sinkende Marktwerte in dieser Vergütungsform.

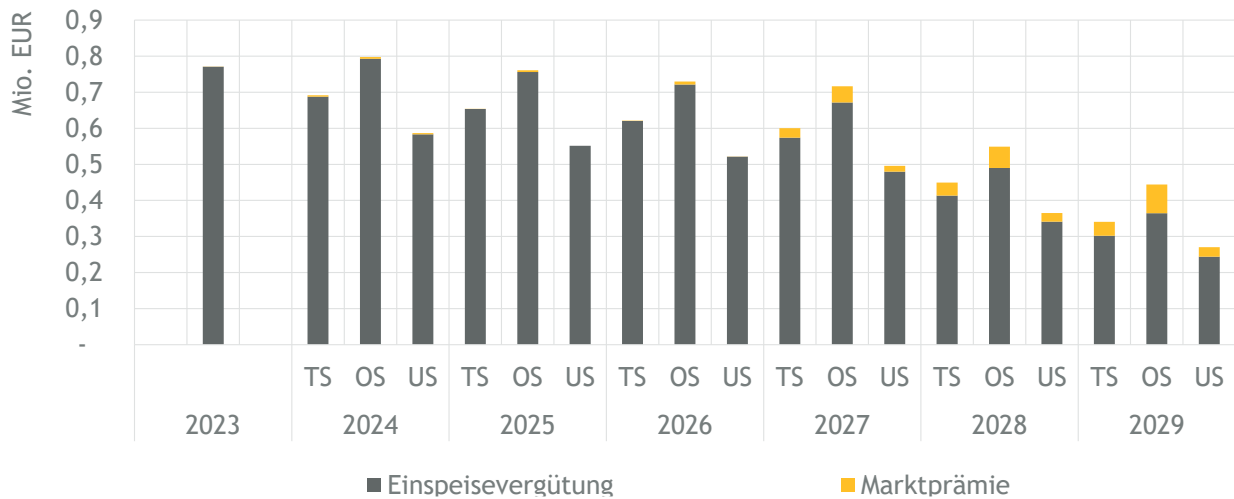


Abbildung 21: Förderzahlungen für Klärgas nach Vermarktungsform

Den ausgewiesenen Förderzahlungen stehen die Einnahmen aus den vNNE gegenüber. Die Entwicklung der jährlichen vNNE in Mio. EUR zeigt Tabelle 13.

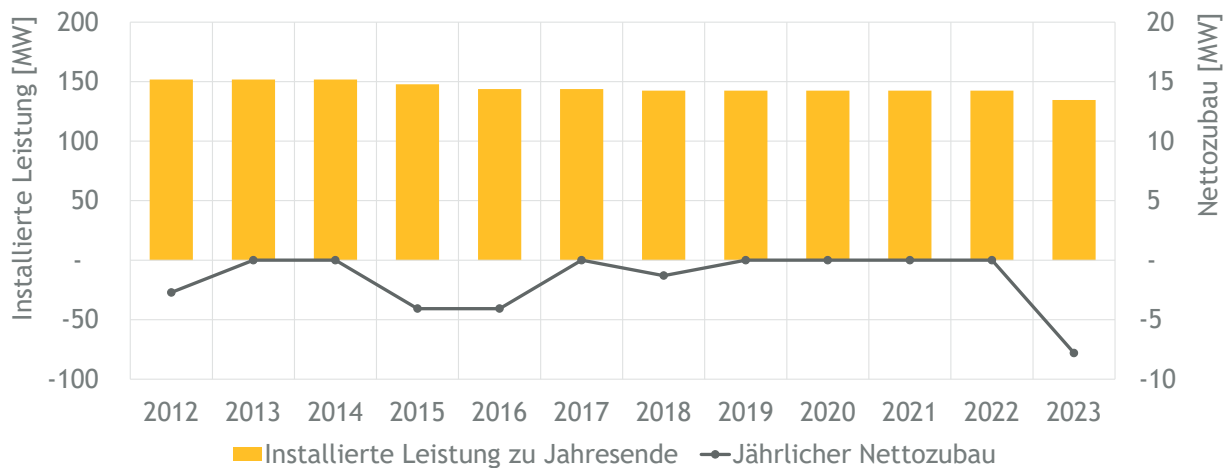
Tabelle 13: Prognose der jährlich vermiedenen Netzentgelte von Klärgas

vNNE in Mio. EUR	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Trend-Szenario	0,17	0,11	0,11	0,09	0,08	0,08	0,07
Oberes Szenario	0,17	0,13	0,12	0,11	0,10	0,09	0,08
Unteres Szenario	0,17	0,09	0,09	0,08	0,07	0,07	0,06

3.4 Grubengas

3.4.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

In den vergangenen Jahren war auch nach der Stilllegung des letzten Steinkohlebergbaubetriebs ein grundsätzlicher Erhalt der installierten Leistung ohne relevante Zubau- und Rückbaumengen zu beobachten. Zuletzt wurden im Jahr 2023 signifikante Kapazitäten rückgebaut.



MW zu Jahresende	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Nettozubau	-3	-	-	-4	-4	-	-1	-	-	-	-	-8
Installierte Leistung	152	152	152	148	144	144	142	142	142	142	142	135

Abbildung 22: Historische Leistungsentwicklung von Grubengas

Quelle: eigene Abbildung basierend auf den Stammdaten des Jahres 2023 (ÜNB, 2024a)

3.4.2 Leistungsentwicklung 2025 bis 2029

Im Trend-Szenario wird ein Rückgang der installierten Leistung bis Ende 2029 auf rund 9 MW prognostiziert, was einem Nettorückbau von rund 126 MW ggü. 2023 entspricht.

Da Grubengas auch in stillgelegten Steinkohlegruben gewonnen werden kann, ist ein Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen gesichert. Folglich wird ein Betrieb der Anlagen bis zu ihrem technischen Lebensende unterstellt. Hierzu wird im TS eine durchschnittliche technische Lebensdauer von 25 Jahren angenommen, welche im OS und US jeweils um +/- 2,5 Jahre variiert. Viele Bestandsanlagen erreichen bis 2029 diese angenommene technische Lebensdauer.

Mit einem weiteren Zubau von Grubengasanlagen ist vor dem Hintergrund der Stilllegung des Steinkohlebergbaubetriebs im Jahr 2018 sowie einer fortschreitenden Ausgasung der inaktiven Steinkohlegruben in Zukunft nicht zu rechnen. Folglich ist davon auszugehen, dass sich der seit 2022 bestehende Nettorückbau in Zukunft verstärken wird.

Tabelle 14: Prognose der installierten Leistungsentwicklung von Grubengas

MW (prognostiziert)	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Trend-Szenario						
Zubau	-	-	-	-	-	-
Rückbau	23	-	17	28	18	40
Installierte Leistung zum Jahresende	111	111	94	66	48	9
Oberes Szenario						
Zubau	-	-	-	-	-	-
Rückbau	22	1	0	-	9	16
Installierte Leistung zum Jahresende	112	111	111	111	102	86
Unteres Szenario						
Zubau	-	-	-	-	-	-
Rückbau	48	27	37	14	3	2
Installierte Leistung zum Jahresende	86	59	22	9	5	3

3.4.3 Anlagenauslastung und Stromerzeugung

Zur Berechnung der künftigen durchschnittlichen Volllaststunden werden für Bestandsanlagen die anlagenspezifischen Volllaststunden aus dem Jahre 2023 fortgeschrieben, wodurch sich künftige Veränderungen in den Volllaststunden insbesondere aus Rückbaumaßnahmen ergeben. Die Volllaststunden werden in den Szenarien um +/- 15% variiert. Es wird Bandbetrieb unterstellt. Die monatlichen Benutzungsstunden variieren aufgrund der Anzahl der Tage je Monat, sowie getrieben durch marktliche Abregelung.

Tabelle 15: Prognose der jährlichen Volllaststunden und Stromerzeugung von Grubengas

Volllaststunden und Stromerzeugung (prognostiziert)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Trend-Szenario							
Volllaststunden [h]	3.620	3.594	3.380	3.320	3.226	3.102	2.960
Stromerzeugung [GWh]	514	414	376	341	260	171	82
Oberes Szenario							
Volllaststunden [h]	3.620	4.080	3.691	3.675	3.441	3.324	3.293
Stromerzeugung [GWh]	514	470	412	409	383	365	310
Unteres Szenario							
Volllaststunden [h]	3.620	3.419	3.139	3.444	2.505	2.126	2.099
Stromerzeugung [GWh]	514	348	208	153	31	15	9

3.4.4 Marktwertfaktoren

Gemäß Nr. 3.2 der Anlage 1 des EEG berechnet sich der Monatsmarktwert für die Energieträger Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie aus dem tatsächlichen Monatsmittelwert des Spotmarktpreises. Der Marktwertfaktor beträgt 1.

3.4.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Für die Berechnung der Strommengen nach Vermarktungsform wird unterstellt, dass Bestandsanlagen für den Zeitraum ihres Vergütungsanspruchs in ihrer aktuellen Vergütungskategorie verbleiben. Nach Ende des Vergütungsanspruchs gehen Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW in die sonstige Direktvermarktung über, während Anlagen mit einer installierten Leistung kleiner gleich 100 kW in die Anschlussvergütung übergehen. Die Annahme, dass kleine Anlagen in die Anschlussvergütung wechseln, basiert auf der Auswertung der Vergütungsform in den letzten fünf Jahren ausgeförderter Anlagen. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass bei aktuellen Strompreiserwartungen der Übergang in die Anschlussförderung für Anlagenbetreiber ökonomisch sinnvoll ist. Aufgrund des fortschreitenden Rückbaus ist ein Rückgang der durch Grubengasanlagen erzeugten Strommengen zu erwarten.

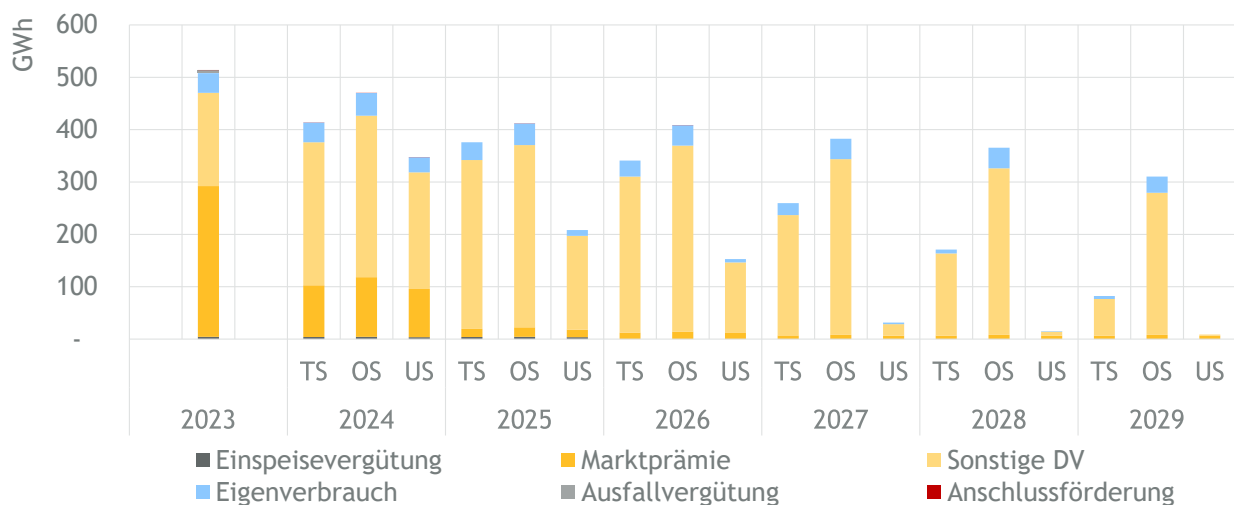


Abbildung 23: Jährliche Stromerzeugung aus Grubengas nach Vermarktungsform

3.4.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Im Betrachtungszeitraum gehen die Förderzahlungen zurück. Zum Ende des Jahres 2024 fallen insbesondere Anlagen im Marktprämienmodell aus der Förderung. Anders als bei den anderen DKG-Gasen ist daher kein Anstieg des Zahlungsvolumens im Marktprämienmodell durch die sinkenden Marktwerte zu beobachten.

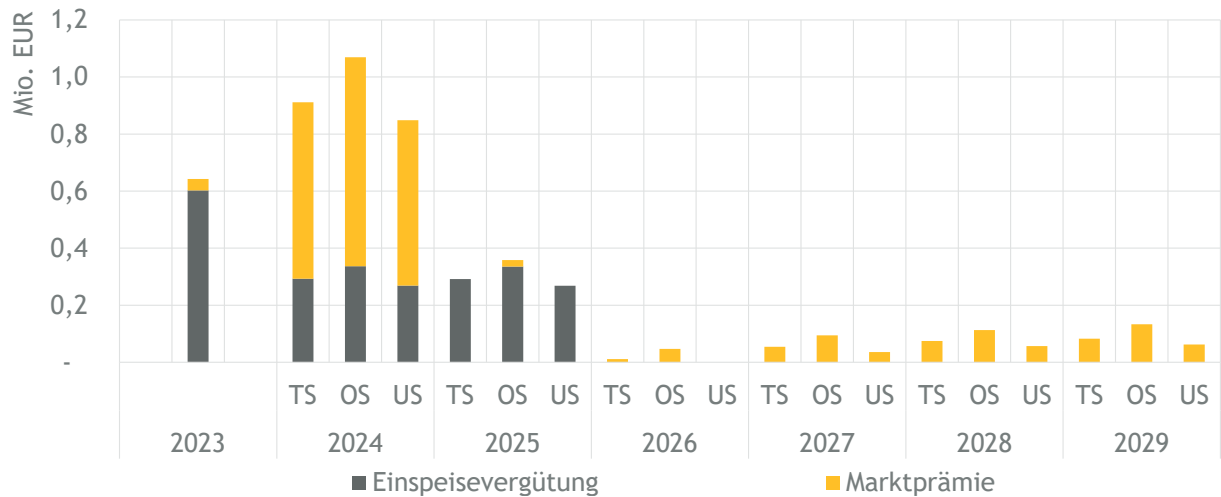


Abbildung 24: Jährliche Förderzahlungen für Grubengas nach Vermarktungsform

Den ausgewiesenen Förderzahlungen stehen die Einnahmen aus den vNNE gegenüber. Die Entwicklung der jährlichen vNNE in Mio. EUR zeigt Tabelle 16.

Tabelle 16: Prognose der jährlich vermiedenen Netzentgelte von Grubengas

vNNE in Mio. EUR	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Trend-Szenario	2,2	0,7	0,1	0	0	0	0
Oberes Szenario	2,2	0,8	0,1	0	0	0	0
Unteres Szenario	2,2	0,6	0,1	0	0	0	0

3.5 Biomasse

3.5.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Nach starkem Wachstum der installierten Leistung in den Jahren 2007 bis 2014 kam es unter anderem aufgrund sinkender Fördersätze ab 2015 zu einem Rückgang des Zubaus (AGEE-Stat, 2024). Die Ausschreibungen im Zuge des Marktprämienmodells, an welchen neue Biomasse- und Biomethananlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 150 kW seit 2017 (bzw. seit 2021 bei Biomethan) teilnehmen müssen, waren regelmäßig unterzeichnet. Neben fehlender Planungssicherheit war dies insbesondere auf die vergleichsweise hohen Substrat- und somit Stromgestehungskosten zurückzuführen. Für Biomethan wurde in der jüngeren Vergangenheit insbesondere auf den Mangel an konkurrenzfähigem Biomethan verwiesen, welcher aufgrund einer höheren Zahlungsbereitschaft im Kraftstoffsektor entsteht (Fraunhofer IEE, DBFZ & ESE, 2023, S.29). Bei den Ausschreibungen für Biomasse ist seit 2023 allerdings ein deutlicher Anstieg der Gebotsmengen zu verzeichnen, welcher im Wesentlichen durch die Heraufsetzung des Höchstwerts durch die BNetzA zu erklären ist. So übertraf das Gebotsvolumen im Jahr 2023 das Ausschreibungsvolumen noch um das Zweieinhalbfache und im ersten Gebotstermin des Jahres 2024 sogar um das Dreifache.

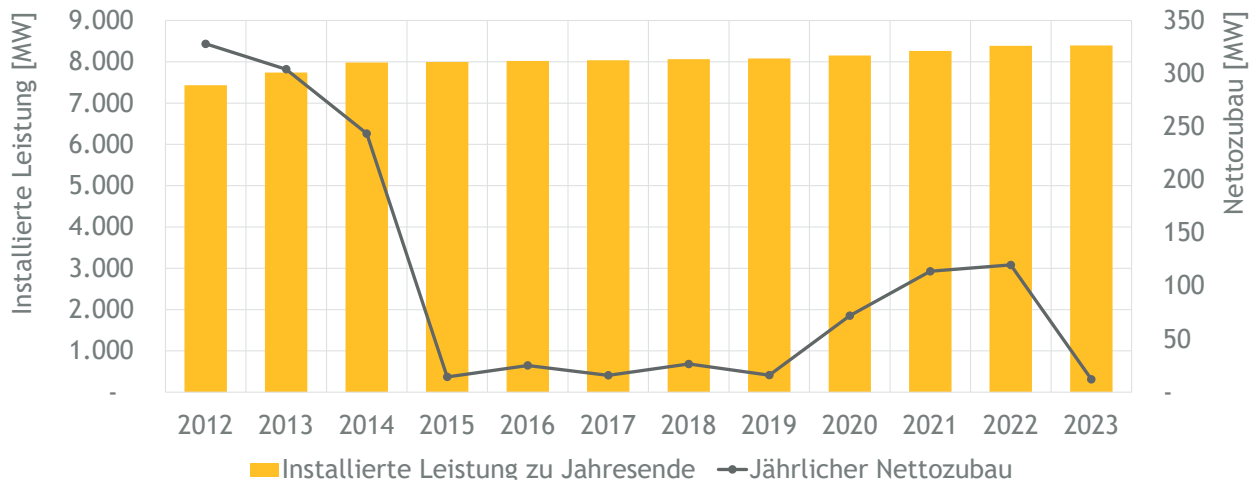


Abbildung 25: Historische Leistungsentwicklung von Biomasse

Quelle: eigene Abbildung basierend auf den Stammdaten des Jahres 2023 (ÜNB, 2024a)

3.5.2 Leistungsentwicklung 2025 bis 2029

Im Betrachtungszeitraum ist mit einem Rückgang der installierten Leistung auf rund 8 GW zu rechnen. Einem prognostizierten Zubau von rund 1,2 GW steht dabei ein prognostizierter Rückbau von ca. 1,5 GW entgegen.

In der Regel können Anlagen, welche im Betrachtungszeitraum aus dem EEG-Förderzeitraum fallen, technisch weiterhin betrieben werden. Insbesondere aufgrund der hohen Substratkosten ist ein Großteil der Anlagen hierzu allerdings auf eine Anschlussförderung angewiesen. Es wird angenommen, dass im TS 90 % der Anlagen, welche keine Anschlussförderung erhalten, rückgebaut werden (OS: 60%; US: 100%). Ende 2023 gibt es rund 13 MW Biogasanlagen, die kleiner als 150 kW sind und deren Vergütungsanspruch vor 2025 ausläuft (ÜNB, 2024b). Diese Anlagen haben Anspruch auf eine Anschlussförderung nach § 12a EEG. Es wird angenommen, dass 25% dieser Anlagen eine entsprechende Anschlussförderung erhalten.

Die in Kapitel 3.5.1 beschriebene Überzeichnung jüngster Biomasseausschreibungen spiegelt sich durch eine Erhöhung künftiger Zubaumengen wider. Basierend auf den jüngsten Ausschreibungsergebnissen wird eine nachhaltigen Überzeichnung der Biomasseausschreibungen in allen Szenarien angenommen. Ausschlaggebend hierfür sind neben der Heraufsetzung des Auktionshöchstwertes durch die BNetzA, die Herabsetzung der Ausschreibungsvolumen für Biomasse im EEG 2023 sowie die Teilnahme künftig ausgeförderter Anlagen. Im Trend-Szenario wird eine Umsetzungsdauer von 12 Monaten nach Bezuschlagung angenommen (OS: 8 Monate, US: 16 Monate). Das Verhältnis zwischen bezuschlagten Bestandsanlagen im Vergleich zu Neuanlagen wird für 2024 und 2025 mit 90:10 angenommen. In den Folgejahren steigt der Anteil der Neuanlagen an den bezuschlagten Anlagen.

Mit dem EEG 2023 wurden die jährlichen Ausschreibungsvolumen für Biomethan im Zeitraum von 2023-2028 auf 600 MW erhöht. Im Trend-Szenario wird angenommen, dass zukünftig 25 % dieses Ausschreibevolumens erfolgreich bezuschlagt wird (OS: 50 %, US: 0 %).

Der Zubau von Güllekleinanlagen wird anhand des durchschnittlichen historischen Zubaus der letzten fünf Jahre konstant fortgeschrieben (7,9 MW). Für das OS und US wird hierbei um die Standardabweichung des historischen Zubaus der letzten fünf Jahre (+/- 1,1 MW) variiert.

Für das erste Halbjahr 2024 werden darüber hinaus die Informationen aus dem MaStR berücksichtigt.

Tabelle 17: Prognose der installierten Leistungsentwicklung von Biomasse

MW (prognostiziert)	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Trend-Szenario						
Zubau	113	141	213	222	222	244
Rückbau	288	449	499	204	43	58
Installierte Leistung zum Jahresende	8.221	7.913	7.626	7.644	7.824	8.010
Oberes Szenario						
Zubau	118	219	362	367	372	367
Rückbau	256	397	437	183	38	94
Installierte Leistung zum Jahresende	8.260	8.081	8.006	8.190	8.523	8.796
Unteres Szenario						
Zubau	118	55	67	74	78	96
Rückbau	325	501	550	224	43	17
Installierte Leistung zum Jahresende	8.191	7.744	7.261	7.111	7.146	7.224

3.5.3 Anlagenauslastung und Stromerzeugung

Zur Berechnung der künftigen durchschnittlichen Volllaststunden werden für Bestandsanlagen die anlagenspezifischen Volllaststunden aus dem Jahre 2023 fortgeschrieben. Zugebaute Mengen werden mit den durchschnittlichen Volllaststunden aus 2023 berücksichtigt. Die Volllaststunden werden in den Szenarien basierend auf der Standardabweichung der letzten 10 Jahre variiert (+/- 5%) (AGEE-Stat, 2024). Es wird Bandbetrieb unterstellt. Die monatlichen Benutzungsstunden variieren aufgrund der Anzahl der Tage je Monat, sowie getrieben durch marktliche Abregelung.

