Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2020 bis 2024

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

07.10.2019

enervis®

Inhaltsverzeichnis

1 Zusammenfassung ... 5
1.1 Technologieüberblick: Historie und Status Quo ... 5
1.2 Leistungsentwicklung bis 2024 ... 8
1.3 Stromerzeugung bis 2024 ... 10
1.4 Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber bis 2024 ... 11
2 Methodik und Vorgehen für die Studie ... 13
2.1 Definition der Szenarien ... 15
2.2 Leistungsentwicklung ... 15
2.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung ... 16
2.4 Berechnung von Strompreisen und Marktwerten ... 17
2.5 Veräußerungsformen für EEG-Strom ... 20
2.6 Vergütungssätze ... 21
2.7 Vermiedene Netznutzungsentgelte ... 21
2.8 Gesamte Auszahlungen ... 22
3 Mittelfristprognosen für EEG-geförderte Anlagen ... 23
3.1 Wasserkraft ... 23
3.1.1 Analyse der bisherigen Entwicklung ... 23
3.1.2 Leistungsentwicklung 2019 bis 2024 ... 23
3.1.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung ... 24
3.1.4 Marktwertfaktoren ... 25
3.1.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen ... 25
3.1.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform ... 26
3.2 Deponiegas ... 28
3.2.1 Analyse der bisherigen Entwicklung ... 28
3.2.1 Leistungsentwicklung 2019 bis 2024 ... 28
3.2.2 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung ... 29
3.2.3 Marktwertfaktoren ... 30
3.2.4 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen ... 30
3.2.5 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform ... 31
3.3 Klärgas ... 32
3.3.1 Analyse der bisherigen Entwicklung ... 32
3.3.2 Leistungsentwicklung 2019 bis 2024 ... 32
3.3.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung ... 33
3.3.4 Marktwertfaktoren ... 34
3.3.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen ... 34
3.3.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform ... 35
3.4 Grubengas ... 36
3.4.1 Analyse der bisherigen Entwicklung ... 36
3.4.2 Leistungsentwicklung 2019 bis 2024 ... 36
3.4.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung ... 37
3.4.4 Marktwertfaktoren ... 38
3.4.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen ... 38
3.4.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform ... 39
3.5 Biomasse ... 40
3.5.1 Analyse der bisherigen Entwicklung ... 40
3.5.2 Leistungsentwicklung 2019 bis 2024 ... 41
3.5.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung ... 42
3.5.4 Marktwertfaktoren ... 43
3.5.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen ... 43

3.5.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform 44
3.6 Geothermie 46
3.6.1 Analyse der bisherigen Entwicklung 46
3.6.2 Leistungsentwicklung 2019 bis 2024 46
3.6.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung 47
3.6.4 Marktwertfaktoren 48
3.6.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen 48
3.6.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform 49
3.7 Windenergie an Land 50
3.7.1 Analyse der bisherigen Entwicklung 50
3.7.2 Leistungsentwicklung 2019 bis 2024 51
3.7.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung 55
3.7.4 Marktwertfaktoren 56
3.7.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen 58
3.7.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform 59
3.8 Windenergie auf See 60
3.8.1 Analyse der bisherigen Entwicklung 60
3.8.2 Leistungsentwicklung 2019 bis 2024 60
3.8.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung 61
3.8.4 Marktwertfaktoren 62
3.8.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen 63
3.8.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform 64
3.9 Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen 66
3.9.1 Analyse der bisherigen Entwicklung 66
3.9.2 Leistungsentwicklung 2019 bis 2024 67
3.9.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung 68
3.9.4 Marktwertfaktoren 69
3.9.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen 70
3.9.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform 71
3.10 Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen 73
3.10.1 Analyse der bisherigen Entwicklung 73
3.10.2 Leistungsentwicklung 2019 bis 2024 74
3.10.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung 74
3.10.4 Marktwertfaktoren 76
3.10.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen 76
3.10.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform 76
Literaturverzeichnis 78
Anhang A: Ergebnisse in Monatsauflösung im Jahr 2020 für das Trend-Szenario 80
Anhang B: Stromerzeugung nach Veräußerungsform in Jahresauflösung pro Szenario 88
Anhang C: Förderzahlungen in Jahresauflösung pro Szenario 93

Abkürzungen

a	Jahr
Abs.	Absatz
AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
ct	(Euro-)Cent
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EPEX	European Power Exchange
EU	Europäische Union
GemAV	Gemeinsame Ausschreibungsverordnung
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
LCOE	Levelized Cost of Electricity (Stromgestehungskosten)
Mio.	Millionen
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NEMoG	Netzentgeltmodernisierungsgesetz
PV	Photovoltaik
TWh	Terawattstunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VBh	Vollbenutzungsstunden
vNNE	vermiedene Netznutzungsentgelte

1 Zusammenfassung

Nach § 60 Abs.1 EEG 2017 haben die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die Verpflichtung, kalenderjährlich eine Prognose über die Stromerzeugung aus durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geförderten Anlagen sowie die daraus resultierenden Förderzahlungen zu erstellen und zu veröffentlichen. Diese Prognose stellt die Grundlage für die Berechnung der EEG-Umlage für das darauffolgende Jahr (Zieljahr) dar. Dieser Pflicht kommen die ÜNB durch die vorliegende Studie nach, welche von der enervis energy advisors GmbH im Jahr 2019 erstellt wurde.

Die Aufgabenstellung für die vorliegende Studie ist die Abschätzung der kurz- und mittelfristig erwarteten Entwicklung der installierten Leistung, Stromerzeugung, Veräußerungsformen, vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) und der von den ÜNB hierfür erwartungsgemäß zu leistenden Zahlungen für nach dem EEG geförderte Anlagen. Die Prognose umfasst das Zieljahr 2020, für welches ihm Rahmen der Studie die EEG-Umlage prognostiziert wird, sowie eine Mittelfristprognose für die darauffolgenden Jahre 2021 bis 2024. Das Jahr 2019 wird auf Basis realer Daten für den Zeitraum 01.01. bis 30.06. abgebildet; für das zweite Halbjahr 2019 handelt es sich ebenfalls um eine Prognose. Die vorliegende schriftliche Studie fasst die diesbezügliche Methodik und die Ergebnisse der EEG-Mittelfristprognose zusammen.

Die Studie betrachtet jeweils separat die Entwicklung der zehn im EEG geförderten Technologien Windenergie an Land, Windenergie auf See, solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen (Photovoltaik (PV) auf oder an Gebäuden), solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen, Biomasse, Wasserkraft, Geothermie, Deponiegas, Klärgas und Grubengas. Ihre Entwicklung wird in Bezug auf Leistung (Zubau, Rückbau, Stilllegung, Weiterbetrieb), Vollbenutzungsstunden (VBh) und Stromerzeugung, Vermarktungsformen, Vergütungshöhen und vNNE analysiert und prognostiziert. Dafür ist eine Prognose der technologiespezifischen mittleren Strommarkterlöse notwendig, welche für die Studie ebenfalls durchgeführt wird.

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

1.1 Technologieüberblick: Historie und Status Quo

Windenergie an Land stellt in Bezug auf die installierte Leistung von gut 52.200 MW Ende 2018 und die erzeugte Strommenge von rund 88.700 GWh weiterhin die wichtigste Quelle erneuerbaren Stroms in Deutschland dar. Nach starken Zubaujahren in 2016 und 2017, in denen der Nettozuwachs bei über 4.000 MW pro Jahr lag, ging das Kapazitätswachstum in 2018 deutlich zurück. Im Jahr 2019 wird absehbar nur noch ein Leistungszuwachs (netto) von rund 1.300 MW erfolgen. Die Gründe für diese Marktveränderungen sind vielfältig; vorrangig nennen Branchenexperten langwierige Genehmigungsverfahren, rechtliche Hürden bei Neugenehmigungen und der Regionalplanung sowie zeitliche Verzugseffekte bei Inbetriebnahmen durch Besonderheiten der im Jahr 2017 durchgeführten Ausschreibungen (große Zuschlagsanteile an Bürgerenergie-Projekte ohne Genehmigung mit verlängerter Realisierungszeit) als Auslöser. Diese Hürden für den Ausbau von Windenergie an Land schlagen sich auch in den Annahmen der vorliegenden Studie nieder, die in 2019 und 2020 einen Mangel an bezuschlagungsfähigem Angebot unterstellt.

Vor diesem Hintergrund halten die aktuell beobachteten hohen Zuschlagswerte annahmegemäß vorerst an und gehen erst nach dem Zieljahr 2020 im Rahmen einer wettbewerblicheren Bepreisung wieder zurück. Der Weiterbetrieb von Altanlagen wird insbesondere ab dem Jahr 2021 relevant; hierzu nimmt die Studie eine Analyse über drei Szenarien vor, in denen der Umfang des Weiterbetriebs, die Realisierungsquoten der Ausschreibungen sowie die VBh variiert werden. Trotz der bestehenden Schwierigkeiten nimmt Windenergie an Land auch zukünftig eine zentrale Rolle unter den EEG-Technologien in Bezug auf die installierte Leistung, die erzeugte Strommenge sowie die anfallenden Vergütungszahlungen ein.

Windenergie auf See ist mit einer installierten Kapazität von rund 6.400 MW und rund 19.200 erzeugten GWh im Jahr 2018 ebenfalls eine zentrale EEG-Technologie. Aufgrund einzelner Großprojekte mit langer Vorlaufzeit zeigt die Windenergie auf See in der Historie und in der Prognose eine stark projektabhängige Leistungsentwicklung. Das Jahr 2019 liegt mit einem unterstellten Zubau von rund 1.300 MW nochmals über dem Leistungszuwachs der Jahre 2016 bis 2018, in denen jeweils um 1.000 MW an Neuinbetriebnahmen stattfanden. Annahmegemäß werden in der Studie nach 2019 erst in den Jahren 2022 (rund 570 MW) und 2024 (rund 1.500 MW) wieder neue Anlagen auf See in Betrieb gehen; im Zieljahr 2020 wird keine Inbetriebnahme unterstellt. Diese Annahme entspricht dem Ausbaupfad des EEG 2017 und wurde mit den für den Offshore-Netzanschluss verantwortlichen ÜNB abgestimmt.

Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen umfasst im Wesentlichen kleinere Anlagen auf oder an Gebäuden unter 750 kW Leistung, die nicht der Ausschreibung unterliegen. In Bezug auf die installierte Gesamtkapazität von rund 31.600 MW Ende 2018 rangiert diese EEG-Technologie auf Platz zwei hinter der Windenergie an Land. Der Leistungszuwachs in 2017 lag bei rund 1.100 MW, in 2018 bei rund 1.360 MW. Die erzeugte Strommenge in 2018 belief sich auf rund 30.900 GWh. Geprägt ist das Technologiesegment aktuell von kontinuierlich sinkenden Investitionskosten. Die Vergütungshöhen für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen haben sich in der Vergangenheit entlang der Fördersätze und Degressionsvorgaben des EEG entwickelt; diese Regelungen werden grundsätzlich fortgeschrieben. Das jährliche Wachstum für 2019 und 2020 wird in der vorliegenden Studie entlang der beobachteten historischen Entwicklung angenommen. Jedoch kommt es, je nach Szenario einige Monate früher oder später, zu einem deutlichen Rückgang des Zubaus, wenn der 52 GW-Deckel erreicht wird. Dieser Mechanismus entspricht der Gesetzeslage zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie und wird daher entsprechend in der Prognose abgebildet. Die 52 GW-Regelung beschränkt die Förderung von Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie, die auf Basis von gesetzlich festgelegter Vergütung erfolgt, auf eine insgesamt installierte Kapazität von 52.000 MW. Dabei zählt die gesamte in Deutschland installierte PV-Kapazität, auch die von Freiflächenanlagen, jedoch nicht die über die aktuell laufenden Sonderausschreibungen bezuschlagte Leistung.

Da sich PV-Anlagen mit gesetzlich festgelegter Vergütung ausschließlich im Bereich der sonstigen Anlagen finden, betrifft der mit dem 52 GW-Deckel eintretende “Vergütungsstopp“ ausschließlich diesen Bereich. Annahmegemäß werden in der Studie nach Erreichen des 52 GW-Deckels sonstige Anlagen daher nur noch in begrenztem Umfang vor allem im Rahmen der Eigenversorgung zugebaut. Das Kapazitätswachstum sonstiger PV-Anlagen reduziert sich daher je nach Szenario auf null bis wenige hundert MW pro Jahr.

Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen summierte sich zu Ende 2018 auf eine installierte Kapazität von rund 12.500 MW und erzeugte in 2018 rund 13.200 GWh Strom. Die jährliche Zubaurate lag 2017 bei rund 480 MW und 2018 bei rund 660 MW. Die Vergütung für Freiflächenanlagen wird über Ausschreibungen bestimmt und unterliegt daher nicht dem Vorbehalt des 52 GW-Deckels. Auch nach Erreichen des Deckels erfolgt somit weiterhin eine Förderung von Freiflächenanlagen über Ausschreibungen.

Die ausgeschriebenen Mengen sind im EEG 2017 (inklusive der ergänzenden Sonderausschreibungen) festgelegt; entlang dieser Mengen wird der Ausbaupfad für die vorliegende Studie definiert. Annahmegemäß nimmt der jährliche Zubau bis zum Jahr 2021 deutlich auf dann rund 2.100 MW zu, was der Entwicklung der bereits heute bekannten Zuschläge und Ausschreibungsmengen entspricht. Danach geht der Zubau deutlich auf rund 500 MW pro Jahr zurück, was einer Reduktion der ausgeschriebenen Mengen (im Wesentlichen dem Auslaufen der Sonderausschreibungen) zuzuschreiben ist. Die Vergütungshöhen für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen haben sich in der Vergangenheit grundsätzlich wettbewerblich entwickelt; diese Entwicklung wird auch weiterhin unterstellt.

Biomasse hatte Ende 2018 eine installierte Kapazität von rund 7.400 MW und eine erzeugte Strommenge von rund 40.500 GWh. Die jährliche Zubaurate lag 2017 bei 263 MW und 2018 bei rund 360 MW, was jedoch vorrangig auf im Rahmen der sogenannten Flexibilitätsprämie geförderte Leistungserweiterungen bestehender Anlagen zurückgeht. Die Vergütung für Biomasseanlagen wird im Wesentlichen über Ausschreibungen bestimmt, wobei unter bestimmten Voraussetzungen auch Bestandsanlagen eine Anschlussförderung über die Ausschreibungen erhalten können. Der EEG-Technologiebereich Biomasse ist derzeit geprägt von wirtschaftlichen Herausforderungen durch hohe Kosten und vergleichsweise niedrigen Vergütungssätzen. So wird in der Studie davon ausgegangen, dass ein größerer Teil der Bestandsanlagen mit Ende ihrer laufenden Förderung stillgelegt werden. Neubau findet annahmegemäß nur noch in begrenztem Maße und vor allem bei Gülle-Kleinanlagen statt. Vor diesem Hintergrund geht die vorliegende Studie ab 2020 von einem Rückgang der installierten Kapazität um insgesamt rund 700 MW bis Ende 2024 aus.

Wasserkraft erreichte Ende 2018 eine installierte Kapazität von rund 1.600 MW und eine erzeugte Strommenge von rund 5.400 GWh. Die jährliche Zubaurate lag in den vergangenen Jahren zwischen 10 bis 20 MW pro Jahr, im Wesentlichen aus Kleinanlagen sowie Modernisierungs- und Ertüchtigungsmaßnahmen. Das Zubaupotenzial stellt sich somit als sehr begrenzt dar; einem Ausbau der geförderten Wasserkraft in größerem Umfang stehen naturschutzrechtliche Belange entgegen, da keine neuen Querverbauungen förderfähig sind. Im Rahmen der Studie wird daher im Trend-Szenario von einem moderaten Netto-Zubau um 10 MW pro Jahr ausgegangen.

Deponiegas hatte Ende 2018 deutschlandweit eine installierte Kapazität von rund 150 MW und erzeugte in 2018 rund 290 GWh Strom. Da das Deponiegasaufkommen begrenzt und tendenziell rückläufig ist, gab es in den letzten Jahren keine Leistungszuwächse, sondern einen leichten Rückgang der installierten Kapazitäten. Insgesamt ist diese Technologie geprägt von der Nutzung einer endlichen Ressource, da die Ausgasung bestehender Deponien zurückgeht und generell keine neuen Deponien mehr angelegt werden. Aufgrund auslaufender EEG-Vergütungen für einen bedeutenden Anteil der Bestandskapazitäten geht die installierte Leistung annahmegemäß im Jahr 2021 und 2022 deutlich zurück und beträgt Ende 2024 nur noch rund 40 MW. Die über das EEG vergütete Erzeugungsmenge nimmt korrespondierend dazu ebenfalls stark ab.

Klärgas erreichte Ende 2018 eine installierte Kapazität von rund 70 MW und eine erzeugte Strommenge von rund 480 GWh. Mit dem installierten Bestand sind die verfügbaren Potenziale weitgehend erschlossen, weshalb die jährliche Zubaurate in den vergangenen Jahren lediglich zwischen 0 und 3 MW pro Jahr lag. Im Rahmen der Studie wird im Trend-Szenario daher von stabilen Kapazitäten und Erzeugungsmengen ausgegangen.

Grubengas hatte Ende 2018 deutschlandweit eine installierte Kapazität von rund 210 MW und erzeugte in 2018 rund 830 GWh Strom. Da das Grubengasaufkommen begrenzt und tendenziell rückläufig ist, gab es in den letzten Jahren keinerlei Leistungszuwächse, sondern einen leichten Rückgang der Kapazitäten. Die letzte Neuanlage wurde 2012 in Betrieb genommen.

Insgesamt ist diese Technologie geprägt von der Nutzung einer endlichen Ressource, deren Verfügbarkeit mit der Schließung der letzten aktiven Zeche Ende 2018 weiter zurückgehen wird. Für die Prognose im Rahmen der Studie wird von einem leichten Rückbau um jeweils 2 MW auch für die Jahre 2019 und 2020 ausgegangen. Danach kommt es entlang von Annahmen zu deutlich geringerem Grubengasaufkommen zu einer Leistungsbereinigung durch umfangreiche Stilllegungen vor allem in 2023 und 2024.

Geothermie hatte Ende 2018 eine installierte Gesamtkapazität von 38 MW und eine erzeugte Strommenge von rund 210 GWh aus insgesamt acht Anlagen in Deutschland. Sie stellt damit im EEG eine Nischentechnologie dar. Die Projektentwicklung ist geprägt vom Fündigkeitsrisiko und von vergleichsweise hohen technischen Risiken. Die Prognose der zukünftigen Leistungsentwicklung basiert daher auf einer projektbezogenen Analyse auf Basis von Brancheninformationen. Im Trend-Szenario wird unterstellt, dass entlang der bekannten Projektpipeline ein Zubau von Geothermieanlagen in der Größenordnung von jeweils 5 MW in den Jahren 2021, 2023 und 2024 erfolgt und die Gesamtleistung in 2024 damit rund 50 MW erreicht.

1.2 Leistungsentwicklung bis 2024

Nachfolgende Abbildung stellt die aggregierte Leistungsentwicklung der untersuchten EEG-Energieträger für die Jahre 2018 bis 2024 im Trend-Szenario dar; dargestellt ist jeweils der Bestand in MW zum Jahresende. Die dargestellten Leistungen für das Jahr 2018 beruhen auf den EEG-Stammdaten der ÜNB, ab dem Jahr 2019 stellen sie eine Prognose dar.

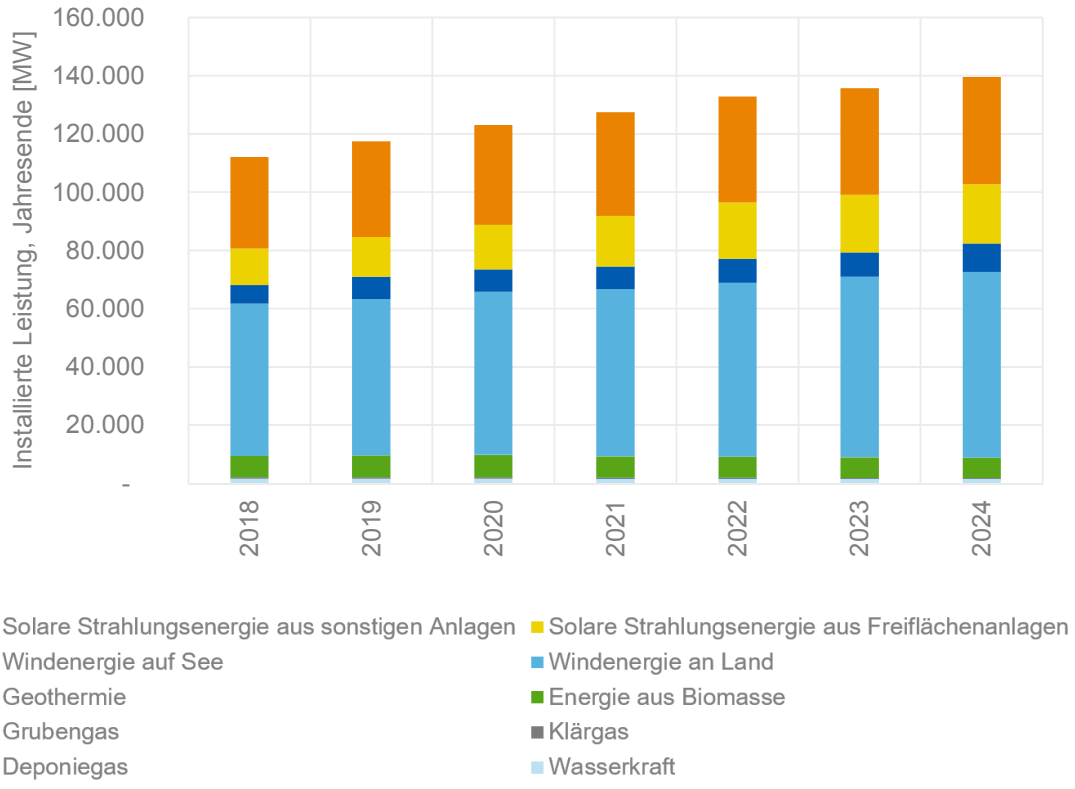


Abbildung 1: Leistungsentwicklung EEG-Energieträger 2018 - 2024, Trend-Szenario

Leistung zum Jahresende [MW]	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Wasserkraft	1.567	1.575	1.585	1.595	1.604	1.614	1.624
Deponiegas	153	152	151	69	50	46	38
Klärgas	71	72	72	73	73	73	74
Grubengas	208	206	204	171	157	100	47
Energie aus Biomasse	7.446	7.621	7.777	7.448	7.323	7.219	7.085
Geothermie	38	38	43	43	47	52	52
Windenergie an Land	52.228	53.566	55.952	57.352	59.625	61.896	63.725
Windenergie auf See	6.388	7.718	7.718	7.718	8.290	8.290	9.786
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	12.497	13.556	15.286	17.418	19.280	19.749	20.223
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	31.575	32.942	34.303	35.664	36.383	36.649	36.915
Summe	**112.172**	**117.446**	**123.092**	**127.549**	**132.831**	**135.688**	**139.568**

Tabelle 1: Leistungsentwicklung EEG-Energieträger 2018 - 2024, Trend-Szenario

Windenergie an Land (2018 rund 52 GW) sowie solare Strahlungsenergie auf Freiflächen und aus sonstigen Anlagen[1] (2018 zusammen rund 44 GW) stellen den bei weitem größten Anteil der installierten EEG-Leistung, gefolgt von Biomasse (2018 rund 7,5 GW) und Windenergie auf See (2018 rund 6,4 GW). Die Technologien Wasserkraft (2018 rund 1,6 GW), Geothermie, Grubengas, Klärgas und Deponiegas (2018 jeweils unter rund 0,2 GW) weisen im Vergleich dazu deutlich geringere installierte Leistungen auf.

In der Prognose zur zukünftigen Leistungsentwicklung wird für die Technologien Windenergie an Land, solare Strahlungsenergie auf Freiflächen und aus sonstigen Anlagen sowie Windenergie auf See ein weiteres deutliches Wachstum unterstellt, welches bei PV nach Erreichen des 52 GW-Deckels nach dem EEG 2017 gegenüber der Historie jedoch deutlich gedämpft verläuft. Die Technologien Biomasse, Wasserkraft, Geothermie, Grubengas, Klärgas und Deponiegas zeigen in Bezug auf die installierte Leistung einen stabilen oder abnehmenden Verlauf. Die Hintergründe für die der jeweiligen Technologie zugrundeliegenden Erwartung zur Leistungsentwicklung werden in den technologiespezifischen Kapiteln der Studie näher erläutert.

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

1.3 Stromerzeugung bis 2024

Die zur oben dargestellten Leistungsentwicklung gehörige monatliche Stromerzeugung der EEG-Anlagen stellt sich im Trend-Szenario wie in nachfolgender Abbildung (monatliche Erzeugungsmenge) und Tabelle (Jahreserzeugung) dar.

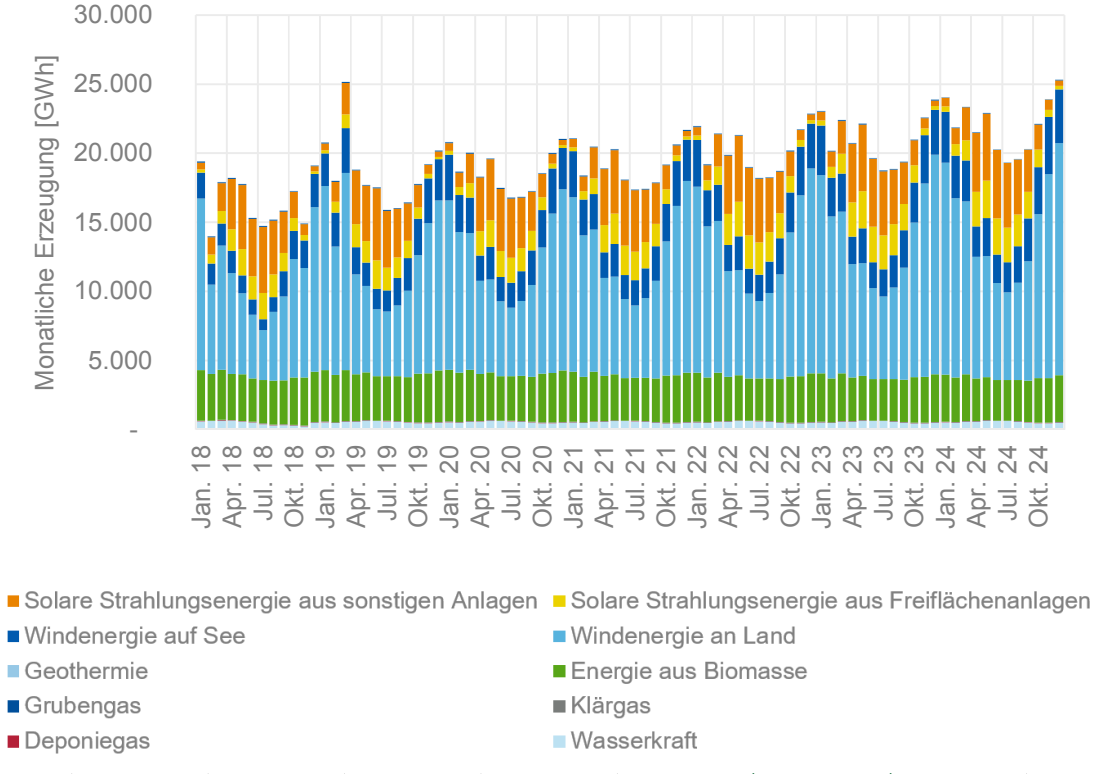


Abbildung 2: Monatliche Stromerzeugung aus EEG-Energieträgern 2018 - 2024, Trend-Szenario

Historische Daten der ÜNB bilden dabei die Basis für 2018 und das erste Halbjahr 2019. Dies erklärt die in 2018 und 2019 stärker schwankenden Erzeugungsmengen insbesondere aus Windenergie an Land, welche einzelnen historisch windstarken Monaten (beispielsweise April 2019) zuzuordnen sind. Ab dem Juli 2019 bis Ende 2024 entstammen die ermittelten Erzeugungsdaten der Prognose und beruhen damit auf den zugrunde gelegten Erwartungen zum mittleren Wetterjahr.

Jahreserzeugung [GWh/a]	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Wasserkraft	5.443	6.198	6.250	6.272	6.310	6.348	6.403
Deponiegas	289	271	255	109	74	65	51
Klärgas	481	483	487	489	492	495	500
Grubengas	831	724	698	661	626	592	381
Energie aus Biomasse	40.506	41.453	41.747	40.056	39.356	38.716	37.925
Geothermie	207	207	215	232	244	269	282
Windenergie an Land	88.724	103.081	102.043	106.919	114.480	122.476	130.884
Windenergie auf See	19.179	27.941	29.940	29.847	31.185	32.254	36.074
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	13.243	13.013	13.829	15.726	17.780	18.924	19.259
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	30.923	30.264	30.110	31.304	32.371	32.654	32.936
Summe	**199.826**	**223.635**	**225.574**	**231.615**	**242.918**	**252.794**	**264.694**

Tabelle 2: Jährliche Stromerzeugung aus EEG-Energieträgern 2018 - 2024, Trend-Szenario

Das Anwachsen der Erzeugungsmenge beruht für die Technologien Windenergie an Land und Windenergie auf See sowie PV auf der Zunahme der installierten Leistung, sowie für Windenergie auch auf einer Annahme technisch bedingt zunehmender VBh. Die Erzeugungsmengen aus Biomasse, Wasserkraft, Geothermie, Grubengas, Klärgas und Deponiegas verlaufen weitgehend stabil oder zeigen einen abnehmenden Verlauf. Die Hintergründe für die der jeweiligen Technologie zugrundeliegenden Erwartung zur Erzeugungsentwicklung werden in den technologiespezifischen Kapiteln der Studie näher erläutert.

1.4 Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber bis 2024

Die monatlichen Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber nach Abzug von vNNE für den Zeitraum 2018 bis 2024 im Trend-Szenario sind in der nachfolgenden Abbildung pro EEG-Technologie dargestellt.