Tabelle 18: Prognose der jährlichen Volllaststunden und Stromerzeugung von Biomasse

Volllaststunden und Stromerzeugung (prognostiziert)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Trend-Szenario							
Volllaststunden [h]	4.434	4.294	4.267	4.253	4.157	4.085	4.007
Stromerzeugung [GWh]	37.307	36.135	34.861	33.549	32.047	31.572	31.863
Oberes Szenario							
Volllaststunden [h]	4.434	4.500	4.441	4.426	4.309	4.227	4.137
Stromerzeugung [GWh]	37.307	37.909	36.624	36.102	35.196	35.331	36.080
Unteres Szenario							
Volllaststunden [h]	4.434	4.082	4.047	4.037	3.951	3.887	3.821
Stromerzeugung [GWh]	37.307	34.333	32.765	30.782	28.674	27.660	27.486

3.5.4 Marktwertfaktoren

Gemäß Nr. 3.2 der Anlage 1 des EEG berechnet sich der Monatsmarktwert für die Energieträger Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie aus dem tatsächlichen Monatsmittelwert des Spotmarktpreises. Der Marktwertfaktor beträgt 1.

3.5.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Für die Berechnung der Strommengen nach Vermarktungsform wird unterstellt, dass Bestandsanlagen für den Zeitraum ihres Vergütungsanspruchs in ihrer aktuellen Vergütungskategorie verbleiben. Der Zubau erfolgt wie beschrieben ausschließlich in der geförderten Direktvermarktung.

Im Betrachtungszeitraum ist im Trend-Szenario mit einer zunächst sinkenden und ab 2028 wieder leicht steigenden Stromerzeugung aus Biomasseanlagen zu rechnen. Der Großteil wird im Marktprämienmodell erzeugt, wobei sich der Anteil der sonstigen Direktvermarktung unter anderem durch den Weiterbetrieb ausgeförderter Anlagen sukzessive erhöht.

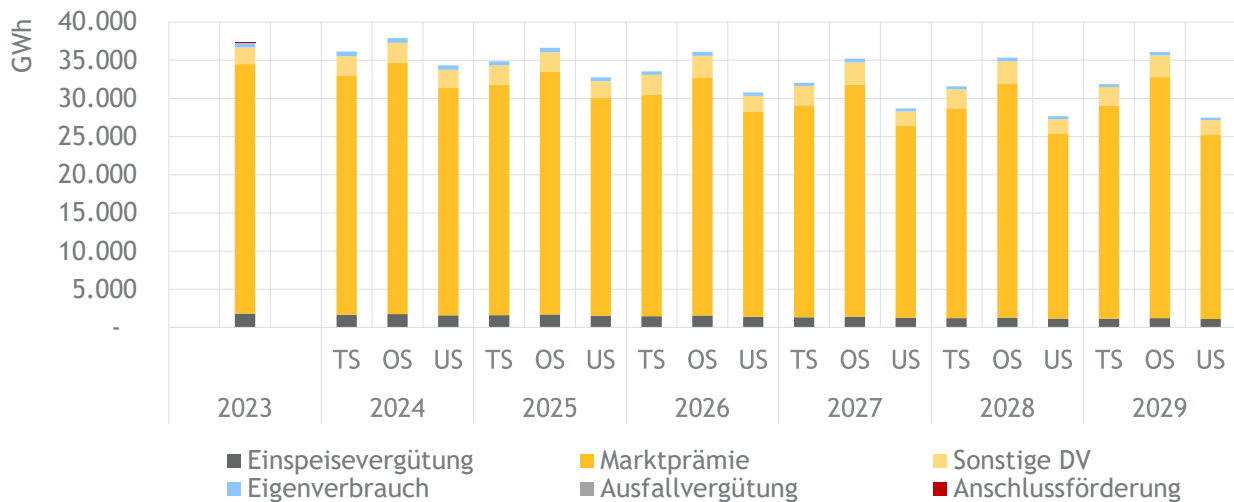


Abbildung 26: Jährliche Stromerzeugung aus Biomasse nach Vermarktungsform

3.5.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

In der Vergangenheit haben sich die durchschnittlichen anzulegenden Werte in den Ausschreibungsterminen an den Höchstwerten orientiert. Basierend hierauf wird die Entwicklung der künftigen anzulegenden Werte anhand der Höchstwertentwicklung angenommen:

- **Biomethanausschreibungen:** Es wird in allen Szenarien unterstellt, dass die BNetzA auf Grundlage von § 85a EEG den Höchstwert weiterhin im Verhältnis zu den in § 39l EEG definierten gesetzlichen Höchstwerten um 10% erhöht. Der sich in den Ausschreibungsterminen ergebende durchschnittliche anzulegende Wert wird anhand des historischen Zusammenhangs zum Höchstwert geschätzt.
- **Biomasseausschreibungen:** Es wird in allen Szenarien unterstellt, dass der Höchstwert für Neuanlagen weiterhin im Verhältnis zu den in § 39b EEG definierten gesetzlichen Höchstwerten um 11% durch die BNetzA auf Grundlage von § 85a EEG erhöht wird. Für Bestandsanlagen wird weiterhin eine Erhöhung um 22% im Vergleich zu den in § 39g Abs. 4 definierten Höchstsätzen angenommen. Der sich in den Ausschreibungsterminen ergebende durchschnittliche anzulegende Wert wird jeweils anhand des historischen Zusammenhangs zum Höchstwert sowie der jeweiligen Anteile von Bestands- und Neuanlagen geschätzt.

Bei der Berechnung des Vergütungsanspruchs zugebauter Güllekleinanlagen wird die kalenderjährliche Degression der anzulegenden Werte für neu in Betrieb genommene Anlagen nach § 44a EEG berücksichtigt.

Der hohe Anteil der Biomasseanlagen im Marktprämienmodell spiegelt sich auch in den Förderzahlungen nieder. Dementsprechend sind die Förderzahlungen im Wesentlichen abhängig von den Marktwerten, welche zum Ende des Betrachtungszeitraums im Zusammenspiel mit dem Anlagenzubau für ein steigendes Förderaufkommen sorgen. Die Entwicklung von Zahlungen im Rahmen von Flexibilitätsprämie und Flexibilitätszuschlag sind im Wesentlichen abhängig von der Entwicklung der geförderten Kapazitäten. Zusätzlich zu den bestehenden Anlagen, die bisher

Flexibilitätsprämie und -zuschlag erhalten, wird angenommen, dass sich die Leistung im Rahmen der Flexibilitätsprämie pro Jahr um 20 MW erhöht.

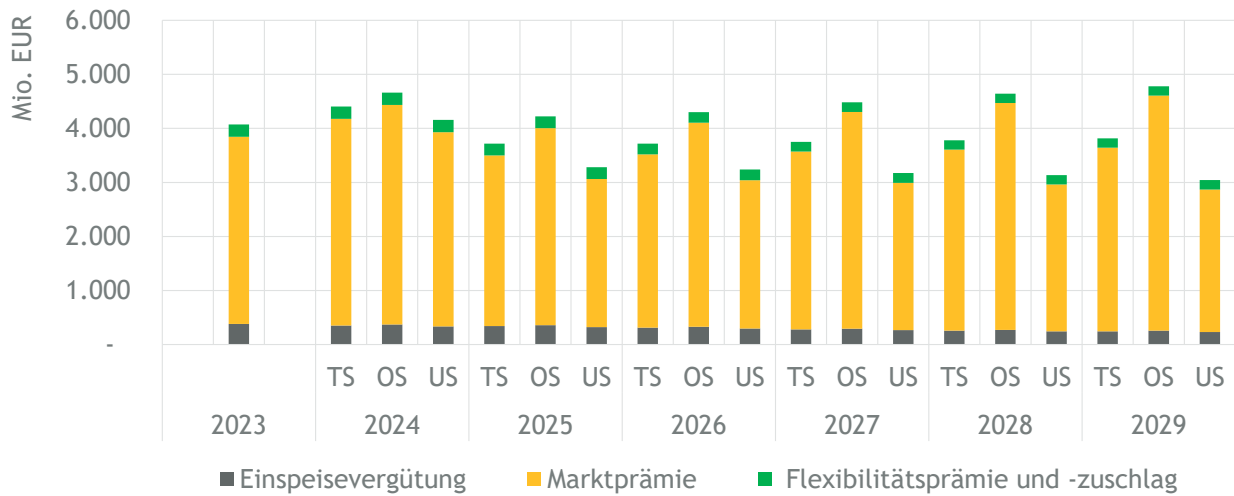


Abbildung 27: Jährliche Förderzahlungen für Biomasse nach Vermarktungsform

Den ausgewiesenen Förderzahlungen stehen die Einnahmen aus den vNNE gegenüber. Die Entwicklung der jährlichen vNNE in Mio. EUR zeigt Tabelle 19.

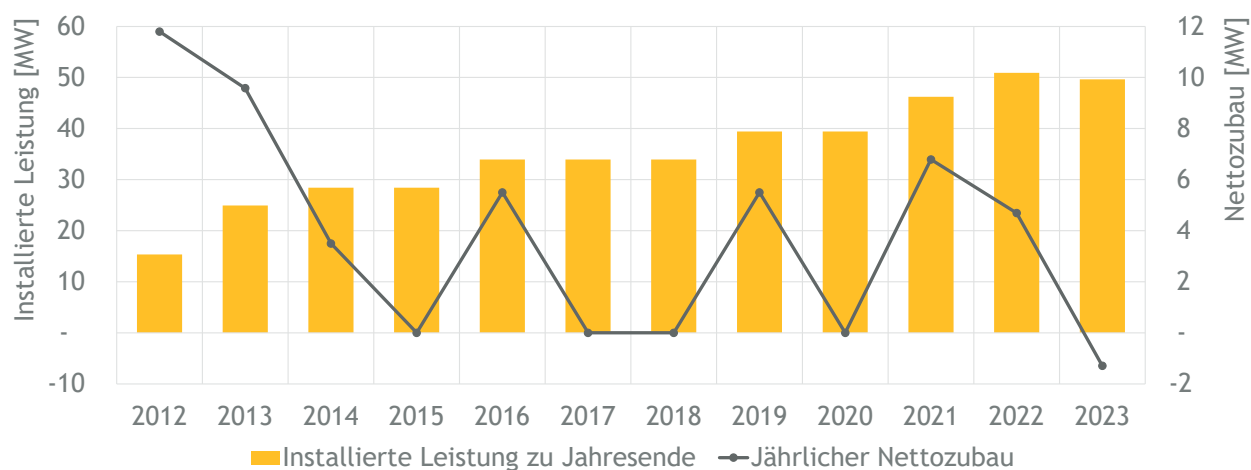
Tabelle 19: Prognose der jährlich vermiedenen Netzentgelte von Biomasse

vNNE in Mio. EUR	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Trend-Szenario	234	222	213	202	190	185	184
Oberes Szenario	234	233	224	212	199	194	194
Unteres Szenario	234	211	203	192	180	176	175

3.6 Geothermie

3.6.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Bei Geothermie handelt es sich um eine Technologie, deren Verfügbarkeit wesentlich durch die geologischen Gegebenheiten definiert wird. Die Entwicklung der installierten Kapazitäten ist stark von einzelnen Projekten getrieben, weshalb eine starke Variation der historischen Zubaumengen zu beobachten war (Abbildung 28). Insgesamt war jedoch ein kontinuierliches Wachstum zu beobachten. Der jüngste Rückbau im Jahr 2023 ist auf die Außerbetriebnahme eines einzelnen Kraftwerks zurückzuführen. Zurzeit befindet sich nach Angaben des zuständigen Verbandes eine neue Anlage im Bau, während sich weitere in der Planungsphase befinden (Bundesverband Geothermie, 2024).



MW zu Jahresende	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Nettozubau	12	10	4	-	6	-	-	6	-	7	5	-1
Installierte Leistung	15	25	28	28	34	34	34	39	39	46	51	50

Abbildung 28: Historische Leistungsentwicklung von Geothermie

Quelle: eigene Abbildung basierend auf den Stammdaten des Jahres 2023 (ÜNB, 2024a)

3.6.2 Leistungsentwicklung 2025 bis 2029

Im Betrachtungszeitraum wird ein weiterer Zubau der installierten Kapazitäten von Geothermiekraftwerken angenommen. Insgesamt wird im Trend-Szenario ein Nettozubau von rund 20 MW prognostiziert (ggü. 2023).

Da der Anlagenbestand jung ist, wird kein Rückbau installierter Kapazitäten im Betrachtungszeitraum unterstellt.

Auf dem Markt für Geothermie sind keine bedeutenden Umwälzungen zu erwarten. Zwar könnte ein derzeit geplantes Geothermiebeschleunigungsgesetz den Zubau fördern, allerdings werden technologische Faktoren weiterhin der kritische Faktor bei Stromerzeugung aus Geothermie bleiben. Daher wird für den Zubau im Betrachtungszeitraum im Trend-Szenario der durchschnittliche Zubau der vergangenen fünf Jahre fortgeschrieben (3,4 MW). Für das OS und US wird um die Standardabweichung des historischen Zubaus der letzten fünf Jahre (+/- 2,9 MW) variiert.

Tabelle 20: Prognose der installierten Leistungsentwicklung von Geothermie

MW (prognostiziert)	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Trend-Szenario						
Zubau	3	3	3	3	3	3
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Installierte Leistung zum Jahresende	53	56	60	63	67	70
Oberes Szenario						
Zubau	6	6	6	6	6	6
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Installierte Leistung zum Jahresende	56	62	68	75	81	87
Unteres Szenario						
Zubau	1	1	1	1	1	1
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Installierte Leistung zum Jahresende	50	51	51	52	52	53

3.6.3 Anlagenauslastung und Stromerzeugung

Zur Berechnung der künftigen durchschnittlichen Volllaststunden werden für Bestandsanlagen die anlagenspezifischen Volllaststunden aus dem Jahre 2023 fortgeschrieben. Zugebaute Mengen werden mit den durchschnittlichen Volllaststunden aus 2023 unter Berücksichtigung einer angenommenen jährlichen Verfügbarkeitssteigerung von 1 % berücksichtigt. Die Volllaststunden werden in den Szenarien basierend auf der Standardabweichung der letzten 10 Jahre variiert (+/- 15%) (AGEE-Stat, 2024).

Im Wesentlichen handelt es sich bei Geothermie um einen dargebotsunabhängigen Energieträger, welcher stetig zur Verfügung steht. Allerdings sind, aufgrund der Wärmekopplung vieler Anlagen, saisonale Schwankungen in der Anlagenauslastung zu beobachten. Die saisonale Verteilung der Volllaststunden wird basierend auf den Bewegungsdaten 2023 ermittelt und für die Zukunft fortgeschrieben.

Tabelle 21: Prognose der jährlichen Volllaststunden und Stromerzeugung von Geothermie

Volllaststunden und Stromerzeugung (prognostiziert)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Trend-Szenario							
Volllaststunden [h]	3.868	3.893	3.895	3.909	3.923	3.942	3.941
Stromerzeugung [GWh]	192	200	214	228	242	256	270
Oberes Szenario							
Volllaststunden [h]	3.868	4.485	4.500	4.526	4.547	4.572	4.576
Stromerzeugung [GWh]	192	238	267	296	326	356	385
Unteres Szenario							
Volllaststunden [h]	3.868	3.302	3.292	3.294	3.297	3.307	3.297
Stromerzeugung [GWh]	192	165	166	168	170	172	173

3.6.4 Marktwertfaktoren

Gemäß Nr. 3.2 der Anlage 1 des EEG berechnet sich der Monatsmarktwert für die Energieträger Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie aus dem tatsächlichen Monatsmittelwert des Spotmarktpreises. Der Marktwertfaktor beträgt 1.

3.6.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Für die Berechnung der Strommengen nach Vermarktungsform wird unterstellt, dass Bestandsanlagen für den Zeitraum ihres Vergütungsanspruchs in ihrer aktuellen Vergütungskategorie verbleiben. Die Zuordnung des Zubaus zu den Vergütungskategorien erfolgt basierend auf der Auswertung des historischen Zubaus und dessen Trends. Neubau erfolgte zuletzt ausschließlich in der geförderten Direktvermarktung. Dies wird auch für zukünftigen Zubau unterstellt. Bei der Berechnung des Vergütungsanspruchs zugebauter Anlagen wird die kalenderjährliche Degression des anzulegenden Wertes für neu in Betrieb genommene Anlagen nach § 45 Abs. 2 EEG berücksichtigt. Eine zusätzliche Degression im Rahmen von § 45 Abs. 2 S.2 tritt nicht ein.

Im Betrachtungszeitraum wird eine Zunahme der durch Geothermie erzeugten Strommengen erwartet. Die Zunahme wird durch den Zubau neuer Kapazitäten getrieben. Weiterhin ist damit zu rechnen, dass nahezu der gesamte erzeugte Strom im Marktprämienmodell vermarktet wird.

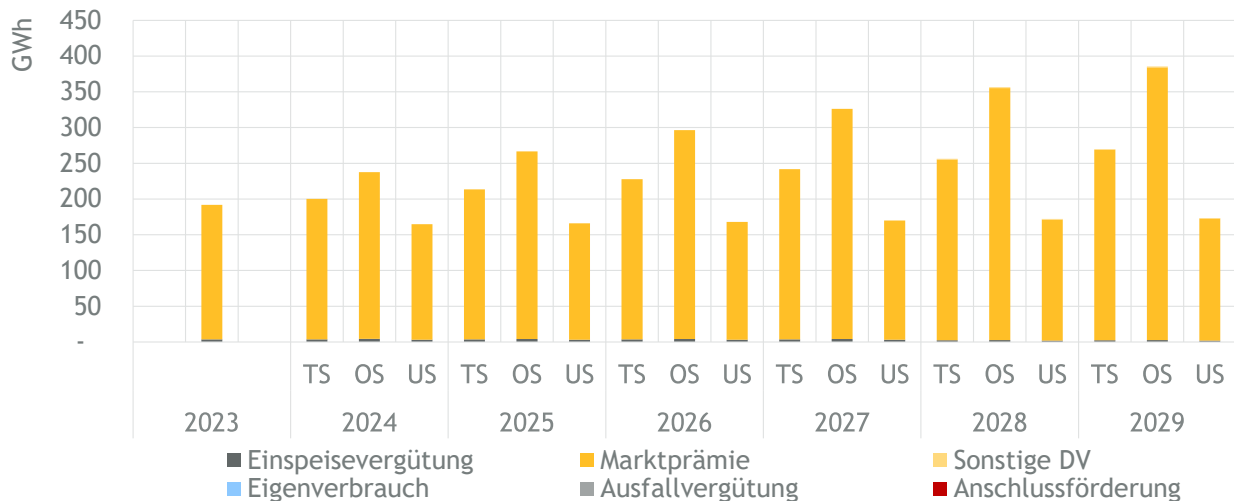


Abbildung 29: Jährliche Stromerzeugung aus Geothermie nach Vermarktungsform

3.6.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Aufgrund sinkender Marktwerte und höherer Erzeugungsmengen wird eine Steigung des Förderaufkommens prognostiziert. Da der überwiegende Teil der erzeugten Strommengen über das Marktprämienmodell gefördert wird, sind die Förderzahlungen stark von der Marktwertentwicklung abhängig.

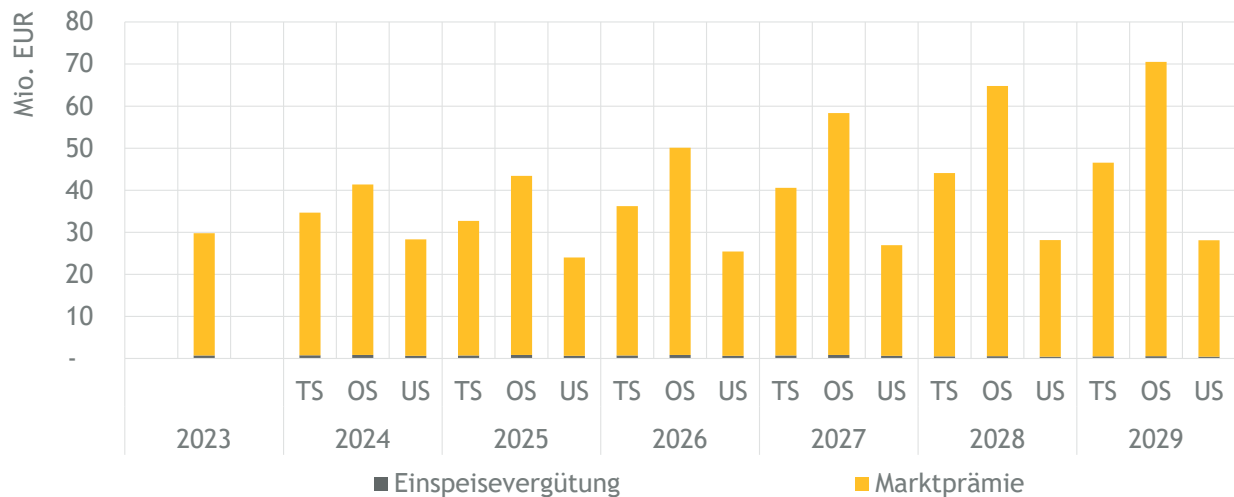


Abbildung 30: Jährliche Förderzahlungen für Geothermie nach Vermarktungsform

Den ausgewiesenen Förderzahlungen stehen die Einnahmen aus den vNNE gegenüber. Die Entwicklung der jährlichen vNNE in Mio. EUR zeigt Tabelle 22.