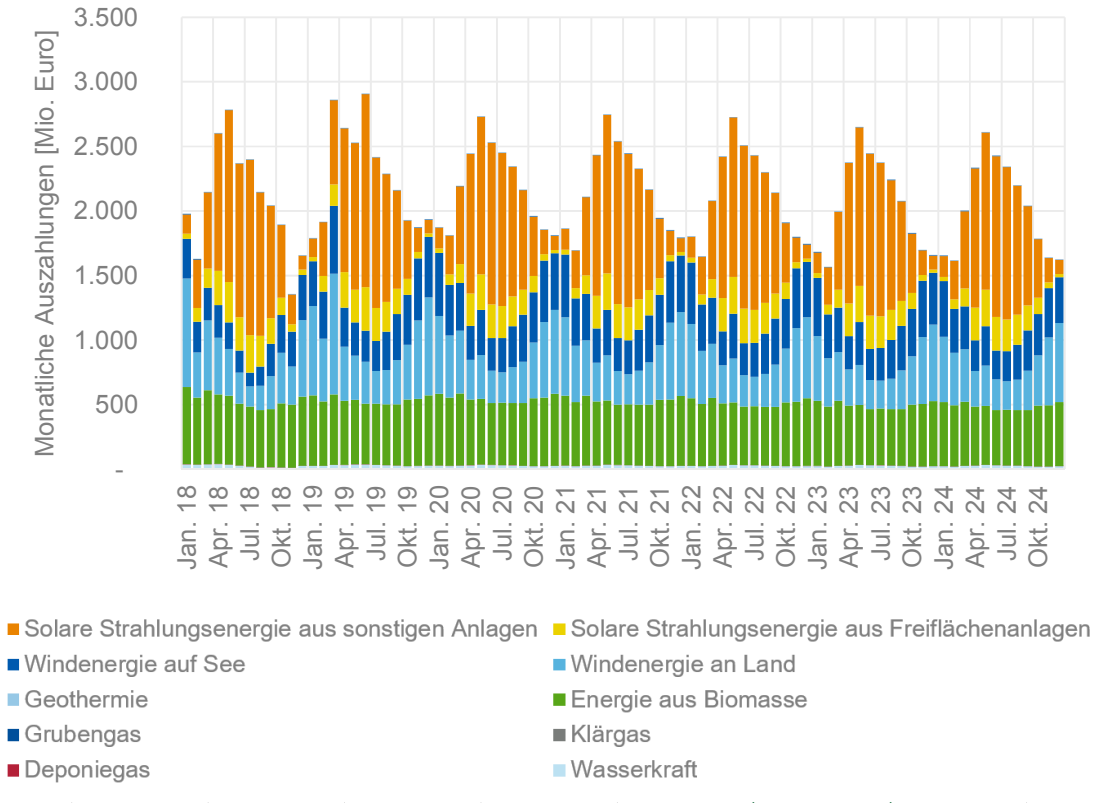


Abbildung 3: Monatliche Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber nach Abzug vNNE 2018 - 2024, Trend-Szenario

In der monatlichen Verteilung der absoluten Förderzahlungsbeträge spiegelt sich die Saisonalität der verschiedenen EEG-Technologien wider (Schwerpunkt PV im Sommerhalbjahr, Windenergie an Land im Winterhalbjahr). Ferner wird ersichtlich, dass die Energieträger PV, Biomasse und Windenergie auf See, die vor allem im Bestand höhere spezifische Vergütungen erhalten, im Vergleich zur erzeugten Strommenge einen überproportional hohen Anteil der Förderzahlungen ausmachen.

Nachfolgende Tabelle stellt die entsprechenden Jahreswerte der Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber nach Abzug vNNE für den Zeitraum 2018 bis 2024 im Trend-Szenario dar. Für das Zieljahr 2020 wird eine Gesamtsumme von 26,2 Mrd. Euro erwartet. Im betrachteten Zeitverlauf 2018 bis 2024 steigen die erwarteten Förderzahlungen in 2019 gegenüber 2018 zuerst um rund 2,2 Mrd. Euro auf 27,3 Mrd. Euro an. Danach sinken sie bis 2024 moderat, aber kontinuierlich und liegen in 2024 mit 24,3 Mrd. Euro rund 3 Mrd. Euro niedriger als 2019.

Förderzahlungen [Mio. EURO]	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Wasserkraft	319	365	346	343	340	328	327
Deponiegas	12	12	10	4	3	2	1
Klärgas	3	3	3	2	1	1	1
Grubengas	22	21	16	12	10	8	5
Energie aus Biomasse	6.105	6.037	6.188	6.020	5.822	5.606	5.534
Geothermie	33	33	34	36	37	40	41
Windenergie an Land	4.653	5.850	4.972	4.867	4.703	4.297	4.422
Windenergie auf See	2.849	4.261	4.362	4.330	4.259	4.073	3.741
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	2.085	2.067	1.930	1.947	1.952	1.906	1.906
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	8.938	8.611	8.323	8.366	8.388	8.341	8.294
Summe	**25.020**	**27.261**	**26.183**	**25.928**	**25.517**	**24.601**	**24.273**

Tabelle 3: Jährliche Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber nach Abzug vNNE 2018 - 2024, Trend-Szenario

2 Methodik und Vorgehen für die Studie

Dieses Kapitel erläutert die Methodik zur Erstellung der vorliegenden Studie, insbesondere die Vorgehensweise zur Prognose der installierten Leistung Erneuerbarer Energieträger, der zugehörigen Stromerzeugung, der Zuordnung der EEG-geförderten Erzeugung zu den jeweiligen Vermarktungsformen und die Berechnung der sich daraus ergebenden Zahlungen. Hierfür wird vorrangig die grundsätzliche Herangehensweise, die alle betrachteten EEG-Technologien betrifft, dargelegt. Spezifische methodische Schritte, welche einzelne Technologien betreffen, werden im Verlauf der Studie in den technologiespezifischen Kapiteln gesondert erläutert.

Für die Studie wurde eine Vielzahl von Daten und Marktinformationen verwendet. Diese lassen sich grundsätzlich in drei Kategorien unterteilen:

1. ÜNB-Daten: von den ÜNB im Rahmen der Prognoseerstellung bereitgestellte Stammdaten und Bewegungsdaten der EEG-Anlagen bis zum 31.12.2018. Sofern nicht anders ausgewiesen (Quellenhinweise), beziehen sich die in dieser Studie verwendeten und dargestellten historischen Daten bis inklusive des Jahres 2018 auf die von den ÜNB im Rahmen der Prognoseerstellung bereitgestellten Stammdaten und Bewegungsdaten.

2. Sonstige Daten und Marktinformationen: von Institutionen wie beispielsweise der Bundesnetzagentur (BNetzA) und der Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) bereitgestellte Daten zum Einspeisemanagement und zu Erzeugungsmengen sowie historische Wetterdaten. Im Rahmen von Hintergrundgesprächen mit Marktteilnehmern wurden darüber hinaus Informationen für die Definition der Szenarien erhoben (siehe Folgepunkt).

3. Prognosedaten: Annahmen zu erwarteten Entwicklungen unter anderem von installierter Leistungen Erneuerbarer Energieträger (Zubau, Rückbau, Bestand), VBh, vNNE, Zuordnung der EEG-geförderten Erzeugung zu den Vermarktungsformen sowie Vergütungshöhen. Diese Daten entstammen der im Rahmen der Studie erstellten Prognose; sie definieren die Entwicklungen für den Zeitraum 01.07.2019 bis 31.12.2024. In die Kategorie der Prognosedaten fallen auch die im Rahmen der Studie berechneten Großhandelsstrompreise und Marktwerte aus dem enervis-Strommarktmodell.

Das methodische Vorgehen zur Ermittlung der Zahlungen an EEG-Anlagenbetreiber im Zeitraum 2019 bis 2024 als wesentliche Zielgröße der Studie ist in folgendem Ablauf dargestellt.

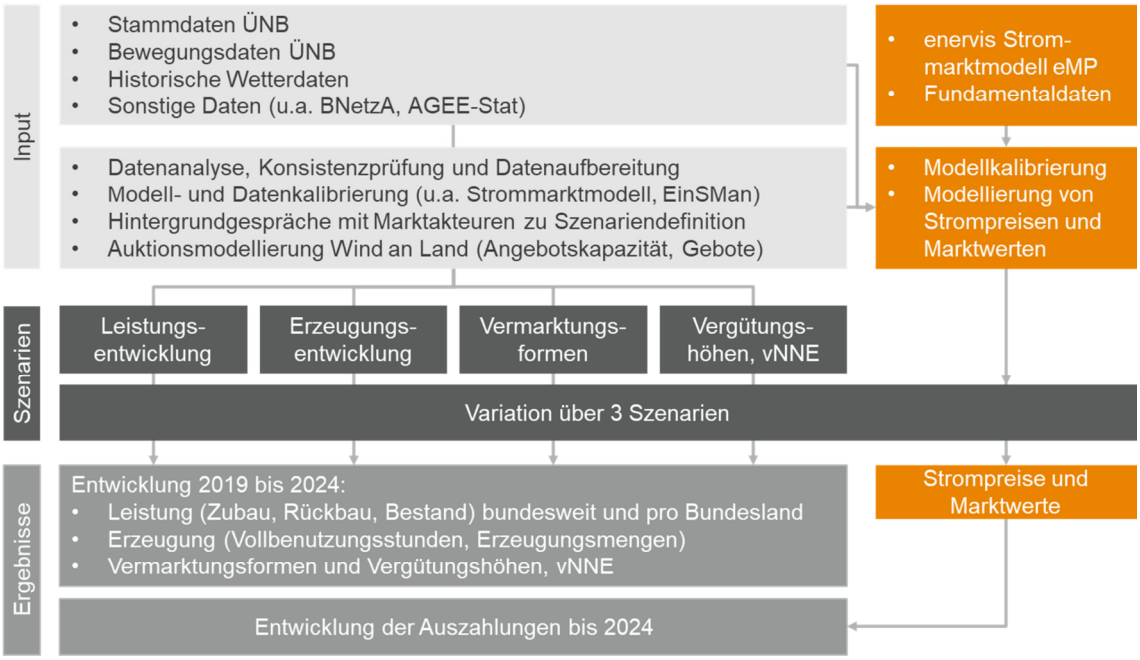


Abbildung 4: Methodisches Vorgehen zur Ermittlung der Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber

In einem ersten Schritt (Input) wurden die Stamm- und Bewegungsdaten der ÜNB bis zum Stichtag 31.12.2018 einer detaillierten Analyse, Konsistenzprüfung und Datenaufbereitung unterzogen. In Abstimmung mit den ÜNB wurden Vorgehensweisen zur Bereinigung von punktuellen Inkonsistenzen festgelegt und umgesetzt. Aus den Stamm- und Bewegungsdaten wurden sodann Informationen in Bezug auf Leistung, Standort, Anlagenalter, Vergütungsdauer, Erzeugung, Vergütungskategorien, vermiedene Netznutzung und Vergütungshöhen definiert. Diese stellen generell auch die Aufsatzpunkte für die Szenarien dar. Weiterhin wurden Daten unter anderem der BNetzA zu Einspeisemanagement und der AGEE-Stat zu historischen Erzeugungsmengen und deren Schwankungsbreiten verwendet.

In einem zweiten Schritt (Szenarien) wurden drei Szenarien definiert, welche sich vor allem in Beug auf die Annahmen zur Entwicklung der Leistung (Variation über Zubau und Rückbau) und der Erzeugungsmengen (Variation der VBh und Stromerzeugungsmengen) unterscheiden. Diese Szenarien wurden sodann im enervis-Strommarktmodell abgebildet. Für die Berechnungen im Strommarktmodell wurden ebenfalls die Ergebnisse der parallel durchgeführten Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher 2020 bis 2024 bezüglich des Nettostromverbrauchs berücksichtigt. In einem dritten Schritt (Ergebnisse) wurden sodann für die Szenarien mit den im Modell ermittelten Strompreisen und Marktwerten für den Prognosezeitraum zusammengeführt.

Daraus ergeben sich die Kernergebnisse der Mittelfristprognose 2019 bis 2024 in Bezug auf die erwartete Entwicklung der Leistung (Zubau, Rückbau, Bestand), Erzeugung (VBh, Erzeugungsmengen), Vermarktungsformen und Vergütungshöhen. Unter Abzug von kostensenkenden Positionen wie vNNE wird pro Szenario sodann die Entwicklung der Förderzahlungen bis 2024 ausgewiesen.

2.1 Definition der Szenarien

Die Prognose der Entwicklung der EEG-geförderten Erneuerbaren Energien und der damit verbundenen Zahlungen ist mit Unsicherheiten verbunden. Diese begründen sich vorwiegend in der Unsicherheit der zukünftigen Kapazitätsentwicklung, der zukünftigen Erzeugungsmenge und der zukünftigen Vergütungshöhen. Um diese Unsicherheiten besser bewertbar zu machen, werden im Rahmen der vorliegenden Studie drei Szenarien unterschieden, die wie folgt ausgestaltet sind:

1. Trend-Szenario: Das Trend-Szenario umfasst Entwicklungen, die mit der im Vergleich der Szenarien höchsten Eintrittswahrscheinlichkeit erwartet werden. Die für die untersuchten Technologien angenommenen Auslastungsgrade entsprechen einem historischen Mittelwert (mittleres Wetterjahr).

2. Unteres Szenario: Im unteren Szenario (UZ) werden ein geringerer Leistungszubau, ggf. höhere Stilllegungen sowie geringere Auslastungsgrade im unteren Bereich der historisch beobachteten Bandbreite unterstellt.

3. Oberes Szenario: Im oberen Szenario (OS) werden ein höherer Leistungszubau, ggf. geringere Stilllegungen sowie höhere Auslastungsgrade im oberen Bereich der historisch beobachteten Bandbreite unterstellt.

Die Bandbreite der Schwankungen zwischen den Szenarien variiert je nach Technologie. Die unterstellten Schwankungsbreiten orientieren sich im Wesentlichen an historisch beobachteten Größenordnungen. Zur Validierung der Szenarioannahmen wurden im 2. Quartal 2019 zudem Hintergrundgespräche mit ausgewählten Branchenexperten bei Verbänden, Unternehmen und den ÜNB geführt.[2] Im Einzelnen wurden folgende Gespräche geführt:

- Fachverband Biogas e.V. (Dr. Rauh)
- Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke e.V. / Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (Hr. Uphoff)
- Interessenverband Grubengas e.V. (Hr. Brandt)
- Bundesverband Geothermie e.V. (Hr. Weimann)
- Verantwortliche ÜNB für Planungsprämissen Windenergie auf See (50Hertz: Hr. Jakob, TenneT: Hr. Lang)

2.2 Leistungsentwicklung

Für jede der zehn EEG-Technologien wird die historische Entwicklung der installierten Leistung in absoluten Zahlen und der jährliche Zubau für den Zeitraum 2007 bis 2018 ermittelt und validiert. Datenbasis dafür sind die ÜNB-Stammdaten bis inklusive 2018. Die im Zeitraum 01.01.2019 bis 30.06.2019 installierten Leistungen werden auf Basis von BNetzA-Informationen zum aktuellen Zubau ergänzt. Diese Daten stellen somit den Aufsatzpunkt für die Prognose dar. Ausgehend davon wird in den drei Szenarien für jede EEG-Technologie die monatsscharfe Leistungsentwicklung bis einschließlich des Jahres 2024 prognostiziert.

Dies beinhaltet eine Annahme über den Zubau neuer Anlagen, die Stilllegung von Bestandsanlagen sowie gegebenenfalls Annahmen zur Stilllegung von Anlagen beim Auslaufen der EEG-Vergütung basierend auf Wirtschaftlichkeitsüberlegungen und technischen Hintergründen. Für einzelne Technologien wird ein (ggf. anteiliger) Weiterbetrieb unterstellt. Diese Anlagen werden dann unter der Vermarktungsform der sonstigen Direktvermarktung geführt.

---

[2] Die Autoren dieser Studie bedanken sich bei den genannten Ansprechpartnern für die freundliche Mitarbeit und die konstruktiven Kommentare.

Die Annahmen zur Leistungsentwicklung stützen sich dabei im Wesentlichen auf die Auswertung der historischen Leistungsentwicklung, das gesetzlich festgelegte Mengen- und Zeitgerüst für Ausschreibungen im EEG inkl. der Sonderausschreibungen, sonstige Vorgaben zur Leistungsentwicklung im EEG (z.B. 52 GW-Deckel), historische Ausschreibungsergebnisse und Realisierungswahrscheinlichkeiten, öffentliche Studien für einzelne Technologien sowie Hintergrundgespräche mit Branchenvertretern (s. o.). Zudem wurden die Annahmen zur Leistungsentwicklung mit den ÜNB abgestimmt.

2.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

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

Dieses mittlere Wetterjahr wird sodann in der Modellierung der VBh und der stündlichen Stromerzeugungsprofile für die Studie verwendet. Dabei werden die VBh über drei Szenarien entlang historisch beobachteter Schwankungsbreiten variiert. Hierfür wird auf Monatsbasis ein Rangverfahren für die historischen Wetterjahre 2006 bis 2018 durchgeführt, welches die sich ergebenden VBh für Windenergie und PV nach Größe sortiert und sodann jeweils die nicht trennbaren Rangpaare (Windenergie-PV) aus einem Monat auswählt, der möglichst nahe am mittleren Rang des gesamten Datensatzes liegt.

Dadurch bleibt einerseits der meteorologische Zusammenhang von Windgeschwindigkeiten und Globalstrahlung erhalten und andererseits wird ein synthetisches Wetterjahr aus real aufgetretenen Monaten definiert, welches das mittlere Jahr aus dem historischen Sample repräsentiert. Für die im enervis-Strommarktmodell ebenfalls abgebildeten europäischen Nachbarmärkte werden die jeweiligen Wetterdaten für die aus dieser Analyse für Deutschland ausgewählten Monate verwendet, so dass der chronologische Zusammenhang auch grenzüberschreitend gegeben ist. Die direkt aus den Wetterdaten abgeleiteten Einspeisedaten werden im Strommarktmodell verwendet und sind damit maßgeblich für die Ermittlung der stundenscharfen Marktpreise und für die Marktwerte der volatilen Energieträger.

Aufgrund von Einspeisemanagement (das heißt der netzbedingten Abregelung von EEG-Leistung) entsprechen die sich daraus ergebenden potentiellen Einspeisemengen allerdings noch nicht den förderzahlungsrelevanten tatsächlichen Einspeisemengen. Daher wurde die Ausfallarbeit durch Einspeisemanagement für Wind an Land, Wind auf See und Freiflächen-Photovoltaik bundeslandscharf abgeschätzt. Dazu wurde die durch die BNetzA im Monitoringbericht (BNetzA 2018a) und den Quartalsberichten (BNetzA 2018b) dokumentierte historische Ausfallarbeit durch Einspeisemanagement jeweils mit der potentiellen Einspeisearbeit aus historischen Wetterdaten und der tatsächlichen historischen Einspeisearbeit aus den ÜNB-Bewegungsdaten abgeglichen.

Die förderzahlungsrelevanten EEG-Mengen ergeben sich dann als die um die abgeregelten Mengen aus Einspeisemanagement bereinigten aus den Wetterdaten abgeleiteten Einspeisedaten. Die Verhältnisse der Ausfallarbeit aus dieser historischen Analyse werden für die Studie in die Zukunft fortgeschrieben. Es wird dabei unterstellt, dass der zum 01. Oktober 2021 vorgesehene Übergang vom Einspeisemanagement in ein reguliertes Redispatch keine signifikanten Mengenänderungen bei der Ausfallarbeit verursachen wird. Die in diesem Bericht vorgestellten Mengen und Vollbenutzungsstunden beziehen sich damit jeweils auf diese um das Einspeisemanagement bereinigten Mengen.

2.4 Berechnung von Strompreisen und Marktwerten

Die Zahlungen an EEG-Anlagenbetreiber werden im Marktprämienmodell um die technologiespezifischen Marktwerte gemindert. Daher kommt der Prognose dieser Marktwerte für die vorliegende Studie eine wichtige Bedeutung zu. Dafür wird in den drei Szenarien eine stundenscharfe Prognose der Großhandelsstrompreise (Day-Ahead) für die Preiszone Deutschland-Luxemburg mit dem enervis-Strommarktmodell vorgenommen. Dieses bildet sowohl fundamentale Preisentwicklungen (Brennstoffe, CO_2), strukturelle Entwicklungen im Kraftwerkspark (installierte und verfügbare Leistung) wie auch kurzfristige Faktoren (Stromnachfrage und fluktuierendes Angebot aus erneuerbaren Energien) im europäischen Verbund ab.

Das enervis-Strommarktmodell ist ein umfangreiches Marktmodell zur Modellierung und Analyse der europäischen Strommärkte und Strompreiszonen, das auf ökonomischen und energiemarktspezifischen Fundamentaldaten basiert. Dieses von enervis entwickelte Modell erlaubt Prognosen der stündlichen Strommarktpreise sowie die Analyse der Haupteinflussfaktoren auf die entsprechenden Preisentwicklungen. Nachstehende Abbildung gibt einen Überblick über die wesentlichen Inputfaktoren, den Modellumfang und die Ergebnisse des enervis-Strommarktmodells.

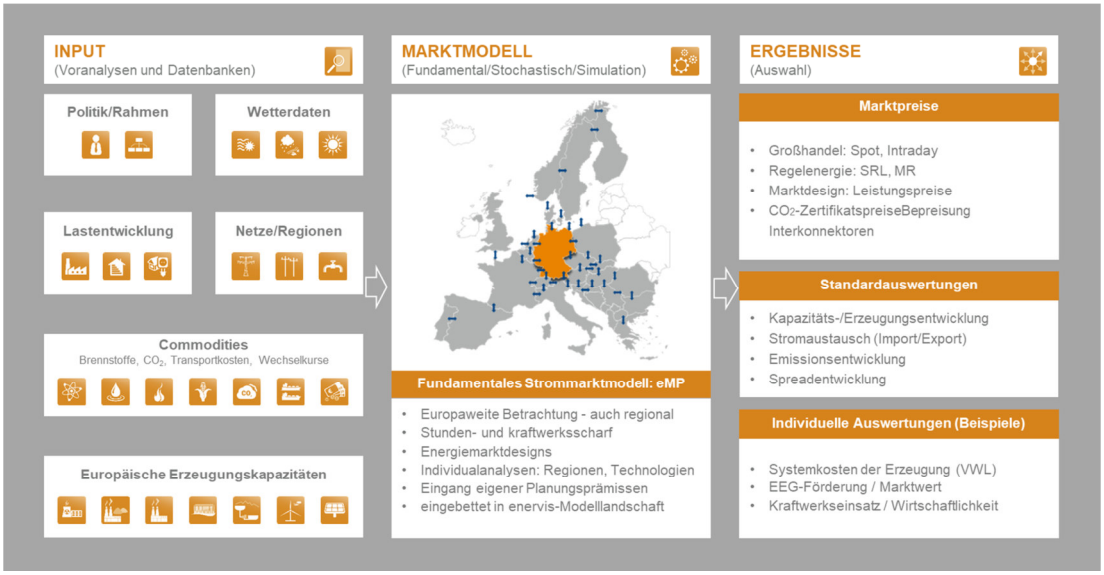


Abbildung 5: Inputfaktoren, Modellumfang und Ergebnisse des enervis-Strommarktmodells

Im Rahmen einer Strompreisprognose wird im ersten Schritt die Frage nach der Strompreisentwicklung in einem wettbewerbsintensiven Energiemarkt, d. h. ohne strategisches Verhalten der Marktteilnehmer, analysiert. In diesem Zusammenhang wird unterstellt, dass Kraftwerke immer dann zum Einsatz kommen, wenn sie durch den Betrieb mindestens ihre variablen Betriebskosten decken können. Diese setzen sich im Wesentlichen aus Brennstoff-, CO_2- und variablen Wartungs- und Instandhaltungskosten zusammen. Für erneuerbare Energien wird eine Einsatzweise unterstellt, die das Förderregime (Marktprämie bzw. gesetzliche Vergütung) in der Höhe und im Zeitverlauf entsprechend berücksichtigt. Die regionale Auflösung des Strommarktmodells innerhalb Deutschlands erlaubt eine regionale Abbildung des Kraftwerksparks bzw. der erneuerbaren Energien. Das enervis-Strommarktmodell liefert schlussendlich stündliche Strompreise sowie Marktwerte für alle Erneuerbare Energien-Technologien.

Für den Anwendungsfall dieser Studie wurde ein spezifisches Backtesting und eine Kalibrierung des enervis-Strommarktmodells durchgeführt. Auf Basis von Terminmarktdaten für Brennstoff- und CO_2-Preise für 2019 bis 2024 aus dem 2. Quartal 2019 erfolgte ein Modelltest für das verwendete enervis-Strommarktmodell in Bezug auf die Strompreisprognose im Abgleich mit den Futures der EEX. Im Ergebnis liegen die im Strommarktmodell berechneten Strompreise für das Baseprodukt in einem engen Bereich um die zeitgleich beobachteten EEX-Terminmarktnotierungen aus dem Handelszeitraum 2. Quartal 2019.

Das Strommarktmodell kann damit als hinreichend genau bezeichnet werden. Für das verwendete enervis-Strommarktmodell wurde zudem eine Kalibrierung und ein Backtesting der mit dem Strommarktmodell berechneten Marktwerte für erneuerbare Energien mit historischen Daten für den Zeitraum 01.01.2018 bis 30.06.2019 durchgeführt. Hierfür wurden die historischen Einspeisezeitreihen der ÜNB (Onlinehochrechnung), welche den historisch eingetretenen Marktwerte zugrunde liegen, im Strommarktmodell eingestellt und die im Modell berechneten Marktwerte mit den historisch eingetretenen abgeglichen.[3]

Im Ergebnis zeigte sich auf Monats- und Jahresebene eine sehr gute Genauigkeit des Strommarktmodells in Bezug auf absolute Höhe und Struktur der Marktwerte: Die im Backtesting simulierten Marktwerte für Windenergie an Land und Windenergie auf See zeigen eine sehr hohe Korrelation zu den historischen Vergleichsdaten und bedürfen keiner weiteren Kalibrierung; die simulierten Marktwerte für PV zeigen eine leichte Überschätzung und werden daher mit einem entsprechenden Kalibrierungsfaktor leicht nach unten korrigiert.

Nach Abschluss der Kalibrierung und des Backtestings wurde ein Referenzszenario im Strommarktmodell von enervis definiert, welches die grundsätzlichen energiewirtschaftlichen Entwicklungen wie Brennstoff- und Emissionspreise, exogen gesetzte Kraftwerkszubauten und Stilllegungen (im Wesentlichen aus Kernenergie- und beginnendem Kohleausstieg) sowie den im Rahmen der EEG-Mittelfristprognose (Los 2) ebenfalls ermittelten Nettostromverbrauch bis 2024 abbildet.

Die nach drei Szenarien differenzierten Leistungs- und Erzeugungsentwicklungen der EEG-Technologien wurden sodann als Szenariovarianten in dieses Referenzszenario im Strommarktmodell eingesetzt. Die drei berechneten Szenarien unterscheiden sich somit ausschließlich in Bezug auf die abgebildete Leistungs- und Erzeugungsentwicklung der EEG-Technologien.

[3] Historische Marktwerte werden von den ÜNB technologie- und monatsscharf auf www.netztransparenz.de veröffentlicht.

Die im Rahmen der Studie für die drei Szenarien berechneten mittleren Großhandelsstrompreise stellen sich wie folgt dar; die Prognose basiert auf EEX-Terminmarktnotierungen für Brennstoffpreise und CO_2 aus dem Handelszeitraum 2. Quartal 2019.

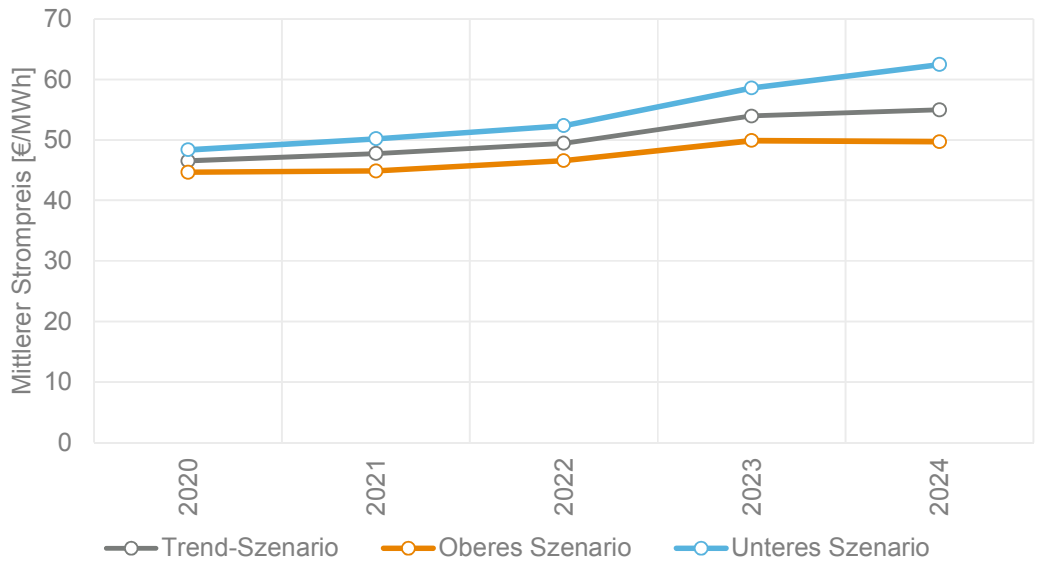


Abbildung 6: Entwicklung der Großhandelsstrompreise 2020 – 2024 in drei Szenarien

Der Marktwert für die dargebotsabhängigen Energieträger Windenergie an Land, Windenergie auf See und solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen und Freiflächenanlagen bestimmt sich aus dem technologiespezifischen strommengengewichteten Mittel der Stundenpreise aus dem Day-Ahead-Markt. Bei den anzusetzenden Strommengen sind die Reduzierungen der Einspeiseleistung durch Netzbetreiber oder Direktvermarkter nicht zu berücksichtigen. Der technologiespezifische Marktwert wird nach folgender Formel bestimmt; der Berechnungszeitraum ist typischerweise der Kalendermonat:

$$Marktwert = \frac{\sum_{h=1}^{N} Preis_h \cdot Strommenge_h}{\sum_{h=1}^{N} Strommenge_h}$$

Der Marktwert schwankt demnach von Monat zu Monat mit den Strompreisen und der erneuerbaren Stromerzeugung und wird in der Studie technologiespezifisch pro Szenario unter Verwendung des enervis-Strommarktmodells berechnet. Der Marktwertfaktor ist der Quotient aus dem Marktwert und dem arithmetischen Mittelwert der Stundenstrompreise (Basepreis) im gleichen Zeitraum. Nähere Ausführungen zu den Marktwertfaktoren der dargebotsabhängigen Energieträger werden in den jeweiligen Kapiteln gemacht.

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Wasserkraft, Klärgas, Grubengas, Geothermie und Biomasse wird im EEG als der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte der EPEX Spot definiert. Demzufolge beträgt der Marktwertfaktor für diese Technologien immer genau 1 (vgl. Anlage 1 zu § 23a EEG 2017) und es kommt als Marktwert der prognostizierte Strompreis zur Anwendung; ein gesonderter Marktwert wird nicht berechnet.

2.5 Veräußerungsformen für EEG-Strom

Je nach Art und Leistung der EEG-Anlage bestehen im Rahmen des EEG 2017 grundsätzlich folgende Veräußerungsformen:

1. Gesetzlich festgelegte Einspeisevergütung (§ 21 Abs. 1 und 2 EEG), hierunter fällt auch die Ausfallvergütung
2. Geförderte Direktvermarktung mit Marktprämie (§ 20 EEG)
3. Sonstige Direktvermarktung (§ 21a EEG)
4. Mieterstromzuschlag (§ 21 Abs. 3 EEG)
5. Eigenverbrauch

In die Veräußerungsform der **gesetzlich festgelegten Einspeisevergütung** fallen im Wesentlichen ältere Bestandsanlagen. Für neuere EEG-Anlagen stellt hingegen die Vermarktung nach Marktprämie (geförderte Direktvermarktung) den Regelfall dar. Dies geht auf die im EEG festgelegte verpflichtende Direktvermarktung für Neuanlagen ab einer Leistung von 100 kW zurück. Lediglich kleinere Neuanlagen unter 100 kW Leistung werden weiterhin durch eine feste Einspeisevergütung gefördert.