Tabelle 22: Prognose der jährlich vermiedenen Netzentgelte von Geothermie

vNNE in Mio. EUR	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Trend-Szenario	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8
Oberes Szenario	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1	0,9	0,9
Unteres Szenario	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7

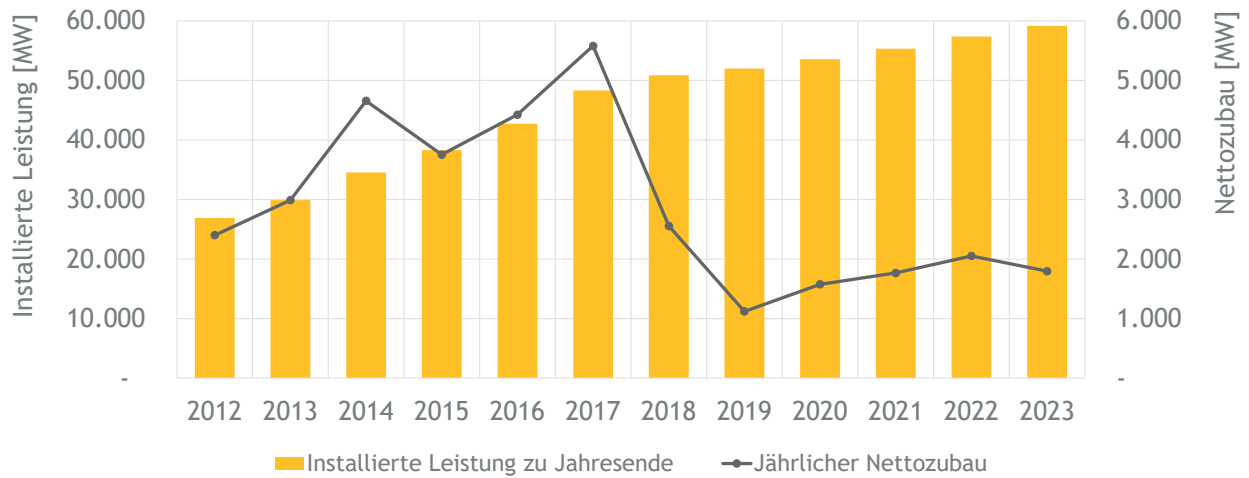
3.7 Windenergie an Land

3.7.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

In den vergangenen 10 Jahren hat sich die installierte Leistung der Windenergie an Land jährlich um durchschnittlich rund 1,7 GW erhöht. Seit 2017 ist allerdings ein Rückgang des Nettozubaues zu beobachten. Gründe hierfür liegen insbesondere in langwierigen und komplizierten Genehmigungsverfahren, fehlenden nutzbaren Flächen sowie Akzeptanzproblemen und juristischen Auseinandersetzungen (FA Wind, 2022; UBA, 2023). In allen drei Punkten wurden zuletzt regulatorische Maßnahmen getroffen, um die Ausbaugeschwindigkeit zu erhöhen. Die 2023 in Kraft getretene Raumordnungsnovelle könnte Genehmigungsverfahren um rund ein Jahr verkürzen (Bundesregierung, 2023). Im Rahmen des 2023 in Kraft getretenen Windenergieflächengesetzes wurden verbindliche Ziele für die Flächenausweisung getroffen, die von den Ländern umzusetzen sind (UBA, 2024b). Mit der Novellierung des EEG 2023 wurden weiterhin die juristischen Hürden zur Anfechtung von Ausbauprojekten verschärft, was das Ausbautempo potenziell erhöhen könnte.

Bei der überwiegenden Mehrzahl der neuinstallierten Anlagen wird der anzulegende Wert seit 2017 in Ausschreibungsverfahren festgelegt. Die Ausschreibungen waren - aufgrund der genannten Probleme und hoher Stromgestehungskosten - in der Regel unterzeichnet. Aus diesen

Gründen hat die BNetzA den Höchstwert für die Jahre 2023 und 2024 auf 7,34 ct/kWh festgelegt. Seitdem hat sich die Zeichnungsquote signifikant erhöht.



MW zu Jahresende	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Nettozubau	2.401	2.989	4.658	3.754	4.425	5.581	2.556	1.120	1.576	1.767	2.051	1.796
Installierte Leistung	26.913	29.901	34.559	38.313	42.738	48.320	50.875	51.996	53.572	55.339	57.390	59.187

Abbildung 31: Historische Leistungsentwicklung von Windenergie an Land

Quelle: eigene Abbildung basierend auf den Stammdaten des Jahres 2023 (ÜNB, 2024a)

3.7.2 Leistungsentwicklung 2025 bis 2029

Im Betrachtungszeitraum wird im Trend-Szenario ein Anstieg der installierten Leistung auf rund 85,1 GW prognostiziert. Einem Zubau von rund 43 GW steht dabei ein Rückbau von rund 17,2 GW entgegen.

Der Rückbau installierter Leistung von Onshore-Windkraftanlagen steigt in den Jahren 2026 und 2027 auf über 3 GW und sinkt danach wieder. Der Anlagenrückbau wird anhand des Alters des Anlagenbestands hergeleitet. Hierzu wird angenommen, dass 2024 die Hälfte (OS: 60%, US: 40%) der ausgeförderten Anlagen rückgebaut bzw. repowered werden, während der Rest in der sonstigen Direktvermarktung 5 Jahre (OS: 4 Jahre, US: 6 Jahre) weiterbetrieben wird. Aufgrund der steigenden Bedeutung des Repowerings wird angenommen, dass sich der Anteil der weiterbetriebenen Anlagen jährlich um 2,5% reduziert.

Im Betrachtungszeitraum ist ein deutlich steigender Zubau von Windkraftanlagen an Land auf über 9,5 GW im Jahr 2029 prognostiziert. Wie im vorangegangenen Kapitel beschrieben, ist die Genehmigungslage ein wesentlicher Faktor beim Zubau von Windenergieanlagen an Land. Entsprechend wird der Zubau anhand von Genehmigungspfaden prognostiziert. Insbesondere kurzfristig ist im Hinblick auf die kürzlich beschlossenen regulatorischen Änderungen mit einem deutlichen Anstieg der jährlich erteilten Genehmigungen zu rechnen, wobei das jährliche Wachstum über den Betrachtungszeitraum abflacht. Die angenommene Entwicklung der Genehmigungsvolumen ist in Abbildung 32 dargestellt.

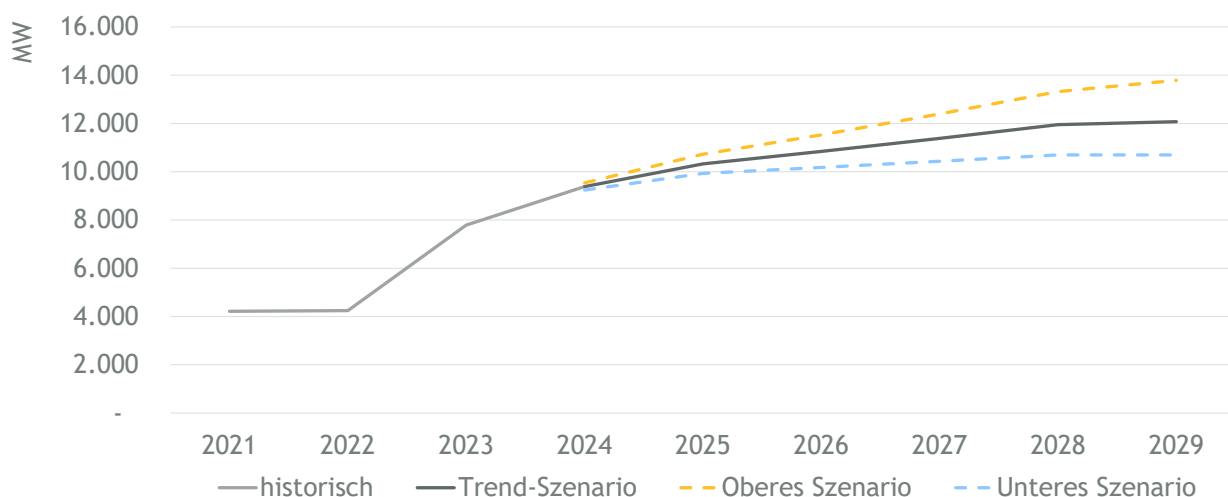


Abbildung 32: Prognostizierter Genehmigungspfad für Wind an Land in TS, OS und US, 2021-2029

Quelle: eigene Abbildung, historische Werte basierend auf FA Wind, 2024b)

Es wird angenommen, dass alle Anlagen, die bis zu 4 Monate vor einer Ausschreibung genehmigt werden, an den jeweiligen zukünftigen Ausschreibungen teilnehmen. Unter Berücksichtigung einer Realisierungsquote von 85% im TS (+/- 5% im OS/US) wird angenommen, dass die Anlagen 24 Monate nach der Teilnahme an der Ausschreibung in Betrieb gehen. Für das erste Halbjahr 2024 werden darüber hinaus die Informationen aus dem MaStR berücksichtigt. Zusätzlich wird angenommen, dass es im ersten Halbjahr 2024 zur Nachmeldung von 2/3 der Anlagen in die relevanten Stammdaten der ÜNB kommt, welche Ende 2023 bereits im MaStR gemeldet waren, aber noch nicht Teil der Stammdaten waren, welche die Grundlage dieser Analyse bilden. Die Nachmeldungen summieren sich auf 1,2 GW Anlagenleistung. Es wird angenommen, dass es sich dabei um Anlagen in der geförderten Direktvermarktung handelt.

Der Zubau von Pilotwindenergieanlagen wird nicht explizit modelliert. Es wird angenommen, dass alle genehmigten Anlagen am Auktionsverfahren teilnehmen. Der Zubau dieser Anlagen betrug im Jahr 2023 lediglich 9 MW.

Tabelle 23: Prognose der installierten Leistungsentwicklung von Windenergie an Land

MW (prognostiziert)	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Trend-Szenario						
Zubau	3.490	5.034	7.421	8.509	9.068	9.522
Rückbau	1.882	2.163	3.522	3.577	3.160	2.860
Installierte Leistung zum Jahresende	60.794	63.665	67.564	72.496	78.405	85.066
Oberes Szenario						
Zubau	3.551	5.330	7.928	9.291	10.121	10.151
Rückbau	1.297	1.541	2.241	3.094	3.029	3.704
Installierte Leistung zum Jahresende	61.440	65.229	70.916	77.113	84.205	90.651
Unteres Szenario						
Zubau	3.429	4.738	6.922	7.761	8.079	8.281
Rückbau	2.555	3.398	4.059	3.793	2.369	2.473
Installierte Leistung zum Jahresende	60.060	61.401	64.263	68.232	73.942	79.750

3.7.3 Anlagenauslastung und Stromerzeugung

Die Auslastung der Anlagen wird basierend auf den in Kapitel 2.3 beschriebenen synthetischen Wetterjahren hergeleitet.

Da sich die durchschnittliche Anlagenauslastung regional unterscheidet, wird der Anlagenzubau auf die Bundesländer verteilt. Um die Genehmigungslage als zentraler Treiber des Ausbaus zu berücksichtigen, erfolgt die Regionalisierung des Zubaus in den Jahren 2024-2026 anhand der Verteilung der genehmigten Leistungen für Onshore-Windkraftanlagen in den Jahren 2022-H1 2024. Ab dem Jahr 2027 wird für die Verteilung des Zubaus der gewichtete Mittelwert der genehmigten Mengen in den Jahre 2023 und dem ersten Halbjahr 2024 angenommen.

Die Auslastung der Anlagen ist im Zeitverlauf rückläufig. Gründe dafür sind neben dem zunehmenden Zubau von Anlagen in Standorten mit vergleichsweise schlechteren Windbedingungen, insbesondere die zunehmende Abregelung von Anlagen aus marktlichen Gründen sowie im Zuge des Redispatch (siehe hierzu auch Kapitel 2.4.5 und Kapitel 2.5).

Tabelle 24: Prognose der jährlichen Volllaststunden und Stromerzeugung von Windenergie an Land

Volllaststunden und Stromerzeugung (prognostiziert)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Trend-Szenario							
Volllaststunden [h]	1.995	1.796	1.689	1.681	1.671	1.675	1.672
Stromerzeugung [GWh]	116.442	108.855	105.210	111.110	117.945	127.222	136.952
Oberes Szenario							
Volllaststunden [h]	1.995	1.899	1.915	1.915	1.903	1.907	1.908
Stromerzeugung [GWh]	116.442	115.530	121.353	130.789	141.860	154.646	167.521
Unteres Szenario							
Volllaststunden [h]	1.995	1.687	1.450	1.445	1.440	1.455	1.440
Stromerzeugung [GWh]	116.442	101.601	88.511	91.564	96.343	103.810	111.106

3.7.4 Marktwertfaktoren

Wie in Kapitel 2.5.3 beschrieben, berechnet sich der energieträgerspezifische Monatsmarktwert von Windenergie an Land nach Maßgabe von Nr. 3.3.2 der Anlage 1 des EEG als Verhältnis der Summe der stundenweise gewichteten Spotmarktpreise zum insgesamt im Monat an Land erzeugten Windstroms (Kapitel 2.4.5). Die Entwicklung der jährlichen Marktwertfaktoren für Windenergie an Land ist für die unterschiedlichen Szenarien in dargestellt.

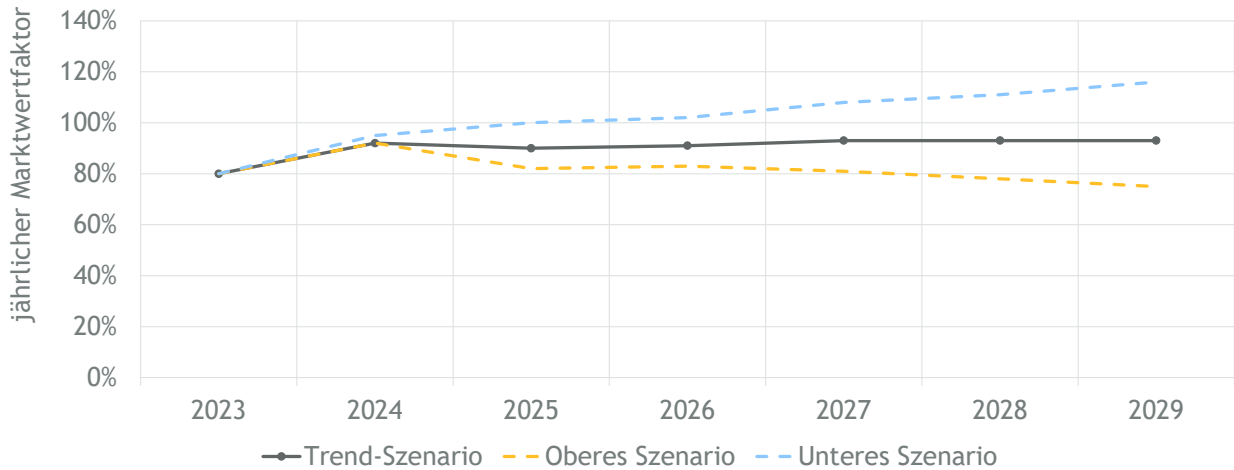


Abbildung 33: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Marktwertfaktoren für Windenergie an Land in TS, OS und US, 2023-2029

3.7.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Für die Berechnung der Strommengen nach Vermarktungsform wird unterstellt, dass Bestandsanlagen für den Zeitraum ihres Vergütungsanspruchs in ihrer aktuellen Vergütungskategorie verbleiben. Nach Auslaufen der Förderzeiträume geht - gemäß des in Kapitel 3.7.2 beschriebenen Vorgehens - der nicht zurückgebaute Anteil der Anlagen in die sonstige Direktvermarktung über. Windenergieanlagen an Land erhalten seit 2021 keine Anschlussvergütung mehr. Der Zubau erfolgt ausschließlich über die Auktionen in der geförderten Direktvermarktung.

Im Betrachtungszeitraum wird aufgrund des Anlagenzubaus ein Zuwachs der erzeugten Strommengen angenommen. Dieser ist insbesondere durch einen Zuwachs der im Marktprämienmodell erzeugten Strommengen getrieben, während die in der sonstigen Direktvermarktung produzierten Mengen sich im Zeitverlauf reduzieren. Grund dafür ist die zunehmende Relevanz von Repoweringmaßnahmen und damit einhergehend der Rückbau von einem größeren Anteil der ausgeförderten Anlagen.

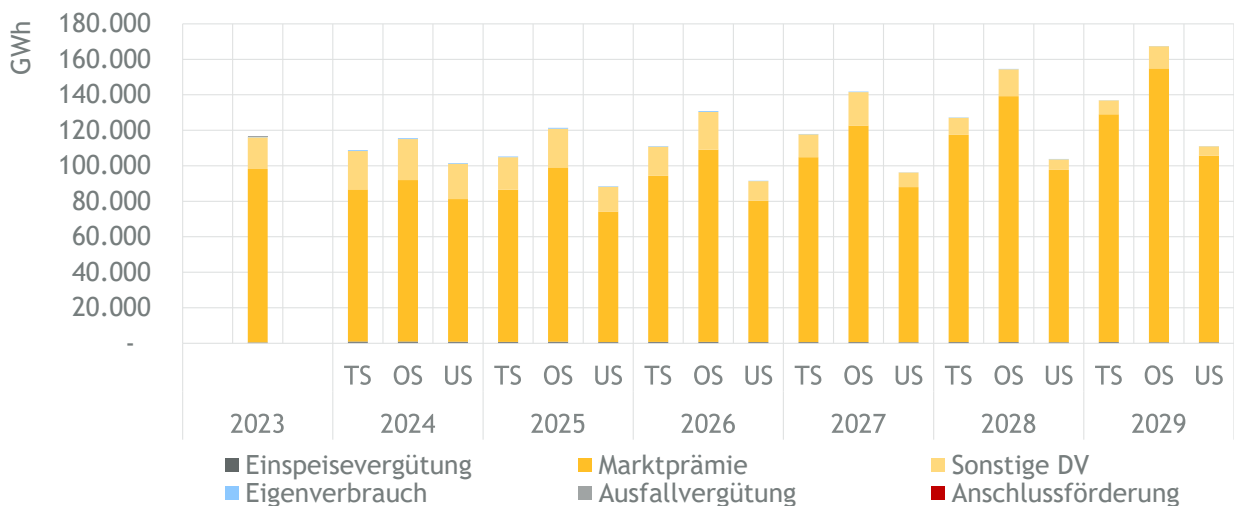


Abbildung 34: Jährliche Stromerzeugung aus Windenergie an Land nach Vermarktungsform

3.7.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

In der Vergangenheit haben sich die durchschnittlichen anzulegenden Werte in den Ausschreibungsterminen an den jeweiligen Höchstwerten orientiert. Da auch zukünftig eine Unterzeichnung der Ausschreibungen angenommen wird, orientiert sich die Entwicklung der künftigen anzulegenden Werte ebenfalls an der Entwicklung der Höchstwerte. Der sich in den Ausschreibungsterminen ergebende durchschnittliche anzulegende Wert wird anhand des historischen Zusammenhangs zum Höchstwert geschätzt. Der anlagenspezifische anzulegende Wert ergibt sich neben dem Gebotswert aus den standortspezifischen Korrekturfaktoren, welche sich an den Gütefaktoren einer Auswertung der FA Wind orientieren. Der angenommene durchschnittliche Gütefaktor neuer Anlagen beträgt für das ehemalige Netzausbaugebiet in Norddeutschland 88 %, für die Südregion 67 % und für die restlichen Landkreise 73 % (FA Wind, 2024).

Im Jahr 2025 gehen die zu erwartenden Förderzahlungen aufgrund der hohen Strompreise im Vergleich zu 2024 zurück. Mittelfristig steigen die Förderzahlungen. Gründe sind der Zubau von Anlagen im Marktprämienmodell und sinkende Marktwerte.

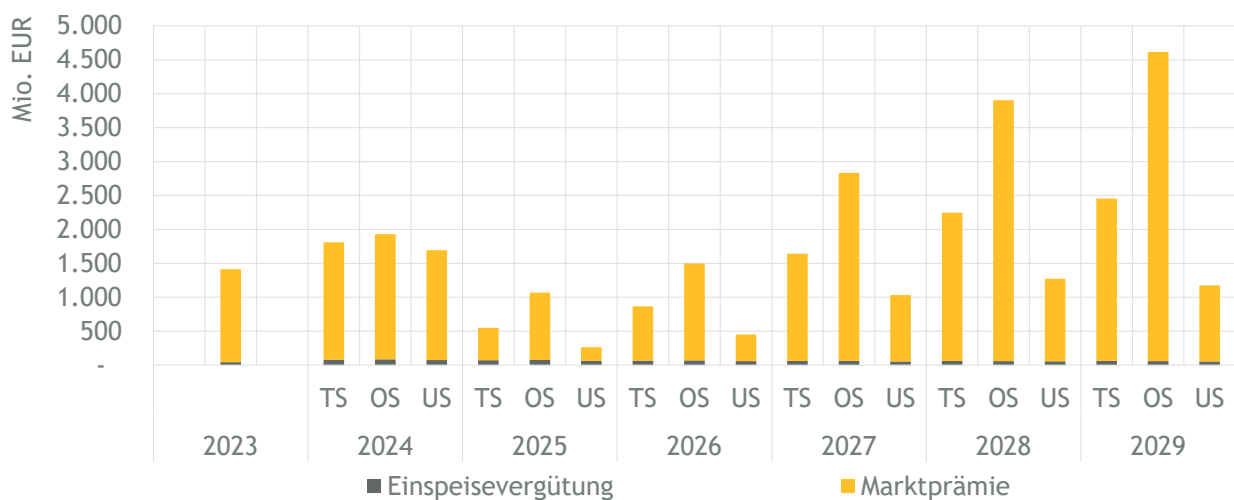


Abbildung 35: Jährliche Förderzahlungen für Windenergie an Land nach Vermarktungsform

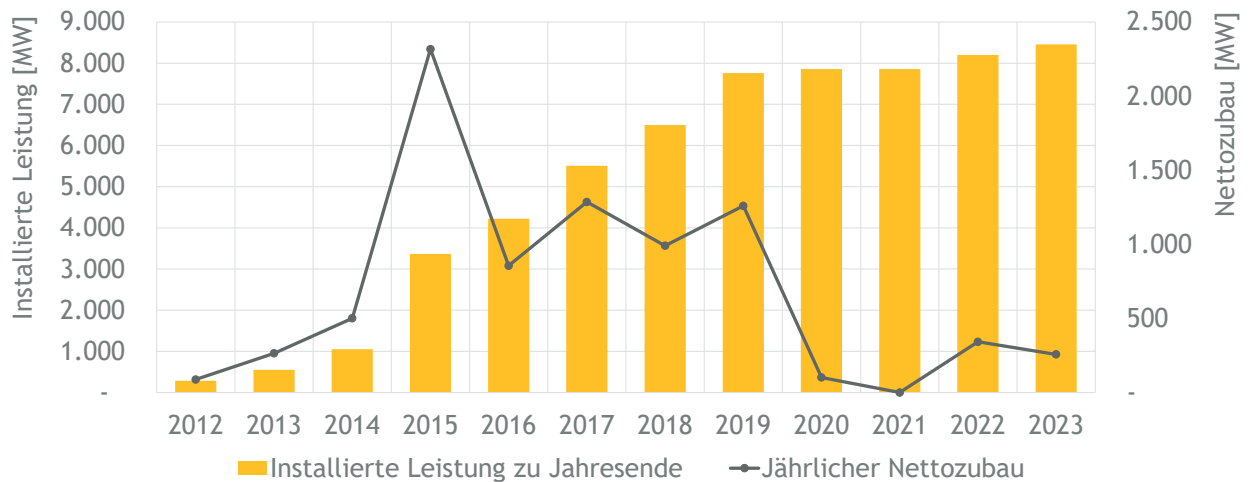
Als volatile Einspeiser erhalten Windenergieanlagen an Land keine vermiedenen Netzentgelte.