In speziellen Fällen vermindert sich die Vergütung von EEG-Anlagen auf eine reduzierte sogenannte **Ausfallvergütung** (§ 2 Nr. 7 Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung i. V. m. § 72 Abs. 1 Nr. 1c EEG). Für hiervon betroffene Strommengen wurde in der vorliegenden Studie keine Prognose vorgenommen. Hintergrund ist, dass es sich hierbei um Einzelfälle handelt, die nicht prognostizierbar sind und zudem marginale Auswirkungen auf die gesamten Zahlungen haben. Außerdem sollte davon ausgegangen werden, dass Anlagenbetreiber nicht vorsätzlich in diese Vermarktungsform laufen.

Als weitere Option steht es EEG-Anlagenbetreibern offen, den Strom über die **sonstige Direktvermarktung** zu veräußern. Momentan sind die in dieser Veräußerungsform erfassten Strommengen jedoch marginal. Im Rahmen der Studie spielt die sonstige Direktvermarktung mittelfristig vor allem für den Weiterbetrieb von Anlagen eine Rolle, deren EEG-Vergütung im Betrachtungszeitraum endet. Diese wechseln in die sonstige Direktvermarktung. Im Betrachtungszeitraum bis Ende 2024 ist dies in größerem Maßstab für Windenergie an Land und solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen relevant. Bei Windenergie auf See gehen zum Ende des Betrachtungszeitraums Windparks in Betrieb, die in den Ausschreibungen 2017/2018 mit einem Nullgebot bezuschlagt wurden und somit keine Marktprämie erhalten; diese werden ebenfalls der sonstigen Direktvermarktung zugerechnet.

Als weitere Veräußerungsform können EEG-Anlagenbetreiber unter bestimmten Voraussetzungen einen **Mieterstromzuschlag** in Anspruch nehmen (§ 21 Abs. 3 EEG 2017). Dabei wird für den aus Mieterstromanlagen bis zu 100 kW Leistung an Mieter in einem Haus gelieferte Strom gesondert gefördert.

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

Für die Studie werden Annahmen zum Eigenstromverbrauch für folgende EEG-Technologien und Größenklassen unterstellt, die sich an den EEG-Anlagenklassen orientieren: Solare Strahlungsenergie (unterschieden nach Größenklassen 0-10 kW, 10-40 kW, 40-100 kW und 100-750 kW), Wasserkraft (unterschieden nach Größenklassen 0-1 MW und >1 MW), Klärgas und Geothermie. Für die anderen Technologien wird kein Eigenverbrauch unterstellt.

Im Allgemeinen wird im Rahmen der Studie für Bestandsanlagen, für die die aktuelle Veräußerungsform bekannt ist, unterstellt, dass diese in Zukunft die aktuell genutzte Veräußerungsform auch zukünftig weiter nutzen werden. Hintergrund dieser Annahme ist, dass Bestandsanlagen mittlerweile die für sie optimale Veräußerungsform aus den seit dem EEG 2012 grundsätzlich bestehenden Veräußerungsformen gefunden haben.

2.6 Vergütungssätze

Für die Berechnung der Vergütungszahlungen sind Informationen zu den Vergütungssätzen notwendig. Hierfür wird grundsätzlich unterschieden zwischen Anlagen im Bestand, für welche Informationen zur Höhe der Vergütungsätze aus Bewegungs- und Stammdaten der ÜNB vorliegen und bis Ende 2024 neu in Betrieb gehende Anlagen, für welche eine Annahme zur Höhe der Vergütungsätze vorzunehmen ist, sofern diese nicht aus bereits abgeschlossenen Ausschreibungen bekannt sind.

Für Bestandsanlagen werden Informationen zu den Vergütungsätzen aus den aktuellen Bewegungsdaten ermittelt. Deren Fortschreibung berücksichtigt ebenfalls in den Bewegungsdaten vorhandene Informationen zur zukünftigen Veränderung der Vergütungshöhe. Für die Prognose der Vergütungshöhen von Neuanlagen bildet die vorliegende Studie die Regelungen des EEG 2017 bezüglich Anlagen mit Festvergütung (beispielsweise Vergütungsdegression) sowie den 52 GW-Förderdeckel für PV ab. Für Anlagen, die bis Ende 2024 in Betrieb gehen und deren anzulegender Wert durch Ausschreibungen bestimmt wird (im Wesentlichen Windenergie an Land, PV-Anlagen >750 kW und Biomasse) werden zudem Annahmen getroffen, wie sich Zuschlagspreise entwickeln. Nähere Informationen zum dafür gewählten Vorgehen finden sich in den technologiespezifischen Kapiteln der Studie.

2.7 Vermiedene Netznutzungsentgelte

In § 18 der Stromnetzentgeltverordnung ist geregelt, dass Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen bei Einspeisung in eine der Höchstspannung nachgelagerte Spannungsebene, vom die Erzeugungsanlage anschließenden Verteilnetzbetreiber ein Entgelt erhalten, welches die seitens des Netzbetreibers vermiedenen Kosten der Netznutzung kompensieren soll. Das Entgelt leitet sich aus den durch die dezentrale Einspeisung vermiedenen Netzentgelten der vorgelagerten Netz- und Umspannebenen ab. Anlagenbetreiber, die nach § 19 Abs. 1 EEG 2017 eine Vergütung erhalten, haben jedoch selber keinen Anspruch auf die Auszahlung der vNNE. Stattdessen fließen diese Entgelte den vorgelagerten ÜNB zu und wirken damit senkend auf die EEG-Umlage. Vor diesem Hintergrund sind vNNE für die Ermittlung der EEG-Umlage relevant.

Das in 2017 in Kraft getretene Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) regelt die gestaffelte Reduktion der vNNE. Dabei wird unterschieden nach volatiler Stromerzeugung (Windenergie und PV) und nicht-volatiler Stromerzeugung (andere erneuerbare Energieträger). Die Zahlung der vNNE für volatile Stromerzeugung mit Inbetriebnahme ab 01.01.2018 entfällt dabei komplett. Für Neuinbetriebnahmen nicht-volatiler Erzeugungsanlagen (Wasser, Biomasse, Gase, Geothermie) gilt dies ab 01.01.2023.

Für den Anlagenbestand wird ebenfalls nach Energieträger unterschieden: bestehende und bis 01.01.2023 in Betrieb gehende nicht-volatile Erzeugungsanlagen erhalten weiterhin vNNE; für volatile Erzeugungsanlagen mit Inbetriebnahme vor 01.01.2018 reduziert sich die Zahlung in 2019 im Vergleich zu 2018 um 50 %. Ab dem 01.01.2020 erfolgt keine Zahlung vNNE mehr. Die Basis der Berechnung der vNNE sind die Referenzpreisblätter der Netzbetreiber. Für die vorliegende Studie werden die vNNE für das Jahr 2018 aus den ÜNB-Bewegungsdaten ermittelt und unter Berücksichtigung der oben genannten Vorgaben des NEMoG technologieabhängig für die Zukunft berechnet.

2.8 Gesamte Auszahlungen

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

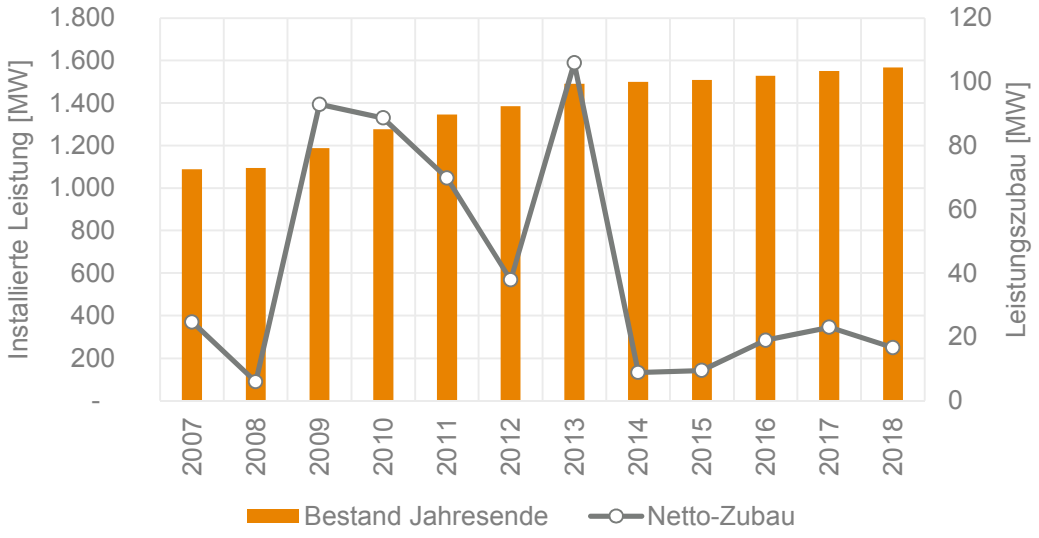
Zur Berechnung der Marktprämien kommen die ermittelten Strompreise und Marktwerte zur Anwendung. Neben den Vergütungszahlungen aus der Einspeisevergütung und der Direktvermarktung mit Marktprämie berücksichtigt die vorliegende Studie Zahlungen für Mieterstrom, vergüteten Eigenverbrauch und die Flexibilitätsprämie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

3 Mittelfristprognosen für EEG-geförderte Anlagen

3.1 Wasserkraft

3.1.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Seit Jahrhunderten wird bereits Energie aus Wasserkraft gewonnen. Ein Drittel der heute installierten Leistung wurde schon im 20. Jahrhundert erschlossen. Zwischen den Jahren 2009 und 2013 wurde mit zum Teil ca. 100 MW pro Jahr zwar Leistung in nennenswertem Umfang zugebaut. Aufgrund naturschutzrechtlicher Vorgaben und des Wasserhaushaltsgesetzes waren die jährlichen Zubauraten in der Vergangenheit jedoch gering. Der Zubau ist dabei insbesondere auf Kleinanlagen sowie auf Modernisierungs- und Ertüchtigungsmaßnahmen bestehender Anlagen zurückzuführen. Dadurch stieg die installierte Leistung von EEG-geförderten Wasserkraftwerken auf 1.567 MW in 2018 (siehe Abbildung 7). Die Gesamtleistung aller Lauf- und Speicherwasserkraftwerken sowie Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss liegt gemäß AGEE-Stat 2019 bei 5.612 MW.



Leistung [MW]	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Netto-Zubau	25	6	93	89	70	38	106	9	9	19	23	17
Bestand Jahresende	1.089	1.095	1.188	1.277	1.346	1.384	1.490	1.499	1.508	1.527	1.550	1.567

Abbildung 7: Historische Leistungsentwicklung für Wasserkraft

3.1.2 Leistungsentwicklung 2019 bis 2024

Auch im Prognosezeitraum ist kein signifikant höherer jährlicher Zubau von Wasserkraftanlagen zu erwarten als in der jüngeren Vergangenheit beobachtet. Dies liegt einerseits an den in Abschnitt 3.1.1 aufgeführten Auflagen; außerdem sind neue Anlagen nach EEG 2017 nur dann förderfähig, wenn diese an bereits bestehenden Querverbauungen errichtet werden. Der Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke bestätigte in einem für diese Studie geführten Hintergrundgespräch, dass sich derzeit keine größeren Anlagen im Bau befinden (Uphoff 2019). Der Zubau beschränkt sich daher auf Modernisierungen von Bestandsanlagen und den Neubau kleinerer Anlagen an bisher ungenutzten Querverbauungen.

Im Trend-Szenario wird daher unterstellt, dass der jährliche zukünftige Zubau dem minimalen Zubau der letzten fünf Jahre entspricht (13,3 MW) und konstant bleibt. Da der Zubau in der ersten Jahreshälfte 2019 gemäß Marktstammdatenregister unterdurchschnittlich war, ist der Zubauwert auch im Gesamtjahr 2019 niedriger als in den Folgejahren. Im unteren und oberen Szenario wird die Zubaurate um die Standardabweichung des Zubaus der vergangenen fünf Jahre variiert.

Der Rückbau von Anlagen zwischen 2014 und 2018 lag durchschnittlich bei 3,7 MW. Dieser Wert wird im Trend-Szenario bis 2024 fortgeschrieben. Die Rückbauraten in den beiden anderen Szenarien schwanken entlang des Mittelwertes um die Standardabweichung desselben Zeitraums. Da die Vergütung aller zum 01.01.2019 installierten Anlagen erst nach 2024 endet, erfolgt kein Rückbau dieser Anlagen. Daraus ergibt sich die Leistungsentwicklung gemäß nachfolgender Tabelle.

Leistung Prognose [MW]	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Trend-Szenario						
Zubau	12	13	13	13	13	13
Rückbau	4	4	4	4	4	4
Bestand Jahresende	**1.575**	**1.585**	**1.595**	**1.604**	**1.614**	**1.624**
Oberes Szenario						
Zubau	13	18	18	18	18	18
Rückbau	2	2	2	2	2	2
Bestand Jahresende	**1.578**	**1.595**	**1.611**	**1.628**	**1.644**	**1.660**
Unteres Szenario						
Zubau	9	9	9	9	9	9
Rückbau	6	6	6	6	6	6
Bestand Jahresende	**1.570**	**1.573**	**1.576**	**1.579**	**1.582**	**1.585**

Tabelle 4: Prognose der Leistungsentwicklung von Wasserkraftanlagen

3.1.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Die VBh von Wasserkraftanlagen ergeben sich auf Basis der installierten Leistung sowie der Stromerzeugung gemäß der Stamm- und Bewegungsdaten des jeweiligen Jahres und werden im Wesentlichen von Witterungsverhältnissen, dem Abflussverhalten von Gewässern und Vorgaben bezüglich der Mindestabflussmengen beeinflusst. In den vergangen vier Jahren lagen die mittleren VBh bei 3.945 Stunden.

Im vergangenen Jahr 2018 lagen die VBh mit 3.495 Stunden etwa 11 % niedriger, was insbesondere auf den „Rekordsommer“ und niedrige Pegelstände zurückzuführen ist. Für die Prognose wird im Trend-Szenario daher nicht das Jahr 2018 als Referenz verwendet, sondern das vierjährige Mittel für die Folgejahre unterstellt. Im unteren und oberen Szenario wurden die VBh um 258 Stunden variiert. Dies entspricht der mittleren Abweichung der VBh vom Mittelwert der letzten zehn Jahre gemäß AGEE-Stat 2019.

Da die Stromerzeugung aus Wasserkraftanlagen insbesondere dargebotsabhängig ist, schwankt der Ausnutzungsgrad unterjährig. Das Einspeiseprofil wurde daher auf Basis mittlerer monatlicher Stromerzeugungsmengen (Destatis 2019) der vergangenen zehn Jahre bestimmt. Der Verlauf in den drei Szenarien ist exemplarisch in nachstehender Abbildung für das Jahr 2020 zu sehen.

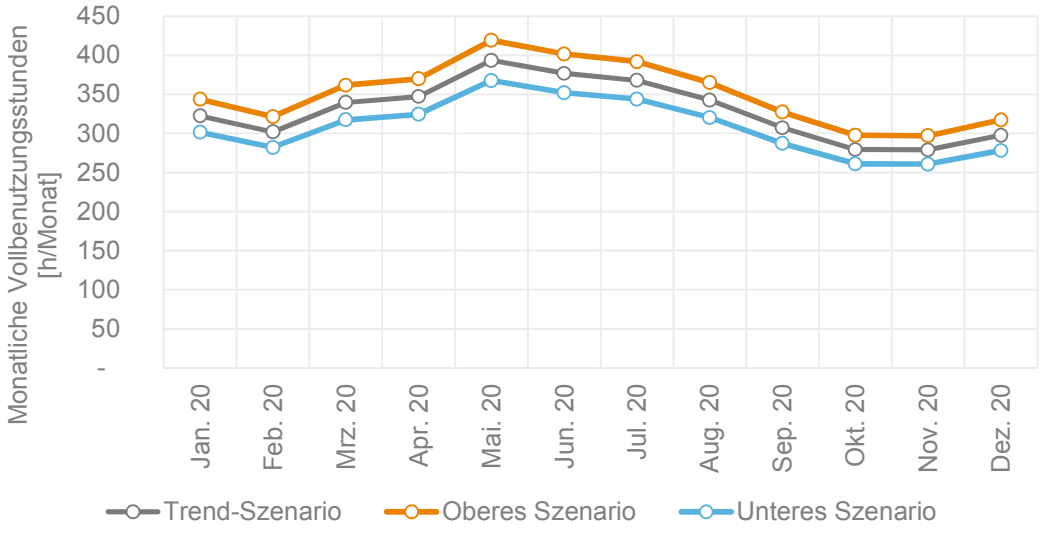


Abbildung 8: Monatliche VBh im Jahr 2020 für Wasserkraft

Bei konstanter Ausnutzung der Wasserkraftanlagen zwischen 2019 und 2024 kommt es aufgrund des Netto-Zubaus zu einem moderaten Anstieg der Erzeugung (siehe nachstehende Tabelle). In 2024 beträgt die Steigerung gegenüber dem Jahr 2018 im Trend-Szenario 18 %.

VBH und Stromerzeugung	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.495	3.945	3.956	3.945	3.945	3.945	3.956
Stromerzeugung [GWh/a]	5.443	6.198	6.250	6.272	6.310	6.348	6.403
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.495	4.204	4.215	4.204	4.204	4.204	4.215
Stromerzeugung [GWh/a]	5.443	6.611	6.693	6.744	6.813	6.882	6.969
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.495	3.687	3.697	3.687	3.687	3.687	3.697
Stromerzeugung [GWh/a]	5.443	5.786	5.811	5.807	5.818	5.829	5.855

Tabelle 5: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Wasserkraft

3.1.4 Marktwertfaktoren

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Wasserkraft wird per Gesetz als der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte der EPEX Spot definiert. Demzufolge beträgt der Marktwertfaktor für Wasserkraft immer genau 1 (Anlage 1 zu § 23a EEG 2017).

3.1.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Im Jahr 2018 waren die geförderte Direktvermarktung (Anteil der Stromerzeugung bei 52 %) und die feste Einspeisevergütung (37 %) die dominierenden Vermarktungsformen. Da auch für die Prognose unterstellt wird, dass Bestandsanlagen ihre jeweilige Vermarktungsform beibehalten und Neuanlagen bezüglich VBh, Anlagengröße und damit der Vermarktungsform entlang historischer Verteilungen zugebaut werden, ändert sich daran auch bis 2024 nichts. Wie bereits in Abschnitt 3.1.2 erwähnt, werden zwar einige Anlagen vorzeitig stillgelegt. Ein umfangreicherer Wechsel von Anlagen in die sonstige Direktvermarktung erfolgt jedoch im Betrachtungszeitraum nicht; damit bleibt der Anteil dieser Vermarktungsform auf einem geringen Niveau.

Basierend auf Auswertungen von Bestandsdaten und Brancheninformationen (Uphoff 2019) zeigt sich, dass sämtliche Wasserkraftanlagen einen Teil des erzeugten Stroms selbst verbrauchen. Für Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als einem MW wurde unterstellt, dass im Durchschnitt 23 % der Strommengen für den Eigenverbrauch produziert werden. Bei größeren Anlagen liegt dieser Anteil hingegen nur bei 1,4 %. Nachstehende Abbildung fasst die Ergebnisse zusammen. Es ist zu erkennen, dass die Stromerzeugung aus Wasserkraft in allen Szenarien gegenüber 2018 moderat ansteigt.

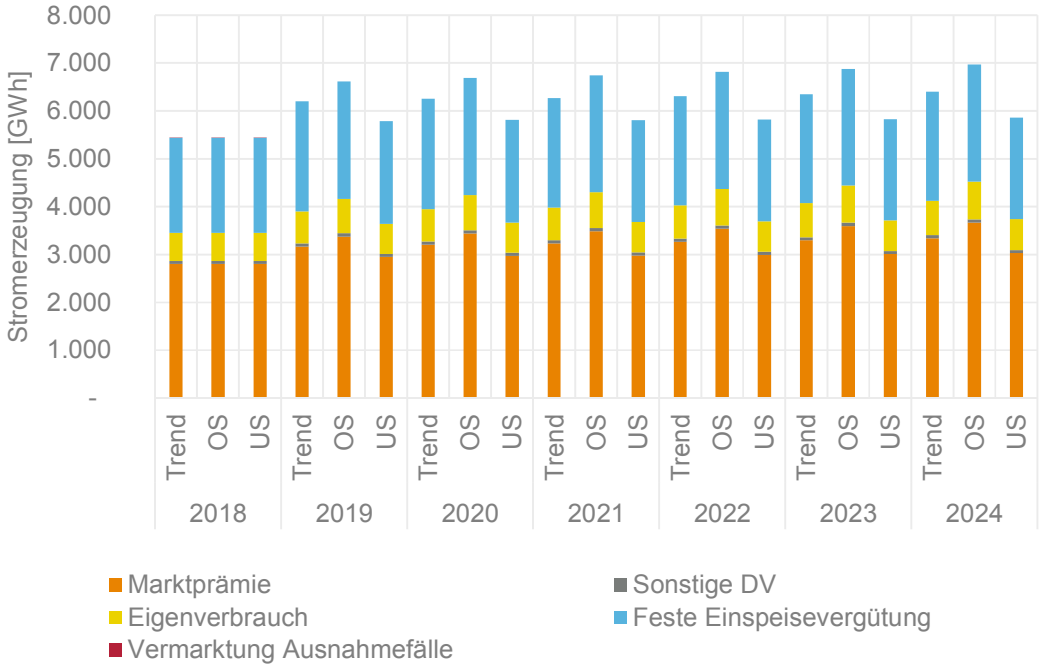


Abbildung 9: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für Wasserkraft

3.1.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Für die Berechnung der Förderzahlungen für Bestandsanlagen werden die auf Basis der Bewegungsdaten 2018 ermittelten Vergütungssätze angesetzt. Neuanlagen werden die im EEG 2017 festgelegten Vergütungssätze und Degressionssätze zugeordnet. Da sowohl selbst verbrauchte Strommengen als auch Strommengen der sonstigen Direktvermarktung nicht vergütet werden, setzt sich der Gesamtauszahlungsbetrag nur aus Förderzahlungen für Strommengen der geförderten Direktvermarktung und der festen Einspeisevergütung zusammen.

Aufgrund der Tatsache, dass Vergütungssätze für Anlagen der festen Einspeisevergütung höher sind als die anzulegenden Werte der geförderten Direktvermarktung dominiert bei den EEG-Zahlungen im Bereich der Wasserkraft im Jahr 2018 die feste Einspeisevergütung (Anteil an der Gesamtauszahlung 61 %). Dieser Wert erhöht sich in den Folgejahren in allen Szenarien. Die Summe der Förderzahlungen zwischen 2018 und 2024 ist in nachstehender Abbildung dargestellt.

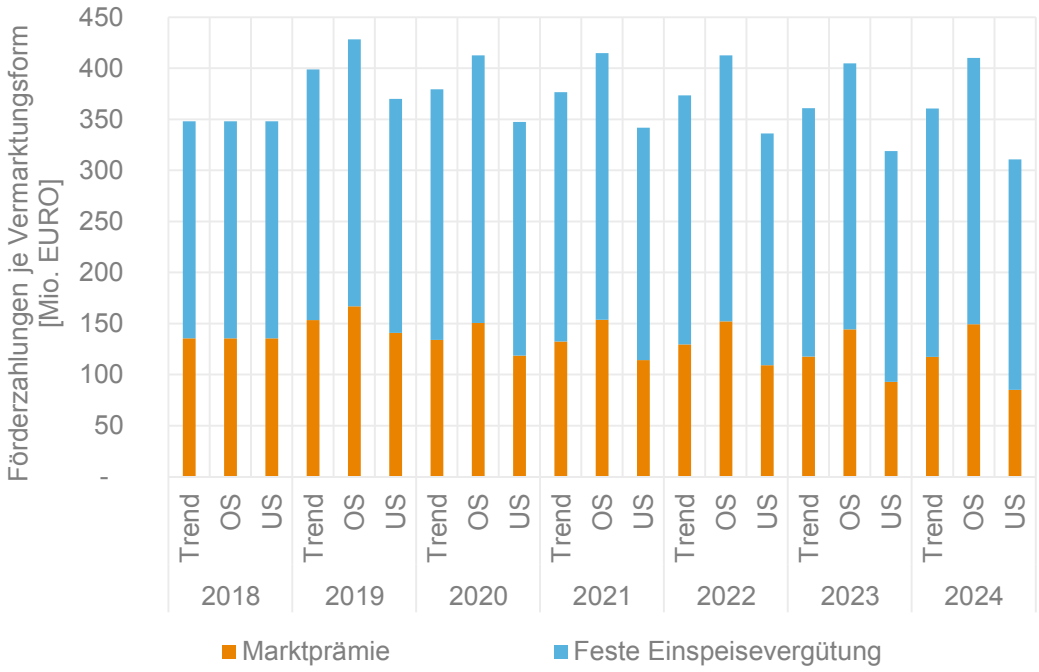


Abbildung 10: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Wasserkraft

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

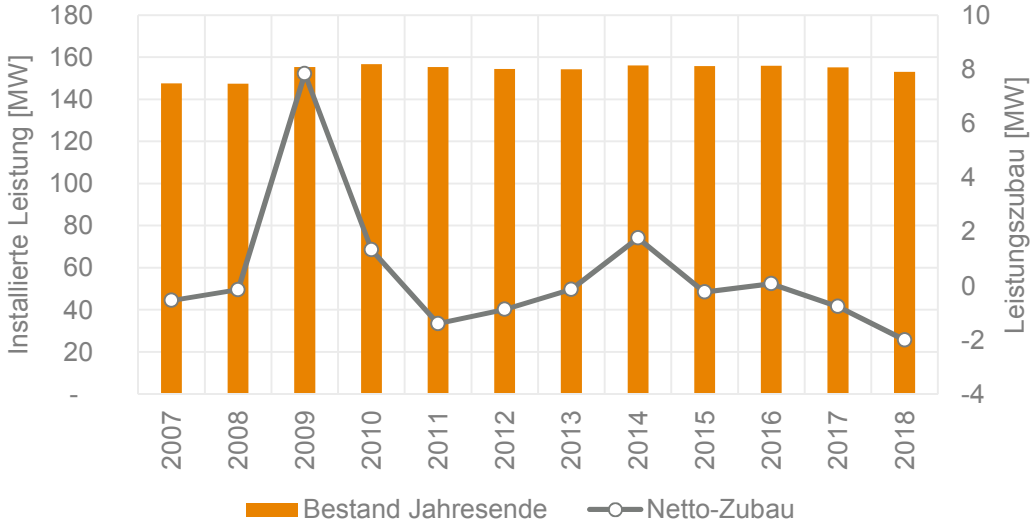
vNNE [Mio. EURO]	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Trend-Szenario	29,54	33,36	33,40	33,26	33,20	33,14	33,15
Oberes Szenario	29,54	35,57	35,66	35,56	35,56	35,53	35,59
Unteres Szenario	29,54	31,15	31,14	30,96	30,87	30,77	30,74

Tabelle 6: vNNE für Wasserkraft

3.2 Deponiegas

3.2.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Seit dem Inkrafttreten des Verbots der Ablagerung unbehandelter, organischer, biologisch abbaubarer Siedlungsabfälle im Jahr 2005, sinkt das Deponiegasaufkommen in Deutschland kontinuierlich (ZSW 2014). Bestehende Deponiegasanlagen spiegeln daher diese rückläufigen Mengen in ihrer Stromerzeugung wider. Nichtsdestotrotz bleibt die installierte Leistung bisher nahezu stabil. Im Jahr 2018 belief sich die installierte Gesamtleistung auf 153 MW, wie nachstehender Abbildung entnommen werden kann.



Leistung [MW]	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Netto-Zubau	- 0,5	- 0,1	7,8	1,3	- 1,4	- 0,9	- 0,1	1,8	- 0,2	0,1	- 0,8	- 2,0
Bestand Jahresende	148	147	155	157	155	154	154	156	156	156	155	153

Abbildung 11: Leistungsentwicklung für Deponiegas

3.2.1 Leistungsentwicklung 2019 bis 2024

Auch in der Zukunft ist mit einer fortsetzenden Ausgasung und damit einem Rückgang der verfügbaren Deponiegase zu rechnen. In Folge dessen kommt es zu einem Downsizing von Motoren und damit zu einer Reduzierung der installierten Leistung. In den vergangenen vier Jahren wurden gemäß den ÜNB-Stammdaten jährlich durchschnittlich 1,4 MW an Leistung stillgelegt. Für die Prognose wurde dieser Wert für Außerbetriebnahmen von Anlagen vor Ende der 20-jährigen EEG-Vergütungsdauer als Annahme für das Trend-Szenario festgelegt. In den übrigen Szenarien wurde dieser Mittelwert um die Standardabweichung aus dem Brutto-Rückbau in Höhe von 0,5 MW variiert.

Zum 31.12.2020 endet für einen Großteil der Deponiegasanlagen zudem die gesetzliche EEG-Vergütung. Da ein Weiterbetrieb alleine auf Basis von Strommarkterlösen im Allgemeinen nicht wirtschaftlich erscheint, wird für die Studie unterstellt, dass diese Anlagen dauerhaft stillgelegt werden. Der Rückbau steigt daher im Jahr 2021 sprunghaft auf 83 MW an. Entlang historischer Daten wurde ein geringer jährlicher Neubau von Anlagen zur Verwertung von Deponiegas angenommen, je nach Szenario zwischen 0 MW und 1 MW pro Jahr. Die installierte Leistung dieser Anlagen wird mit 100 kW bis 500 kW unterstellt.

Da die angenommene Zubaurate im Trend-Szenario unter der Rate für den Rückbau liegt, kommt es hier bis 2024 in allen Jahren zu einem Netto-Rückbau. Die Leistungsentwicklung für die Szenarien zwischen 2018 und 2024 ist in nachstehender Tabelle dargestellt.

Leistung Prognose [MW]	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Trend-Szenario						
Zubau	1	1	1	1	1	1
Rückbau	1	1	83	20	4	8
Bestand Jahresende	**152**	**151**	**69**	**50**	**46**	**38**
Oberes Szenario						
Zubau	1	1	1	1	1	1
Rückbau	1	1	83	19	3	8
Bestand Jahresende	**153**	**154**	**72**	**54**	**51**	**45**
Unteres Szenario						
Zubau	-	-	-	-	-	-
Rückbau	2	2	84	20	5	9
Bestand Jahresende	**151**	**149**	**66**	**46**	**41**	**32**

Tabelle 7: Prognose der Leistungsentwicklung von Deponiegasanlagen

3.2.2 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Deponiegas steht, abgesehen von dem oben beschriebenen, langfristigen Rückgang, in stetiger Weise zur Verfügung, sodass die Stromerzeugung von Deponiegasanlagen nicht volatil ist und als über das Jahr gleichverteilt angenommen wird. Die VBh schwanken unterjährig daher nur mit der Anzahl der Tage eines Monats, wie exemplarisch in nachstehender Abbildung für das Jahr 2020 dargestellt ist.

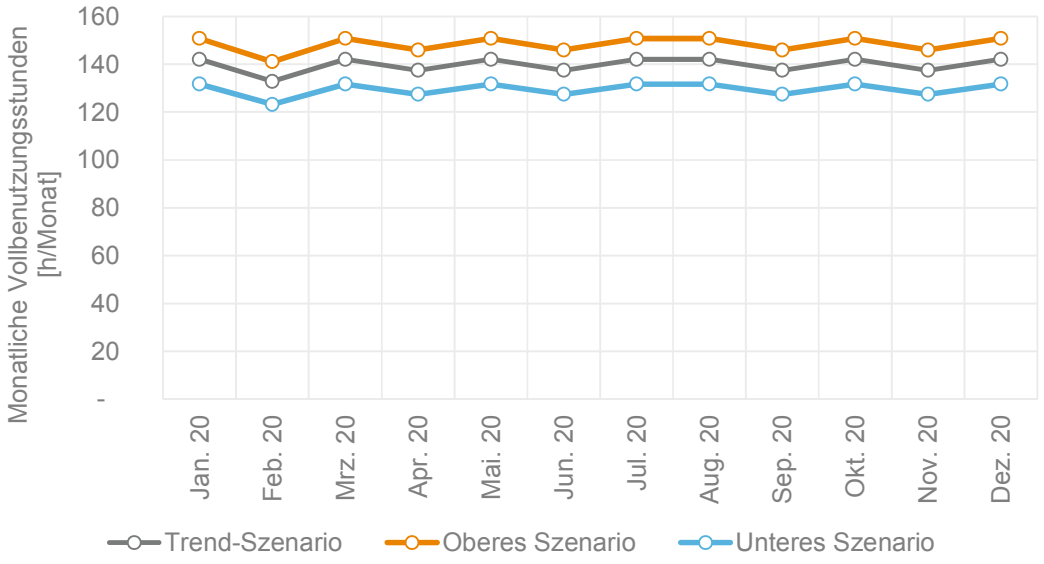


Abbildung 12: Monatliche VBh im Jahr 2020 für Deponiegas

Auf Basis der Stamm- und Bewegungsdaten der ÜNB ergeben sich für 2018 rechnerisch 1.875 VBh. Diese sind seit 2005 um ca. 60 % zurückgegangen. In den vergangenen zehn Jahren betrug der mittlere Rückgang gemäß eigener Berechnung auf Basis der AGEE-Stat (AGEE-Stat 2019) rund 6 % pro Jahr. Für die Studie wird im Trend-Szenario angenommen, dass sich dieser Rückgang zukünftig fortsetzt.

Im unteren und oberen Szenario wird die ermittelte Schwankungsbreite gemäß Daten der AGEE-Stat der vergangenen zehn Jahre angesetzt. Daraus ergibt sich im US ein jährlicher Rückgang von 3 % und im OS von 9 %. Aufgrund des Rückbaus eines großen Teils der Bestandsanlagen mit Ende ihrer EEG-Vergütung im Jahr 2021, bricht die Stromerzeugung in diesem Jahr entsprechend ein. Gegenüber dem Jahr 2018 sinkt die Stromerzeugung bis 2024 um mehr als 80 % im Trend-Szenario, wie nachstehende Tabelle zeigt; auch in den anderen Szenarien geht sie stark zurück.

VBH und Stromerzeugung	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	1.875	1.776	1.677	1.574	1.482	1.395	1.317
Stromerzeugung [GWh/a]	289	271	255	109	74	65	51
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	1.875	1.830	1.781	1.723	1.671	1.622	1.578
Stromerzeugung [GWh/a]	289	281	273	124	90	83	70
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	1.875	1.711	1.555	1.406	1.275	1.156	1.051
Stromerzeugung [GWh/a]	289	260	234	94	59	48	35

Tabelle 8: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Deponiegas

3.2.3 Marktwertfaktoren

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Deponiegas wird per Gesetz als der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte der EPEX Spot definiert. Demzufolge beträgt der Marktwertfaktor für Deponiegas immer genau 1 (Anlage 1 zu § 23a EEG 2017).

3.2.4 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Abbildung 13 illustriert die Entwicklung der Veräußerungsformen für Deponiegas.

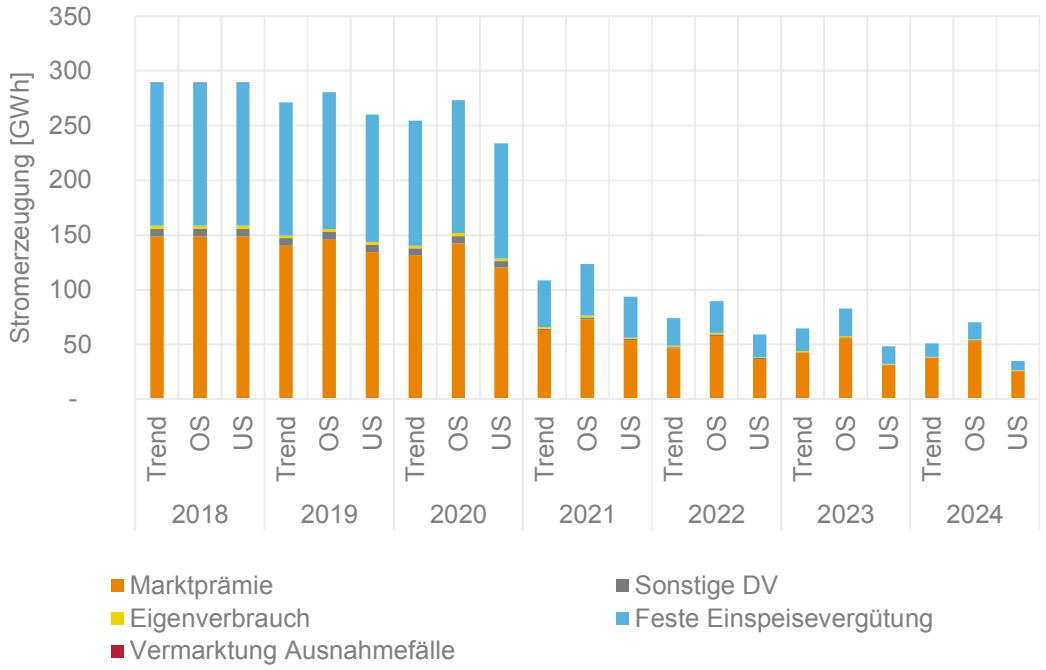


Abbildung 13: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für Deponiegas

Die Stromerzeugung verteilt sich zu etwa gleichen Teilen auf die vergütete Direktvermarktung (51 %) und die feste Einspeisevergütung (45 %). Die sonstige Direktvermarktung und der Eigenverbrauch spielen eine untergeordnete Rolle. Mit der Stilllegung eines Großteils der Anlagen im Jahr 2021 (vorwiegend aus der festen Einspeisevergütung) verschieben sich die Anteile verstärkt zur vergüteten Direktvermarktung. Aufgrund des Rückgangs der VBh und dem Netto-Rückbau von Deponiegasanlagen, sinkt die Stromerzeugung in allen Szenarien gegenüber dem Aufsatzjahr 2018 deutlich,

3.2.5 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Für die Berechnung der Förderzahlungen für Bestandsanlagen werden die auf Basis der Bewegungsdaten 2018 ermittelten Vergütungssätze angesetzt. Neuanlagen erhalten die im EEG 2017 festgelegten Vergütungen unter Berücksichtigung der Degressionssätze.

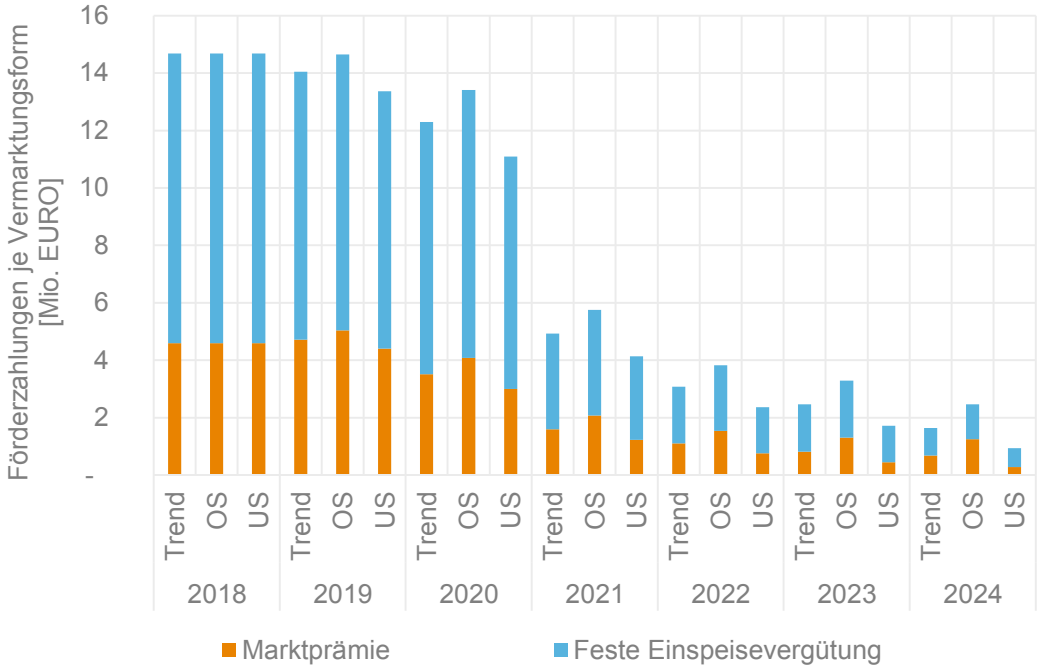


Abbildung 14: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Deponiegas

Analog zur Stromerzeugung sinken auch die jährlichen Gesamtauszahlungen in allen Szenarien. Durch die Stilllegungen vieler Anlagen in 2021 kommt es ab diesem Zeitpunkt zu einem verstärkten Rückgang der Zahlungen. Im Trend-Szenario sinken die Gesamtauszahlungen damit von 14,7 Mio. Euro in 2018 auf 1,6 Mio. Euro in 2024, wie in Abbildung 14 dargestellt ist.

Die Gesamtauszahlungen werden um die vNNe reduziert. Die jährlichen vNNE in den drei Szenarien sind in folgender Tabelle zu sehen; sie reduzieren sich ab dem Jahr 2021 mit zurückgehender Erzeugungsmenge ebenfalls deutlich.

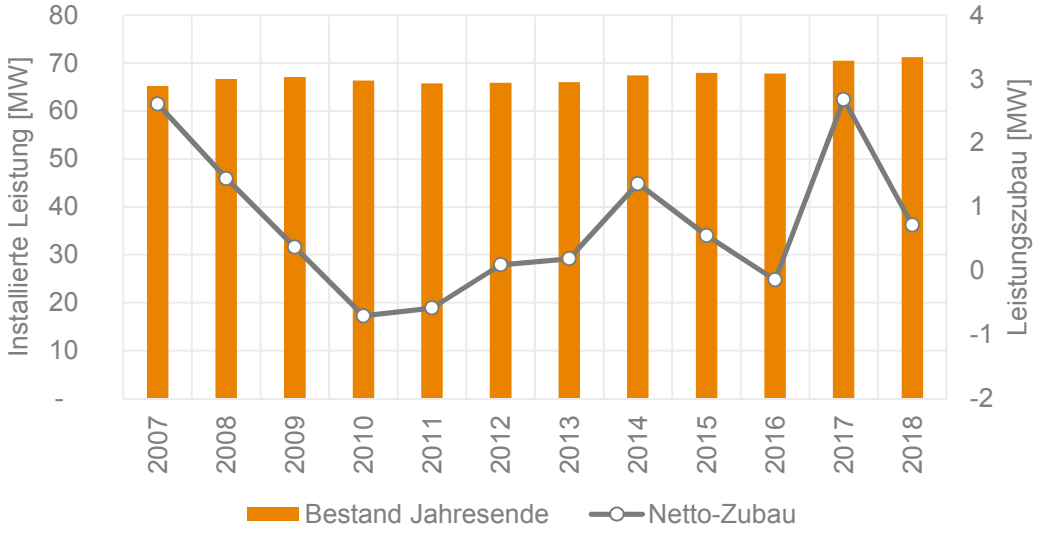
vNNE [Mio. EURO]	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Trend-Szenario	2,24	2,08	1,95	0,78	0,53	0,47	0,36
Oberes Szenario	2,24	2,14	2,08	0,87	0,62	0,57	0,47
Unteres Szenario	2,24	1,99	1,79	0,68	0,43	0,36	0,25

Tabelle 9: vNNE für Deponiegas

3.3 Klärgas

3.3.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Im Jahr 2018 haben Klärgasanlagen mit einer Kapazität von 71 MW Strom erzeugt. Wie Abbildung 15verdeutlicht, hat sich die installierte Leistung dieser Anlagen in den vergangenen zwölf Jahren nur leicht erhöht, da der größte Teil des Potentials bereits erschlossen wurde; das Kapazitätswachstum ist daher marginal.



Leistung [MW]	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Netto-Zubau	2,6	1,4	0,4	- 0,7	- 0,6	0,1	0,2	1,4	0,6	- 0,1	2,7	0,7
Bestand Jahresende	65	67	67	66	66	66	66	67	68	68	71	71

Abbildung 15: Historische Leistungsentwicklung für Klärgas

3.3.2 Leistungsentwicklung 2019 bis 2024

Aufgrund der bereits hohen Ausschöpfung des Klärgaspotentials wird auch in der Zukunft keine signifikante Steigung der installierten Leistung erwartet. Im Trend-Szenario wurde daher ein Leistungszuwachs unterstellt, der dem mittleren Zubau seit 2009 entspricht. Die zugebauten Anlagen haben dabei analog zu historischen Werten eine Kapazität zwischen 100 kW und 500 kW. Für das untere und obere Szenario wurde dieser Mittelwert in Höhe von 1 MW um die Standardabweichung des untersuchten historischen Zeitraums variiert. Daraus ergibt sich im unteren Szenario ein Zubau von 0,1 MW und im oberen Szenario ein Leistungszuwachs in Höhe von 1,9 MW pro Jahr.

Analog zur Bestimmung des mittleren Leistungszubaus in den vergangenen Jahren werden der mittlere Rückbau und die Standardabweichung aus den Daten der Jahre seit 2009 bestimmt und in den drei Szenarien als Annahme fortgeschrieben. Die jährliche Rückbaurate von Anlagen, die vor Ende des EEG-Förderzeitraums außer Betrieb gehen, liegt zwischen 0 MW und 1,3 MW pro Jahr. Im unteren Szenario ergibt sich damit ein Netto-Rückbau, also eine leichte Abnahme der installierten Kapazität von 70 MW in 2019 auf 64 MW in 2024. Im Trend-Szenario bleibt die installierte Kapazität weitgehend konstant.

Nach Ablauf der EEG-Vergütung werden Klärgasanlagen in den Berechnungen der vorliegenden Studie annahmegemäß nicht stillgelegt, sondern im Anschluss zur EEG-Vergütung der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet. Die aus den Annahmen resultierende Leistungsentwicklung für die drei Szenarien ist in nachstehender Tabelle dargestellt.

Leistung Prognose [MW]	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Trend-Szenario						
Zubau	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Rückbau	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Bestand Jahresende	**72**	**72**	**73**	**73**	**73**	**74**
Oberes Szenario						
Zubau	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Bestand Jahresende	**73**	**75**	**77**	**79**	**81**	**83**
Unteres Szenario						
Zubau	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Rückbau	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Bestand Jahresende	**70**	**69**	**68**	**67**	**65**	**64**

Tabelle 10: Prognose der Leistungsentwicklung von Klärgasanlagen

3.3.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Auf Basis der Stromerzeugung und der relevanten installierten Leistung aller Klärgasanlagen der Stamm- und Bewegungsdaten des Jahres 2018 ergeben sich im Aufsatzjahr 2018 VBh in Höhe von 6.770. Für die Prognosejahre wurden die um Stilllegungen und Inbetriebnahmen bereinigten VBh aus der Historie fortgeschrieben und weichen damit nur in Schaltjahren ab. Die Stromerzeugung schwankt auch unterjährig nur mit der Anzahl der Monatstage.

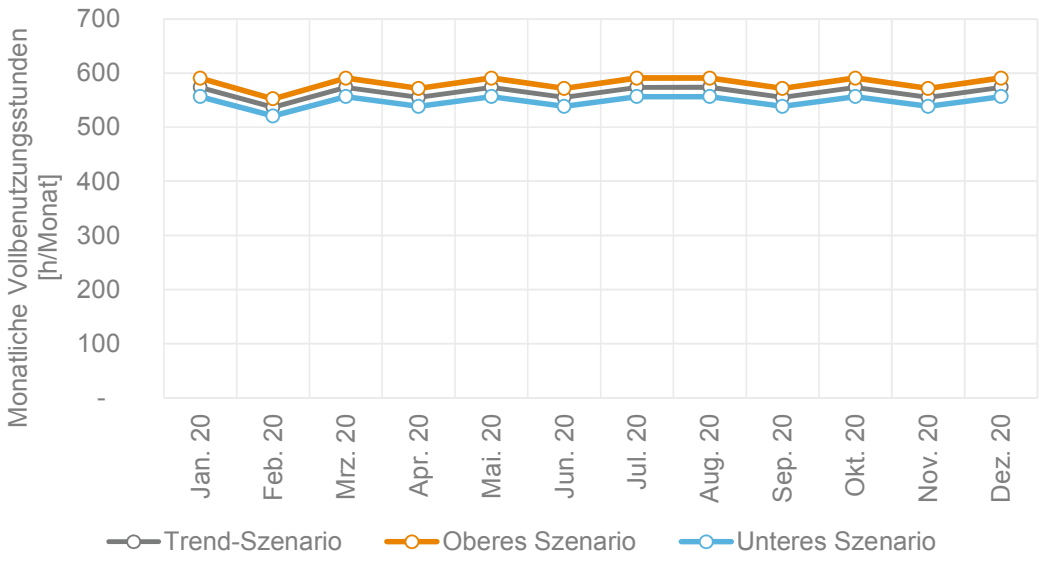


Abbildung 16: Monatliche VBh im Jahr 2020 für Klärgas

Zwischen 2009 und 2018 variierten die VBh von Klärgasanlagen gemäß AGEE-Stat 2019 um 3 % um den Mittelwert. Für das untere und obere Szenario wurden die VBh des Trend-Szenarios daher entsprechend dieser Schwankungsbreite nach unten und oben skaliert. Der überwiegende Anteil der erzeugten Strommengen wird bei Klärgas für den Eigenverbrauch innerhalb der Kläranlagen genutzt.

Die Auswertung historischer Stromerzeugungen gemäß den Bewegungsdaten und den Veröffentlichungen der AGEE-Stat 2019 lässt auf einen Eigenverbrauchsanteil von rund 90 % schließen. Dieser Wert wird in der Studie auch für die Zukunft angenommen. Die jährlichen VBh und die daraus resultierende Stromerzeugung sind in nachstehender Tabelle für die drei untersuchten Szenarien dargestellt.

VBH und Stromerzeugung	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	6.770	6.753	6.772	6.753	6.753	6.753	6.772
Stromerzeugung [GWh/a]	481	483	487	489	492	495	500
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	6.770	6.954	6.973	6.954	6.954	6.954	6.973
Stromerzeugung [GWh/a]	481	503	518	530	544	557	572
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	6.770	6.552	6.570	6.552	6.552	6.552	6.570
Stromerzeugung [GWh/a]	481	463	457	448	440	433	426

Tabelle 11: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Klärgas

3.3.4 Marktwertfaktoren

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Klärgas wird per Gesetz als der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte der EPEX Spot definiert. Demzufolge beträgt der Marktwertfaktor für Klärgas immer genau 1 (Anlage 1 zu § 23a EEG 2017).

3.3.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Nachfolgend ist die Entwicklung der Veräußerungsformen für Klärgas dargestellt.

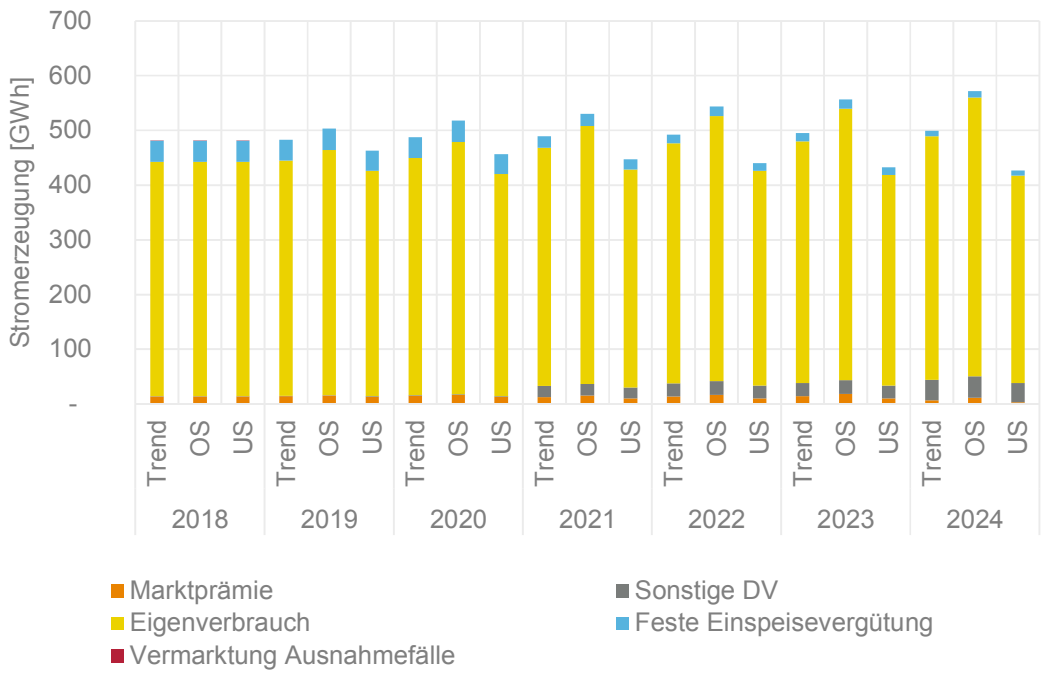


Abbildung 17: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für Klärgas

Der größte Teil der Stromerzeugung aus Klärgasanlagen entfällt wie in Abschnitt 3.3.3 beschrieben auf den Eigenverbrauch. Lediglich rund 8 % der Strommengen sind der festen Einspeisevergütung zuzuordnen.

Die geförderte Direktvermarktung folgt mit nur rund 3 % als Vermarktungsform mit marginaler Bedeutung. Diese Anteile bleiben in der Studie bis einschließlich 2020 nahezu konstant. Mit dem Auslaufen der EEG-Vergütung einzelner Anlagen ab 2021 verschieben sich Mengen in die sonstige Direktvermarktung, da in der Prognose ein Weiterbetrieb von Klärgasanlagen unterstellt wurde.

3.3.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Für die Berechnung der Förderzahlungen an Bestandsanlagen werden die auf Basis der Bewegungsdaten 2018 ermittelten Vergütungssätze angesetzt. Neuanlagen werden die im EEG 2017 festgelegten Vergütungs- und Degressionssätze je nach Größenklasse zugeordnet. Während die erzeugten Strommengen im Trend-Szenario mit dem Leistungszubau leicht ansteigen, sinken die Förderzahlungen ab 2021 mit dem Wechsel von Anlagen nach Ende der EEG-Vergütung in die sonstige Direktvermarktung. Im Trend-Szenario sinken die Gesamtauszahlungen damit von 3,3 Mio. Euro in 2018 auf 0,8 Mio. Euro in 2024.

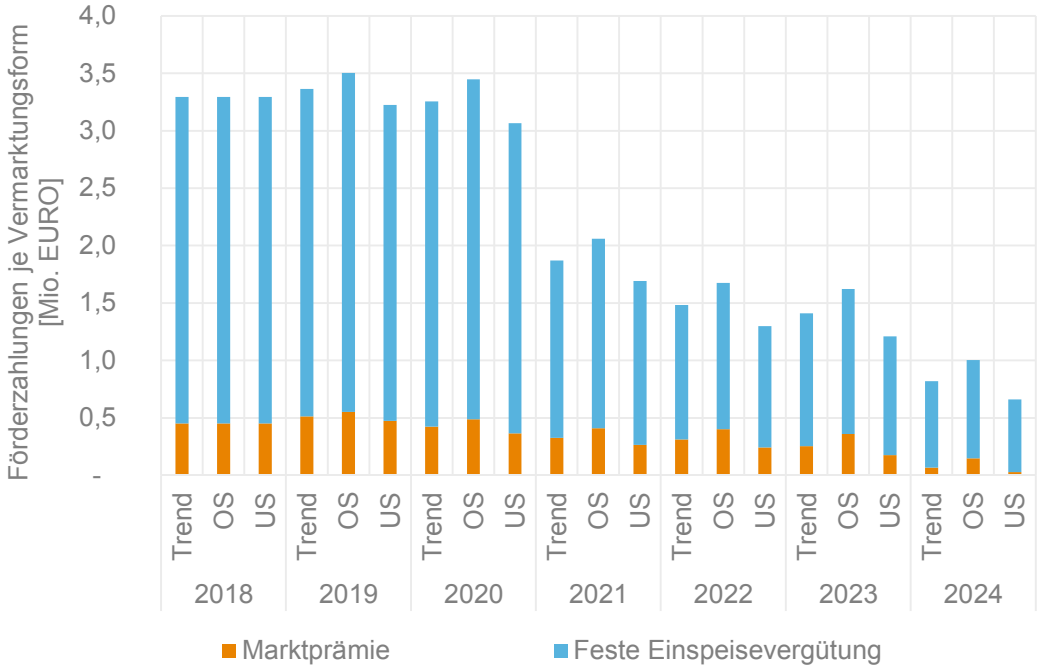


Abbildung 18: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Klärgas

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

vNNE [Mio. EURO]	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Trend-Szenario	0,38	0,38	0,38	0,26	0,22	0,22	0,10
Oberes Szenario	0,38	0,39	0,39	0,27	0,23	0,23	0,12
Unteres Szenario	0,38	0,36	0,36	0,24	0,20	0,20	0,08

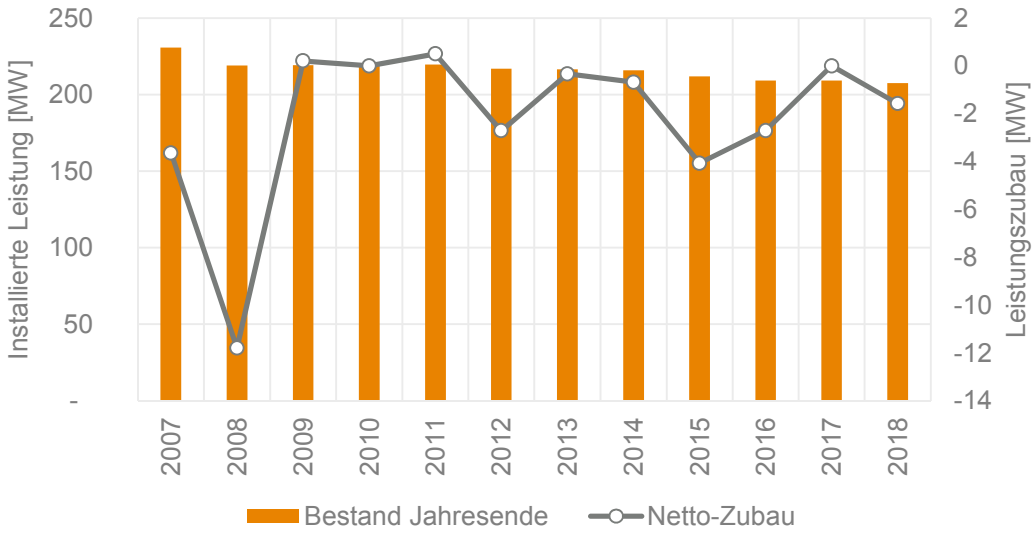
Tabelle 12: vNNE für Klärgas

3.4 Grubengas

3.4.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Grubengas besteht zum größten Teil aus Methan und wird beim Abbau von Steinkohle freigesetzt. Grubengasanlagen befinden sich derzeit nur in Nordrhein-Westfalen und im Saarland an Standorten von stillgelegten Steinkohlegruben. Grubengas kann sowohl in aktiven als auch stillgelegten Steinkohlegruben gewonnen werden. Mit der Schließung der letzten Steinkohlezechen im Dezember 2018 kann Grubengas jedoch ab 2019 nur noch aus stillgelegten Bergwerken gewonnen werden (Brandt 2019).

Abgesehen von geringem Netto-Zubau in den Jahren 2009 und 2011 ist die installierte Leistung von Grubengasanlagen seit 2007 kontinuierlich zurückgegangen, besonders stark im Jahr 2008. Seit 2012 ist keine neue Anlage mehr in Betrieb genommen worden. Zum Ende des Jahres 2018 haben Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 208 MW Strom aus Grubengas erzeugt, wie Abbildung 19 zeigt.



Leistung [MW]	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Netto-Zubau	- 3,6	- 11,8	0,2	-	0,5	- 2,7	- 0,3	- 0,7	- 4,1	- 2,7	-	- 1,6
Bestand Jahresende	231	219	219	219	220	217	217	216	212	209	209	208

Abbildung 19: Historische Leistungsentwicklung für Grubengas

3.4.2 Leistungsentwicklung 2019 bis 2024

Mit der Stilllegung des letzten Bergwerks in 2018 wird das Grubengasaufkommen auch in der Zukunft weiter zurückgehen. Für die Prognose wurde daher angenommen, dass sich der Netto-Rückbau weiter fortsetzt. In keinem der drei für die Studie definierten Szenarien werden neue Anlagen zugebaut. Der vorzeitige Rückbau schwankt zwischen 0,4 MW und 3,3 MW pro Jahr. Mit dem Ende der EEG-Vergütung werden ab dem Jahr 2021 viele Anlagen stillgelegt, da ein Weiterbetrieb als nicht wirtschaftlich angenommen wird. In einem Hintergrundgespräch mit dem Interessenverband Grubengas (Brandt 2019) wurde diese Annahme bestätigt: ein Weiterbetrieb ohne EEG-Vergütung erscheint nicht realistisch.

Insgesamt sinkt die installierte Leistung im Betrachtungszeitraum um 77 % auf 47 MW in 2024. Die nachstehende Tabelle fasst die Leistungsentwicklungen in den drei Szenarien zusammen.