3.8 Windenergie auf See

3.8.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Seit der Inbetriebnahme der ersten Hochsee-Windparks im Jahr 2010 ist es zu einem starken Zubau gekommen, welcher im Jahr 2015 seinen bisherigen Höhepunkt fand. Das Ausbautempo hat sich seitdem verlangsamt. Zuletzt hat der Zubau an Dynamik gewonnen, was sich in steigenden Zubauzahlen sowie starkem Interesse an den jüngsten Ausschreibungsrunden widerspiegelt. Bei der jüngsten Ausschreibungsrunde für nicht zentral untersuchte Flächen zum 01.06.2024 reichten erneut mehrere Bieter 0-Cent Gebote ein, sodass ein dynamisches

Gebotsverfahren zur Ermittlung der Zahlungsbereitschaft notwendig war (S.9). Ein Rückbau von Anlagen war bislang nicht zu verzeichnen.



MW zu Jahresende	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Nettozubau	88	264	501	2.317	855	1.286	990	1.259	101	-	342	257
Installierte Leistung	284	548	1.049	3.367	4.222	5.508	6.498	7.757	7.859	7.859	8.201	8.458

Abbildung 36: Historische Leistungsentwicklung von Windenergie auf See

Quelle: eigene Abbildung basierend auf den Stammdaten des Jahres 2023 (ÜNB, 2024a)

3.8.2 Leistungsentwicklung 2025 bis 2029

Im Trend-Szenario wird ein Anstieg der installierten Leistung bis Ende 2029 auf rund 15,8 GW prognostiziert, was einem Nettozubau von rund 7,3 GW ggü. 2023 entspricht.

Die Prognose des Zubaus erfolgt basierend auf der anlagenscharfen Analyse der geplanten Offshore Windprojekte. Die bereits bezuschlagten Anlagen, welche im Zeitraum zwischen 2024 und 2029 ans Netz angeschlossen werden sollen, umfassen 7,3 GW. Zur Festlegung der Inbetriebnahmezeitpunkte wird zunächst auf das MaStR zurückgegriffen. Sollte für einzelne Projekte nur das Inbetriebnahmedatum des gesamten Windparks bekannt sein, wird angenommen, dass alle dazugehörigen Windenergieanlagen gleichmäßig in den sechs Monaten davor errichtet werden. Die Netzanschlusszeitpunkte im TS wurden anhand geplanter Inbetriebnahmedaten der Projektierer sowie den Netzanschlussvorhaben der ÜNB hergeleitet. In der Szenarienvariation werden die Netzanschlusszeitpunkt der Anlagen variiert (OS/US: -/+ 3 Monate).

Tabelle 25: Prognose der installierten Leistungsentwicklung von Windenergie auf See

MW (prognostiziert)	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Trend-Szenario						
Zubau	729	647	1.872	855	1.378	1.834
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Installierte Leistung zum Jahresende	9.187	9.834	11.706	12.561	13.939	15.773
Oberes Szenario						
Zubau	729	1.419	1.460	975	2.104	1.378
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Installierte Leistung zum Jahresende	9.187	10.606	12.066	13.041	15.145	16.523
Unteres Szenario						
Zubau	663	228	1.847	870	1.125	2.582
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Installierte Leistung zum Jahresende	9.120	9.349	11.196	12.066	13.191	15.773

3.8.3 Anlagenauslastung und Stromerzeugung

Die Auslastung der Anlagen wird basierend auf den in Kapitel 2.3 definierten synthetischen Wetterjahren hergeleitet.

Die Auslastung der Anlagen ist im Zeitverlauf rückläufig. Grund dafür ist die zunehmende Abregelung von Anlagen aus marktlichen Gründen, sowie im Zuge des Redispatch (siehe hierzu auch Kapitel 2.4.5 und Kapitel 2.5).

Tabelle 26: Prognose der jährlichen Volllaststunden und Stromerzeugung von Windenergie auf See

Volllaststunden und Stromerzeugung (prognostiziert)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Trend-Szenario							
Volllaststunden [h]	2.804	2.942	2.918	2.872	2.780	2.696	2.618
Stromerzeugung [GWh]	23.533	25.966	27.290	31.634	33.767	35.590	40.372
Oberes Szenario							
Volllaststunden [h]	2.804	3.223	3.548	3.494	3.372	3.267	3.164
Stromerzeugung [GWh]	23.533	28.709	33.736	39.891	41.762	44.832	50.244
Unteres Szenario							
Volllaststunden [h]	2.804	2.791	2.513	2.459	2.386	2.326	2.261
Stromerzeugung [GWh]	23.533	24.275	23.130	25.988	28.380	29.855	33.827

3.8.4 Marktwertfaktoren

Wie in Kapitel 2.5.3 beschrieben, berechnet sich der energieträgerspezifische Monatsmarktwert von Windenergie auf See nach Maßgabe von Nr. 3.3.2 der Anlage 1 des EEG als Verhältnis der Summe der stundenweise gewichteten Sportmarktpreise zum insgesamt im jeweiligen Monat auf See erzeugten Windstroms (Kapitel 2.4.5). Die Entwicklung der jährlichen Marktwertfaktoren für

Windenergie auf See ist für die unterschiedlichen Szenarien in der folgenden Abbildung dargestellt.

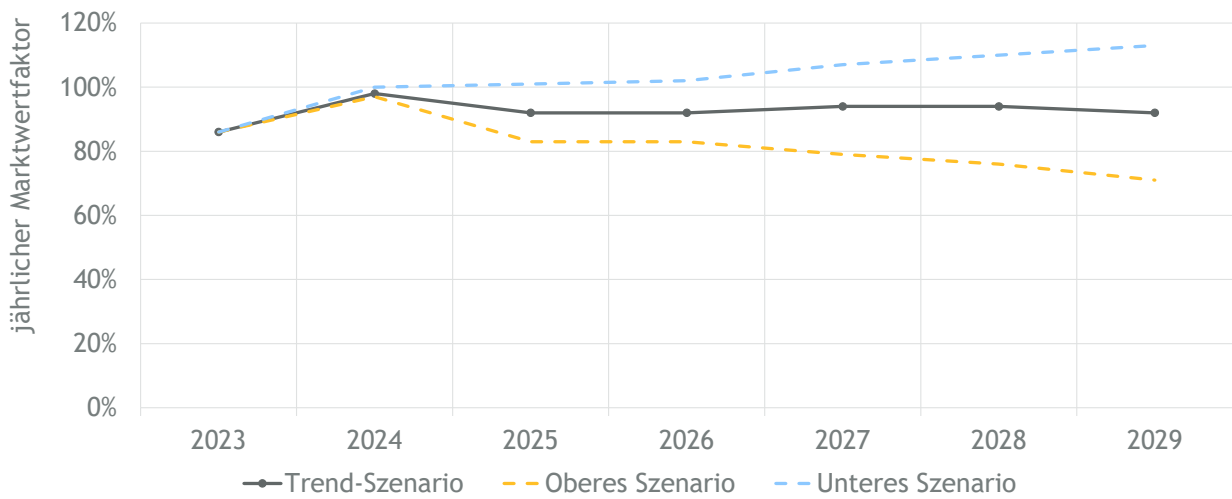


Abbildung 37: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Marktwertfaktoren für Windenergie auf See in TS, OS und US, 2023-2029

3.8.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Im Betrachtungszeitraum steigt die durch Windenergieanlagen auf See erzeugte Strommenge insbesondere aufgrund des Zubaus weiterer Anlagen deutlich an. Während im Jahr 2023 noch der überwiegende Teil hiervon aus Anlagen in der geförderten Direktvermarktung stammte, ist künftig damit zu rechnen, dass ein wachsender Anteil der Strommengen von Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung erzeugt wird. Hierbei handelt es sich um Anlagen, welche im Zuge der Ausschreibungen auf eine Förderung verzichteten („Null-Cent-Gebote“). Folglich erhöhen sich die im Marktprämienmodell geförderten Strommengen kaum.

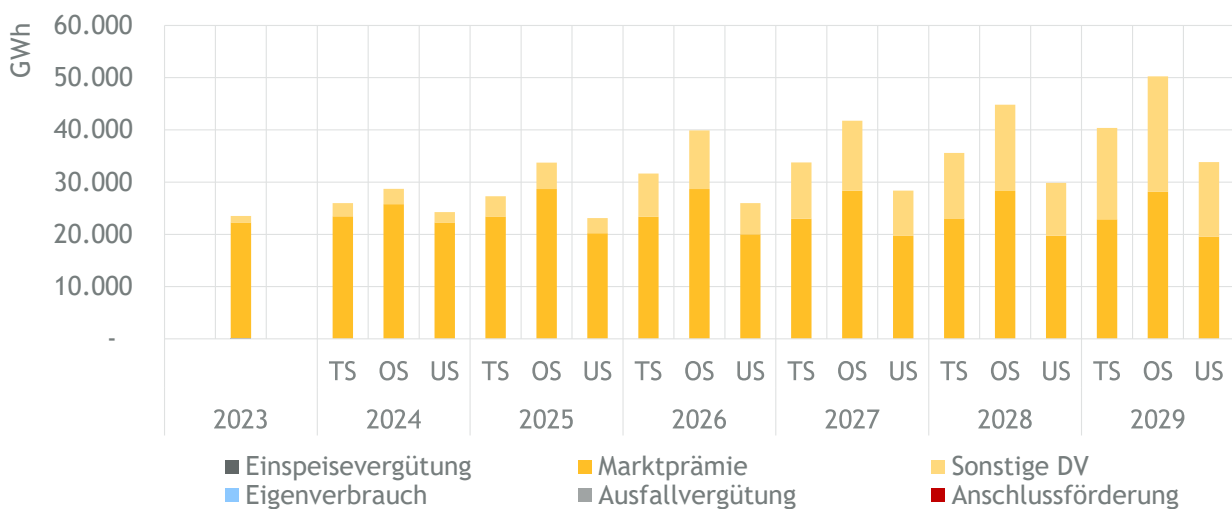


Abbildung 38: Jährliche Stromerzeugung aus Windenergie auf See nach Vermarktungsform

3.8.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Zwischen den Jahre 2023 und 2029 ist ein leichtes Wachstum der EEG-Förderzahlungen für Offshore-Windkraftanlagen zu erwarten. Im Jahr 2025 gehen die zu erwartenden Förderzahlungen aufgrund der hohen Strompreise im Vergleich zu 2024 zurück. Da der der künftige Zubau von Anlagen ohne Förderanspruch getrieben wird, ist der Anstieg des Fördervolumens durch sinkende Marktwerte von Bestandsanlagen zu erklären.

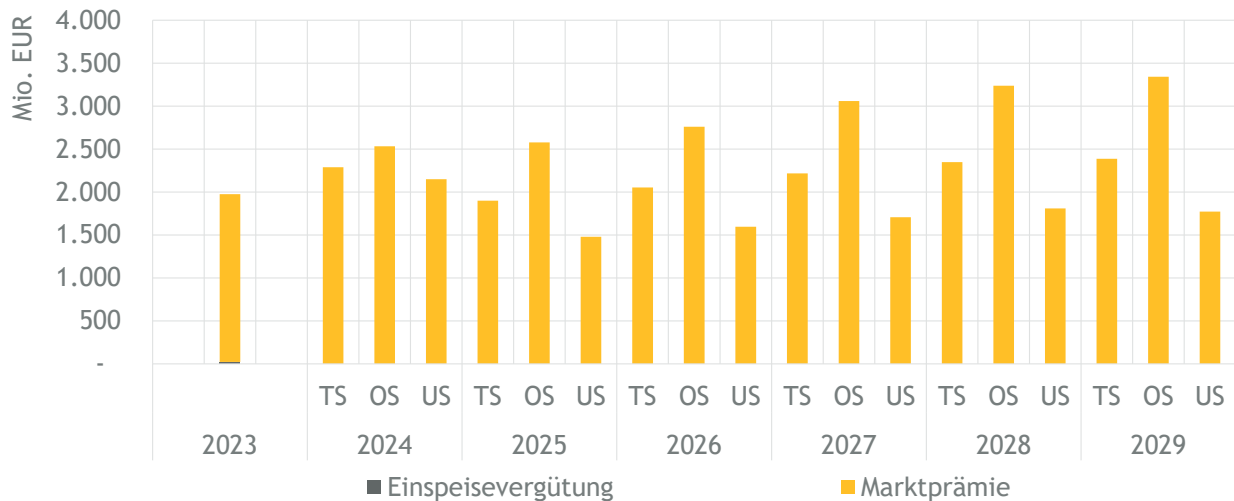


Abbildung 39: Jährliche Förderzahlungen für Windenergie auf See nach Vermarktungsform

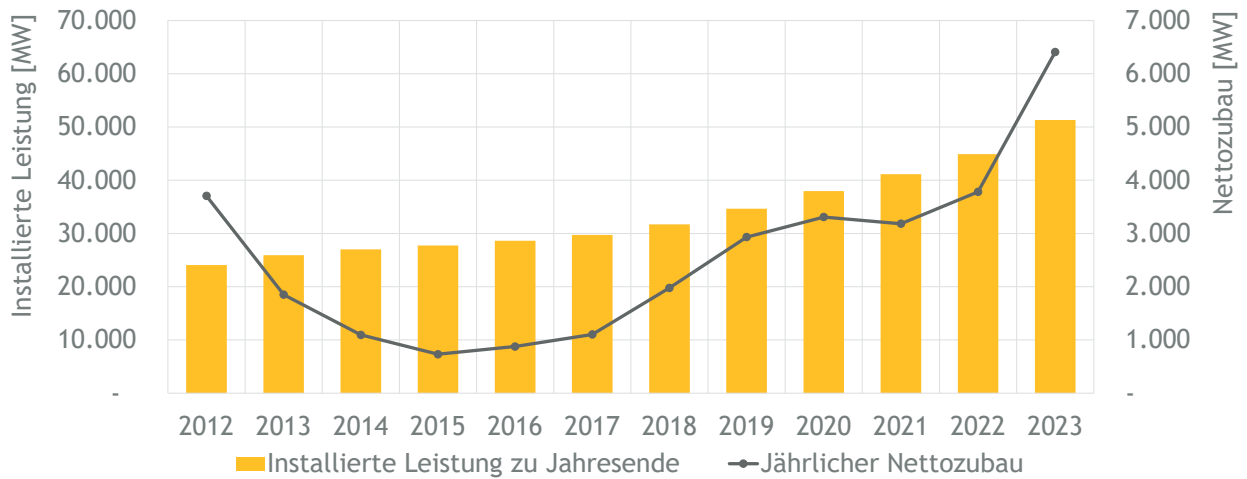
Als volatile Einspeiser erhalten Windenergieanlagen auf See keine vermiedenen Netzentgelte.

3.9 Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen

3.9.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

In den 2010er Jahren ging der jährliche Zubau von sonstigen Anlagen zur Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie zunächst stark zurück. Aufgrund im Vergleich zu Fördersätzen und Strompreisen sinkenden Investitionskosten hat sich der Zubau in den späten 2010er Jahren wieder beschleunigt. Diese Dynamik hat sich ab 2022 noch einmal verstärkt. Gründe dafür sind u. a. weiterhin hohe Strompreise, sinkende Investitionskosten (bspw. auch für sogenannte „Balkonkraftwerke“), sowie regulatorische Anpassungen (inkl. der Erhöhung der Vergütungssätze im EEG 2023).

Seit 2021 wird der anzulegende Wert für sonstige Solaranlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 1 MW in Ausschreibungsverfahren festgelegt. Das Gebotsvolumen in den jüngsten vier Ausschreibungsrunden seit Februar 2023 übertraf dabei die ausgeschriebene Menge deutlich (BNetzA, 2024b).



MW zu Jahresende	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Nettozubau	3.705	1.850	1.095	731	877	1.103	1.977	2.932	3.309	3.184	3.782	6.409
Installierte Leistung	24.076	25.926	27.021	27.752	28.628	29.731	31.708	34.640	37.949	41.133	44.915	51.324

Abbildung 40: Historische Leistungsentwicklung von solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen

Quelle: eigene Abbildung basierend auf den Stammdaten des Jahres 2023 (ÜNB, 2024a)

3.9.2 Leistungsentwicklung 2025 bis 2029

Im Trend-Szenario wird ein Anstieg der installierten Leistung bis Ende 2029 auf rund 123,9 GW prognostiziert. Einem Zubau von rund 73 GW steht dabei ein Rückbau von 28 MW entgegen (ggü. 2023).

Im Betrachtungszeitraum ist kein bedeutender Rückbau von Erzeugungskapazitäten sonstiger Solaranlagen zu erwarten. Einerseits fallen in der Regel nur geringe Kosten für den Erhalt einer Bestandsanlage an, andererseits wurde der Zeitraum, in dem Anlagen einen Anspruch auf eine Anschlussförderung haben, im Zuge des Solarpaket I bis Ende 2032 verlängert. Folglich wird im Trend-Szenario unterstellt, dass Anlagen nach Ausförderung für zehn weitere Jahre in der sonstigen Direktvermarktung oder Anschlussförderung betrieben werden (OS/US: +/-2,5 Jahre).

In der Prognose des künftigen Zubaus von sonstigen Solaranlagen werden drei Anlagenklassen mit unterschiedlichen Ausbauentwicklungen unterschieden:

- Balkonkraftwerke: Seit 2023 ist ein rapide steigender Ausbaupfad bei Balkonkraftwerken (Stecksolargeräte nach § 3 Abs. 43 EEG) zu beobachten. Hierbei handelt es sich um kleine PV-Anlagen, welche vornehmlich an Balkonen, Carports, Garagendächern oder Terrassen angebracht werden. Angesichts einer fortschreitenden Preisdegression der Modulpreise, weiterhin relativ konstanter Strompreise sowie sinkenden regulatorischen Anforderungen, ist davon auszugehen, dass sich dieser Markthochlauf fortsetzen wird. Insbesondere die 2023 im Wohneigentumsgesetz sowie 2024 im Solarpaket I festgelegten Änderungen erleichtern Errichtung und Anschluss von Balkon-PV. Es wird ein jährliches Wachstum des Zubaus von rund 5 % angenommen. Darüber hinaus wird angenommen, dass rund ein Drittel der installierten Anlagen nicht im MaStR gemeldet wird. Da die Anlagen vornehmlich zur Eigenverbrauchsnutzung verwendet werden, wird unterstellt, dass nur rund ein Zehntel der zugebauten Leistung einen Antrag auf Einspeisevergütung stellt.
- Geförderte Anlagen in Ausschreibungen: Sowohl im Osterpaket als auch im Solarpaket I wurden die in § 28b EEG definierten Ausschreibungsvolumen für sonstige Solaranlagen erhöht, wobei künftig bereits Anlagen ab einer installierten Kapazität von 750 kW (vorher 1 MW) an den Ausschreibungen teilnehmen müssen. Basierend auf den jüngsten Ausschreibungsergebnissen sowie der Markterwartung wird auch weiterhin eine Vollbezuschlagung der künftig ausgeschriebenen Mengen erwartet. Neben einer Realisierungsdauer von einem Jahr wird für die bezuschlagten Anlagen eine Realisierungsquote von 85 % (OS/US: +/- 5 %) angenommen.
- Geförderte Anlagen außerhalb von Ausschreibungen (ohne Balkonkraftwerke): Für den Großteil der sonstigen Solaranlagen ist der anzulegende Wert gesetzlich festgelegt, da es sich um kleine Anlagen handelt. Die Wirtschaftlichkeit und damit der Ausbau dieser Anlagen wird durch verschiedene Einflussgrößen bestimmt. Dabei handelt es sich u. a. um die Höhe der Einspeisevergütung, die Investitions- und Installationskosten, die Opportunitätskosten in Form der Endverbraucherstrompreise, sowie das sonstige regulatorische Umfeld. Zuletzt hat der Zubau stark zugenommen und betrug im Jahr 2023 laut MaStR rund 9,3 GW. Es wird angenommen, dass diese Dynamik aufgrund weiterhin hoher Endkundenstrompreise, weiter sinkenden Kosten und der Erhöhung der Fördersätze im EEG 2023 auch in Zukunft anhält. Im Trend-Szenario wird daher auch in Zukunft ein jährlicher Zubau von 9,3 GW unterstellt. Im OS wird eine weitere jährliche Zunahme des Zubaus um 5 % gegenüber dem Zubau 2023 angenommen, während sich der Zubau im US um jährlich 5 % gegenüber 2023 verringert.