Leistung Prognose [MW]	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Trend-Szenario						
Zubau	-	-	-	-	-	-
Rückbau	2	2	33	14	56	54
Bestand Jahresende	**206**	**204**	**171**	**157**	**100**	**47**
Oberes Szenario						
Zubau	-	-	-	-	-	-
Rückbau	0	0	32	13	55	52
Bestand Jahresende	**207**	**207**	**175**	**162**	**108**	**55**
Unteres Szenario						
Zubau	-	-	-	-	-	-
Rückbau	3	3	35	15	58	55
Bestand Jahresende	**204**	**201**	**166**	**151**	**93**	**38**

Tabelle 13: Prognose der Leistungsentwicklung von Grubengasanlagen

3.4.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Die Stromerzeugung von Grubengasanlagen ist dargebotsunabhängig, was einen konstanten Ausnutzungsgrad nach sich zieht. Die VBh schwanken unterjährig daher nur mit der Anzahl der Monatstage, wie nachstehende Abbildung exemplarisch für das Jahr 2020 zeigt.

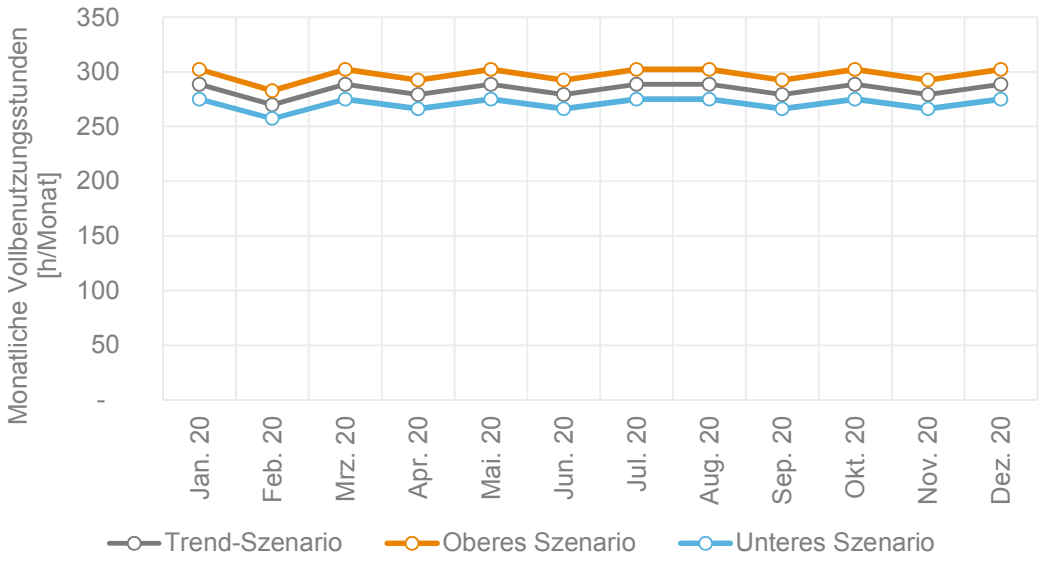


Abbildung 20: Monatliche VBh im Jahr 2020 für Grubengas

In den Stamm- und Bewegungsdaten der ÜNB werden mutmaßlich mehrere Grubengasanlagen an einem Standort zu einer Anlage zusammengefasst (Brandt 2019). Von diesen Einzelanlagen wird jedoch häufig nur ein Teil mit dann höheren VBh betrieben, während die übrigen Anlagen stillstehen. Dies führt zu geringen spezifischen VBh in den ausgewerteten Daten. Wird ein Teil der Anlage(n) außer Betrieb genommen, verringert sich die rechnerische Leistung, die VBh erhöhen sich jedoch. Aus diesem Grund werden für Grubengas die VBh (anders als bei den übrigen EEG-Technologien) für die Studie auf Basis der erwarteten Erzeugung in den zukünftigen Jahren 2019 bis 2024 bestimmt und nicht aus der Historie.

Zur Prognose der mit dem Grubengasaufkommen zurückgehenden Stromerzeugung wird eine Technologie-Studie (DMT 2018) verwendet, in der das Grubengasaufkommen bis 2030 abgeschätzt wurde. Unter Verwendung historischer Zusammenhänge zwischen Grubengausaufkommen und Stromerzeugung werden die zukünftig durch Grubengasanlagen erzeugten Strommengen für die Studie bestimmt. Im Trend-Szenario bedeutet dies einen Rückgang um rund 55 % bis 2024 gegenüber dem Aufsatzjahr 2018, wie nachstehender Tabelle entnommen werden kann. Bei der zugrundeliegenden installierten Leistung und der berechneten Stromerzeugung kommt es ab 2021 aufgrund einer Vielzahl an Stilllegungen zu einem Anstieg der rechnerischen VBh, der Hintergrund wurde eingangs erläutert.

VBH und Stromerzeugung	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.983	3.506	3.407	3.853	3.974	5.847	8.022
Stromerzeugung [GWh/a]	831	724	698	661	626	592	381
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.983	3.594	3.568	4.109	4.314	6.322	8.022
Stromerzeugung [GWh/a]	831	745	739	720	701	681	445
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.983	3.418	3.247	3.606	3.652	5.413	8.022
Stromerzeugung [GWh/a]	831	703	658	605	556	512	316

Tabelle 14: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Grubengas

3.4.4 Marktwertfaktoren

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Grubengas wird per Gesetz als der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte der EPEX Spot definiert. Demzufolge beträgt der Marktwertfaktor für Grubengas immer genau 1 (Anlage 1 zu § 23a EEG 2017).

3.4.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Abbildung 21 zeigt, dass sich der überwiegende Teil der Grubengasanlagen derzeit in der geförderten Direktvermarktung befindet.

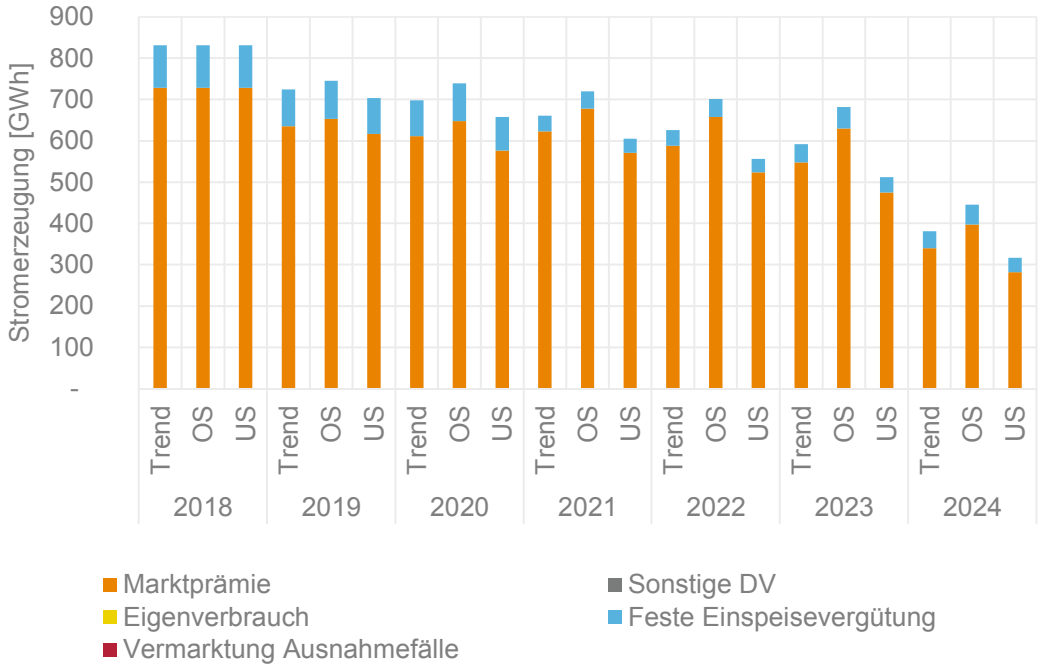


Abbildung 21: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für Grubengas

Aufgrund der Tatsache, dass zukünftig keine Anlagen zugebaut werden und der Rückbau bis einschließlich 2020 gering bleibt, kommt es in den Folgejahren zunächst zu keiner Verschiebung. Mit der Stilllegung eines signifikanten Anteils der Anlagen ab 2021 erfolgt temporär eine Verschiebung zugunsten der Stromerzeugung der geförderten Direktvermarktung. Insgesamt sinkt die Stromerzeugung in allen Vermarktungsformen und in allen Szenarien gegenüber 2018.

3.4.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Die Förderzahlungen für sämtliche Grubengasanlagen ergeben sich auf Basis der Stromerzeugung und der ermittelten Vermarktungsform gemäß den Vergütungssätzen, die aus den Bewegungsdaten 2018 hervorgehen. Es werden keine neuen Anlagen zugebaut. Analog zu den erzeugten Strommengen sinken die Förderzahlungen mit der Minderung des Grubengasaufkommens und dem Rückbau eines Großteils der Bestandsanlagen, wie in nachstehender Abbildung zu sehen ist.

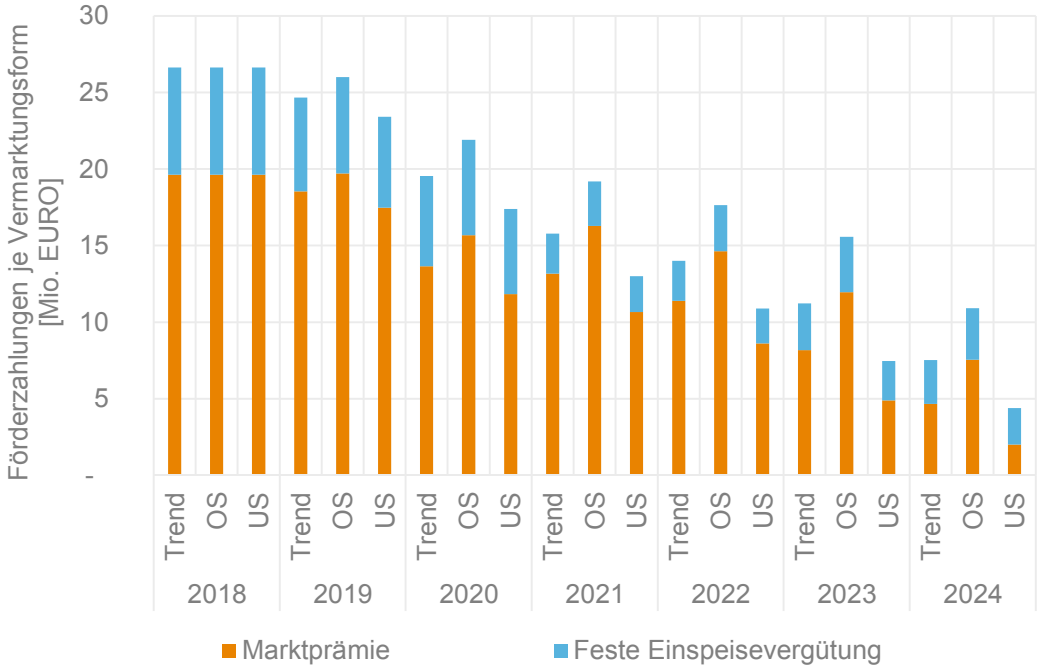


Abbildung 22: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Grubengas

Die Gesamtauszahlungen werden um die vNNE reduziert. Die jährlichen vNNE in den drei Szenarien sind für Grubengas in folgender Tabelle ausgewiesen.

vNNE [Mio. EURO]	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Trend-Szenario	4,46	3,89	3,74	3,70	3,61	3,34	2,17
Oberes Szenario	4,46	4,00	3,97	4,03	4,04	3,85	2,53
Unteres Szenario	4,46	3,78	3,53	3,39	3,21	2,89	1,80

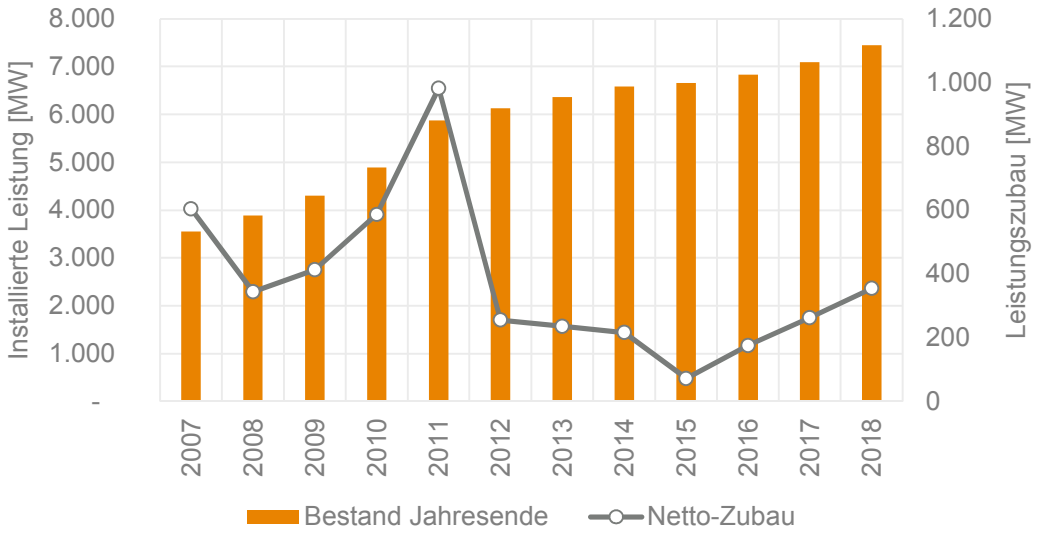
Tabelle 15: vNNE für Grubengas

3.5 Biomasse

3.5.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Während das EEG 2004 und 2009 noch zu einem dynamischen Zubau von Biomasseanlagen führte, brach der Zubau mit Einführung des EEG 2012 ein und verringerte sich auch in den Folgejahren bis 2015. Mit dem EEG 2014 wurden weitere Anreizstrukturen geschaffen, um die Flexibilität von Biomasseanlagen besser auszunutzen. So wurde zusätzlich zur Flexibilitätsprämie der Flexibilitätszuschlag für alle Anlagen, die seit dem 01.08.2014 in Betrieb genommen wurden, eingeführt. Dabei wurde jedoch die Förderung der Stromerzeugung aus Biogasanlagen auf 50 % der jeweiligen Höchstbemessungsleistung einer Anlage begrenzt. Diese Maßnahmen führten in den vergangenen Jahren zu einem Leistungszubau, der überwiegend auf den Zubau von Flexibilität entfällt.

Gemäß BNetzA-Anlagenregister (BNetzA 2019b) wurden im Jahr 2018 Anlagen mit einer Leistung von ca. 24 MW in Betrieb genommen. Zusätzlich war eine Leistungserhöhung von 367 MW im Rahmen der Flexibilitätsprämie zu verzeichnen. Diese Leistungserweiterung wird jedoch nur dann eingesetzt, wenn der Markt die zusätzliche Leistung benötigt. Die installierte Leistung in Biomasseanlagen erhöhte sich damit zum 31.12.2018 auf fast 7.500 MW.



Leistung [MW]	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Netto-Zubau	604	344	413	586	982	256	236	216	73	175	263	355
Bestand Jahresende	3.548	3.892	4.305	4.892	5.873	6.129	6.365	6.581	6.653	6.829	7.092	7.446

Abbildung 23: Historische Leistungsentwicklung für Biomasse

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

Sowohl im Jahr 2017 als auch im Jahr 2018 fand jeweils eine Biomasse-Auktion statt, wobei das Ausschreibungsvolumen bei jeweils 150 MW lag. Mit dem Jahr 2019 wurde die Anzahl der Ausschreibungsverfahren auf zwei erhöht. Das jährliche Ausschreibungsvolumen bleibt dabei zunächst bei 150 MW und erhöht sich ab dem Jahr 2020 auf 200 MW pro Jahr. In allen drei bisherigen Biomasse-Auktionen wurde höchstens ein Drittel der ausgeschriebenen Menge bezuschlagt (BNetzA 2019d). Die deutliche Unterzeichnung ist einerseits auf die kurze Vorbereitungszeit (sowohl in 09/2017 als auch in 04/2019 durch die kurzfristige Umstellung auf zwei Auktionen) zurückzuführen (Rauh 2019). Weiterhin ist die maximale Gebotshöhe für Neu- und Bestandsanlagen wirtschaftlich wenig attraktiv (BBE et al. 2018). Der Höchstsatz ist zudem einer Degression unterworfen und sinkt jährlich um 1 %. An den vergangenen Auktionen nahmen mit ca. 80 % überwiegend Bestandsanlagen teil.

3.5.2 Leistungsentwicklung 2019 bis 2024

Im ersten Halbjahr 2019 wurden Anlagen mit einer Leistung von ca. 28 MW in Betrieb genommen. Knapp 23 MW davon sind Anlagen, die nicht an einer Ausschreibung teilgenommen haben. Die Leistungserhöhung im Rahmen der Flexibilitätsprämie ist in den ersten sechs Monaten des Jahres 2019 eingebrochen und hat im Juni mit 5 MW einen Wert erreicht, der zuletzt Anfang 2016 unterschritten wurde (BNetzA 2019c). Eine Ursache für den Rückgang liegt in der rechtlichen Unsicherheit in Bezug auf die Frage, ob Satelliten-BHKW überhaupt eine Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen dürfen. Das Landgericht Frankfurt (Oder) urteilte in erster Instanz und verneinte dies (Rauh 2019).

Nichtsdestotrotz wird der 1.000 MW Förderdeckel gemäß BNetzA 2019c voraussichtlich im Juli 2019 erreicht. Damit muss die Leistungsüberbauung einer Anlage bis Ende Oktober 2020 fertiggestellt werden, um die Flexibilitätsprämie noch zu erhalten. In allen drei Szenarien wird davon ausgegangen, dass sich die kumulierte Leistungserhöhung durch die Flexibilitätsprämie bis zu diesem Zeitpunkt auf 1.200 MW erhöht. Ab 2019 findet zudem annahmegemäß ein Zubau der Anlagen statt, die in den Ausschreibungen einen Zuschlag erhalten haben. Neuanlagen müssen spätestens 24 Monate nach Zuschlagserteilung in Betrieb genommen werden. Bestandsanlagen müssen 13 bis 36 Monate nach Erteilung des Zuschlages neu in Betrieb gehen. Daher wird für die Studie angenommen, dass nur solche Bestandsanlagen an einer Auktion teilnehmen, deren Außerbetriebnahmezeitpunkt zum Auktionszeitpunkt mindestens ein Jahr und höchstens drei Jahre in der Zukunft liegt, sodass sich der neu dazu gewonnene Förderzeitraum direkt an den bisherigen Förderzeitraum anschließt. Neuanlagen gehen im ersten auf die Ausschreibung folgenden Kalenderjahr in Betrieb.

Für Anlagen, die bis einschließlich dem Jahr 2000 in Betrieb gegangen sind, läuft die EEG-Förderung zum Ende des Jahres 2020 aus. Da ein Weiterbetrieb ohne EEG-Vergütung im Allgemeinen nicht wirtschaftlich ist (Rauh 2019), bedeutet dies, dass dann mit 340 MW ein signifikanter Anteil der Anlagen stillgelegt wird, sofern sie sich nicht um eine Anschlussförderung bemühen. Für eine Anschlussförderung müssten diese Anlagen an der Auktion im November 2019 teilnehmen. Abweichend von den nachfolgenden Auktionen (ab 2020) wird daher in der vorliegenden Studie davon ausgegangen, dass der Wettbewerb in der Biomasse-Auktion im November 2019 höher ausfällt als in den anderen Runden.

Während die November-Ausschreibung 2019 im Trend-Szenario annahmegemäß zu 80 % ausgeschöpft wird (unteres Szenario: 60 %; oberes Szenario: 100 %), werden die Auktionen in den Folgejahren jeweils nur zu 33 % im Trend-Szenario (unteres Szenario: 25 %; oberes Szenario: 50 %) ausgeschöpft. Nicht ausgeschöpfte Mengen werden in den Ausschreibungen der Folgejahre angerechnet. Die Zuschlagswerte liegen in den Szenarien aufgrund dieser Annahmen nahe des jeweiligen Höchstpreises (10 bis 20 % Abschlag zum Höchstpreis). In allen Szenarien wird unterstellt, dass Bestandsanlagen mit 80 % weiterhin den größten Anteil der teilnehmenden Anlagen bilden.

Szenarioübergreifend erfolgt außerdem ein Zubau von bereits genehmigten Anlagen, für die eine geplante Inbetriebnahme in 2019 und 2020 vorgesehen ist. Zusätzlich werden jährlich insgesamt 10 MW an Gülle-Kleinanlagen zugebaut, die eine installierte Leistung von weniger als 100 kW haben. Neben dem Rückbau zum Ende der EEG-Vergütung findet ein vorzeitiger Rückbau statt, der sich an historischen Daten orientiert. Je Szenario werden zwischen 12 MW und 28 MW pro Jahr vor Ende der EEG-Laufzeit stillgelegt.

Die daraus resultierende Leistungsentwicklung ist in folgender Tabelle dargestellt.

Leistung Prognose [MW]	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Trend-Szenario						
Zubau	195	176	32	37	40	43
Rückbau	20	20	361	162	144	177
Bestand Jahresende	**7.621**	**7.777**	**7.448**	**7.323**	**7.219**	**7.085**
Oberes Szenario						
Zubau	195	182	40	44	46	47
Rückbau	12	12	353	154	128	161
Bestand Jahresende	**7.629**	**7.799**	**7.486**	**7.376**	**7.294**	**7.180**
Unteres Szenario						
Zubau	195	171	28	33	37	39
Rückbau	28	28	369	170	163	212
Bestand Jahresende	**7.613**	**7.756**	**7.415**	**7.278**	**7.152**	**6.979**

Tabelle 16: Prognose der Leistungsentwicklung von Biomasseanlagen

3.5.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

In nachstehender Abbildung ist der monatliche Verlauf der VBh in den drei Szenarien exemplarisch für das Jahr 2020 zu sehen. Die mittleren monatlichen VBh zeigen für alle Jahre einen leichten Rückgang im Sommer, da viele Biomasseanlagen als KWK-Anlagen betrieben werden.

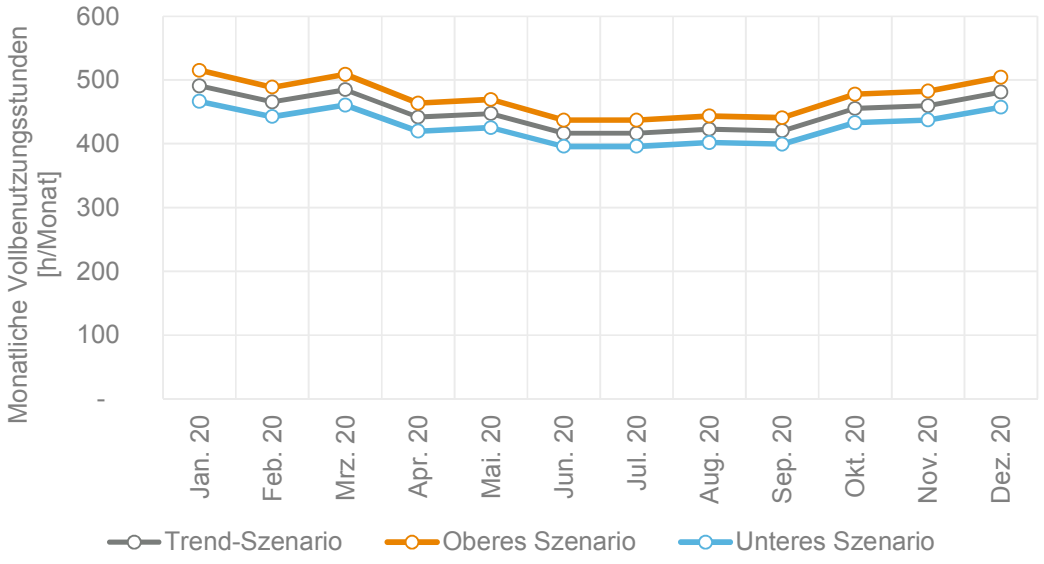


Abbildung 24: Monatliche VBh im Jahr 2020 für Biomasse

Durch die zunehmende Flexibilisierung der Biogasanlagen im Rahmen der Flexibilitätsprämie steigt die installierte Leistung an, ohne dass sich die Gesamterzeugung erhöht. Ein signifikanter Anteil der Neuanlagen sind zudem ebenfalls Biogasanlagen, die auf eine mittlere Benutzungsstundenzahl von 50 % der Jahresstunden begrenzt sind. Dies führt insgesamt zu einer Absenkung der mittleren VBh. Dieser Rückgang ist bereits seit 2015 zu beobachten (siehe AGEE-Stat 2019). Für die Prognose werden die anlagenspezifischen VBh des Jahres 2018 als Basis verwendet. Da das trockene und heiße Jahr 2018 jedoch zu Ernteausfällen geführt und die VBh von Biomasseanlagen gemindert hat (Rauh 2019), werden die VBh der Bestandsanlagen aus 2018 für die Prognosejahre bis 2024 pauschal um 2 % angehoben.

Nach durchschnittlich 5.453 VBh im Jahr 2018 erhöhen sich die VBh im Trend-Szenario im Jahr 2019 daher trotz Flexibilitätszubaus auf 5.487. In den Folgejahren sinken die VBh im Trend-Szenario leicht. Für das untere Szenario wurden die VBh des Trend-Szenarios um 5 % reduziert. Im oberen Szenario liegen die VBh 5 % höher. Dies entspricht der Schwankungsbreite der VBh für Biomasseanlagen aus den vergangenen Jahren gemäß AGEE-Stat 2019. Die jährlichen VBh und die daraus resultierende Stromerzeugung für Biomasseanlagen sind in nachstehender Tabelle dargestellt.

VBH und Stromerzeugung	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	5.453	5.487	5.402	5.376	5.373	5.362	5.352
Stromerzeugung [GWh/a]	40.506	41.453	41.747	40.056	39.356	38.716	37.925
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	5.453	5.761	5.669	5.638	5.632	5.617	5.604
Stromerzeugung [GWh/a]	40.506	43.544	43.903	42.191	41.519	40.945	40.208
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	5.453	5.214	5.135	5.112	5.113	5.106	5.098
Stromerzeugung [GWh/a]	40.506	39.364	39.605	37.945	37.241	36.544	35.599

Tabelle 17: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Biomasse

3.5.4 Marktwertfaktoren

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Biomasse wird per Gesetz als der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte der EPEX Spot definiert. Demzufolge beträgt der Marktwertfaktor für Biomasse immer genau 1 (Anlage 1 zu § 23a EEG 2017).

3.5.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

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

Anlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kW müssen nicht an einer Auktion teilnehmen und können die feste Einspeisevergütung in Anspruch nehmen. Für die Studie wird unterstellt, dass solche Anlagen Gülleanlagen sind und eine dementsprechende Vergütung gemäß EEG 2017 bekommen. In den Jahren ab 2019 gibt es annahmegemäß keinen Leistungszuwachs von Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung, da alle Anlagen, die nach Ablauf der EEG-Vergütung nicht an einer Ausschreibung teilnehmen oder keinen Zuschlag erhalten, aus wirtschaftlichen Gründen stillgelegt werden. Damit bleibt die Stromerzeugung in der sonstigen Direktvermarktung auf einem unbedeutend niedrigen Niveau.

Im Jahr 2018 hat die in der geförderten Direktvermarktung veräußerte Strommenge mit fast 33 TWh einen Anteil von über 80 % an der gesamten in EEG-geförderten Biomasseanlagen erzeugten Strommenge. Dieser Anteil bleibt bis zum Jahr 2024 nahezu konstant, wie nachstehende Abbildung zeigt.

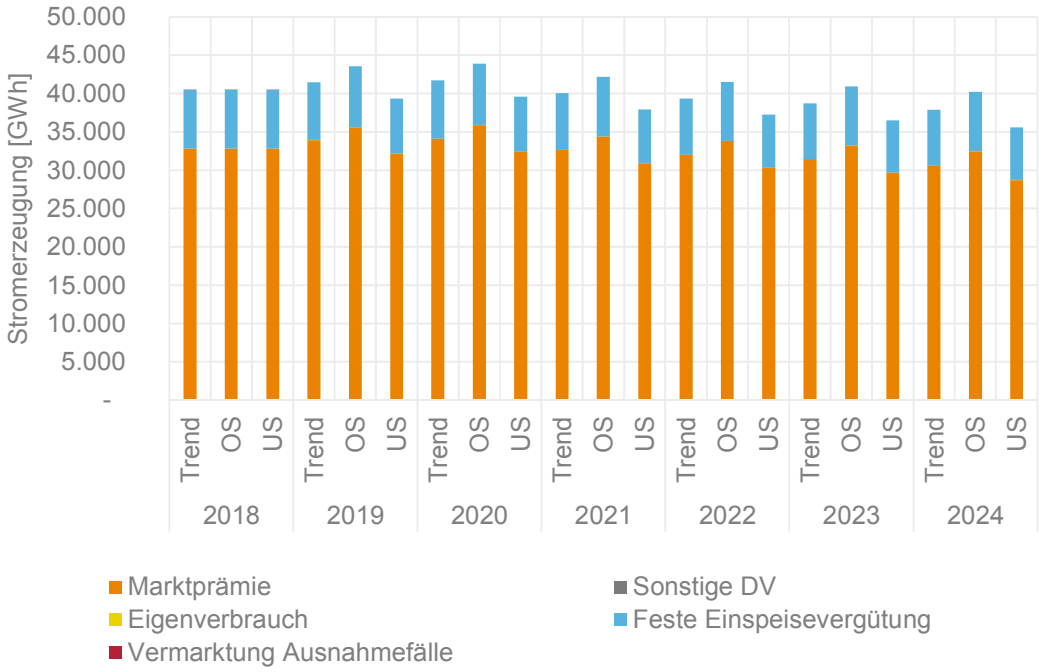


Abbildung 25: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für Biomasse

3.5.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Zur Bestimmung der EEG-Zahlungen ab dem Jahr 2019 werden die anlagenscharfen Vergütungssätze verwendet, die auf Basis der Bewegungsdaten 2018 ermittelt wurden. Die Vergütungssätze von Anlagen, die nicht an einer Ausschreibung teilnehmen und eine feste Einspeisevergütung bekommen, werden auf Basis der Vorgaben des EEG 2017 bestimmt.

Anlagen, die an einer Ausschreibung erfolgreich teilgenommen haben, wird der mengengewichtete Zuschlagswert zugeordnet. Es wird unterstellt, dass dieser analog zu den historischen Zuschlagswerten der vergangenen Ausschreibungsverfahren auch in den drei Szenarien nahe dem geltenden Höchstwert liegt, da weiterhin fast alle Auktionen annahmegemäß unterdeckt sind. Die mengengewichteten Zuschlagswerte schwanken zwischen 80 % und 90 % des jeweiligen Höchstwertes. Dieser unterliegt einer jährlichen Degression von 1 %.

Nachstehende Abbildung zeigt die resultierenden Förderzahlungen für Biomasseanlagen zwischen 2018 und 2024 aufgeschlüsselt nach den jeweiligen Vermarktungsformen.

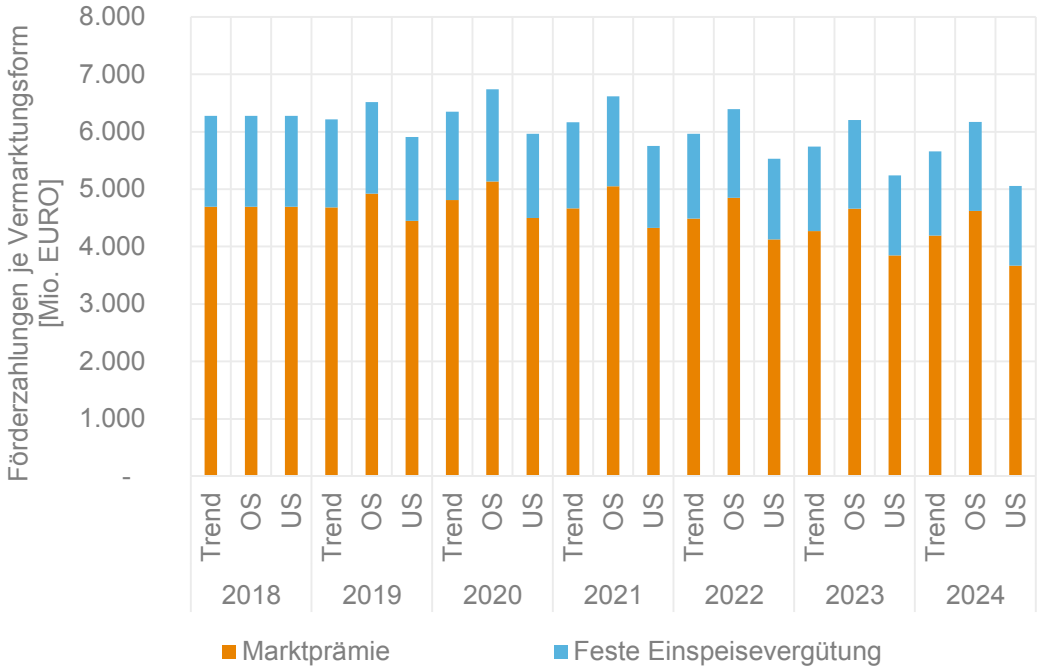


Abbildung 26: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Biomasse

Die Gesamtauszahlungen werden um die vNNE reduziert. Die jährlichen vNNE in den drei Szenarien sind in folgender Tabelle ausgewiesen.

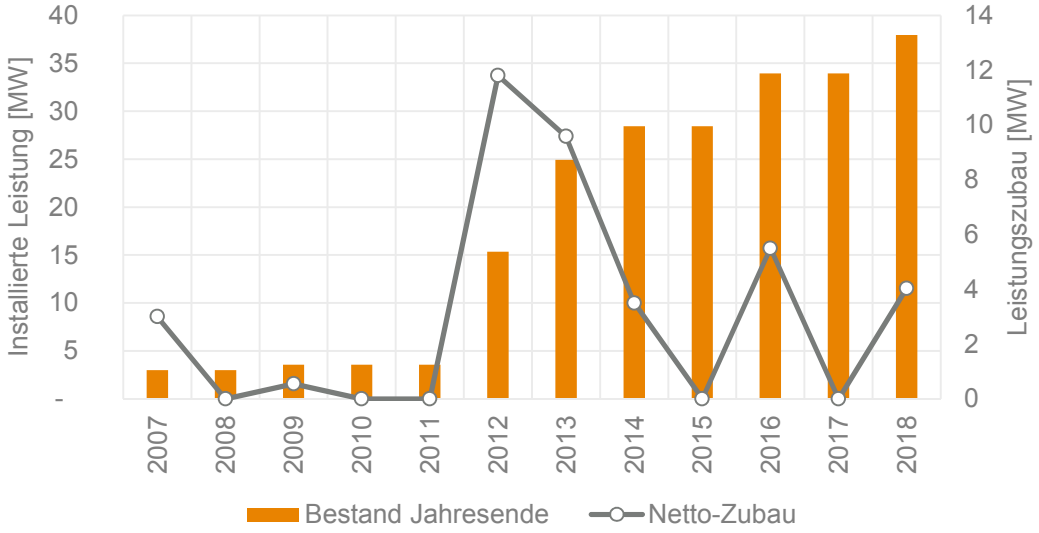
vNNE [Mio. EURO]	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Trend-Szenario	288,02	307,07	309,58	300,06	296,02	288,92	279,26
Oberes Szenario	288,02	322,56	325,59	316,09	312,35	305,27	293,92
Unteres Szenario	288,02	291,61	293,67	284,21	280,05	272,98	262,97

Tabelle 18: vNNE für Biomasse

3.6 Geothermie

3.6.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Im Jahr 2018 haben insgesamt acht Geothermieanlagen in Deutschland Strom erzeugt. Zwei der Anlagen befinden sich im Oberrheingraben, die übrigen Anlagen befinden sich im bayrischen Molassebecken. Hier wurde im Jahr 2018 eine weitere Anlage in Betrieb genommen, die bisher jedoch noch keinen Strom eingespeist hat. Bis zum Jahresende 2018 waren damit Geothermieanlagen mit einer Gesamtkapazität von 38 MW installiert. Dies entspricht etwa 0,03 % der installierten Leistung aller EE-Energieträger. Trotz einiger vielversprechender Projekte wird sich dieser Wert auch in der Zukunft annahmegemäß nicht signifikant erhöhen. Die folgende Abbildung zeigt die Leistungsentwicklung und den Zubau seit 2007.



Leistung [MW]	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Netto-Zubau	3,0	-	0,6	-	-	11,8	9,6	3,5	-	5,5	-	4,0
Bestand Jahresende	3,0	3,0	3,6	3,6	3,6	15,4	24,9	28,4	28,4	33,9	33,9	38,0

Abbildung 27: Historische Leistungsentwicklung für Geothermie

3.6.2 Leistungsentwicklung 2019 bis 2024

Die Prognose der Leistungsentwicklung von Geothermieanlagen bis zum Jahr 2024 wurde anlagenscharf vorgenommen. Während davon ausgegangen wird, dass im Betrachtungszeitraum keine Anlage stillgelegt wird, wird nach Rücksprache mit dem Bundesverband Geothermie (Weimann 2019) unterstellt, dass in Abhängigkeit des Szenarios zwischen zwei und vier Anlagen im Zeitraum bis 2024 realisiert werden, die sich hinsichtlich der installierten Leistung jedoch zum Teil unterscheiden.

Nachdem die ersten geothermischen Bohrungen in Garching an der Alz Ende 2018 erfolgreich abgeschlossen wurden, hat die Betreiberfirma den Bau der Anlage beantragt. Die Inbetriebnahme ist für das Jahr 2020 vorgesehen, was in allen drei Szenarien dieser Studie abgebildet wird. Während im unteren Szenario und im Trend-Szenario eine Anlagenkapazität von 3,5 MW unterstellt wird, wird im oberen Szenario eine um ein MW größere Anlage angenommen. Im gleichen Jahr wird voraussichtlich eine weitere Anlage in Kirchweidach (Landkreis Altötting) in Betrieb genommen.

Im Trend-Szenario und im unteren Szenario wird unterstellt, dass die Anlage eine installierte Leistung von 1,2 MW hat (oberes Szenario: 2,4 MW). Darüber hinaus werden im Trend-Szenario bzw. im oberen Szenario zwei weitere Anlagen im Oberrheingraben mit einer Leistung von je 4,5 MW bzw. 5 MW in 202 und 2023 zugebaut. Daraus ergeben sich die in der nachfolgenden Tabelle dargestellten Leistungsentwicklungen in den drei Szenarien.

Leistung Prognose [MW]	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Trend-Szenario						
Zubau	-	5	-	5	5	-
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Bestand Jahresende	**38**	**43**	**43**	**47**	**52**	**52**
Oberes Szenario						
Zubau	-	7	-	5	5	-
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Bestand Jahresende	**38**	**45**	**45**	**50**	**55**	**55**
Unteres Szenario						
Zubau	-	5	-	-	-	-
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Bestand Jahresende	**38**	**43**	**43**	**43**	**43**	**43**

Tabelle 19: Prognose der Leistungsentwicklung von Geothermieanlagen

3.6.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Die Stromerzeugung aus Geothermie ist grundsätzlich dargebotsunabhängig, woraus sich in erster Näherung ein konstanter Verlauf der VBh ergäbe (VBh würden in diesem Fall lediglich mit der Anzahl der Tage eines Monats variieren). Die Analyse der monatlichen VBh der vergangenen Jahre zeigte jedoch einen Rückgang in den Sommermonaten. Auch die auf Basis der Stamm- und Bewegungsdaten des Jahres 2018 ermittelten VBh bestätigten dies. Die monatlichen VBh aus 2018 bilden daher die Grundlage für die Bestimmung der VBh im Prognosezeitraum und spiegeln diese Saisonalität wider. Daraus ergibt sich im Jahr 2020 ein Verlauf der VBh in den drei Szenarien gemäß der nachfolgenden Abbildung.

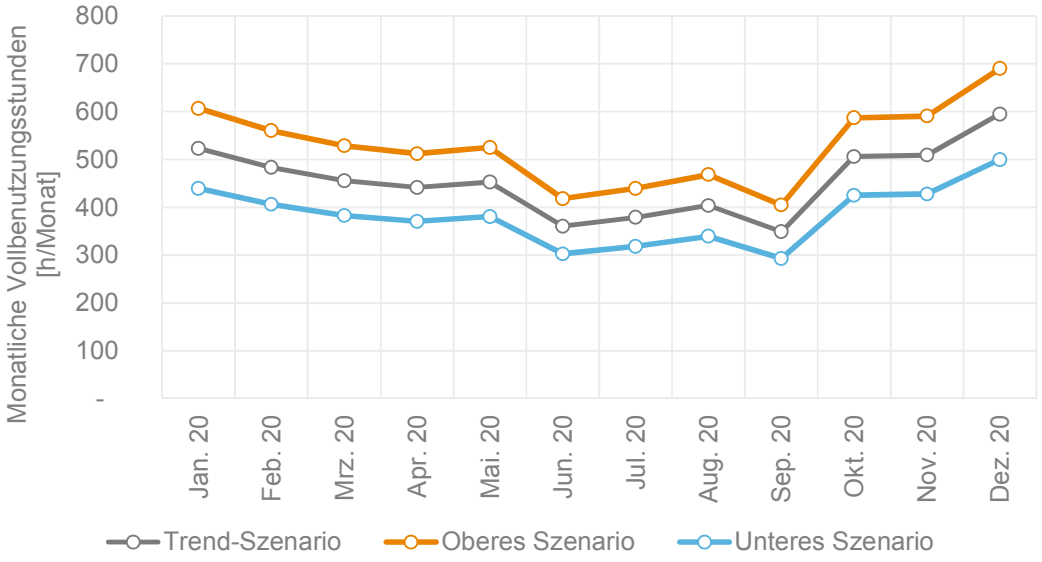


Abbildung 28: Monatliche VBh im Jahr 2020 für Geothermie

Gemäß historischer Daten (AGEE-Stat 2019) schwankten die historisch beobachteten Benutzungsstunden aufgrund der geringen Anzahl von Geothermieanlagen vergleichsweise stark. In den vergangenen zehn Jahren wichen die VBh im Durchschnitt um 870 Stunden vom Mittelwert ab. Im unteren bzw. oberen Szenario werden die Benutzungsstunden daher um diesen Wert nach unten bzw. oben variiert (siehe Abbildung 28).

Geothermieanlagen werden je nach Standort und Anlagengröße unterschiedlich betrieben und haben verschieden große Eigenverbrauchsanteile. In der Prognose wurde ein Anteil des Eigenverbrauchs in Höhe von 20 % angenommen, welcher sich in den VBh und damit auch in der Stromerzeugung niederschlägt (siehe nachstehende Tabelle).

VBH und Stromerzeugung	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	5.638	5.441	5.457	5.441	5.441	5.441	5.457
Stromerzeugung [GWh/a]	207	207	215	232	244	269	282
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	5.638	6.310	6.330	6.310	6.310	6.310	6.330
Stromerzeugung [GWh/a]	207	240	253	283	299	331	347
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	5.638	4.571	4.585	4.571	4.571	4.571	4.585
Stromerzeugung [GWh/a]	207	174	180	195	195	195	196

Tabelle 20: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Geothermie

3.6.4 Marktwertfaktoren

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Geothermie wird per Gesetz als der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte der EPEX Spot definiert. Demzufolge beträgt der Marktwertfaktor für Geothermie immer genau 1 (Anlage 1 zu § 23a EEG 2017).

3.6.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Nachstehende Abbildung zeigt die angenommenen Veräußerungsformen für Geothermie.

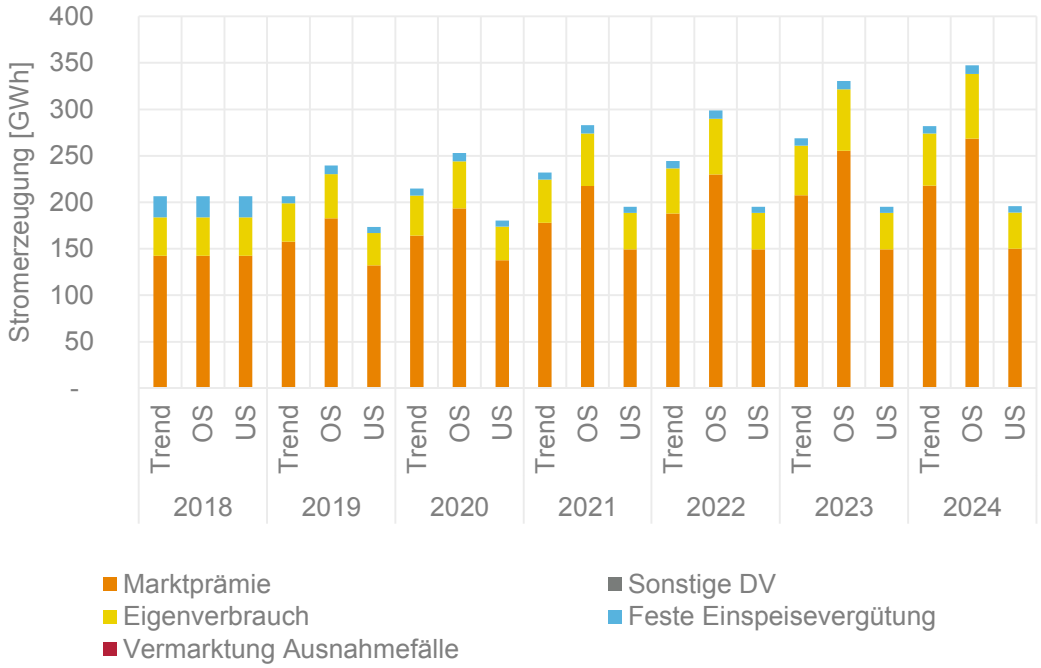


Abbildung 29: Stromerzeugung nach Veräußerungsform für Geothermie

Wie in Abschnitt 3.6.3 beschrieben, werden annahmegemäß 20 % der Stromerzeugung aus Geothermie für den Eigenverbrauch produziert. Der überwiegende Teil der verbleibenden Strommengen ist der geförderten Direktvermarktung zuzuordnen. Dieser Anteil steigt ab dem Jahr 2019 auf 76 % an, da zwei Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 12 MW im Jahr 2018 von der festen Einspeisevergütung in die Direktvermarktung gewechselt sind; dies zeigen die ausgewerteten Bewegungsdaten. Da die jährlichen VBh im Prognosezeitraum konstant bleiben und nur mit der Anzahl der Jahrestage schwanken, variiert die Stromerzeugung nur mit der installierten Leistung, wie Abbildung 29 zeigt.

3.6.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Auf Basis der VBh, der installierten Leistung und der ermittelten Vermarktungsform ergeben sich die Förderzahlungen für Bestandsanlagen gemäß den Vergütungssätzen, die aus den Bewegungsdaten des Jahres 2018 hervorgehen. Für Neuanlagen werden die im EEG 2017 geltenden Vergütungssätze und Degressionen berücksichtigt. Analog zu den erzeugten Strommengen schwanken die Förderzahlungen mit der installierten Leistung bis 2024, wie in nachstehender Abbildung 30 verdeutlicht.

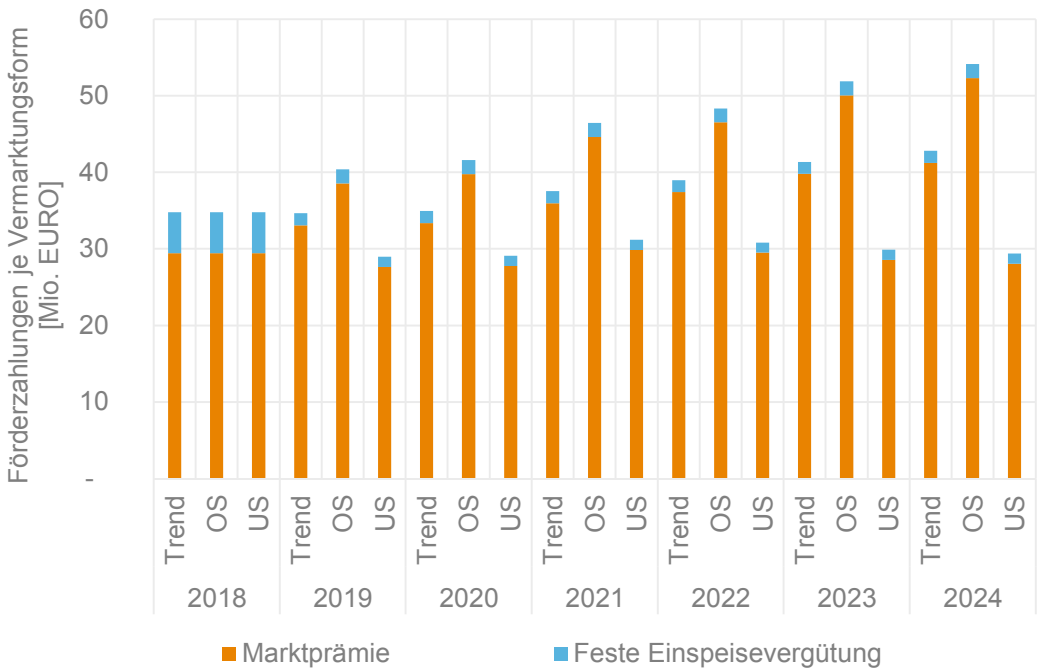


Abbildung 30: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Geothermie

Die Gesamtauszahlungen werden um die vNNE reduziert. Die jährlichen vNNE in den drei Szenarien sind in folgender Tabelle zusammengefasst.

vNNE [Mio. EURO]	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Trend-Szenario	1,33	1,33	1,37	1,44	1,50	1,55	1,55
Oberes Szenario	1,33	1,55	1,61	1,73	1,80	1,87	1,87
Unteres Szenario	1,33	1,12	1,15	1,21	1,21	1,21	1,22

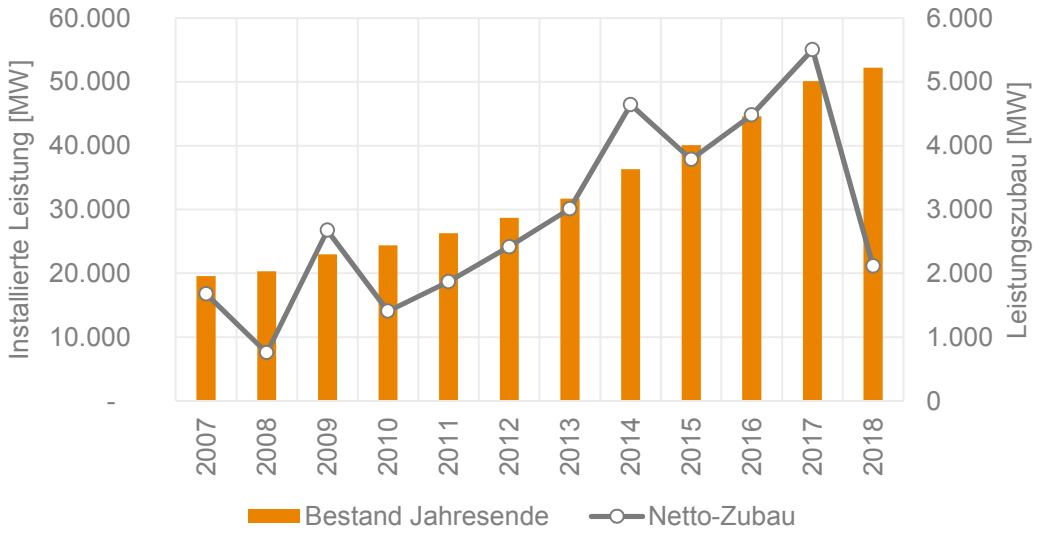
Tabelle 21: vNNE für Geothermie

3.7 Windenergie an Land

3.7.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Während sich der Ausbau in den Jahren 2010 bis 2017 stetig steigerte (der Netto-Zubau im Jahr 2017 lag bei 5.507 MW), ist im Jahr 2018 ein massiver Einbruch der Ausbauzahlen zu beobachten. Der Netto-Zubau im Jahr 2018 lag somit nur bei 2.114 MW; dies ist nach dem zubaustärksten Jahr 2017 der geringste Zubau seit dem Jahr 2010, in dem der Netto-Zubau bei nur 1.408 MW lag. Der Einbruch der Ausbauzahlen liegt auf der einen Seite an den Zuschlägen für Bürgerenergieprojekte ohne BImSchG-Genehmigung und mit einer verlängerten Realisierungsfrist in 2017, an stark zunehmenden Hemmnissen für die Erteilung neuer BImSchG-Genehmigungen, wie insbesondere Aspekten der Flugsicherung und artenschutzrechtliche Sachverhalte sowie an mangelnder rechtssicherer Ausweisung von Flächen auf Ebene der Regionalplanung (Fachagentur Wind 2019). Die Gesamtleistung von Windenergieanlagen an Land liegt Ende 2018 bei rund 52,2 GW, die Bruttostromerzeugung bei rund 92,2 TWh; dies sind rund 4 TWh mehr als im Jahr zuvor.

Die historische Leistungsentwicklung ist nachstehender Abbildung dargestellt.



Leistung [MW]	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Netto-Zubau	1.677	757	2.674	1.408	1.871	2.416	3.012	4.645	3.787	4.482	5.507	2.114
Bestand Jahresende	19.546	20.303	22.977	24.384	26.256	28.672	31.683	36.329	40.116	44.598	50.105	52.219

Abbildung 31: Historische Leistungsentwicklung für Windenergieanlagen an Land

Seit 2017 wird die Höhe der Vergütungszahlungen durch Ausschreibungen ermittelt. Dies gilt für alle Anlagen mit einer Leistung ab 750 kW; dies entspricht dem Großteil der aktuell üblichen Anlagentypen. Die Inbetriebnahme bezuschlagter Windenergieanlagen an Land muss laut EEG 2017 innerhalb von 30 Monaten nach dem Zeitpunkt des Zuschlags und bei Bürgerenergieprojekten innerhalb von 54 Monaten erfolgen. Im Jahr 2017 wurden nahezu 100 % der Zuschläge an Bürgerenergieprojekte nach § 36g EEG 2017 ohne BImSchG-Genehmigung vergeben. Mit Beginn des Jahres 2018 wurde diese Teilnahmemöglichkeit ohne Genehmigung abgeschafft, sodass seitdem für alle Bieter als Präqualifikation für die Teilnahme an einer Ausschreibung das Vorliegen einer BImSchG-Genehmigung der Projekte verpflichtend ist.

Während im ersten Halbjahr 2018 noch ein gewisser Wettbewerb in den Ausschreibungsrunden zu verzeichnen war, sind die Ausschreibungen seit Mitte 2018 bis heute alle unterdeckt geblieben – das bedeutet: Die Kapazität der zulässigen Gebote erreichte nicht mehr die ausgeschriebene Menge. In der Ausschreibungsrunde Mai 2019 wurde nur noch rund ein Drittel der Ausschreibungsmenge durch Zuschläge gedeckt (BNetzA 2019a). Diese Entwicklung hat auch Auswirkungen auf die bezuschlagten Gebotspreise und damit die auszuzahlenden Vergütungen.

Da die Ausschreibungen der BNetzA als „pay-as-bid"-Auktionen durchgeführt werden, erhält jede bezuschlagte Anlage die entsprechende Vergütungshöhe, für die das Gebot abgegeben wurde, multipliziert mit einem Korrekturfaktor für die individuelle Standortgüte. Als Anhaltspunkt zur Einschätzung der Gebotspreise dient daher insbesondere die durchschnittliche Vergütungshöhe einer Ausschreibungsrunde. Die durchschnittlichen Zuschlagswerte sind in 2017 mit dem Start der Ausschreibungen von 5,71 ct/kWh auf 3,82 ct/kWh gesunken. Mit Beginn des sogenannten „Bürgerenergie-Moratoriums"[4] Anfang 2018 stiegen die mengengewichteten Zuschlagswerte wieder kontinuierlich von 4,73 ct/kWh auf 6,26 ct/kWh in 2018.

Mit Absenkung des Höchstwerts für Gebote durch die BNetzA auf 6,2 ct/kWh im Jahr 2019 sanken die durchschnittlichen Zuschlagswerte auf 6,11 ct/kWh im Februar 2019, näherten sich jedoch in den darauffolgenden Ausschreibungsrunden dem exogen gesetzten Höchstpreis an (BNetzA 2019a). Diese Entwicklung ist insbesondere den deutlichen Unterdeckungen in den Ausschreibungsrunden geschuldet, sodass zunehmend strategische Gebote zum Tragen kommen.

3.7.2 Leistungsentwicklung 2019 bis 2024

Das erste Halbjahr 2019 hat gezeigt, dass sich der Einbruch der Zubauzahlen aus dem Jahr 2018 im Jahr 2019 voraussichtlich noch verstärkt. Dies liegt auf der einen Seite an ausbleibenden Neuinbetriebnahmen für die in 2017 bezuschlagten Bürgerenergieprojekte, da diese eine längere Realisierungsfrist haben als Anlagen mit einer BImSchG-Genehmigung. Der Großteil der in 2017 bezuschlagten Projekte hatte zum damaligen Zeitpunkt noch keine BImSchG-Genehmigung, durch verstärkte Genehmigungshemmnisse wird es auch für diese Projekte aktuell schwieriger, ihre Planungen zu realisieren. Auf der anderen Seite wirken sich die Unterdeckungen in den vergangenen Ausschreibungsrunden aufgrund der oben dargestellten Hemmnisse aktuell negativ auf die Zubauzahlen aus. Dies führt im Trend-Szenario zu einem Zubau von lediglich 1.338 MW im Jahr 2019, was mit Abstand dem geringsten Zubau der vergangenen Jahre entspricht.

Die Modellierung der Kapazitätsentwicklung der Jahre 2019 bis 2024 erfolgt mit Hilfe des enervis-Auktionsmodells für Windenergie an Land, dem Daten zu Windenergieanlagen mit Genehmigung, zu im Genehmigungsverfahren befindlichen Anlagen sowie zu noch realisierbaren Flächenpotenzialen in den jeweiligen Regionalplänen zugrunde liegt. Neben den Kapazitätsdaten verwendet das enervis-Auktionsmodell detaillierte Kostenparameter für mehr als 100 Windenergieanlagencluster sowie feinaufgelöste Winddaten, mit denen die Standortgüte bewertet wird.

Mit Hilfe dieses Modells werden für zukünftige Ausschreibungsrunden bis 2024 die angebotsseitig zur Verfügung stehenden Leistungen und die sich aus Angebot und Wettbewerbssituation ergebenden Zuschlagswerte und Vergütungshöhen modelliert. Diese stellen die Grundlage für die Zubauentwicklung bis 2024 dar.

---

[4] Hierin wurde generell die Vorlage einer BImSchG-Genehmigung zur Teilnahmevoraussetzung für alle Bieter gemacht, also auch für Bürgerenergieprojekte.

Die Analyse der Auktionsrunden zeigt für 2019 eine deutliche Unterdeckung, welche auch für den Großteil des Jahres 2020 noch erwartet wird. Annahmegemäß nimmt sie jedoch im Laufe des Jahres 2020 ab, da eine hinreichend große Pipeline an Projekten im Genehmigungsverfahren vorliegt, die mittelfristig anteilig zur Realisierung kommt. In den Folgejahren bis 2024 wird daher im Rahmen der Studie von einer ausreichenden Angebotskapazität ausgegangen. Die Angebotsmenge wird über die drei Szenarien stabil gehalten, eine Variation erfolgt über die Realisierungsquoten.

Die regionale Verteilung der zukünftigen Inbetriebnahmen orientiert sich an den im enervis-Auktionsmodell ermittelten Ausschreibungsergebnissen und den dahinterliegenden Daten zu Genehmigungsverfahren, welche eine räumliche Zuordnung beinhalten. Die Zuschlagspreise aus den Ausschreibungen liegen in den als unterdeckt angenommenen Runden im Bereich des aktuellen Höchstpreises von 6,2 ct/kWh, der bis zum Jahr 2024 in dieser Studie als Annahme gesetzt wird. Bei einem stärker wettbewerblichen Umfeld in den Ausschreibungen ab Mitte 2020 sinken die durchschnittlichen Zuschlagswerte unter den Höchstwert und erreichen ein Niveau leicht oberhalb der mittleren Stromgestehungskosten von Windenergie an Land.

Die drei untersuchten Szenarien werden über das Winddargebot variiert (siehe folgendes Kapitel), wobei im oberen Szenario ein höheres Winddargebot unterstellt wird und im unteren Szenario ein schwächeres – jeweils im realistischen Bereich historischer Daten rund um das Trend-Szenario. Neben der Variation über das Winddargebot findet eine Differenzierung über die Umsetzungsquoten von bezuschlagten Anlagen und Stilllegungsquoten bzw. den Anteil des Weiterbetriebs von Windenergieanlagen, die das Ende der Förderdauer nach EEG erreichen, statt.

Die Umsetzungsquote wird neben der Differenzierung in den Szenarien zwischen Bürgerenergieprojekten ohne Genehmigung mit einem Zuschlag aus 2017 und Projekten mit einem Zuschlag nach 2017 (mit BImSchG-Pflicht) differenziert. Im Trend-Szenario liegt die Umsetzungsquote von bezuschlagten Windenergieanlagen mit einer Genehmigung bei 95 %, bei Bürgerenergieprojekten mit Zuschlag vor 2018 bei 50 %. Im oberen Szenario sind die Umsetzungsquoten in beiden Rubriken entsprechend höher, im unteren Szenario entsprechend niedriger. Die Unterschiede in den Umsetzungsquoten sind den Unterschieden in den Zuschlagsverfahren geschuldet. Während ein Zuschlag für eine Windenergieanlage mit BImSchG-Genehmigung mit hoher Wahrscheinlichkeit realisiert werden kann, da bereits die vollständige Genehmigung vorliegt, fehlt für viele Bürgerenergiezuschläge aus 2017 noch eine rechtskräftige Genehmigung.