Für alle drei Anlagenklassen werden für das erste Halbjahr 2024 die Informationen aus dem MaStR berücksichtigt. Darüber hinaus wird angenommen, dass es im ersten Halbjahr 2024 zur Nachmeldung von 2/3 der Anlagen in die relevanten Stammdaten der ÜNB kommt, welche Ende 2023 bereits im MaStR gemeldet waren, aber noch nicht Teil der Stammdaten waren, welche die Grundlage dieser Analyse bilden. Die Nachmeldungen summieren sich auf 4,8 GW Anlagenleistung. Es wird angenommen, dass es sich dabei um Anlagen in der festen Einspeisevergütung handelt.

Tabelle 27: Prognose der installierten Leistungsentwicklung von sonstigen Solaranlagen

MW (prognostiziert)	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Trend-Szenario						
Zubau	13.840	10.813	11.667	12.080	12.106	12.133
Rückbau	11	1	2	4	4	6
Installierte Leistung zum Jahresende	65.153	75.965	87.629	99.706	111.807	123.934
Oberes Szenario						
Zubau	14.601	12.873	14.357	15.405	16.071	16.771
Rückbau	9	1	1	1	1	3
Installierte Leistung zum Jahresende	65.916	78.788	93.144	108.547	124.618	141.386
Unteres Szenario						
Zubau	13.580	9.832	10.203	10.182	9.815	9.470
Rückbau	16	4	5	15	36	76
Installierte Leistung zum Jahresende	64.888	74.715	84.914	95.080	104.859	114.254

3.9.3 Anlagenauslastung und Stromerzeugung

Die Auslastung der Anlagen wird basierend auf den in Kapitel 2.3 definierten synthetischen Wetterjahren hergeleitet.

Da sich die Anlagenauslastung regional unterscheidet, wird der Anlagenzubau auf die Bundesländer verteilt. Um Verteilungsschlüssel für neugebaute Anlagen abzuleiten, werden zunächst die historischen Zubauraten für jede Postleitzahlregion fortgeschrieben. Es wird angenommen, dass der Zubau abflacht, sobald 50% des verfügbaren Flächenpotentials ausgeschöpft ist. Danach nähert sich der Zubau asymptotisch dem maximal verfügbaren Flächenpotenzial an. Dieses Verfahren orientiert sich am Vorgehen des Netzentwicklungsplans (Fraunhofer IEE, 2023).

Die Auslastung der Anlagen ist nahezu konstant zwischen den modellierten Jahren. Geringfügige Schwankungen ergeben sich aufgrund von der Abregelung von Anlagen aus marktlichen Gründen (siehe hierzu auch Kapitel 2.4.5).

Tabelle 28: Prognose der jährlichen Volllaststunden und Stromerzeugung von sonstigen Solaranlagen

Volllaststunden und Stromerzeugung (prognostiziert)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Trend-Szenario							
Volllaststunden [h]	860	845	936	940	942	945	944
Stromerzeugung [GWh]	41.936	50.629	66.205	77.025	88.384	100.134	111.425
Oberes Szenario							
Volllaststunden [h]	860	866	985	989	992	995	994
Stromerzeugung [GWh]	41.936	52.058	71.451	85.266	100.248	116.234	132.418
Unteres Szenario							
Volllaststunden [h]	860	830	876	879	881	883	883
Stromerzeugung [GWh]	41.936	49.590	61.299	70.323	79.442	88.480	96.877

3.9.4 Marktwertfaktoren

Wie in Kapitel 2.5.3 beschrieben, berechnet sich der energieträgerspezifische Monatsmarktwert von Solaranlagen nach Maßgabe von Nr. 3.3.2 der Anlage 1 des EEG als Verhältnis der Summe der stundenweise gewichteten Sportmarktpreise zum insgesamt im Monat erzeugten Solarstrom. Im Betrachtungszeitraum ist aufgrund von Gleichzeitigkeitseffekten mit einem deutlichen Rückgang der Marktwertfaktoren für solare Strahlungsenergie zu rechnen. Die Entwicklung der jährlichen Marktwertfaktoren für Solaranlagen ist für die unterschiedlichen Szenarien in Abbildung 41 dargestellt.

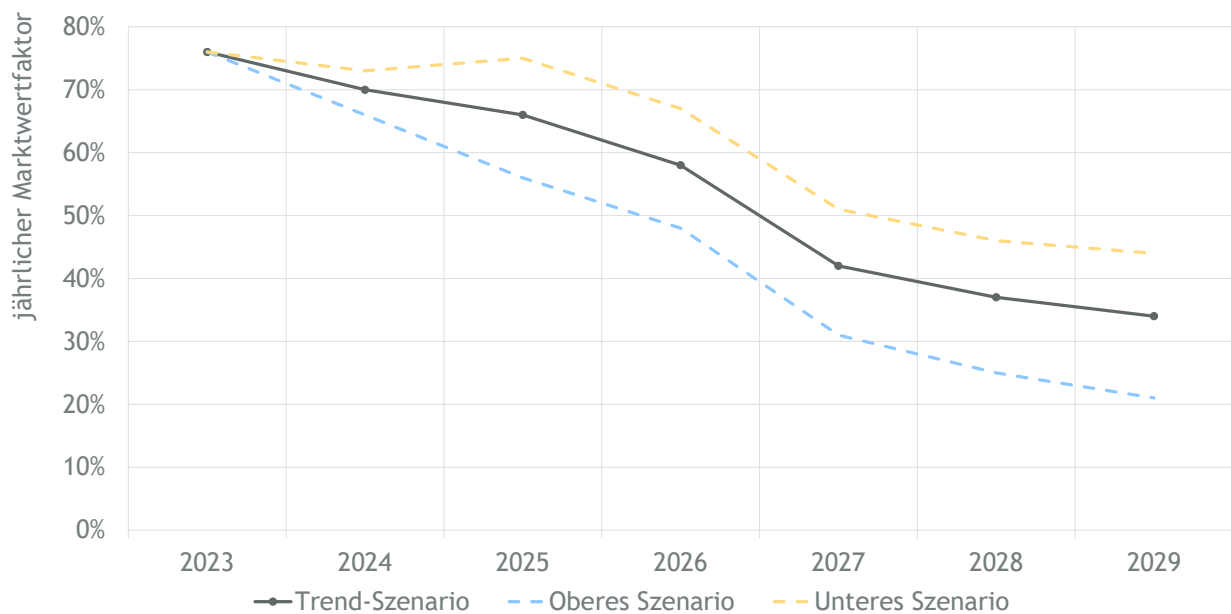


Abbildung 41: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Marktwertfaktoren für Solarenergie in TS, OS und US, 2023-2029

3.9.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Für die Berechnung der Strommengen nach Vermarktungsform wird unterstellt, dass Bestandsanlagen für den Zeitraum ihres Vergütungsanspruchs in ihrer aktuellen Vergütungskategorie verbleiben. Nach Ende des Vergütungsanspruchs gehen Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW in die sonstige Direktvermarktung über, während Anlagen mit einer installierten Leistung kleiner gleich 100 kW in die Anschlussvergütung übergehen.

Die Strommengen im ungeforderten Eigenverbrauch werden sowohl für Bestands- als auch für Neuanlagen geschätzt, da diese Mengen nicht gemeldet werden müssen und daher in den Bewegungsdaten nur unvollständig vorliegen. Es wird angenommen, dass Anlagen, welche sich in der Teileinspeisung befinden, d.h. die einen Teil der Strommengen selbst verbrauchen, nicht in das Netz einspeisen und nicht in Kombination mit einem Heimspeicher betrieben werden, rund 30% der erzeugten Strommengen vor Ort selbst verbrauchen (Luthander et al., 2014). Der Anteil der Anlagen, die Teileinspeiser sind, hat in der Vergangenheit zugenommen. Für Neuanlagen wird der Anteil der letzten Jahre fortgeschrieben. Dazu kommt der Eigenverbrauch von Anlagen mit Heimspeichern. Diese Mengen ergeben sich aus der Optimierung der Heimspeicher (siehe Kapitel 2.4.2).

Für das Jahr 2029 wird, ggü. 2023, ein deutlicher Anstieg der durch sonstige Solaranlagen produzierten Strommengen prognostiziert. Vor dem Hintergrund der im Vergleich zu den Einspeisevergütungssätzen hohen Strombezugskosten und dem Zubau von Anlagen mit Heimspeichern steigt der Anteil der Eigenverbrauchsmengen. Gleichzeitig steigt der Anteil der im Marktprämienmodell geförderten Strommengen. Der Großteil der durch sonstige Solaranlagen erzeugten Strommengen wird jedoch weiterhin im Rahmen der Einspeisevergütung gefördert.

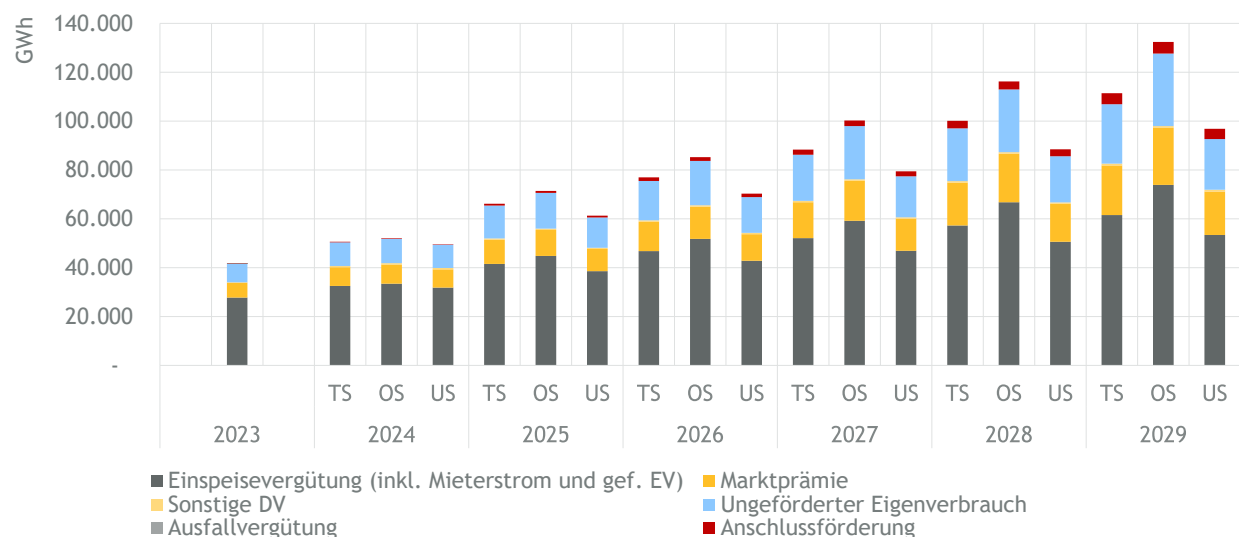


Abbildung 42: Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Vermarktungsform

3.9.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Bei der Berechnung von Vergütungsansprüchen wird nach Anlagen mit gesetzlich festgelegten anzulegenden Werten und Anlagen mit Ausschreibungsteilnahme unterschieden:

- Balkonkraftwerke und geförderte Anlagen außerhalb von Ausschreibungen: Die Zuordnung des Zubaus zu den Größen- und Vergütungskategorien erfolgt für Anlagen außerhalb von Ausschreibungen basierend auf der Auswertung des historischen Zubaus und aktuellen Markttrends konstant in allen Szenarien. Neben Anteilen von Teil- und Volleinspeisung wurden basierend auf den Bewegungsdaten 2023 hierzu auch Annahmen zur durchschnittlichen Anlagengröße in den einzelnen Kategorien abgeleitet. Bei der Berechnung des Vergütungsanspruchs zugebauter Anlagen wird die halbjährliche Degression des anzulegenden Wertes für neu in Betrieb genommene Anlagen nach § 49 EEG berücksichtigt.
- Geförderte Anlagen in Ausschreibungen: Es wird in allen Szenarien unterstellt, dass der Höchstwert für Neuanlagen in den Auktionen weiterhin durch die BNetzA auf Grundlage von § 85a EEG vor dem Hintergrund der erwarteten Stromgestehungskostenniveaus erhöht wird, allerdings ausgehend vom aktuellen Niveau jährlich um 1% sinkt. Da für sonstige Solaranlagen die Ausschreibungen erst seit 2021 durchgeführt werden, existieren wenige Erfahrungswerte zur Entwicklung der durchschnittlichen anzulegenden Werte in den Ausschreibungen. Aufgrund der technologischen Nähe wird deshalb der durchschnittliche anzulegende Wert der künftigen Ausschreibungstermine anhand der Ergebnisse des in Kapitel 3.10.6 beschriebenen ökonomischen Modells für Freiflächen-Solaranlagen geschätzt. In diesem wird das Delta zwischen Höchstwert und durchschnittlichem anzulegendem Wert anhand der Zeichnungsquote und des zeitlichen Trends geschätzt. Für die anzulegenden Werte der sonstigen Solaranlagen wird das relative Verhältnis von Auktionshöchstwerten und durchschnittlichen anzulegenden Werten aus den Ergebnissen für Freiflächen-Solaranlagen übernommen.

Der Anstieg der Strommengen in der festen Einspeisevergütung sorgt für einen deutlichen Anstieg des Fördervolumens für sonstige Solaranlagen. Für 2025 wird ein Fördervolumen von rund 10,3 Mrd. Euro erwartet, welches im Trend-Szenario bis 2029 auf knapp 11 Mrd. Euro anwächst. Aufgrund eines steigenden Ausbaus und sinkender Marktwerte wird ein wachsender Anteil dieser Zahlungen an Anlagen in der geförderten Direktvermarktung getätigt.

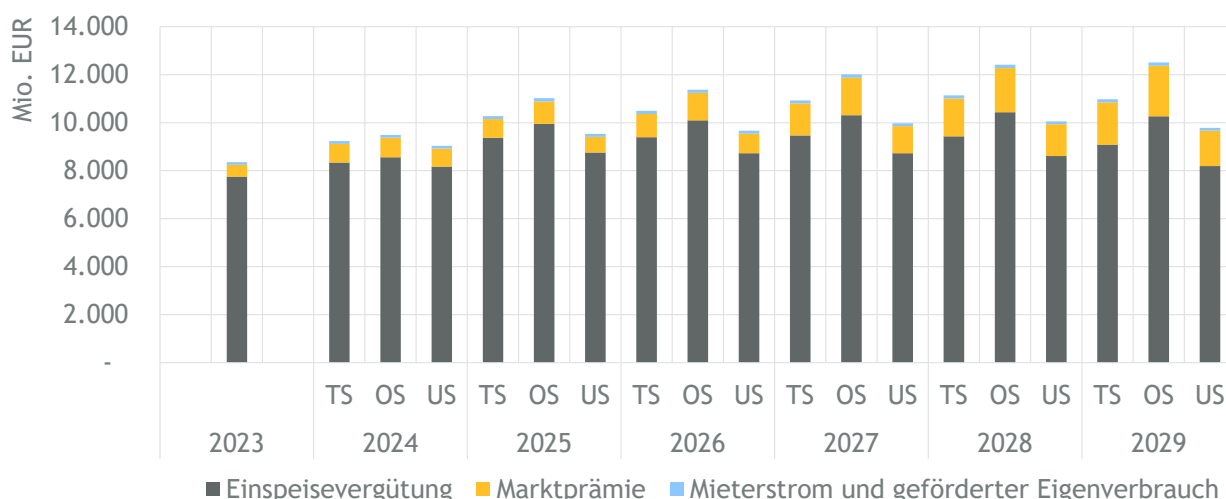


Abbildung 43: Förderzahlungen für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Vermarktungsform

Als volatile Einspeiser erhalten sonstige Solaranlagen keine vermiedenen Netzentgelte.

3.10 Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen

3.10.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Der Verlauf des Zubaus von Anlagen zur Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen (Freiflächen-Solaranlagen) in den 2010er Jahren ist ähnlich zu den Entwicklungen bei sonstigen Solaranlagen. Seit dem Jahr 2019 ist ein deutlicher Aufwärtstrend zu erkennen, welcher unter anderem durch Kostensenkungen getrieben wurde. In den seit 2017 durchgeführten EEG-Ausschreibungen waren die Ausschreibungsvolumen stets stark überzeichnet. Eine Ausnahme bildet hierbei das Energiekrisenjahr 2022, in welchem zwei von drei Terminen unterzeichnet waren. Anschließend hat die BNetzA die Auktionshöchstwerte für die Jahre 2023 und 2024 auf 7,37 ct/kWh angehoben. Die bisherigen Ausschreibungen waren seitdem erneut überzeichnet.

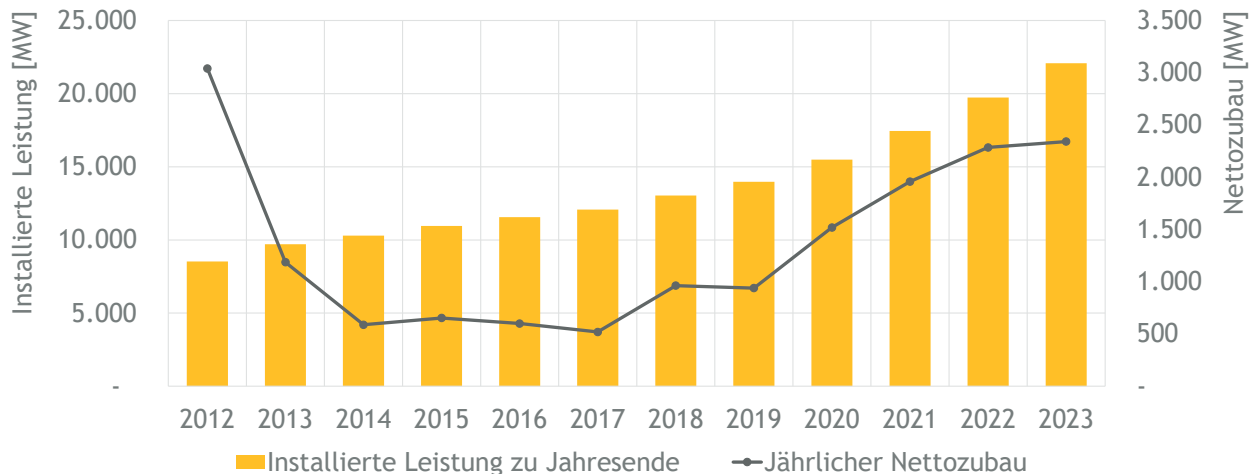


Abbildung 44: Historische Leistungsentwicklung von solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen

Quelle: eigene Abbildung basierend auf den Stammdaten des Jahres 2023 (ÜNB, 2024a)

3.10.2 Leistungsentwicklung 2025 bis 2029

Im Trend-Szenario wird ein Anstieg der installierten Leistung bis Ende 2029 auf rund 76,1 GW prognostiziert. Einem Zubau von rund 54 GW steht dabei ein Rückbau von 6 MW entgegen (ggü. 2023).

Im Trend-Szenario wird davon ausgegangen, dass Anlagen nach Auslaufen des Förderzeitraums für weitere zehn Jahre wirtschaftlich in der sonstigen Direktvermarktung betrieben werden (OS/US: +/-2,5 Jahre). Dementsprechend sind in allen Szenarien lediglich geringe Rückbaumengen zu erwarten.

Für die Prognose des künftigen Zubaus von Solaranlagen des zweiten Segmentes werden vier Anlagenklassen mit unterschiedlichen Ausbauentwicklungen unterschieden:

- Marktprämienanlagen mit gesetzlich festgelegtem anzulegendem Wert (100 - 1000 kW): Basierend auf der historischen Entwicklung wird ein konstanter Zubau von jährlich 300 MW angenommen.
- Marktprämienanlagen mit in Ausschreibungen festgelegten anzulegenden Werten (1-50 MW): Es wird die in § 28a EEG definierte Entwicklung der Ausschreibungsvolumen für Freiflächen-Solaranlagen unterstellt. Dabei wird sowohl der Ausbau in den anderen Vergütungskategorien als auch die Zeichnung in vorangegangenen Ausschreibungen berücksichtigt. Ausschreibungen für Freiflächen-Solaranlagen finden bereits seit 2015 regelmäßig statt, wodurch Erfahrungswerte im Hinblick auf das Bieterverhalten existieren. Für künftige Ausschreibungstermine wird daher das Gebotsvolumen anhand des Gebotsvolumens in der jeweils vorherigen Ausschreibungsrunde, dem Ausschreibungsvolumen, dem Höchstwert des jeweiligen Ausschreibungstermins unter Berücksichtigung eines zeitlichen Trends ökonomisch geschätzt. Gemäß dieser

Schätzung kommt es in allen Gebotsterminen zu einer Vollbezuschlagung. Im Hinblick auf das mit dem Solarpaket I eingeführte zweistufigen Gebotsverfahren wird erwartet, dass es aufgrund der vergleichsweise hohen Höchstwerte und technischen Potenziale für besondere Solaranlagen nach § 37 Abs. 1 Nr. 3 EEG zu einer Vollbezuschlagung auch in diesem Untersegment kommt. Im TS wird angenommen, dass 90 % aller bezuschlagten Anlagen realisiert werden (OS/US: +/- 5 %). Der mittlere Realisierungszeitraum bezuschlagter Projekte beträgt im TS 18 Monate (OS/US: -/+ 6 Monate).

- In Innovationsausschreibungen bezuschlagte Marktprämienanlagen: In Innovationsausschreibungen werden insbesondere Anlagen mit innovativen Batteriespeicherkonzepten bezuschlagt. Da vergangene Ausschreibungsrunden in der Regel überzeichnet waren und die Bedeutung von Speicherkonzepten eine wachsende Rolle im Energiesystem einnimmt, wird auch in Zukunft eine Vollbezuschlagung der Ausschreibungsvolumen angenommen. Das Gebotsvolumen entspricht hierbei annahmegemäß dem Ausschreibungsvolumen.
- Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung: Der Zubau von förderfreien Freiflächen-Solaranlagen unterlag in der Vergangenheit deutlichen Schwankungen. Im Hinblick auf die künftige Entwicklung ergeben sich keine eindeutigen Trends. Auf der einen Seite steht steigende Nachfrage aufzunehmend institutionalisierten PPA-Märkten, die Prüfung vereinfachter Bebauungsplanverfahren im Solarpaket 1 sowie steigende Nachfrage nach Ökostrom und Herkunftsnachweisen. Auf der anderen Seite reduzieren sinkende Marktwerte vor dem Hintergrund der steigenden Gleichzeitigkeit, die Heraufsetzung des Höchstwerts in der geförderten Direktvermarktung, die Erhöhung von Gebotsgrenzen und Ausschreibungsvolumen im Solarpaket 1 sowie die lukrative Förderung bestimmte Solaranlagen nach § 37 Abs. 1 Nr. 3 EEG die Wirtschaftlichkeit von ungeförderten im Vergleich zu geförderten Anlagen. Basierend auf historischen Zusammenhängen wird daher unterstellt, dass der Zubau förderfreier Anlagen konstant einem Zehntel des Zubaus der geförderten Leistung entspricht.

Es wird angenommen, dass im Betrachtungszeitraum keine neuen Anlagen in der Einspeisevergütung (<100 kW) zugebaut werden. Im EEG 2023 werden Ausschreibungen innovativer Konzepte mit wasserstoffbasierter Speicherung eingeführt (§ 39o EGG). An diesen Ausschreibungen sollen auch Freiflächen-Solaranlagen und Windenergieanlagen an Land teilnehmen können. Eine Konkretisierung des Verfahrens und der Rahmenbedingungen steht noch aus. Daher wird im vorliegenden Gutachten von der Berücksichtigung dieser potenziellen Auktionen abgesehen.

Für alle vier Anlagenklassen werden für das erste Halbjahr 2024 die Informationen aus dem MaStR berücksichtigt. Darüber hinaus wird angenommen, dass es im ersten Halbjahr 2024 zur Nachmeldung von 2/3 der Anlagen in die relevanten Stammdaten der ÜNB kommt, welche Ende 2023 bereits im MaStR gemeldet waren, aber noch nicht Teil der Stammdaten waren, welche die Grundlage dieser Analyse bilden. Die Nachmeldungen summieren sich auf 1,2 GW Anlagenleistung. Es wird angenommen, dass es sich dabei, aufgrund der potenziell komplexeren Meldekette, um Anlagen im Marktprämienmodell handelt.

Tabelle 29: Prognose der installierten Leistungsentwicklung von Freiflächen-Solaranlagen

MW (prognostiziert)	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Trend-Szenario						
Zubau	5.981	6.819	9.205	10.660	10.679	10.725
Rückbau	2	0	0	0	2	2
Installierte Leistung zum Jahresende	28.056	34.875	44.079	54.738	65.416	76.139
Oberes Szenario						
Zubau	6.130	8.261	10.874	11.315	11.225	11.426
Rückbau	1	0	0	0	0	0
Installierte Leistung zum Jahresende	28.206	36.467	47.340	58.655	69.880	81.305
Unteres Szenario						
Zubau	4.338	5.117	7.431	9.768	10.163	10.083
Rückbau	2	2	1	3	9	18
Installierte Leistung zum Jahresende	26.412	31.527	38.957	48.722	58.875	68.940

3.10.3 Anlagenauslastung und Stromerzeugung

Die Auslastung der Anlagen wird basierend auf den in Kapitel 2.3 definierten synthetischen Wetterjahren hergeleitet.

Da sich die Anlagenauslastung regional unterscheidet, wird der Anlagenzubau auf die Bundesländer verteilt. Die Regionalisierung des Zubaus in den Jahren 2024-2025 erfolgt anhand der Verteilung der bezuschlagten Leistungen für Solaranlagen des ersten Segments in den Jahren 2023-H1 2024. Ab dem Jahr 2026 wird für die Verteilung des Zubaus der gewichtete Mittelwert der bezuschlagten Mengen der Jahre 2021-2023 zugrunde gelegt.

Die Auslastung der Anlagen ist im Zeitverlauf rückläufig. Gründe dafür sind neben dem zunehmenden Zubau von Anlagen in Standorten mit vergleichsweise schlechteren Erzeugungsbedingungen insbesondere die zunehmende Abregelung von Anlagen aus marktlichen Gründen (Kapitel 2.4.6), sowie im Zuge des Redispatch (Kapitel 2.4.7).

Tabelle 30: Prognose der jährlichen Volllaststunden und Stromerzeugung von Freiflächen-Solaranlagen

Volllaststunden und Stromerzeugung (prognostiziert)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Trend-Szenario							
Volllaststunden [h]	891	847	929	897	837	795	767
Stromerzeugung [GWh]	18.618	21.576	28.892	35.041	41.280	47.686	54.233
Oberes Szenario							
Volllaststunden [h]	891	870	934	907	839	793	775
Stromerzeugung [GWh]	18.618	22.326	30.558	38.518	45.022	51.520	59.119
Unteres Szenario							
Volllaststunden [h]	891	831	846	823	774	736	717
Stromerzeugung [GWh]	18.618	20.921	24.662	29.321	34.319	40.044	46.261

3.10.4 Marktwertfaktoren

Wie in Kapitel 2.5.3 beschrieben, berechnet sich der energieträgerspezifische Monatsmarktwert von Solaranlagen nach Maßgabe von Nr. 3.3.2 der Anlage 1 des EEG als Verhältnis der Summe der stundenweise gewichteten Spotmarktpreise zum insgesamt im Monat erzeugten Solarstrom. Im Betrachtungszeitraum ist aufgrund von Gleichzeitigkeitseffekten mit einem deutlichen Rückgang der Marktwertfaktoren für solare Strahlungsenergie zu rechnen. Die Entwicklung der jährlichen Marktwertfaktoren ist für sonstige Solaranlagen und Freiflächen-Solaranlagen identisch und in Abbildung 41 in Kapitel 3.9.4 dargestellt.

3.10.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Die mit solaren Freiflächenanlagen erzeugten Strommengen steigen aufgrund des Zubaus von Anlagen im Zeitverlauf. Während für Stromerzeugung aus Anlagen in der Einspeisevergütung nur mit einem leichten Wachstum gerechnet wird, steigen die Mengen des in der geförderten Direktvermarktung erzeugten Stroms deutlich an. Insgesamt steigt die prognostizierte Strommenge im Betrachtungszeitraum um mehr als das Doppelte.

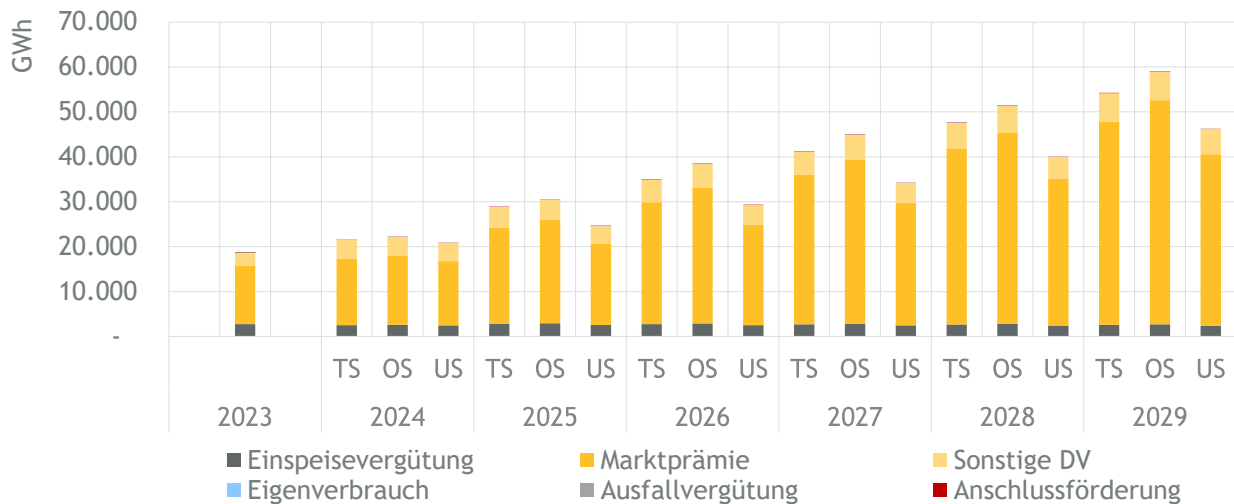


Abbildung 45: Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Vermarktungsform

3.10.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Bei der Berechnung von Vergütungsansprüchen wird nach Anlagen mit gesetzlich festgelegten anzulegenden Werten, Anlagen mit Ausschreibungsteilnahme sowie Anlagen mit Teilnahme an Innovationsausschreibungen differenziert:

- Marktprämienanlagen mit gesetzlich festgelegtem anzulegendem Wert (100 - 1000 kW): Für Anlagen außerhalb von Ausschreibungen wird in Abhängigkeit der angenommenen Inbetriebnahme der in § 48 Abs. 1 EEG definierte anzulegende Wert unter Berücksichtigung der halbjährlichen Degression nach § 49 EEG berücksichtigt.
- Marktprämienanlagen mit in Ausschreibungen festgelegten anzulegenden Werten (1-50 MW): Auf Basis der hohen Zeichnungsquote der jüngsten drei Ausschreibungstermine sowie des beschriebenen regulatorischen Hintergrunds wird in allen Szenarien unterstellt, dass in den Ausschreibungsterminen ab 2025 die in § 37b EEG definierten Höchstwerte für besondere und normale Anlagen jeweils maßgeblich sind. Wie in Kapitel 3.10.1 beschrieben, existieren umfangreiche Erfahrungswerte zum Bieterverhalten. Folglich werden die sich in den Ausschreibungsterminen ergebenden durchschnittlichen anzulegenden Werte anhand eines ökonomischen Modells basierend auf historischen Ausschreibungsergebnissen geschätzt. Hierfür wird die prozentuale Abweichung zwischen Höchstwert und dem durchschnittlichen anzulegenden Wert der Ausschreibung durch Zeichnungsquote als Quotient von Gebots- und Ausschreibungsvolumen sowie dem zeitlichen Trend geschätzt.
- In Innovationsausschreibungen bezuschlagte Marktprämienanlagen: Auf Basis der hohen erwarteten Zeichnungsquote wird in allen Szenarien unterstellt, dass in den Ausschreibungsterminen ab 2025 der in § 10 InnAusV definierte Höchstwertentwicklungspfad maßgeblich ist. Da Innovationsausschreibungen erst seit 2022 durchgeführt werden, existieren wenige Erfahrungswerte zur Entwicklung der durchschnittlichen anzulegenden Werte in den Ausschreibungen. Aufgrund der technologischen Nähe wird deshalb der durchschnittliche anzulegende Wert der künftigen Ausschreibungstermine anhand der Ergebnisse des beschriebenen ökonomischen Modells für Freiflächen-Solaranlagen geschätzt. In diesem wird das

Delta zwischen Höchstwert und durchschnittlichem anzulegendem Wert anhand der Zeichnungsquote und des zeitlichen Trends geschätzt. Für die anzulegenden Werte der Anlagen die in Innovationsausschreibung bezuschlagt werden wird das relative Verhältnis von Auktionshöchstwerten und durchschnittlichen anzulegenden Werten aus den Ergebnissen für Freiflächen-Solaranlagen übernommen.

Dem durch Anlagen in der geförderten Direktvermarktung getriebenen Zubau folgend, sowie aufgrund der sinkenden Marktwerte für Solarstrom, erhöht sich auch das Aufkommen für die Marktprämie im Zeitverlauf. Während die Zahlungen im Rahmen der Einspeisevergütung konstant bleiben, sorgt das Wachstum der Marktprämienzahlungen für eine Verdopplung der prognostizierten EEG-Zahlungen für Freiflächenanlagen zwischen 2024 und 2029.

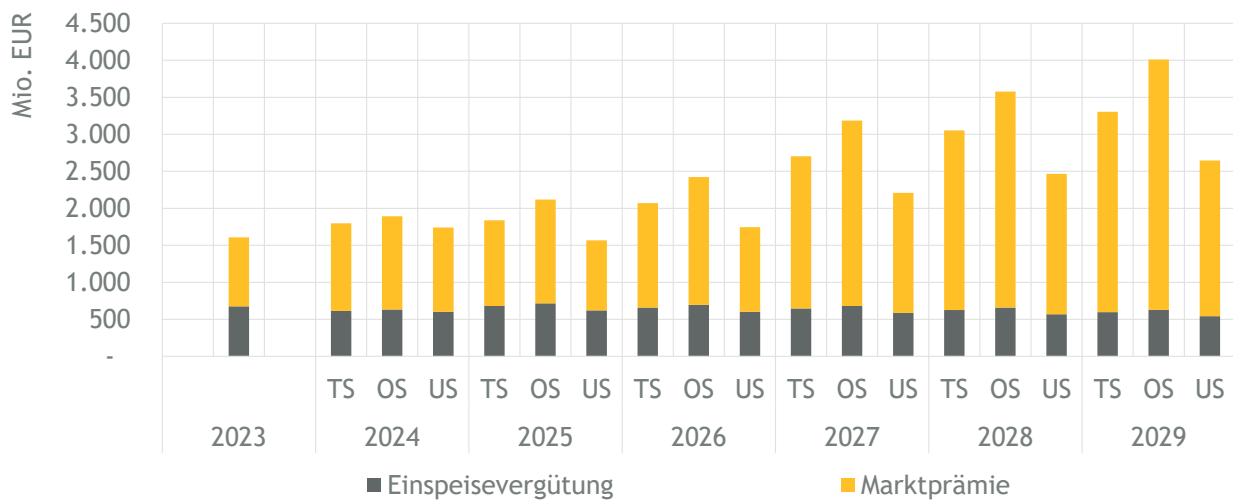


Abbildung 46: Förderzahlungen für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Vermarktungsform

Als volatile Einspeiser erhalten Freiflächen-Solaranlagen keine vermiedenen Netzentgelte.

Literaturverzeichnis

AGEB, 2024: AG Energiebilanzen e.V. (AGEB) (2024). Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2023. https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2024/05/AGEB_Jahresbericht2023_20240529_dt.pdf

AGEE-Stat, 2024: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) (2024). Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/agee_stat-zeitreihen_zur_entwicklung_der_erneuerbaren_energien_in_deutschland_deu_uba.pdf

BMWK, 2024: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2024). Kraftwerkssicherheitsgesetz. Neue Ausschreibungen für wasserstofffähige Gaskraftwerke und Langzeitspeicher für Strom. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/kraftwerkssicherheitsgesetz-wasserstofffaehige-gaskraftwerke.pdf?__blob=publicationFile&v=6

BNetzA, 2023: Bundesnetzagentur (BNetzA) (2023). Zahlen zu Netzengpassmanagementmaßnahmen, 2018 bis 2023. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/start.html>

BNetzA, 2024a: Bundesnetzagentur (BNetzA) (2024a). Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Stand: 15. April 2024). <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>

BNetzA, 2024b: Bundesnetzagentur (BNetzA) (2024b). Beendete Ausschreibungen. Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für Solar-Aufdach-Anlagen. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen2/BeendeteAusschreibungen/start.html>

Bundesregierung, 2023: Mehr Tempo für Erneuerbare, Strom- und Bahntrassen. Schnellere Planungs- und Genehmigungsverfahren. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/planungs-genehmigungsverfahren-2129628#:~:text=Ein%20Teil%20der%20Raumordnungsnovelle%20ist,September%202023>

Bundesverband Geothermie, 2024: Tiefe Geothermie in Deutschland 2024. https://www.geothermie.de/fileadmin/user_upload/Aktuelles/Geothermie_in_Zahlen/BVG_Poster_Tiefe_Geothermie_2024_web.pdf

CME Group, 2024a: Coal (API2) CIF ARA (ARGUS-McCloskey). <https://www.cmegroup.com/markets/energy/coal/coal-api-2-cif-ara-argus-mccloskey.html>

CME Group, 2024b: Crude Oil. <https://www.cmegroup.com/markets/energy/crude-oil/light-sweet-crude.settlements.html>

Deutsche WindGuard, 2024: Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland. Erstes Halbjahr 2024. https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/20240715_Status_des_Offshore-Windenergieausbaus_Halbjahr_2024.pdf

DWD, 2024: Deutscher Wetterdienst (DWD) (2024). Regionale Reanalyse COSMO-REA6. <https://dwd-geoportal.de/products/cosmo-rea6/>

EEX, 2024a: European Energy Exchange (EEX) (2024a). Futures. <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/futures>

EEX, 2024b: European Energy Exchange (EEX) (2024b). Marktdaten für Erdgas. <https://www.eex.com/de/marktdaten/erdgas>

EIA, 2024: U.S. Energy Information Administration (2024). Petroleum & Other Liquids. <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/RBRTED.htm>

ENTSO-E, 2024: European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) (2024). Transparency Platform. <https://transparency.entsoe.eu/>

ENTSO-E & ENTSO-G, 2022: European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) & European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G) (2022). Ten-Year Network Development Plan 2022. Scenario Report. https://2022.entsoe.eu/wp-content/uploads/2022/04/TYNDP2022_Joint_Scenario_Full-Report-April-2022.pdf

ENTSO-E & ENTSO-G, 2024a: European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) & European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G) (2024a). ENTSO-E & ENTSOG TYNDP 2024 Scenarios - Inputs. Demand Scenarios TYNDP 2024 After Public Consultation.

ENTSO-E & ENTSO-G, 2024b: European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) & European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G) (2024b). ENTSO-E & ENTSOG TYNDP 2024 Scenarios - Inputs. Supply Inputs for TYNDP 2024 Scenarios After Public Consultation.

EWI, 2021: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2021). dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität: Klimaneutralität 2045 - Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems. Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).

EWI, 2024: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2024). Gutachten: Datengrundlage für die H2Bilanz 2024 1. Halbjahr. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/datengrundlage-fuer-die-h2bilanz-2024-1-halbjahr/>

Destatis, 2024: Statistisches Bundesamt (Destatis) (2024). 43311-0001: Elektrizitätserzeugung, Nettowärmeerzeugung, Brennstoffeinsatz: Deutschland, Jahre, Energieträger. <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?operation=table&code=43311-0001&bypass=true&levelindex=0&levelid=1726468542320#abreadcrumb>

FA Wind, 2022: Fachagentur Windenergie an Land (FA Wind) (2022): Hemmnisse beim Ausbau der Windenergie an Land. Ergebnisse einer Branchenbefragung. https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Genehmigung/FA_Wind_Ergebnisse_Branchenumfrage_06-2022.pdf

FA Wind, 2024a: Fachagentur Windenergie an Land (FA Wind) (2024a): Ausbausituation der Windenergie an Land im Jahr 2023. Auswertung windenergiespezifischer Daten im Marktstammdatenregister für den Zeitraum Januar bis Dezember 2023. https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Analysen/FA_Wind_Zubauanalyse_Wind-an-Land_Gesamtjahr_2023.pdf

FA Wind, 2024b: Fachagentur Windenergie an Land (FA Wind) (2024b): Genehmigungen (Stand 27. Mai 2024). https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Analysen/FA_Wind_Zubauanalyse_Wind-an-Land_Gesamtjahr_2023.pdf

Figgner et al., 2023: Jan Figgner, Christopher Hecht, David Haberschusz, Jakob Bors, Kai Gerd Spreuer, Kai-Philipp Kairies, Peter Stenzel, Dirk Uwe Sauer (2023): The development of battery storage systems in Germany: A market review (status 2023). <https://battery-charts.rwth-aachen.de/>

Fraunhofer IEE, 2023: Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) (2023). Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-06/Studie_Regionalisierung_EE_IEE.pdf

Fraunhofer IEE, DBFZ & ESE, 2023: Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE), Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ), Büro für Energieeffizienz (ESE) (2023): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Stromerzeugung aus Biomasse sowie Klär-, Deponie- und Grubengas.

ICE, 2024: Intercontinental Exchange (2024). Dutch TTF Natural Gas Futures. <https://www.ice.com/products/27996665/Dutch-TTF-Gas-Futures/data?marketId=5132979&span=3>

Investing, 2024: Coal (API2) CIF ARA (ARGUS-McCloskey) Futures Historische Daten. [https://de.investing.com/commodities/coal-\(api2\)-cif-ara-futures-historical-data](https://de.investing.com/commodities/coal-(api2)-cif-ara-futures-historical-data)

Luthander et al., 2014: Rasmus Luthander, Joakim Widén, Daniel Nilsson, Jenny Palm (2014). Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. Applied Energy 142 (2015) 80-94.

MaStR, 2024: Marktstammdatenregister (MaStR) (2024). <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/>

UBA, 2023: Umweltbundesamt (UBA) (2023). Flächenverfügbarkeit und Flächenbedarfe für den Ausbau der Windenergie an Land. Abschlussbericht.

https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/32_2023_cc_flaechenverfuegbarkeit_und_flaechenbedarfe_fuer_den_ausbau_der_windenergie_an_land_0.pdf

UBA, 2024a: Umweltbundesamt (UBA) (2024a). Entwicklung des Stromverbrauchs.

<https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/stromverbrauch>

UBA, 2024b: Umweltbundesamt (UBA) (2024b). Windenergie an Land.