Aufgrund zunehmender Genehmigungshemmnisse ist davon auszugehen, dass in 2017 bezuschlagte Bürgerenergieprojekte nur in der Größenordnung von rund 50 % tatsächlich in Betrieb gehen werden. Dieses Potenzial fehlt somit bei der Realisierung der vorgesehenen Ausschreibungsmengen. Neben der Umsetzungswahrscheinlichkeit wird auch der Inbetriebnahme-Zeitpunkt bei Bürgerenergieprojekten und Windenergieanlagen mit einem Zuschlag nach 2017 unterschieden. Dabei werden die gesetzlichen Realisierungsfristen berücksichtigt. Bürgerenergieprojekte gehen in den Monaten 36 bis 48 nach Zuschlag in Betrieb, Zuschläge mit BImSchG-Genehmigung gehen in den Monaten 12 bis 24 nach Zuschlag in Betrieb, diese Annahmen sind über alle drei Szenarien identisch. Für den Anteil der bezuschlagten Windenergieanlagen, die entsprechend der angenommenen Umsetzungsquote nicht in Betrieb gehen, werden Pönalen von 30 €/kW fällig.

Für die Studie wird unterschieden nach bereits erteilten Zuschlägen und für die Zukunft erwarteten. Vergütungshöhen historischer Zuschläge werden über die durchschnittliche Zuschlagshöhe der jeweiligen Auktionsrunde ermittelt. Zukünftige Zuschläge werden im Rahmen der Auktionsmodellierung standortscharf bestimmt und erhalten jeweils den entsprechenden mittleren Zuschlagswert aus der modellierten Auktionsrunde.

Zur Berechnung des konkreten anzulegenden Werts (also der Vergütungshöhe), erfolgt eine landkreisscharfe Zuordnung der Standorte von Windenergie an Land zu den in der Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen gesetzlich bestimmten Höchstpreiszonen (vgl. entsprechende Verordnung, Anlage 3 zu § 15 GemAV Höchstwertgebiete). Diese orientieren sich an der mittleren Windgeschwindigkeit in 140 m Höhe und bilden somit die Standortgüte deutschlandweit nach einer einheitlichen Methodik ab.

Aus der GemAV wird für diese Studie eine Unterteilung in drei mittlere anzuwendende Korrekturfaktoren (100 %, 116 % und 129 %) abgeleitet; damit werden die standortspezifischen Vergütungshöhen entlang der mittleren Zuschlagshöhen berechnet. Die Einteilung der drei Zonen ist in nachstehender Abbildung dargestellt; die Zuordnung erfolgt landkreisscharf.

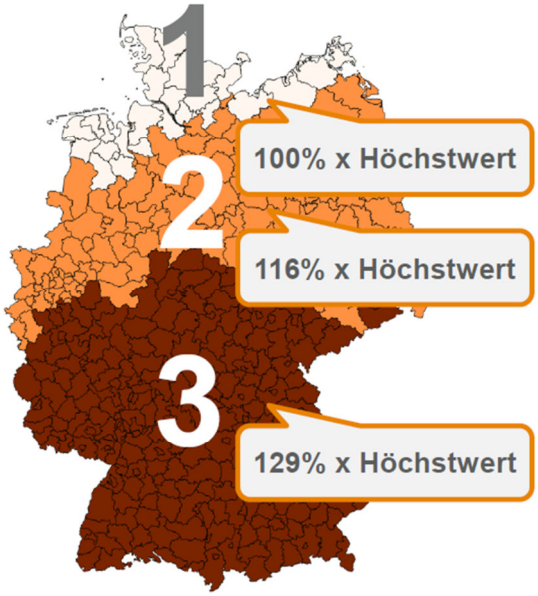


Abbildung 32: Höchstwertregionen der GemAV mit Standortgütefaktor

Neben den Umsetzungswahrscheinlichkeiten und dem Winddargebot werden zwischen den drei untersuchten Szenarien zusätzlich die Annahmen zum Weiterbetrieb bzw. zur Stilllegung von Windenergieanlagen variiert. Annahmegemäß werden Anlagen frühestens mit Ende der Förderdauer stillgelegt; bis zum Jahr 2024 betrifft dies rund 15 GW Leistung. Auf Basis der bei enervis vorhandenen Datenlage zu Vorranggebieten in Deutschland liegen rund 50 % dieser Altanlagen in aktuell gültigen Vorranggebieten.

Altanlagen, die in Vorranggebieten liegen, werden unter der Prämisse einer höheren Wirtschaftlichkeit von Neuanlagen repowert; dies wird im Rahmen der Auktionsmodellierung abgebildet. Der Teil der Altanlagen, der außerhalb ausgewiesener Vorranggebiete liegt, ist aus genehmigungsrechtlicher Sicht für ein Repowering nicht geeignet. Für diese Anlagen bietet sich somit ein Weiterbetrieb an, wobei keine EEG-Vergütung mehr gezahlt wird, sondern die Anlage sich alleine durch Strommarkterlöse finanziert (sonstige Direktvermarktung). Ein Weiterbetrieb ist jedoch ökonomisch nur sinnvoll, wenn die Betriebskosten der Windenergieanlage von den Stromerlösen mindestens gedeckt werden können. Im Trend-Szenario wird davon ausgegangen, dass dies für 75 % der Anlagen außerhalb von Vorranggebieten gegeben ist und diese somit weiterbetrieben werden können.

Hintergrund ist, dass eine Absenkung der Betriebskosten möglich erscheint. Im oberen Szenario werden annahmegemäß 100 % der betreffenden Anlagen weiterbetrieben, im unteren Szenario nur 50 %. Die Weiterbetriebsdauer wird in allen drei Szenarien mit fünf Jahren angesetzt. Dieser Zeitraum scheint technisch als mittlere Weiterbetriebsdauer realistisch. Über alle Szenarien hinweg gelten die folgenden Regelungen zu den Ausschreibungen aus dem EEG: nicht bezuschlagte Mengen (insbesondere 2019 und 2020) werden im dritten darauffolgenden Jahr wieder ausgeschrieben. So wird beispielsweise die nicht bezuschlagte Leistung aus den technologiespezifischen Auktionen aus 2019 in 2022 erneut ausgeschrieben (vgl. § 28 ff. EEG 2017).

Dabei werden die bereits festgelegten Ausschreibungsrunden anteilig um die unterdeckte Leistung erhöht; dies wird im enervis-Auktionsmodell für die Prognose im Rahmen der Studie entsprechend abgebildet. Es wird zudem angenommen, dass alle Zuschläge im Rahmen der gemeinsamen Ausschreibung und der Innovationsausschreibung, zu der es zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie noch keinen rechtskräftigen Entwurf gibt, an PV-Projekte gehen. Hintergrund für diese Annahme sind die stetig sinkenden Stromgestehungskosten für PV und für Windenergie an Land das derzeit attraktivere Wettbewerbsumfeld in den technologiespezifischen Ausschreibungen.

Im Rahmen der gemeinsamen Ausschreibung gilt die Regelung, dass die bezuschlagte Menge von 400 MW im Jahr, jeweils im folgenden Jahr zu 50 % von den technologiespezifischen Ausschreibungen Windenergie an Land und PV abgezogen wird – unabhängig von den tatschlich realisierten Zuschlägen. Auch diese Regelung wird im Auktionsmodell entsprechend berücksichtigt. Für die Innovationsausschreibungen wird aufgrund fehlender gesetzlicher Beschlüsse eine identische Annahme zur Technologieverteilung und -verrechnung getroffen.

Zu grenzüberschreitenden Ausschreibungen liegen zum aktuellen Zeitpunkt keine quantifizierbaren Informationen vor; es werden deshalb keine weiteren grenzüberschreitenden Ausschreibungen für den Zeitraum bis 2024 unterstellt. Ausnahmen vom Ausschreibungssystem bestehen für Pilotwindanlagen und werden wie folgt in der vorliegenden Studie berücksichtigt. In den letzten Jahren lag die Kapazität von Pilotwindanlagen bei rund 100 MW pro Jahr. Diese Größe wird auch für die kommenden Jahre angenommen.

Dabei differenziert sich die auszuzahlende Vergütungshöhe je nach Marktsituation: Wird in den Ausschreibungen ein Höchstwert erzielt, so ist dies auch für Pilotwindanlagen attraktiv und sie werden den Auktionen zugeschlagen. Findet hingegen eine wettbewerbliche Preisbildung in den Auktionen statt, so nehmen die Pilotwindanlagen nach gültiger EEG-Regelung eine Vergütung als Mittelwert der vergangenen Auktionsrunden in Anspruch (vgl. § 22a EEG 2017).

Die aus den genannten Prämissen prognostizierten Zubau- und Rückbauwerte für Windenergie an Land sind in nachstehender Tabelle dargestellt. In 2019 und 2020 ist ein historisch schwacher Zubau zu verzeichnen; ab dem Jahr 2021 liegt der Zubau bei rund 3,5 GW pro Jahr. Der Rückbau variiert ab 2021 pro Jahr und Szenario zwischen rund 1 GW und 2,7 GW. Im Jahr 2024 liegt die Gesamtleistung für Windenergie an Land im Trend-Szenario bei 63,7 GW.

Leistung Prognose [MW]	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Trend-Szenario						
Zubau	1.338	2.386	3.502	3.676	3.987	3.429
Rückbau	-	-	2.102	1.403	1.715	1.600
Bestand Jahresende	**53.566**	**55.952**	**57.352**	**59.625**	**61.896**	**63.725**
Oberes Szenario						
Zubau	1.394	2.585	3.801	3.864	4.191	3.604
Rückbau	-	-	1.559	1.061	1.317	1.254
Bestand Jahresende	**53.622**	**56.207**	**58.449**	**61.252**	**64.126**	**66.476**
Unteres Szenario						
Zubau	1.282	2.188	3.202	3.488	3.782	3.254
Rückbau	-	-	2.646	1.745	2.113	1.947
Bestand Jahresende	**53.510**	**55.697**	**56.254**	**57.997**	**59.666**	**60.973**

Tabelle 22: Prognose der Leistungsentwicklung von Windenergie an Land

3.7.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Zur Ermittlung der VBh für Windenergie an Land wurde ein synthetisches Wetterjahr gebildet; die entsprechende Methodik hierzu findet sich in Kapitel 2.3. Die entsprechenden VBh für das Jahr 2020 in monatsscharfer Darstellung sind in nachstehender Abbildung dargestellt. Es ist im unterjährigen Verlauf zu erkennen, dass die VBh im Winter wesentlich höher liegen als in den Sommermonaten. Dies entspricht auch den Erkenntnissen aus historischen Wetterjahren und stellt die typische Saisonalität für Windenergie an Land dar.

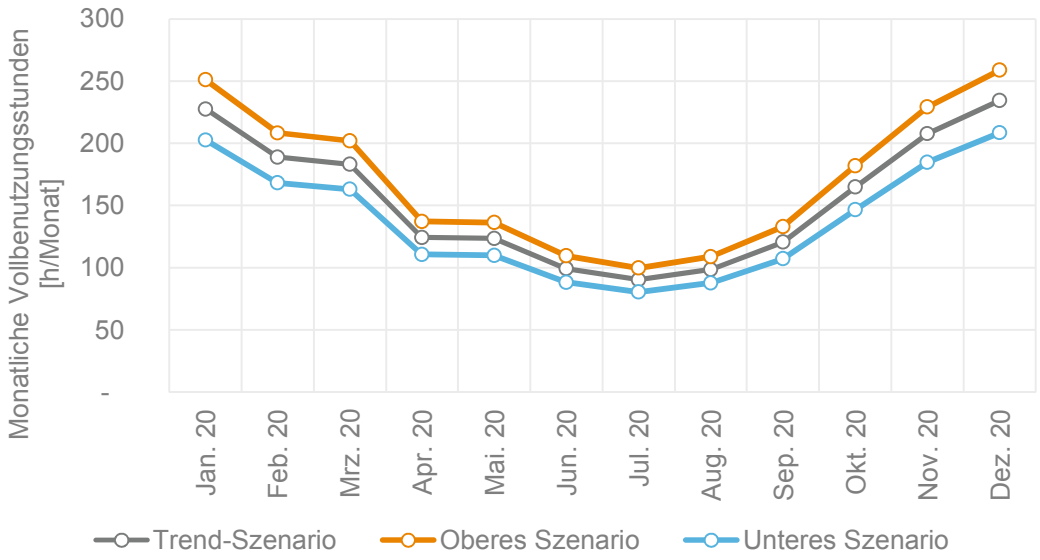


Abbildung 33: Monatliche VBh im Jahr 2020 für für Windenergie an Land

Die resultierende Stromerzeugung und die entsprechenden mittleren VBh für die Jahre 2019 bis 2024 zeigt die folgende Tabelle.

VBH und Stromerzeugung	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	1.727	1.954	1.863	1.917	1.976	2.039	2.104
Stromerzeugung [GWh/a]	88.724	103.081	102.043	106.919	114.480	122.476	130.884
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	1.727	2.047	2.056	2.113	2.176	2.242	2.310
Stromerzeugung [GWh/a]	88.724	108.047	112.923	119.912	129.419	139.431	149.875
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	1.727	1.856	1.658	1.709	1.763	1.822	1.883
Stromerzeugung [GWh/a]	88.724	97.814	90.579	93.619	99.410	105.569	112.111

Tabelle 23: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Windenergie an Land

Die deutschlandweiten mittleren VBh steigen dabei von 1.863 Stunden im Jahr 2020 auf 2.104 Stunden im Jahr 2024 im Trend-Szenario an. Dies liegt insbesondere an den Entwicklungen im deutschlandweiten Windenergieportfolio, wobei alte Anlagen mit kleinen Rotordurchmessern und Nabenhöhen durch Stilllegung herausfallen und der Neubau von Anlagentypen der neuesten Anlagenklasse mit hohen Nabenhöhen und großen Rotoren und damit deutlich überdurchschnittlichen VBh erfolgt.

Die VBh des Portfolios erhöhen sich damit über den Betrachtungszeitraum. Die angenommene Stromerzeugung steigt durch die steigenden mittleren VBh an. Zusätzlich wird durch den angenommen Leistungsausbau insgesamt mehr Strom erzeugt. Liegt die Stromerzeugung aus Windenergie im Jahr 2020 noch bei 102 TWh im Trend-Szenario, so steigt sie bis zum Jahr 2024 auf rund 131 TWh. Das Jahr 2019 hat im Trend-Szenario sowie im unteren Szenario höhere VBh als das Jahr 2020; dies liegt in erster Linie an den verwendeten realen Erzeugungsdaten für das erste Halbjahr 2019, wobei vor allem die Monate Januar und März besonders windstark waren.

3.7.4 Marktwertfaktoren

Die Stromerzeugung von Windenergieanlagen an Land ist volatil und von einer hohen Gleichzeitigkeit geprägt. In Zeiten mit viel Windstromerzeugung liegt durch den sogenannten „Merit-Order-Effekt“ der Windstromerzeugung der Marktwert von Windenergie daher deutlich unter dem durchschnittlichen Strompreis (Basepreis) an der EPEX Spot. Dieser Effekt ist saisonal unterschiedlich stark: In Wintermonaten mit höherer Windstromerzeugung sind die relativen Marktwerte als Anteil am Basepreis tendenziell niedriger als in Sommermonaten mit geringerer Windstromerzeugung.

Im Rahmen der Studie wurden unter Verwendung des oben dargestellten Strommarktmodells und unter Verwendung der synthetischen Wetterjahre folgende Marktwertfaktoren für Windenergieanlagen an Land berechnet. Dabei stellt nachstehende Abbildung die jeweiligen Profilwerte für das Jahr 2020 auf Monatsebene dar. Der Marktwertfaktor multipliziert mit den Base-Strompreisen stellt die Erlöse des deutschlandweiten Portfolios für Windenergie an Land dar.

Der Marktwertfaktor über das gesamte Jahr 2020 liegt bei rund 89,2 % und damit etwas höher als in den letzten Jahren, was insbesondere am Windjahr in 2020 liegt, welches im Vergleich zum starken Windjahr 2018 und dem ebenfalls windstarken ersten Halbjahr 2019 schwächer ausfällt. Hinzu kommt eine Strukturänderung der konventionellen Kapazitäten, insbesondere Kohle und Kernenergie, sodass das durchschnittliche Strompreisniveau steigt und die Marktwertfaktoren punktuell mit erhöht.

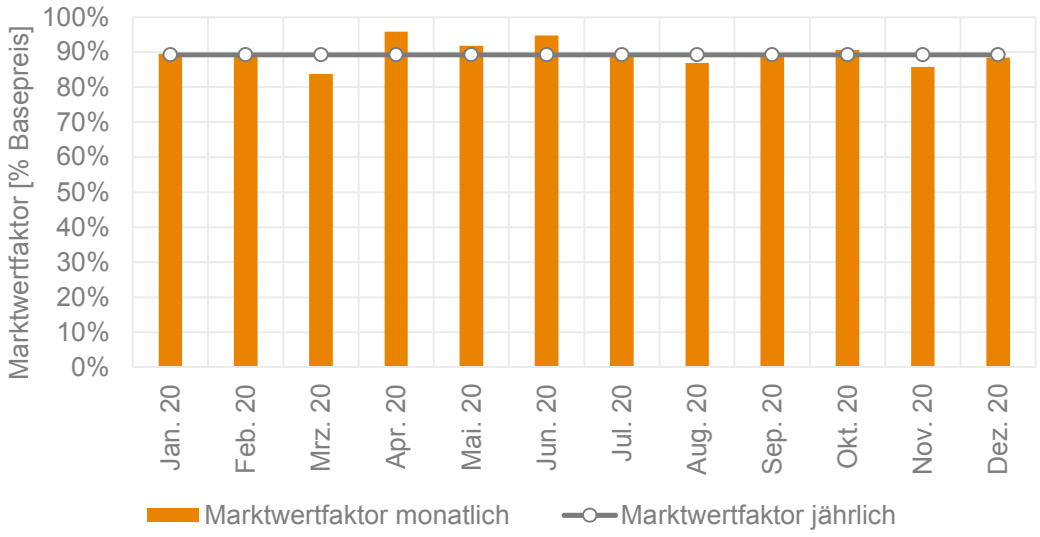


Abbildung 34: Marktwertfaktoren im Jahr 2020 im Trend-Szenario für Windenergie an Land

Nachstehende Abbildung zeigt die Entwicklung der Jahresmarktwertfaktoren für Windenergie an Land für die drei Szenarien bis zum Jahr 2024.

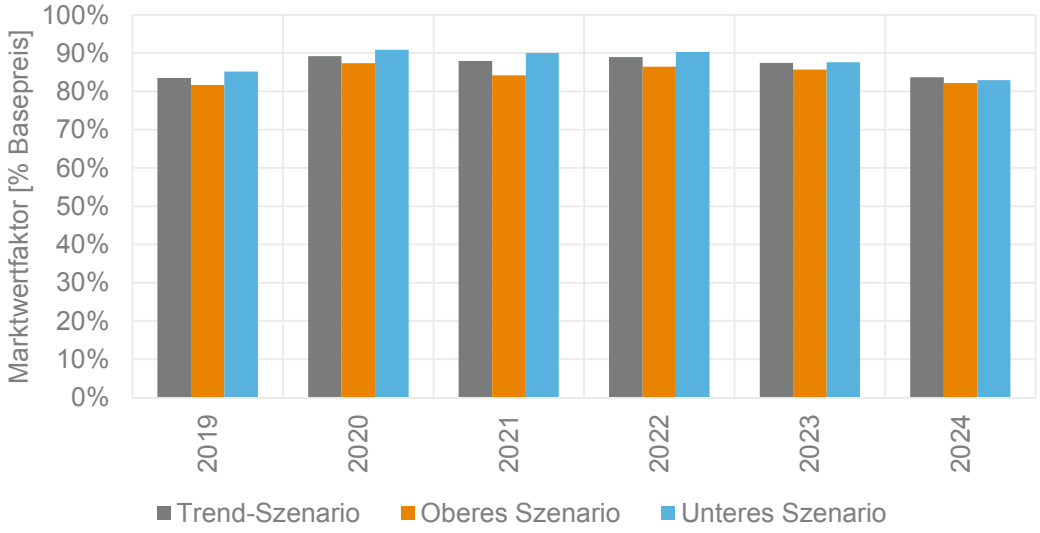


Abbildung 35: Jährliche Marktwertfaktoren für Windenergie an Land 2019 - 2024

Während die Marktwertfaktoren insbesondere in den folgenden Jahren bis 2022 ansteigen, sinken sie ab 2022 bis 2024 wieder kontinuierlich ab. Der Anstieg der Marktwertfaktoren für Windenergie an Land wird insbesondere durch steigende Strompreise und ein vergleichsweise geringes Angebot auf dem Markt getrieben. Dies liegt in erster Linie an strukturellen Veränderungen im Strommarkt ab 2020, wenn Kohle- und Kernenergiekapazitäten den Markt verlassen. Die Wertigkeit von Windstrom gewinnt so automatisch hinzu. Zusätzlich sind in den letzten Jahren die CO_2-Preise intensiv gestiegen, was zu einer Abflachung der Merit-Order-Kurve und damit zu einer Verringerung des Merit-Order-Effekts führt. Ab dem Jahr 2022 ist das Maximum in diesem Zeitraum erreicht und die Marktwertfaktoren sinken.

Dies liegt insbesondere am steigenden Ausbau von Windenergie an Land, der der Realisierung von Zuschlägen in gedeckten Ausschreibungsrunden geschuldet ist. Aus den unterschiedlichen Annahmen bzgl. Leistungsausbau und den unterschiedlichen hohen Winddargeboten, sowie den unterschiedlichen resultierenden Strompreisen ergeben sich im oberen Szenario niedrigere und im unteren Szenario höhere Marktwertfaktoren.

3.7.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Durch die Ermittlung der Vergütungshöhe über Ausschreibungen im Rahmen des EEG 2017 erfolgt für neu zugebaute Anlagen eine Förderung ausschließlich im Rahmen der vergüteten Direktvermarktung (mit Ausnahme von Klein- und Pilotanlagen, die jedoch nicht in nennenswertem Umfang zugebaut werden). Anlagen, die für den Weiterbetrieb zur Verfügung stehen und den Weiterbetrieb wirtschaftlich realisieren können, wechseln anlagenscharf nach Wegfall der EEG-Vergütung in die sonstige Direktvermarktung; erstmals erfolgt dies zum 01.01.2021 in größerem Umfang.

In nachstehender Abbildung ist die Verteilung der Veräußerungsformen für Windenergie an Land für 2019 bis 2024 sowie für die jeweiligen Szenarien dargestellt. Der Großteil der Vergütung entfällt demnach auf die in der geförderten Direktvermarktung anfallende Marktprämie. Ein geringer Anteil entfällt auf die feste Einspeisevergütung. Ab 2021 ist aus dem Weiterbetrieb mit steigenden Anteilen der sonstigen Direktvermarktung zu rechnen, der im Trend-Szenario auf 6,7 TWh ansteigt.

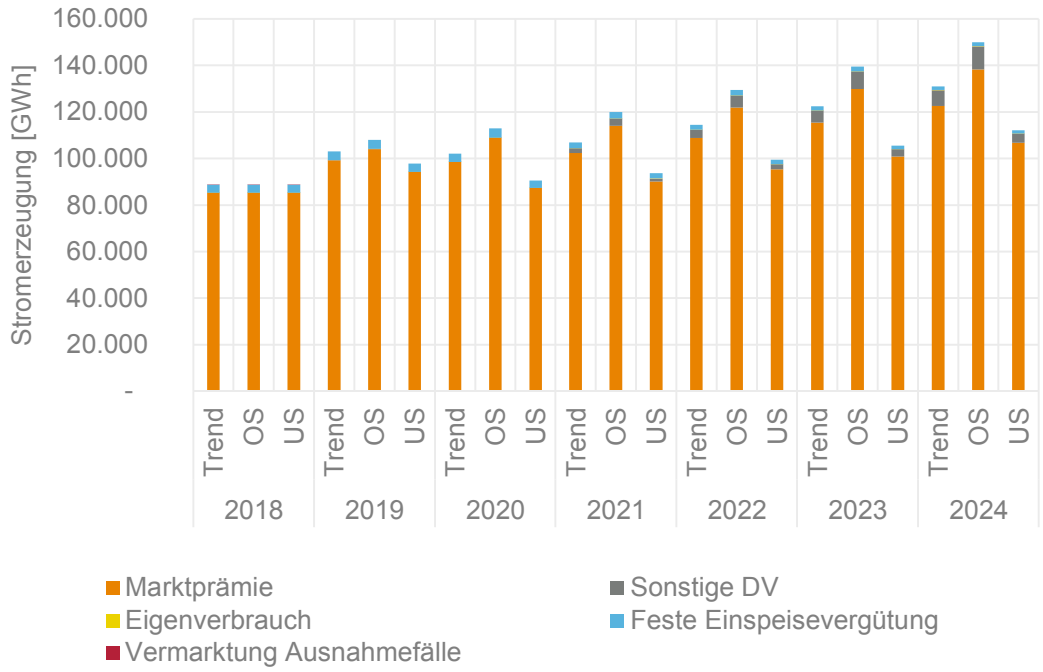


Abbildung 36: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für Windenergie an Land

3.7.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Die Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform für Windenergie an Land stellt sich wie folgt dar. Insgesamt sinken die Vergütungszahlungen, da ältere Anlagen mit hohen Vergütungssätzen das Ende ihrer Vergütungsdauer erreichen und tendenziell durch neuere Anlagen mit niedrigeren Vergütungen ersetzt werden.

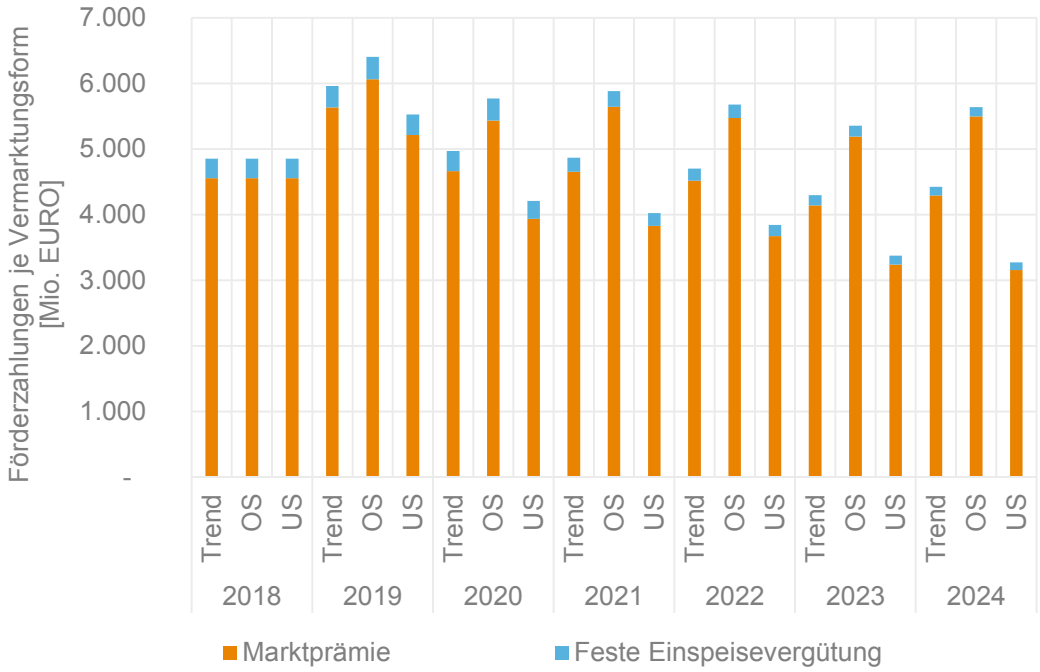


Abbildung 37: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Windenergie an Land

Zur Ermittlung der Gesamtauszahlungen werden die Förderzahlungen aufgrund der Zahlungsbestimmungen nach EEG um die Summe der vNNE reduziert. Die vNNE werden nach eingangs beschriebener Methode berechnet. Die vNNE werden nur noch bis zum Jahr 2019 berücksichtigt und ab 2020 für volatile Energieträger nicht mehr ausgezahlt. Die Ergebnisse sind für die drei Szenarien und die Jahre des Prognosezeitraumes in nachfolgender Tabelle dargestellt.

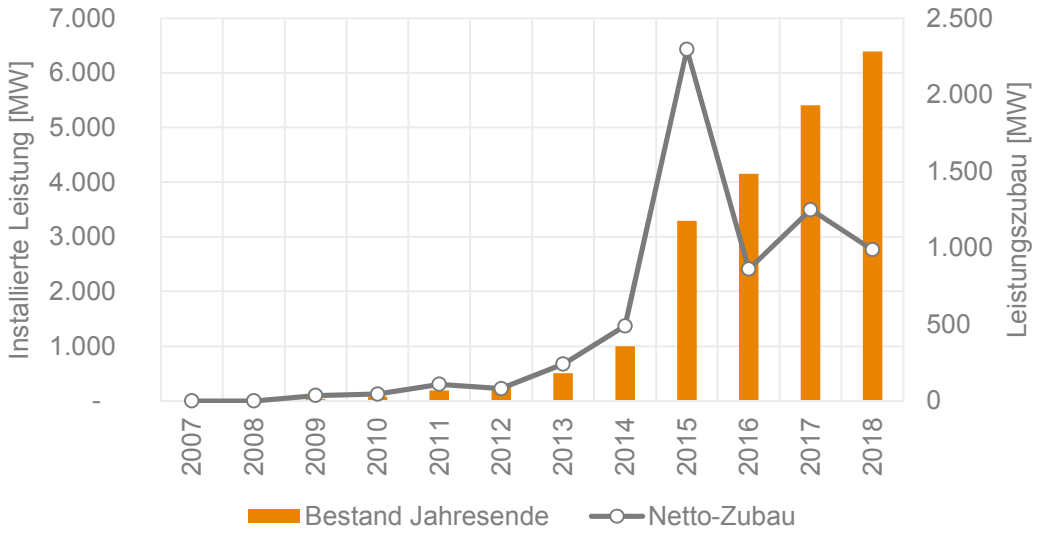
vNNE [Mio. EURO]	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Trend-Szenario	198,19	110,95	-	-	-	-	-
Oberes Szenario	198,19	116,12	-	-	-	-	-
Unteres Szenario	198,19	105,46	-	-	-	-	-

Tabelle 24: vNNE für Windenergie an Land

3.8 Windenergie auf See

3.8.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Der Ausbau der Windenergie auf See hat in Deutschland in den Jahren 2010 und 2011 mit der Inbetriebnahme des Windparks Alpha Ventus begonnen. Seitdem war ein stetig wachsender Zubau bis zum Jahr 2015 zu verzeichnen, das mit 2.295 MW den bisher höchsten Zuwachs zeigte. In den Jahren 2016 bis 2018 lag der jährliche Zubau zwischen rund 800 MW und 1.300 MW. Die installierte Leistung für Windenergie auf See lag Ende 2018 bei 6.388 MW. Die historische Entwicklung ist in nachstehender Abbildung dargestellt.