<https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/windenergie-an-land#flaeche>

ÜNB, 2024a: Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) (2024a). Stammdaten der EEG-Anlagen zum 31.12.2023. Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH

ÜNB, 2024b: Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) (2024b). Bewegungsdaten der EEG-Anlagen zu 31.12.2023. Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH

ÜNB, 2024c: Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) (2024c). Abschlussbericht Systemanalysen 2024.

https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/Systemanalysen_UeNB_2024.pdf

Anhang A: Ergebnisse in Monatsauflösung im Jahr 2025 für das Trend-Szenario

Tabelle 31: Prognostizierte Entwicklung der monatlich installierten Leistung im Jahr 2025 für das Trend-Szenario

Leistung in MW	Kategorie	Jan 25	Feb 25	Mrz 25	Apr 25	Mai 25	Jun 25	Jul 25	Aug 25	Sep 25	Okt 25	Nov 25	Dez 25
Wasserkraft	Zubau	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Rückbau	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Leistung	1.508	1.509	1.510	1.510	1.511	1.512	1.512	1.513	1.514	1.514	1.515	1.516
Deponiegas	Zubau	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Rückbau	3	-	-	1	-	-	-	1	0	1	-	1
	Leistung	65	65	66	64	64	65	65	64	64	63	63	62
Klärgas	Zubau	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Rückbau	-	0	-	0	0	-	0	-	0	-	0	-
	Leistung	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	70	70
Grubengas	Zubau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Rückbau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Leistung	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111
Energie aus Biomasse	Zubau	5	5	5	5	5	5	19	19	19	19	19	19
	Rückbau	23	-	-	1	-	7	31	26	44	25	72	220
	Leistung	8.203	8.208	8.212	8.216	8.221	8.219	8.207	8.199	8.174	8.167	8.114	7.913
Geothermie	Zubau	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Rückbau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Leistung	53	54	54	54	54	55	55	55	56	56	56	56
Windenergie an Land	Zubau	58	425	425	425	452	452	452	407	407	407	561	561
	Rückbau	84	59	40	21	36	59	55	46	70	30	94	251
	Leistung	60.664	60.988	61.323	61.644	62.014	62.276	62.572	62.848	63.061	63.316	63.665	63.665
Windenergie auf See	Zubau	-	-	-	-	-	-	-	-	162	162	162	162
	Rückbau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Leistung	9.187	9.187	9.187	9.187	9.187	9.187	9.187	9.187	9.349	9.510	9.672	9.834
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	Zubau	652	652	150	150	566	566	566	752	849	849	179	891
	Rückbau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Leistung	28.708	29.359	29.509	29.659	30.224	30.790	31.356	32.107	32.956	33.805	33.984	34.875
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	Zubau	874	881	898	905	911	915	914	905	898	889	876	947
	Rückbau	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Leistung	66.026	66.908	67.806	68.711	69.621	70.536	71.450	72.355	73.253	74.141	75.017	75.965

Tabelle 32: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Volllaststunden im Jahr 2025 für das Trend-Szenario

Volllaststunden in h	Jan 25	Feb 25	Mrz 25	Apr 25	Mai 25	Jun 25	Jul 25	Aug 25	Sep 25	Okt 25	Nov 25	Dez 25
Wasserkraft	274	272	299	286	330	304	291	288	267	247	251	267
Deponiegas	162	147	163	153	151	145	154	154	161	171	166	174
Klärgas	258	232	257	245	251	242	252	253	249	258	249	257
Grubengas	304	275	301	258	233	220	247	266	309	324	315	327
Energie aus Biomasse	367	330	366	348	354	341	355	358	355	368	356	369
Geothermie	384	378	341	320	362	266	232	232	247	322	404	406
Windenergie an Land	213	170	155	122	107	99	103	90	117	157	160	197
Windenergie auf See	321	289	253	209	215	177	137	172	239	306	268	331
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	24	43	74	118	131	125	124	115	81	49	26	19
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	22	41	70	117	134	132	130	119	80	48	25	18

Tabelle 33: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Wasserkraft im Jahr 2025 für das Trend-Szenario

Stromerzeugung in GWh	Jan 25	Feb 25	Mrz 25	Apr 25	Mai 25	Jun 25	Jul 25	Aug 25	Sep 25	Okt 25	Nov 25	Dez 25
Einspeisevergütung	58	57	63	63	75	70	65	64	56	52	53	56
Marktprämie	258	256	283	280	333	308	291	284	254	234	238	254
Sonstige Direktvermarktung	94	93	100	85	86	77	79	83	91	84	86	91
Eigenverbrauch	4	4	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4
Ausfallvergütung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Anschlussförderung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	414	410	451	433	499	459	440	436	404	374	380	405

Tabelle 34: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Deponiegas im Jahr 2025 für das Trend-Szenario

Stromerzeugung in GWh	Jan 25	Feb 25	Mrz 25	Apr 25	Mai 25	Jun 25	Jul 25	Aug 25	Sep 25	Okt 25	Nov 25	Dez 25
Einspeisevergütung	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Marktprämie	5	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Sonstige Direktvermarktung	4	4	4	3	3	3	3	3	4	4	4	4
Eigenverbrauch	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Ausfallvergütung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Anschlussförderung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	11	10	11	10	10	9	10	10	10	11	10	11

Tabelle 35: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Klärgas im Jahr 2025 für das Trend-Szenario

Stromerzeugung in GWh	Jan 25	Feb 25	Mrz 25	Apr 25	Mai 25	Jun 25	Jul 25	Aug 25	Sep 25	Okt 25	Nov 25	Dez 25
Einspeisevergütung	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Marktprämie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige Direktvermarktung	2	1	2	1	1	1	1	1	2	2	2	2
Eigenverbrauch	15	13	15	14	15	14	15	15	14	15	14	15
Ausfallvergütung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Anschlussförderung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	18	16	18	17	17	17	17	18	17	18	17	18

Tabelle 36: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Grubengas im Jahr 2025 für das Trend-Szenario

Stromerzeugung in GWh	Jan 25	Feb 25	Mrz 25	Apr 25	Mai 25	Jun 25	Jul 25	Aug 25	Sep 25	Okt 25	Nov 25	Dez 25
Einspeisevergütung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Marktprämie	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Sonstige Direktvermarktung	29	27	29	24	21	20	23	25	30	31	31	32
Eigenverbrauch	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Ausfallvergütung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Anschlussförderung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	34	31	34	29	26	24	28	30	34	36	35	36

Tabelle 37: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Biomasse im Jahr 2025 für das Trend-Szenario

Stromerzeugung in GWh	Jan 25	Feb 25	Mrz 25	Apr 25	Mai 25	Jun 25	Jul 25	Aug 25	Sep 25	Okt 25	Nov 25	Dez 25
Einspeisevergütung	137	123	137	132	137	132	137	137	132	137	132	137
Marktprämie	2.588	2.330	2.588	2.489	2.559	2.467	2.558	2.563	2.496	2.584	2.480	2.490
Sonstige Direktvermarktung	238	213	230	192	167	156	175	189	231	242	238	253
Eigenverbrauch	47	42	47	45	47	45	46	46	44	44	43	43
Ausfallvergütung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Anschlussförderung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	3.010	2.708	3.002	2.857	2.909	2.800	2.916	2.935	2.903	3.007	2.892	2.923

Tabelle 38: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Geothermie im Jahr 2025 für das Trend-Szenario

Stromerzeugung in GWh	Jan 25	Feb 25	Mrz 25	Apr 25	Mai 25	Jun 25	Jul 25	Aug 25	Sep 25	Okt 25	Nov 25	Dez 25
Einspeisevergütung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Marktprämie	20	20	18	17	19	14	13	13	14	18	22	23
Sonstige Direktvermarktung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ausfallvergütung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Anschlussförderung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	20	20	18	17	20	15	13	13	14	18	23	23

Tabelle 39: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Windenergie an Land im Jahr 2025 für das Trend-Szenario

Stromerzeugung in GWh	Jan 25	Feb 25	Mrz 25	Apr 25	Mai 25	Jun 25	Jul 25	Aug 25	Sep 25	Okt 25	Nov 25	Dez 25
Einspeisevergütung	100	82	74	60	55	51	49	45	57	75	72	92
Marktprämie	10.194	8.203	7.584	6.196	5.647	5.273	5.440	4.696	5.947	8.031	8.217	10.236
Sonstige Direktvermarktung	2.548	2.024	1.779	1.237	925	834	937	868	1.351	1.789	1.856	2.174
Eigenverbrauch	59	38	39	28	27	26	28	21	24	38	34	47
Ausfallvergütung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Anschlussförderung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	12.902	10.347	9.476	7.522	6.654	6.184	6.454	5.630	7.379	9.934	10.179	12.550

Tabelle 40: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Windenergie auf See im Jahr 2025 für das Trend-Szenario

Stromerzeugung in GWh	Jan 25	Feb 25	Mrz 25	Apr 25	Mai 25	Jun 25	Jul 25	Aug 25	Sep 25	Okt 25	Nov 25	Dez 25
Einspeisevergütung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Marktprämie	2.543	2.295	2.009	1.695	1.783	1.470	1.129	1.400	1.901	2.429	2.127	2.629
Sonstige Direktvermarktung	404	364	311	222	196	156	133	177	334	483	468	631
Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ausfallvergütung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Anschlussförderung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	2.948	2.659	2.320	1.917	1.980	1.626	1.262	1.577	2.235	2.911	2.595	3.260

Tabelle 41: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch Freiflächen-Solaranlagen im Jahr 2025 für das Trend-Szenario

Stromerzeugung in GWh	Jan 25	Feb 25	Mrz 25	Apr 25	Mai 25	Jun 25	Jul 25	Aug 25	Sep 25	Okt 25	Nov 25	Dez 25
Einspeisevergütung	68	123	214	353	412	390	378	347	235	140	73	55
Marktprämie	487	908	1.552	2.565	2.989	2.920	2.936	2.759	1.967	1.213	645	497
Sonstige Direktvermarktung	130	237	395	565	554	517	562	562	469	285	153	118
Eigenverbrauch	1	3	5	8	9	8	8	8	5	3	2	1
Ausfallvergütung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Anschlussförderung	2	3	4	7	8	8	8	8	5	3	2	1
Summe	689	1.273	2.170	3.498	3.972	3.843	3.892	3.684	2.681	1.644	874	671

Tabelle 42: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Stromerzeugung durch sonstige Solaranlagen im Jahr 2025 für das Trend-Szenario

Stromerzeugung in GWh	Jan 25	Feb 25	Mrz 25	Apr 25	Mai 25	Jun 25	Jul 25	Aug 25	Sep 25	Okt 25	Nov 25	Dez 25
Einspeisevergütung	858	1.664	3.020	5.178	6.002	6.001	5.871	5.308	3.644	2.224	1.065	737
Marktprämie	208	385	722	1.201	1.444	1.403	1.395	1.276	865	531	263	190
Sonstige Direktvermarktung	16	28	48	68	66	62	68	67	55	34	18	13
Eigenverbrauch	372	608	935	1.467	1.747	1.734	1.857	1.871	1.233	727	494	413
Ausfallvergütung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Anschlussförderung	19	35	55	94	103	107	104	95	64	38	20	16
Summe	1.473	2.720	4.780	8.007	9.362	9.307	9.296	8.617	5.862	3.554	1.859	1.368

Tabelle 43: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Wasserkraft im Jahr 2025 für das Trend-Szenario

Auszahlungen in Mio. EUR	Jan 25	Feb 25	Mrz 25	Apr 25	Mai 25	Jun 25	Jul 25	Aug 25	Sep 25	Okt 25	Nov 25	Dez 25
Einspeisevergütung	6	6	7	7	8	7	7	7	6	5	6	6
Marktprämie	1	1	6	2	11	8	7	5	2	6	0	1
Summe	7	7	12	9	19	16	14	12	8	11	6	7

Tabelle 44: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Deponiegas im Jahr 2025 für das Trend-Szenario

Auszahlungen in Mio. EUR	Jan 25	Feb 25	Mrz 25	Apr 25	Mai 25	Jun 25	Jul 25	Aug 25	Sep 25	Okt 25	Nov 25	Dez 25
Einspeisevergütung	0,10	0,09	0,10	0,10	0,10	0,10	0,11	0,11	0,10	0,11	0,11	0,11
Marktprämie	-	-	-	-	0,03	0,01	-	-	-	-	-	-
Summe	0,10	0,09	0,10	0,10	0,13	0,11	0,11	0,11	0,10	0,11	0,11	0,11

Tabelle 45: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Klärgas im Jahr 2025 für das Trend-Szenario

Auszahlungen in Mio. EUR	Jan 25	Feb 25	Mrz 25	Apr 25	Mai 25	Jun 25	Jul 25	Aug 25	Sep 25	Okt 25	Nov 25	Dez 25
Einspeisevergütung	0,06	0,05	0,06	0,05	0,06	0,05	0,06	0,06	0,05	0,06	0,05	0,06
Marktprämie	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	0,06	0,05	0,06	0,05	0,06	0,05	0,06	0,06	0,05	0,06	0,05	0,06

Tabelle 46: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Grubengas im Jahr 2025 für das Trend-Szenario

Auszahlungen in Mio. EUR	Jan 25	Feb 25	Mrz 25	Apr 25	Mai 25	Jun 25	Jul 25	Aug 25	Sep 25	Okt 25	Nov 25	Dez 25
Einspeisevergütung	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,02	0,03	0,02	0,03
Marktprämie	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,02	0,03	0,02	0,03

Tabelle 47: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Biomasse im Jahr 2025 für das Trend-Szenario

Auszahlungen in Mio. EUR	Jan 25	Feb 25	Mrz 25	Apr 25	Mai 25	Jun 25	Jul 25	Aug 25	Sep 25	Okt 25	Nov 25	Dez 25
Einspeisevergütung	29	26	29	28	29	28	29	29	28	29	28	29
Marktprämie	238	206	292	242	329	300	305	280	237	306	194	228
Flexibilitätsprämie	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Summe	285	250	339	289	376	347	352	328	283	354	241	275

Tabelle 48: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Geothermie im Jahr 2025 für das Trend-Szenario

Auszahlungen in Mio. EUR	Jan 25	Feb 25	Mrz 25	Apr 25	Mai 25	Jun 25	Jul 25	Aug 25	Sep 25	Okt 25	Nov 25	Dez 25
Einspeisevergütung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Marktprämie	3	3	3	3	3	2	2	2	2	3	3	3
Summe	3	3	3	3	3	2	2	2	2	3	3	3

Tabelle 49: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie an Land im Jahr 2025 für das Trend-Szenario

Auszahlungen in Mio. EUR	Jan 25	Feb 25	Mrz 25	Apr 25	Mai 25	Jun 25	Jul 25	Aug 25	Sep 25	Okt 25	Nov 25	Dez 25
Einspeisevergütung	9	7	7	5	5	4	4	4	5	7	6	8
Marktprämie	3	35	80	0	71	53	65	16	1	111	0	42
Summe	12	42	87	5	76	57	69	20	6	118	7	51

Tabelle 50: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie auf See im Jahr 2025 für das Trend-Szenario

Auszahlungen in Mio. EUR	Jan 25	Feb 25	Mrz 25	Apr 25	Mai 25	Jun 25	Jul 25	Aug 25	Sep 25	Okt 25	Nov 25	Dez 25
Einspeisevergütung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Marktprämie	178	180	183	114	171	145	112	112	123	227	135	222
Summe	178	180	183	114	171	145	112	112	123	227	135	222

Tabelle 51: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus Freiflächen-Solarenergie im Jahr 2025 für das Trend-Szenario

Auszahlungen in Mio. EUR	Jan 25	Feb 25	Mrz 25	Apr 25	Mai 25	Jun 25	Jul 25	Aug 25	Sep 25	Okt 25	Nov 25	Dez 25
Einspeisevergütung	17	30	52	86	100	95	93	85	57	34	18	13
Marktprämie	17	34	84	136	203	186	181	153	78	53	17	14
Summe	34	64	137	222	303	281	273	238	135	87	35	27

Tabelle 52: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen EEG-Förderzahlungen für Stromerzeugung aus sonstiger Solarenergie im Jahr 2025 für das Trend-Szenario

Auszahlungen in Mio. EUR	Jan 25	Feb 25	Mrz 25	Apr 25	Mai 25	Jun 25	Jul 25	Aug 25	Sep 25	Okt 25	Nov 25	Dez 25
Einspeisevergütung	216	401	694	1.168	1.337	1.335	1.310	1.194	807	485	246	178
Marktprämie	11	22	56	91	133	124	121	105	57	37	12	9
Geförderter Eigenverbrauch und Mieterstrom	3	5	10	16	20	20	20	17	11	7	4	2
Summe	230	429	761	1.275	1.490	1.478	1.451	1.315	874	529	262	190

Tabelle 53: Prognostizierte Entwicklung der monatlichen Förderzahlungen für vermiedene Netzentgelte im Jahr 2025 für das Trend-Szenario

Auszahlungen in Mio. Euro	Jan 25	Feb 25	Mrz 25	Apr 25	Mai 25	Jun 25	Jul 25	Aug 25	Sep 25	Okt 25	Nov 25	Dez 25
Wasserkraft	1,95	1,94	2,14	2,13	2,54	2,36	2,22	2,16	1,91	1,76	1,78	1,90
Deponiegas	0,04	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Klärgas	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Grubengas	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Energie aus Biomasse	19,22	17,29	19,22	18,58	19,22	18,55	19,16	19,10	18,37	18,97	18,16	18,28
Geothermie	0,10	0,10	0,09	0,09	0,10	0,07	0,06	0,06	0,07	0,09	0,11	0,11
Windenergie an Land	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Windenergie auf See	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	21,33	19,38	21,51	20,85	21,91	21,03	21,49	21,37	20,40	20,87	20,11	20,34

Anhang B: Jährliche Stromerzeugung in Jahresauflösung

Der folgende Anhang enthält die jährlichen Strommengen für die jeweilige Veräußerungsform.

Tabelle 54: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Wasserkraft je Szenario in GWh

Energie in GWh	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigenverbrauch	Einspeisevergütung	Ausfallvergütung	Anschlussförderung	Summe
2023		3.405	1.294	52	793	3	0	5.548
2024	TS	3.264	1.152	53	733	-	0	5.202
	OS	3.428	1.187	56	768	-	0	5.439
	US	3.100	1.106	50	698	-	0	4.955
2025	TS	3.273	1.048	53	731	-	0	5.105
	OS	3.460	1.023	56	771	-	0	5.310
	US	3.076	974	50	692	-	0	4.792
2026	TS	3.288	1.014	53	730	-	0	5.084
	OS	3.512	1.024	56	775	-	0	5.366
	US	3.068	946	49	685	-	0	4.749
2027	TS	3.277	939	52	728	-	0	4.996
	OS	3.531	945	56	778	-	0	5.310
	US	3.049	883	49	679	-	0	4.660
2028	TS	3.274	899	52	726	-	0	4.951
	OS	3.559	903	56	783	-	0	5.301
	US	3.044	853	49	674	-	0	4.620
2029	TS	3.213	877	52	720	-	0	4.863
	OS	3.517	869	56	783	-	0	5.224
	US	2.989	846	48	665	-	0	4.549

Tabelle 55: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Deponiegas je Szenario in GWh

Energie in GWh	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigenverbrauch	Einspeisevergütung	Ausfallvergütung	Anschlussförderung	Summe
2023		86	70	16	23	-	2	197
2024	TS	73	45	13	17	-	1	149
	OS	83	65	16	20	-	1	185
	US	58	29	9	13	-	1	110
2025	TS	55	42	9	15	-	1	122
	OS	66	61	13	19	-	1	159
	US	42	26	5	11	-	0	85
2026	TS	51	38	7	15	-	1	111
	OS	64	62	12	19	-	1	158
	US	39	25	4	10	-	0	78
2027	TS	50	33	6	13	-	0	103
	OS	66	52	11	19	-	1	149
	US	37	11	3	9	-	0	61
2028	TS	51	32	6	13	-	0	102
	OS	68	42	9	20	-	1	140
	US	37	3	3	9	-	0	52
2029	TS	36	33	4	14	-	0	87
	OS	50	49	8	20	-	1	128
	US	24	11	3	8	-	0	47

Tabelle 56: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Klärgas je Szenario in GWh

Energie in GWh	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigenverbrauch	Einspeisevergütung	Ausfallvergütung	Anschlussförderung	Summe
2023		10	13	174	12	1	1	211
2024	TS	5	18	171	11	-	1	206
	OS	6	21	198	13	-	1	238
	US	4	16	144	9	-	1	174
2025	TS	6	17	173	11	-	1	208
	OS	7	19	203	12	-	1	243
	US	4	14	144	9	-	1	172
2026	TS	6	17	176	10	-	1	210
	OS	8	19	210	12	-	2	250
	US	4	14	143	9	-	1	170
2027	TS	7	17	179	10	-	1	213
	OS	9	18	216	11	-	2	256
	US	4	13	141	8	-	1	167
2028	TS	7	18	182	7	-	1	216
	OS	10	20	222	9	-	2	263
	US	4	14	142	6	-	1	167
2029	TS	8	18	184	6	-	1	217
	OS	11	20	228	7	-	2	269
	US	5	15	142	5	-	1	167

Tabelle 57: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Grubengas je Szenario in GWh

Energie in GWh	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigenverbrauch	Einspeisevergütung	Ausfallvergütung	Anschlussförderung	Summe
2023		288	178	38	4	6	0	514
2024	TS	99	273	38	4	-	0	414
	OS	114	308	43	4	-	0	470
	US	92	223	29	4	-	0	348
2025	TS	16	322	34	4	-	-	376
	OS	18	348	41	4	-	0	412
	US	14	179	11	4	-	-	208
2026	TS	12	298	30	-	-	-	341
	OS	14	355	39	-	-	0	409
	US	12	135	6	-	-	-	153
2027	TS	7	230	23	-	-	-	260
	OS	8	335	39	-	-	-	383
	US	6	22	3	-	-	-	31
2028	TS	7	157	7	-	-	-	171
	OS	8	318	39	-	-	-	365
	US	6	8	1	-	-	-	15
2029	TS	7	70	6	-	-	-	82
	OS	8	271	31	-	-	-	310
	US	6	2	-	-	-	-	9

Tabelle 58: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Biomasse je Szenario in GWh

Energie in GWh	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigenverbrauch	Einspeisevergütung	Ausfallvergütung	Anschlussförderung	Summe
2023		32.669	2.190	630	1.807	6	4	37.307
2024	TS	31.346	2.520	613	1.656	-	-	36.135
	OS	32.904	2.622	645	1.739	-	-	37.909
	US	29.795	2.384	581	1.573	-	-	34.333
2025	TS	30.193	2.523	539	1.606	-	-	34.861
	OS	31.753	2.591	592	1.687	-	-	36.624
	US	28.563	2.166	511	1.526	-	-	32.765
2026	TS	29.025	2.585	464	1.475	-	-	33.549
	OS	31.115	2.905	534	1.548	-	-	36.102
	US	26.891	2.051	439	1.401	-	-	30.782
2027	TS	27.786	2.526	415	1.321	-	-	32.047
	OS	30.394	2.931	485	1.387	-	-	35.196
	US	25.110	1.915	394	1.255	-	-	28.674
2028	TS	27.460	2.505	396	1.210	-	-	31.572
	OS	30.642	2.954	465	1.270	-	-	35.331
	US	24.254	1.881	376	1.149	-	-	27.660
2029	TS	27.893	2.445	380	1.146	-	-	31.863
	OS	31.578	2.851	448	1.204	-	-	36.080
	US	24.178	1.859	360	1.089	-	-	27.486

Tabelle 59: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Geothermie je Szenario in GWh

Energie in GWh	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigenverbrauch	Einspeisevergütung	Ausfallvergütung	Anschlussförderung	Summe
2023		188	-	-	4	-	-	192
2024	TS	197	-	-	4	-	-	200
	OS	233	-	-	4	-	-	238
	US	162	-	-	3	-	-	165
2025	TS	210	-	-	4	-	-	214
	OS	262	-	-	4	-	-	267
	US	163	-	-	3	-	-	166
2026	TS	224	-	-	4	-	-	228
	OS	292	-	-	4	-	-	296
	US	165	-	-	3	-	-	168
2027	TS	238	-	-	4	-	-	242
	OS	322	-	-	4	-	-	326
	US	167	-	-	3	-	-	170
2028	TS	253	1	-	2	-	-	256
	OS	353	1	-	3	-	-	356
	US	169	1	-	2	-	-	172
2029	TS	266	1	-	2	-	-	270
	OS	382	1	-	3	-	-	385
	US	171	1	-	2	-	-	173

Tabelle 60: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Wind an Land je Szenario in GWh

Energie in GWh	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigenverbrauch	Einspeisevergütung	Ausfallvergütung	Anschlussförderung	Summe
2023		97.711	17.795	395	506	35	-	116.442
2024	TS	85.743	21.697	494	921	-	-	108.855
	OS	90.964	23.064	517	984	-	-	115.530
	US	80.357	19.927	459	858	-	-	101.601
2025	TS	85.664	18.323	410	812	-	-	105.210
	OS	98.203	21.821	475	854	-	-	121.353
	US	73.546	13.911	341	712	-	-	88.511
2026	TS	93.584	16.429	340	757	-	-	111.110
	OS	108.303	21.281	424	781	-	-	130.789
	US	79.648	11.029	231	656	-	-	91.564
2027	TS	104.151	12.871	227	696	-	-	117.945
	OS	121.931	18.863	351	714	-	-	141.860
	US	87.441	8.161	146	595	-	-	96.343
2028	TS	116.758	9.687	141	636	-	-	127.222
	OS	138.596	15.185	230	635	-	-	154.646
	US	97.104	5.997	123	586	-	-	103.810
2029	TS	128.359	7.804	124	665	-	-	136.952
	OS	154.304	12.458	140	620	-	-	167.521
	US	105.202	5.221	110	573	-	-	111.106

Tabelle 61: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Wind auf See je Szenario in GWh

Energie in GWh	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigenverbrauch	Einspeisevergütung	Ausfallvergütung	Anschlussförderung	Summe
2023		22.129	1.260	-	143	-	-	23.533
2024	TS	23.463	2.503	-	-	-	-	25.966
	OS	25.768	2.941	-	-	-	-	28.709
	US	22.270	2.005	-	-	-	-	24.275
2025	TS	23.412	3.878	-	-	-	-	27.290
	OS	28.685	5.051	-	-	-	-	33.736
	US	20.208	2.922	-	-	-	-	23.130
2026	TS	23.339	8.296	-	-	-	-	31.634
	OS	28.681	11.210	-	-	-	-	39.891
	US	20.005	5.984	-	-	-	-	25.988
2027	TS	23.010	10.757	-	-	-	-	33.767
	OS	28.364	13.399	-	-	-	-	41.762
	US	19.720	8.660	-	-	-	-	28.380
2028	TS	23.041	12.549	-	-	-	-	35.590
	OS	28.320	16.511	-	-	-	-	44.832
	US	19.760	10.095	-	-	-	-	29.855
2029	TS	22.875	17.497	-	-	-	-	40.372
	OS	28.129	22.114	-	-	-	-	50.244
	US	19.573	14.255	-	-	-	-	33.827

Tabelle 62: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von Freiflächen-Solaranlagen je Szenario in GWh

Energie in GWh	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigenverbrauch	Einspeisevergütung	Ausfallvergütung	Anschlussförderung	Summe
2023		12.956	2.832	40	2.738	29	23	18.618
2024	TS	14.865	4.110	54	2.498	-	49	21.576
	OS	15.457	4.184	55	2.579	-	51	22.326
	US	14.288	4.076	53	2.456	-	48	20.921
2025	TS	21.437	4.546	60	2.789	-	60	28.892
	OS	23.021	4.475	64	2.934	-	63	30.558
	US	18.075	3.938	56	2.538	-	55	24.662
2026	TS	27.145	5.024	60	2.744	-	68	35.041
	OS	30.192	5.299	64	2.890	-	73	38.518
	US	22.431	4.278	56	2.494	-	63	29.321
2027	TS	33.231	5.207	60	2.709	-	72	41.280
	OS	36.541	5.489	64	2.852	-	77	45.022
	US	27.306	4.431	56	2.461	-	65	34.319
2028	TS	39.232	5.664	60	2.651	-	78	47.686
	OS	42.656	5.929	64	2.788	-	84	51.520
	US	32.631	4.885	56	2.406	-	67	40.044
2029	TS	45.251	6.278	60	2.562	-	81	54.233
	OS	49.894	6.377	64	2.697	-	87	59.119
	US	38.247	5.574	56	2.325	-	58	46.261

Tabelle 63: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung von sonstigen Solaranlagen je Szenario in GWh

Energie in GWh	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigenverbrauch	Einspeisevergütung ¹⁰	Ausfallvergütung	Anschlussförderung	Summe
2023		6.101	130	3.247	27.829	117	110	37.534
2024	TS	7.610	520	9.711	32.584	-	204	50.629
	OS	7.826	523	9.995	33.504	-	211	52.058
	US	7.465	516	9.508	31.902	-	198	49.590
2025	TS	9.882	543	13.457	41.573	-	750	66.205
	OS	10.620	515	14.658	44.865	-	793	71.451
	US	9.084	489	12.432	38.593	-	701	61.299
2026	TS	11.998	576	16.160	46.814	-	1.477	77.025
	OS	13.168	574	18.148	51.816	-	1.560	85.266
	US	10.892	522	14.673	42.855	-	1.381	70.323
2027	TS	14.680	576	18.866	52.121	-	2.141	88.384
	OS	16.409	569	21.807	59.203	-	2.259	100.248
	US	13.157	526	16.811	46.946	-	2.002	79.442
2028	TS	17.532	635	21.623	57.288	-	3.056	100.134
	OS	19.898	624	25.684	66.806	-	3.223	116.234
	US	15.522	587	18.880	50.647	-	2.844	88.480
2029	TS	20.266	772	24.287	61.597	-	4.504	111.425
	OS	23.343	736	29.654	73.935	-	4.750	132.418
	US	17.764	732	20.796	53.417	-	4.169	96.877

¹⁰ Inkl. Mieterstrom und Strommengen des geförderten Eigenverbrauchs.

Anhang C: Jährliche Förderzahlungen nach Veräußerungsform

Der folgende Anhang enthält die jährlichen Förderzahlungen für die jeweilige Veräußerungsform.

Tabelle 64: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Wasserkraft je Szenario in Mio. EUR

Zahlungen in Mio. EUR	Szenario	Einspeisevergütung	Marktprämie	Summe
2023		84	50	134
2024	TS	78	97	174
	OS	81	106	187
	US	74	90	164
2025	TS	77	50	128
	OS	82	83	164
	US	73	35	108
2026	TS	78	73	151
	OS	82	108	191
	US	73	55	128
2027	TS	78	118	195
	OS	83	162	246
	US	73	97	170
2028	TS	78	135	213
	OS	84	186	270
	US	72	112	185
2029	TS	78	135	212
	OS	84	191	275
	US	72	109	181

Tabelle 65: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Deponiegas je Szenario in Mio. EUR

Zahlungen in Mio. EUR	Szenario	Einspeisevergütung	Marktprämie	Summe
2023		1,7	0,1	1,8
2024	TS	1,4	0,4	1,8
	OS	1,6	0,5	2,1
	US	1,1	0,3	1,4
2025	TS	1,2	0,0	1,3
	OS	1,5	0,2	1,7
	US	0,9	0,0	0,9
2026	TS	1,2	0,2	1,4
	OS	1,6	0,5	2,0
	US	0,9	0,1	0,9
2027	TS	1,1	0,7	1,8
	OS	1,5	1,3	2,8
	US	0,7	0,5	1,2
2028	TS	1,1	0,9	2,0
	OS	1,5	1,7	3,2
	US	0,7	0,6	1,3
2029	TS	1,1	0,6	1,7
	OS	1,6	1,3	2,9
	US	0,7	0,4	1,1

Tabelle 66: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Klärgas je Szenario in Mio. EUR

Zahlungen in Mio. EUR	Szenario	Einspeisevergütung	Marktprämie	Summe
2023		0,8	0,0	0,8
2024	TS	0,7	0,0	0,7
	OS	0,8	0,0	0,8
	US	0,6	0,0	0,6
2025	TS	0,7	0,0	0,7
	OS	0,8	0,0	0,8
	US	0,6	0,0	0,6
2026	TS	0,6	0,0	0,6
	OS	0,7	0,0	0,7
	US	0,5	0,0	0,5
2027	TS	0,6	0,0	0,6
	OS	0,7	0,0	0,7
	US	0,5	0,0	0,5
2028	TS	0,4	0,0	0,4
	OS	0,5	0,1	0,5
	US	0,3	0,0	0,4
2029	TS	0,3	0,0	0,3
	OS	0,4	0,1	0,4
	US	0,2	0,0	0,3

Tabelle 67: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Grubengas je Szenario in Mio. EUR

Zahlungen in Mio. EUR	Szenario	Einspeisevergütung	Marktprämie	Summe
2023		0,6	0,0	0,6
2024	TS	0,3	0,6	0,9
	OS	0,3	0,7	1,1
	US	0,3	0,6	0,8
2025	TS	0,3	0,0	0,3
	OS	0,3	0,0	0,4
	US	0,3	-	0,3
2026	TS	-	0,0	0,0
	OS	-	0,0	0,0
	US	-	0,0	0,0
2027	TS	-	0,1	0,1
	OS	-	0,1	0,1
	US	-	0,0	0,0
2028	TS	-	0,1	0,1
	OS	-	0,1	0,1
	US	-	0,1	0,1
2029	TS	-	0,1	0,1
	OS	-	0,1	0,1
	US	-	0,1	0,1

Tabelle 68: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Biomasse je Szenario in Mio. EUR

Zahlungen in Mio. EUR	Szenario	Einspeisevergütung	Marktprämie	Flexibilitätsprämie und -zuschlag	Summe
2023		381	3.463	229	4.073
2024	TS	353	3.823	228	4.404
	OS	370	4.065	228	4.664
	US	335	3.595	228	4.158
2025	TS	342	3.158	217	3.717
	OS	359	3.646	217	4.222
	US	325	2.740	217	3.282
2026	TS	314	3.207	198	3.718
	OS	329	3.775	198	4.302
	US	298	2.743	198	3.239
2027	TS	281	3.289	182	3.752
	OS	295	4.008	182	4.484
	US	267	2.725	182	3.174
2028	TS	258	3.350	173	3.781
	OS	271	4.198	173	4.642
	US	245	2.717	173	3.135
2029	TS	244	3.400	173	3.817
	OS	257	4.351	173	4.780
	US	232	2.638	173	3.043

Tabelle 69: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Geothermie je Szenario in Mio. EUR

Zahlungen in Mio. EUR	Szenario	Einspeisevergütung	Marktprämie	Summe
2023		1	29	30
2024	TS	1	34	35
	OS	1	41	41
	US	1	28	28
2025	TS	1	32	33
	OS	1	43	43
	US	1	23	24
2026	TS	1	35	36
	OS	1	49	50
	US	1	25	25
2027	TS	1	40	41
	OS	1	58	58
	US	1	26	27
2028	TS	0	44	44
	OS	1	64	65
	US	0	28	28
2029	TS	0	46	47
	OS	1	70	71
	US	0	28	28

Tabelle 70: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Wind an Land je Szenario in Mio. EUR

Zahlungen in Mio. EUR	Szenario	Einspeisevergütung	Marktprämie	Summe
2023		43	1.371	1.414
2024	TS	78	1.733	1.811
	OS	84	1.847	1.931
	US	73	1.620	1.693
2025	TS	72	478	550
	OS	76	991	1.067
	US	63	199	263
2026	TS	67	798	865
	OS	70	1.430	1.500
	US	58	391	450
2027	TS	62	1.580	1.643
	OS	64	2.769	2.833
	US	53	977	1.031
2028	TS	60	2.185	2.245
	OS	60	3.845	3.905
	US	55	1.218	1.273
2029	TS	63	2.392	2.455
	OS	58	4.558	4.617
	US	54	1.120	1.174

Tabelle 71: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Wind auf See je Szenario in Mio. EUR

Zahlungen in Mio. EUR	Szenario	Einspeisevergütung	Marktprämie	Summe
2023		22	1.953	1.975
2024	TS	-	2.290	2.290
	OS	-	2.533	2.533
	US	-	2.149	2.149
2025	TS	-	1.900	1.900
	OS	-	2.577	2.577
	US	-	1.479	1.479
2026	TS	-	2.053	2.053
	OS	-	2.761	2.761
	US	-	1.595	1.595
2027	TS	-	2.217	2.217
	OS	-	3.060	3.060
	US	-	1.706	1.706
2028	TS	-	2.349	2.349
	OS	-	3.238	3.238
	US	-	1.810	1.810
2029	TS	-	2.387	2.387
	OS	-	3.342	3.342
	US	-	1.772	1.772

Tabelle 72: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von Freiflächen-Solaranlagen je Szenario in Mio. EUR

Zahlungen in Mio. EUR	Szenario	Einspeisevergütung	Marktprämie	Summe
2023		676	931	1.607
2024	TS	613	1.185	1.798
	OS	634	1.260	1.894
	US	603	1.138	1.741
2025	TS	681	1.156	1.837
	OS	717	1.401	2.118
	US	621	947	1.567
2026	TS	660	1.411	2.071
	OS	696	1.728	2.424
	US	601	1.144	1.745
2027	TS	647	2.055	2.702
	OS	681	2.505	3.187
	US	588	1.620	2.208
2028	TS	625	2.428	3.054
	OS	658	2.919	3.577
	US	568	1.897	2.465
2029	TS	596	2.709	3.305
	OS	628	3.382	4.010
	US	541	2.104	2.645

Tabelle 73: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen EEG-Förderung von sonstigen Solaranlagen je Szenario in Mio. EUR

Zahlungen in Mio. EUR	Szenario	Einspeisevergütung	Marktprämie	Mieterstrom und gef. Eigenverbrauch	Summe
2023		7.753	494	110	8.356
2024	TS	8.341	773	117	9.232
	OS	8.562	810	120	9.492
	US	8.171	749	115	9.035
2025	TS	9.371	779	129	10.278
	OS	9.955	931	136	11.021
	US	8.757	656	121	9.534
2026	TS	9.399	964	129	10.492
	OS	10.097	1.145	136	11.377
	US	8.732	814	121	9.667
2027	TS	9.468	1.331	129	10.928
	OS	10.309	1.565	136	12.010
	US	8.729	1.128	121	9.978
2028	TS	9.434	1.577	129	11.140
	OS	10.434	1.846	136	12.415
	US	8.608	1.329	121	10.058
2029	TS	9.089	1.759	129	10.977
	OS	10.265	2.110	136	12.511
	US	8.194	1.471	121	9.786

Anhang D: Jährliche anzulegende Werte der Anlagen

In diesem Anhang wird der durchschnittliche anzulegende Wert für alle Anlagen und Neuanlagen ausgewiesen.

Tabelle 74: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Wasserkraft je Szenario in EUR/MWh

Anzulegender Wert in EUR/MWh	Szenario	Neuanlagen	Alle Anlagen
2023		110	106
2024	TS	97	106
	OS	97	106
	US	97	106
2025	TS	96	106
	OS	96	106
	US	96	106
2026	TS	96	106
	OS	96	106
	US	-	106
2027	TS	95	106
	OS	95	106
	US	-	106
2028	TS	-	106
	OS	95	106
	US	-	107
2029	TS	-	105
	OS	95	105
	US	-	106

Tabelle 75: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Deponiegas je Szenario in EUR/MWh

Anzulegender Wert in EUR/MWh	Szenario	Neuanlagen	Alle Anlagen
2023		74	76
2024	TS	71	78
	OS	71	78
	US	-	78
2025	TS	70	79
	OS	70	79
	US	-	79
2026	TS	69	79
	OS	69	79
	US	-	80
2027	TS	68	79
	OS	68	78
	US	-	80
2028	TS	67	79
	OS	67	78
	US	-	80
2029	TS	66	79
	OS	66	77
	US	-	80

Tabelle 76: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Klärgas je Szenario in EUR/MWh

Anzulegender Wert in EUR/MWh	Szenario	Neuanlagen	Alle Anlagen
2023		59	65
2024	TS	57	63
	OS	57	63
	US	57	63
2025	TS	56	62
	OS	56	62
	US	56	62
2026	TS	56	61
	OS	56	61
	US	56	61
2027	TS	55	60
	OS	55	60
	US	55	60
2028	TS	54	57
	OS	54	57
	US	54	57
2029	TS	53	54
	OS	53	54
	US	53	54

Tabelle 77: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Grubengas je Szenario in EUR/MWh

Anzulegender Wert in EUR/MWh	Szenario	Neuanlagen	Alle Anlagen
2023		60	84
2024	TS	-	73
	OS	-	73
	US	-	73
2025	TS	-	70
	OS	-	70
	US	-	70
2026	TS	-	66
	OS	-	66
	US	-	66
2027	TS	-	62
	OS	-	62
	US	-	62
2028	TS	-	62
	OS	-	62
	US	-	62
2029	TS	-	62
	OS	-	62
	US	-	62

Tabelle 78: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Biomasse je Szenario in EUR/MWh

Anzulegender Wert in EUR/MWh	Szenario	Neuanlagen	Alle Anlagen
2023		126	202
2024	TS	169	202
	OS	169	202
	US	168	202
2025	TS	200	202
	OS	203	202
	US	188	202
2026	TS	201	201
	OS	203	201
	US	185	201
2027	TS	196	199
	OS	199	199
	US	181	199
2028	TS	192	198
	OS	195	198
	US	177	197
2029	TS	187	197
	OS	192	197
	US	173	196

Tabelle 79: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Geothermie je Szenario in EUR/MWh

Anzulegender Wert in EUR/MWh	Szenario	Neuanlagen	Alle Anlagen
2023		-	249
2024	TS	251	250
	OS	251	250
	US	251	250
2025	TS	247	250
	OS	247	250
	US	247	250
2026	TS	243	249
	OS	243	249
	US	243	250
2027	TS	240	249
	OS	240	249
	US	240	250
2028	TS	236	249
	OS	236	248
	US	236	250
2029	TS	233	248
	OS	233	247
	US	233	250

Tabelle 80: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Wind an Land je Szenario in EUR/MWh

Anzulegender Wert in EUR/MWh	Szenario	Neuanlagen	Alle Anlagen
2023		66	87
2024	TS	67	86
	OS	67	86
	US	67	86
2025	TS	82	85
	OS	82	85
	US	82	85
2026	TS	84	85
	OS	84	85
	US	84	85
2027	TS	81	85
	OS	81	85
	US	81	85
2028	TS	75	84
	OS	75	84
	US	75	84
2029	TS	69	82
	OS	69	82
	US	69	82

Tabelle 81: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Wind auf See je Szenario in EUR/MWh

Anzulegender Wert in EUR/MWh	Szenario	Neuanlagen	Alle Anlagen
2023		78	170
2024	TS	-	170
	OS	-	170
	US	-	170
2025	TS	-	170
	OS	-	170
	US	-	170
2026	TS	-	170
	OS	-	170
	US	-	170
2027	TS	-	170
	OS	-	170
	US	-	170
2028	TS	-	170
	OS	-	170
	US	-	170
2029	TS	-	170
	OS	-	170
	US	-	170

Tabelle 82: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von Freiflächen-Solaranlagen je Szenario in EUR/MWh

Anzulegender Wert in EUR/MWh	Szenario	Neuanlagen	Alle Anlagen
2023		71	185
2024	TS	61	162
	OS	60	162
	US	57	162
2025	TS	58	145
	OS	56	141
	US	66	149
2026	TS	56	127
	OS	56	122
	US	56	133
2027	TS	57	115
	OS	58	111
	US	56	120
2028	TS	59	106
	OS	60	104
	US	58	109
2029	TS	61	98
	OS	62	97
	US	60	101

Tabelle 83: Prognostizierte Entwicklung der anzulegenden Werte von sonstigen Solaranlagen je Szenario in EUR/MWh

Anzulegender Wert in EUR/MWh	Szenario	Neuanlagen	Alle Anlagen
2023		79	267
2024	TS	79	255
	OS	79	255
	US	79	255
2025	TS	77	235
	OS	78	233
	US	77	236
2026	TS	77	215
	OS	77	211
	US	76	217
2027	TS	76	198
	OS	76	193
	US	76	202
2028	TS	75	182
	OS	75	176
	US	74	186
2029	TS	74	165
	OS	74	158
	US	73	170