Leistung [MW]	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Netto-Zubau	-	-	35	45	108	80	240	489	2.295	860	1.249	987
Bestand Jahresende	-	-	35	80	188	268	508	997	3.293	4.152	5.401	6.388

Abbildung 38: Historische Leistungsentwicklung für Windenergie auf See

3.8.2 Leistungsentwicklung 2019 bis 2024

Der zukünftige Zubau ist anlagenscharf auf Basis der Veröffentlichungen von Anlagenbetreibern und Branchenverbänden recherchiert und mit den Daten zur Inbetriebnahme der Netzanbindungen der ÜNB abgeglichen worden. Dabei geht ein großer Anteil an Offshore-Windparks im Jahr 2019 in Betrieb; die summierte Leistung dieser Anlagen entspricht 1.330 MW. Da Windparks auf See selten vollständig, sondern meist Schritt für Schritt in Betrieb genommen werden, erfolgt die Inbetriebnahme in dieser Studie annahmegemäß jeweils kontinuierlich über einen Zeitraum von sechs Monaten, bei kleineren Parks über drei Monate. Die Inbetriebnahme von Windparks mit gesetzlich festgelegter Vergütung wird im Jahr 2019 abgeschlossen sein. Aus den anlagenscharfen Zubauplänen ergibt sich im Trend-Szenario und im unteren Szenario kein Leistungszuwachs in den Jahren 2020 und 2021.

Die ersten Windparks auf See, die per Ausschreibungsverfahren bezuschlagt wurden, werden im Trend-Szenario erst ab dem Jahr 2022 in Betrieb genommen. Der Großteil der Projekte mit Zuschlägen in den Ausschreibungsrunden 2017 und 2018 wird erst gegen Ende des Betrachtungszeitraums 2024 zugebaut. Zukünftige Ausschreibungen Anfang der 2020er Jahre spielen für den betrachteten Zeitraum der Studie keine Rolle, da diese frühestens 2026 in Betrieb gehen werden.

Für das obere und das untere Szenario wird angenommen, dass sich der Zubau-Zeitraum einzelner Windparks jeweils um sechs Monate nach vorne bzw. nach hinten verschiebt. Anlagen, die in 2019 in Betrieb gehen, werden aufgrund der bereits erfolgten oder laufenden Inbetriebnahme von dieser Szenario-Variation ausgenommen. Nachfolgende Tabelle zeigt die in der Studie unterstellte Leistungsentwicklung bis zum Jahr 2024. Im Trend-Szenario sind im Jahr 2024 insgesamt 9.786 MW Windenergie auf See installiert. Rückbau findet nicht statt, da keine Bestandsanlage bis 2024 das Ende der Vergütungsdauer erreicht.

Leistung Prognose [MW]	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Trend-Szenario						
Zubau	1.330	-	-	572	-	1.496
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Bestand Jahresende	**7.718**	**7.718**	**7.718**	**8.290**	**8.290**	**9.786**
Oberes Szenario						
Zubau	1.330	-	325	247	726	1.802
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Bestand Jahresende	**7.718**	**7.718**	**8.043**	**8.290**	**9.016**	**10.818**
Unteres Szenario						
Zubau	1.330	-	-	325	247	726
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Bestand Jahresende	**7.718**	**7.718**	**7.718**	**8.043**	**8.290**	**9.016**

Tabelle 25: Prognose der Leistungsentwicklung von Windenergie auf See

3.8.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Zur Ermittlung der VBh für Windenergie auf See wurde ein synthetisches Wetterjahr gebildet; die entsprechende Methodik hierzu findet sich in Kapitel 2.3. Die entsprechenden VBh für das Jahr 2020 sind in monatsscharfer Darstellung in nachstehender Abbildung dargestellt.

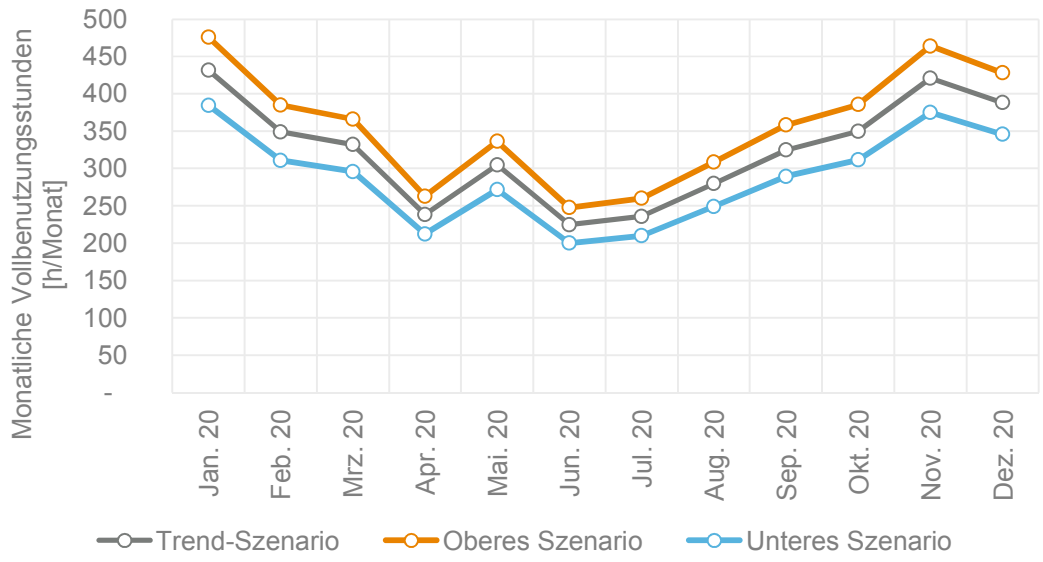


Abbildung 39: Monatliche VBh im Jahr 2020 für Windenergie auf See

Im unterjährigen Verlauf ist zu erkennen, dass die VBh im Winter wesentlich höher liegen als in den Sommermonaten. Dies entspricht auch den Erkenntnissen aus historischen Wetterjahren. Der Monat Mai ist dabei im Jahr 2020 windreicher als der April 2020, was der Methodik des synthetischen Wetterjahres geschuldet ist.

Die Höhe der monatlichen VBh liegt in der Größenordnung 200 bis 500 Stunden pro Monat, was rund doppelt so viel ist wie die VBh für Windenergie an Land. Das obere Szenario liegt aufgrund des höheren Winddargebots rund 10 % oberhalb des Trend-Szenarios; das untere Szenario liegt rund 10 % darunter.

In nachstehender Tabelle sind die VBh sowie die resultierenden Stromproduktionsmengen der Windenergieanalagen auf See zusammengefasst. Die VBh liegen im Trend-Szenario in einem Bereich von rund 3.800 bis 3.900 Stunden pro Jahr. Eine leichte Steigerung der VBh ist zu verzeichnen, die sich aus dem Zubau neuer Anlagentypen mit größeren Rotordurchmessern ergibt. Die vergleichsweise hohen VBh im Jahr 2019 sind dem windstarken ersten Halbjahr 2019 geschuldet, welches bereits mit realen Daten in der Berechnung berücksichtigt wurde.

VBH und Stromerzeugung	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.326	4.022	3.879	3.867	3.883	3.891	3.937
Stromerzeugung [GWh/a]	19.179	27.941	29.940	29.847	31.185	32.254	36.074
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.326	4.227	4.278	4.268	4.284	4.304	4.369
Stromerzeugung [GWh/a]	19.179	29.455	33.017	33.392	35.183	36.963	43.469
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.326	3.804	3.456	3.445	3.448	3.463	3.490
Stromerzeugung [GWh/a]	19.179	26.331	26.670	26.587	26.978	28.436	29.970

Tabelle 26: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Windenergie auf See

3.8.4 Marktwertfaktoren

Die Stromerzeugung von Windenergieanlagen auf See ist analog zu der von Windenergieanlagen an Land dargebotsabhängig, aufgrund der stetigeren Windverhältnisse auf See jedoch etwas weniger volatil. Die hohe Gleichzeitigkeit führt jedoch auch hier zu einem „Merit-Order-Effekt“ und somit Marktwertfaktoren, die unterhalb der durchschnittlichen Strompreise (Basepreise) liegen.

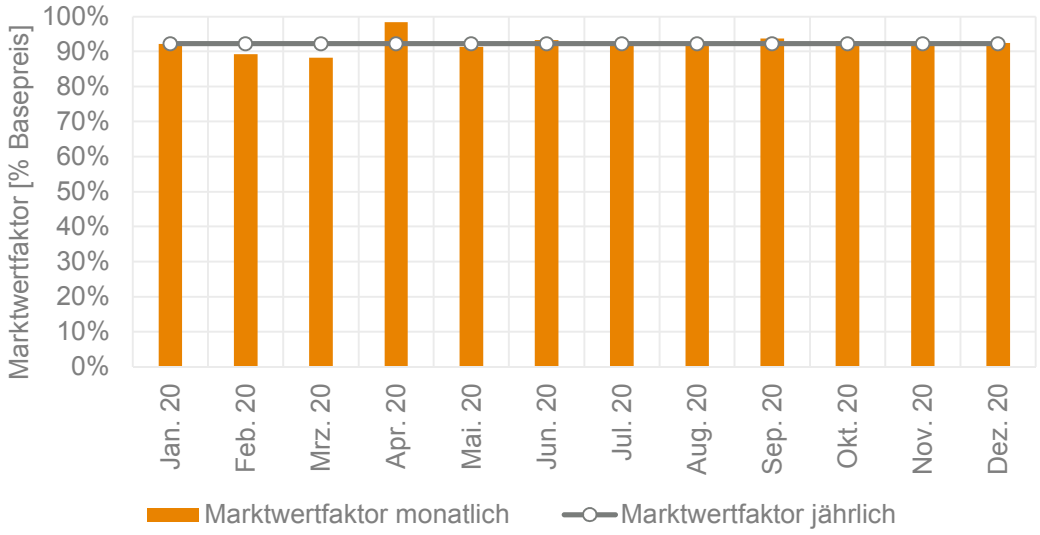


Abbildung 40: Marktwertfaktoren im Jahr 2020 im Trend-Szenario für Windenergie auf See

Im Rahmen der Studie wurden unter Verwendung des oben dargestellten Strommarktmodells und unter Verwendung des synthetischen Wetterjahres für 2020 die in Abbildung 40 dargestellten monatlichen Marktwertfaktoren für Windenergieanlagen auf See berechnet. Dabei ist zu erkennen, dass die Marktwertfaktoren insgesamt über die Monate weniger schwanken als die Marktwertfaktoren für Windenergie an Land; dies liegt insbesondere am beständigeren Winddargebot auf See und der geringeren installierten Leistung, die auch zu einem insgesamt höheren durchschnittlichen Marktwertfaktor von rund 92 % in 2020 führt.

Der Verlauf der Marktwertfaktoren für die Jahre 2019 bis 2024 für alle drei Szenarien ist in nachstehender Abbildung dargestellt. Die Marktwerte liegen dabei in den drei Szenarien im Bereich von 90 % bis 95 % mit abnehmender Tendenz vor allem in 2023 und 2024. Dies liegt insbesondere am Leistungszubau aus den Ausschreibungen 2017 und 2018, der diesen Jahren zugeordnet wurde.

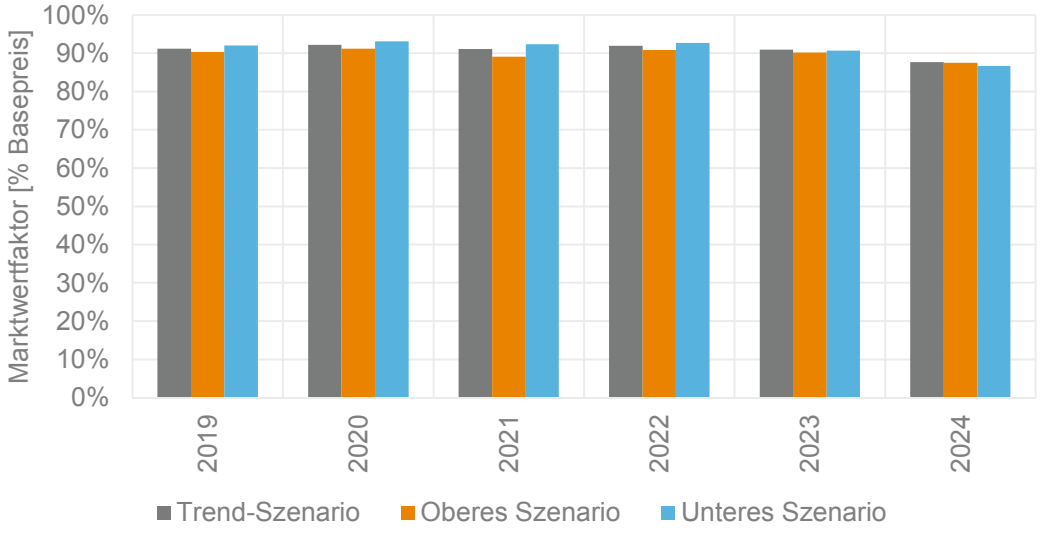


Abbildung 41: Jährliche Marktwertfaktoren für Windenergie auf See 2019 - 2024

3.8.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Windenergieanlagen auf See werden durchweg nach dem Modell der vergüteten Direktvermarktung (Marktprämie) veräußert. Ab 2024 (im oberen Szenario bereits ab 2023) wird eine Stromerzeugungsmenge von rund 34 GWh im Trend-Szenario der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet. Dies sind die Anlagen, die im Rahmen der Ausschreibungen in 2017 und 2018 Zuschläge mit Gebotspreisen von 0 ct/kWh erlangt haben. Sie erhalten im Rahmen des EEG-Marktprämienmodells über ihren Marktwert hinaus keine Zahlungen.

Die Entwicklung der entsprechenden Vergütungszahlungen für Windenergie auf See ist nach Jahr und Szenario differenziert in nachstehender Abbildung dargestellt.

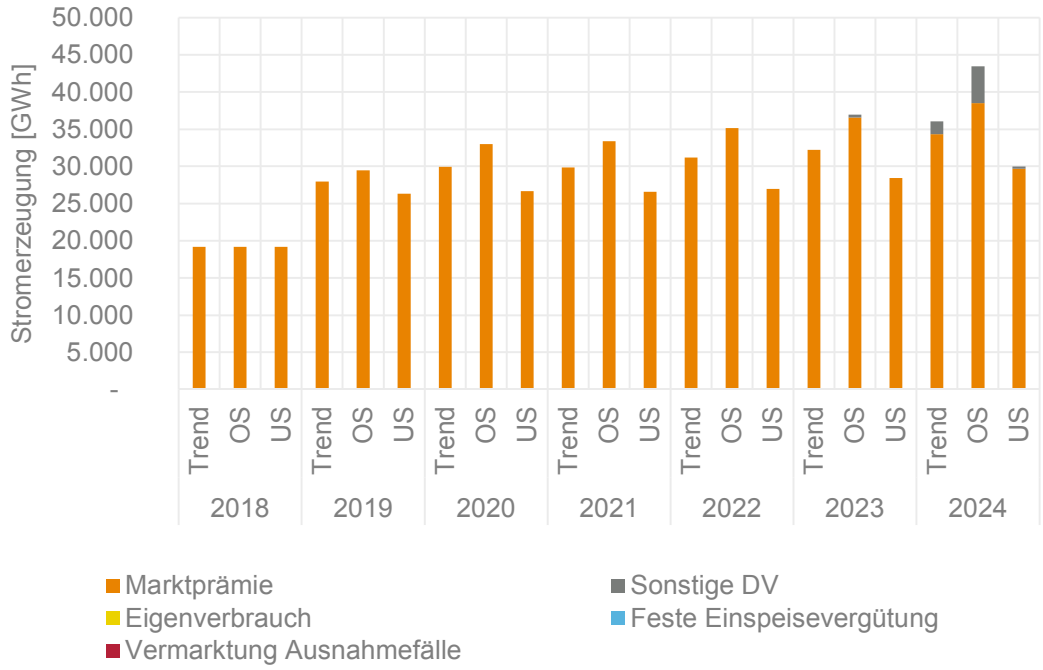


Abbildung 42: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für Windenergie auf See

3.8.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Die Vergütung bestehender Windparks auf See wird basierend auf den historischen Vergütungssätzen für die kommenden Jahre fortgeschrieben. Die Dauer der erhöhten Anfangsvergütung aus dem Stauchungsmodell wird dabei windparkscharf auf Basis der jeweiligen Wassertiefen und Entfernungen zur Küstenlinie gemäß EEG bestimmt. In den Jahren 2023 und insbesondere 2024 laufen erste Windparks aus der erhöhten Anfangsvergütung des Stauchungsmodells, welches eine erhöhte Anfangsvergütung für einen begrenzten Zeitraum und danach eine deutliche Absenkung der Vergütung beinhaltet.

Für Windparks auf See, die bis zum Jahr 2020 in Betrieb gehen und deren Vergütungshöhe noch nicht auf Basis von Ausschreibungen ermittelt wurde, werden im Rahmen der Studie die entsprechenden Vergütungssätze aus dem EEG 2014, bzw. dem EEG 2017 unterstellt. Dabei wird grundsätzlich die Anwendung des Stauchungsmodells angenommen. Für Anlagen, die auf der Basis von Ausschreibungen errichtet werden, wird die Vergütung pro Windpark anhand der zur Verfügung stehenden Betreiberinformationen und Pressemitteilungen festgelegt.

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

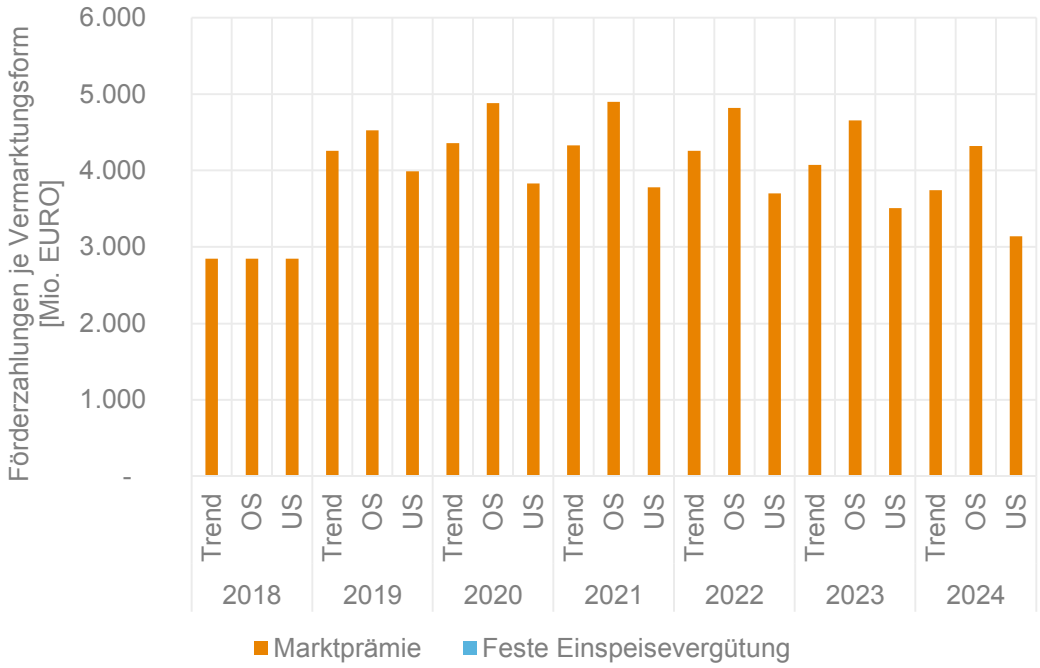


Abbildung 43: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Windenergie auf See

Insbesondere in 2023 und 2024 geht die Summe der Förderzahlungen zurück, nachdem sie zuvor leicht angestiegen ist. Das Absinken der Zahlungen zum Ende der Betrachtungsperiode ist vor allem auf das Auslaufen der hohen Anfangsvergütung von Windparks im Stauchungsmodell zurückzuführen. Hierbei wird die spezifische Vergütung der betroffenen Anlagen von einer Größenordnung um 19 ct/kWh auf 3,9 ct/kWh herabgesetzt, wodurch sich die Zahlungen entsprechend verringern.

Da nahezu alle Windparks auf See direkt an der Höchstspannungsebene angeschlossen sind, gibt es nur marginale Zahlungen für vermiedene Netzentgelte. Einzig der Windpark Alpha Ventus ist an das 110 kV-Netz angeschlossen und somit für die Bestimmung von vNNE relevant. Ab dem Jahr 2020 fallen jedoch auch hier aufgrund der Umstellung gesetzlicher Vorgaben (NEMoG) keine vNNE mehr an. Die entsprechenden Ergebnisse sind in nachstehender Tabelle zusammengefasst.

vNNE [Mio. EURO]	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Trend-Szenario	0,02	0,01	-	-	-	-	-
Oberes Szenario	0,02	0,01	-	-	-	-	-
Unteres Szenario	0,02	0,01	-	-	-	-	-

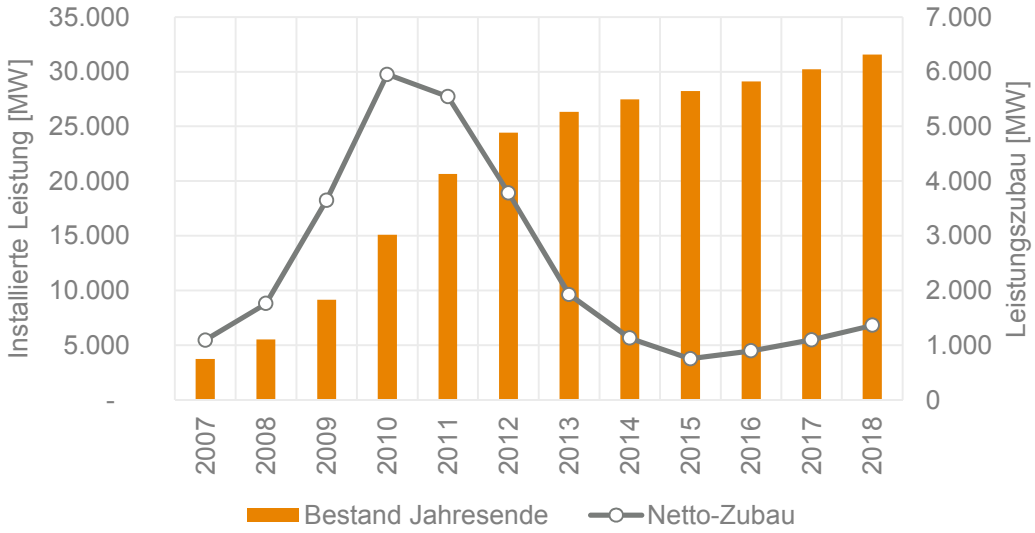
Tabelle 27: vNNE für Windenergie auf See

3.9 Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen

3.9.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Dieses Kapitel adressiert Anlagen zur Nutzung solarer Strahlungsenergie (PV-Anlagen) auf und an Gebäuden und sonstigen baulichen Anlagen; diese werden im Folgenden als sonstige Anlagen bezeichnet. Der Zubau von sonstigen Anlagen wird innerhalb des EEG durch die Ausgestaltung der Höhe der gesetzlich festgelegten Förderung gesteuert, welche die Attraktivität der Investition im Zusammenspiel mit den Gesamtkosten der Investition und des Betriebs definiert. In den letzten Jahren haben zunehmend auch die finanziellen Anreize des Eigenverbrauchs eine Rolle gespielt. Mit dem EEG 2009 wurde eine stärkere Degression der Einspeisevergütung eingeführt. Da die Kosten für sonstige PV-Anlagen in den folgenden zwei Jahren nicht stärker fielen als die Förderung, wurde der finanzielle Anreiz für den Zubau reduziert und der Leistungszuwachs schwächte sich deutlich ab. Mit der EEG-Novelle 2012 wurde die Degression der Fördersätze dynamisiert und erfolgte fortan monatlich in Abhängigkeit des realisierten Zubaus.

Die Förderung nahm entlang dieses „atmenden Deckels“ zwar weniger schnell ab als in den vorherigen zwei Jahren. Dennoch ging der Zubau weiter zurück und erreichte im Jahr 2015 einen Niedrigstand von 750 MW. Die Einspeisevergütung bzw. die anzulegenden Werte für sonstige PV-Anlagen blieben aufgrund des zubauabhängigen Vergütungssystems bis Mitte 2018 auf einem relativ stabilen Niveau, wobei die Investitions- und Betriebskosten abnahmen – insbesondere für größere Anlagen. Zusätzlich verschaffte die Option des Eigenverbrauchs Anlagenbetreibern mit vergleichsweise hohen Endkundenstrompreisen einen zusätzlichen finanziellen Anreiz. Aus dieser Kombination resultierte eine erneute Beschleunigung des Zubaus zwischen 2015 und 2018, wie nachfolgende Abbildung zeigt.



Leistung [MW]	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Netto-Zubau	1.088	1.757	3.648	5.952	5.544	3.782	1.924	1.127	750	892	1.095	1.361
Bestand Jahresende	3.742	5.499	9.147	15.099	20.643	24.425	26.349	27.476	28.227	29.119	30.214	31.575

Abbildung 44: Historische Leistungsentwicklung für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen

3.9.2 Leistungsentwicklung 2019 bis 2024

Für die Prognose der Leistungsentwicklung sonstiger PV-Anlagen spielt die Regelung des 52 GW-Deckels eine zentrale Rolle. Diese zur Erstellung der Studie gültige gesetzliche Regelung[5] legt fest, dass im Monat nach Erreichung der Leistungsgrenze von 52 GW installierter PV-Leistung der anzulegende Wert (das heißt: die gesetzliche Vergütung) für neue sonstige Anlagen unter 750 kW auf null fällt. Dies führt in allen drei Szenarien dazu, dass der Zubau im Segment der PV mit Einspeisevergütung mit Erreichen von 52 GW installierter PV-Leistung signifikant zurückgeht. Die Erreichung des Deckels erfolgt im oberen Szenario am frühsten und im unteren Szenario am spätesten.

Daraus resultiert der noch anhaltend hohe Zubau in 2022 im unteren Szenario gegenüber einem bereits reduzierten Zubau in den anderen Szenarien. Für die Studie wird der Zubau aus dem Jahr 2018 zunächst fortgeschrieben (Trend-Szenario), wobei im oberen Szenario die Zuwachsrate gegenüber 2018 um 10 % erhöht wird, während sie im unteren Szenario um 10 % geringer angenommen wird. Hintergrund ist die implizite Annahme, dass die Kosten für PV-Anlagen zwischen den Szenarien unterschiedlich stark sinken und sich somit die Anreize für den Zubau unterscheiden. Die Annahme der Wachstumsrate in den Szenarien wird jedoch ab dem Jahr 2022 durch die Effekte des 52 GW-Deckels deutlich überlagert.

Mit dem Entfall der Vergütung für das gesamte Segment der sonstigen Anlagen verbleibt als wirtschaftlicher Anreiz für den Neubau lediglich der Eigenverbrauch, sofern die Stromgestehungskosten neuer PV-Anlagen deutlich unter den Endkundenstrompreisen liegen. Die Restmengen, die nicht selbst verbraucht werden, fallen dabei in die sonstige Direktvermarktung. Der Zubau nach Erreichen des 52 GW-Deckels wird somit annahmegemäß durch Anlagen realisiert, deren Betreiber dadurch ihre Stromkosten senken können. Dabei gilt: Je höher die Endkundenstrompreise und der Eigenverbrauchsanteil des Betreibers und je niedriger die Stromgestehungskosten der PV-Anlage, desto eher lohnt sich die Investition in eine neue PV-Anlage. Des Weiteren ist zu berücksichtigen, dass für Anlagen ab 10 kW installierter Leistung 40 % der EEG-Umlage auf die Eigenverbrauchsmenge zu zahlen sind.

Aus diesen Gründen geht die Studie davon aus, dass nach Erreichen des Deckels vor allem privat genutzte Aufdach-Anlagen unter 10 kW mit einem hohen Eigenverbrauchsanteil (>35 %) die Wirtschaftlichkeit erreichen. Der Einsatz von Hausbatterien kann bei weiterhin fallenden Speicherkosten die Wirtschaftlichkeit durch eine Erhöhung der Eigenverbrauchsquote nochmals verbessern. Der Zubau in diesem Kleinanlagen-Segment war bereits seit 2015 durch erhöhte Eigenverbrauchsanteile (ca. 33 %) geprägt. Somit lässt sich die Annahme für das Trend-Szenario rechtfertigen, dass auch nach Erreichen des 52 GW Deckels der Zubau von Anlagen unter 10 kW zwar abnimmt, aber immer noch bei 50 % des Zubaus vor Erreichen des Deckels liegt.

Im unteren Szenario wird davon ausgegangen, dass nach Erreichen des PV-Deckels bedingt durch höhere Investitions- und Betriebskosten der Zubau sonstiger Anlagen völlig zum Erliegen kommt. Im oberen Szenario wird die Annahme des Zubaus aus dem Trend-Szenario auf Anlagen bis 100 kW ausgeweitet. Dies impliziert deutlich sinkende Kosten, wodurch sich die oben skizzierten Anreize durch Eigenverbrauch auch auf größere Anlagen im Gewerbebereich und Mieterstromsegment erweitern.

---

[5] Im Rahmen des „Klimaschutzpakets“, welches am 20. September 2019 vom Bundeskabinett verabschiedet wurde, wird eine Abschaffung des 52 GW-Deckels avisiert. Die vorliegende Studie fokussiert jedoch ausschließlich auf die gesetzlich fixierten Regelungen und berücksichtigt den 52 GW-Deckel daher in seiner zum Zeitpunkt der Studienerstellung geltenden Form (das heißt: keine Abschaffung).

Nachfolgende Tabelle fasst die Annahmen für die Leistungsentwicklung in den drei Szenarien zusammen.

Leistung Prognose [MW]	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Trend-Szenario						
Zubau	1.367	1.361	1.361	718	266	266
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Bestand Jahresende	**32.942**	**34.303**	**35.664**	**36.383**	**36.649**	**36.915**
Oberes Szenario						
Zubau	1.435	1.501	1.576	680	557	585
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Bestand Jahresende	**33.011**	**34.511**	**36.087**	**36.767**	**37.324**	**37.909**
Unteres Szenario						
Zubau	1.299	1.228	1.167	898	-	-
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Bestand Jahresende	**32.874**	**34.103**	**35.270**	**36.168**	**36.168**	**36.168**

Tabelle 28: Prognose der Leistungsentwicklung von solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen

3.9.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Zur Ermittlung der VBh für sonstige PV-Anlagen wurde ein synthetisches Wetterjahr gebildet, die entsprechende Methodik hierzu ist in Kapitel 2.3 dokumentiert. Die Berechnung berücksichtigt die regionale Leistungsverteilung der sonstigen PV-Anlagen, welche im Jahr 2020 zu rund 70% in den beiden Regelzonen Tennet und Amprion installiert ist. Die entsprechenden VBh für das Jahr 2020 sind in monatsscharfer Darstellung in nachstehender Abbildung dargestellt. Im unterjährigen Verlauf ist zu erkennen, dass die VBh im Sommer und Frühjahr um ein Vielfaches höher liegen als in den Wintermonaten. Dies entspricht auch den Erkenntnissen aus historischen Wetterjahren und den analysierten Bewegungsdaten der letzten Jahre.

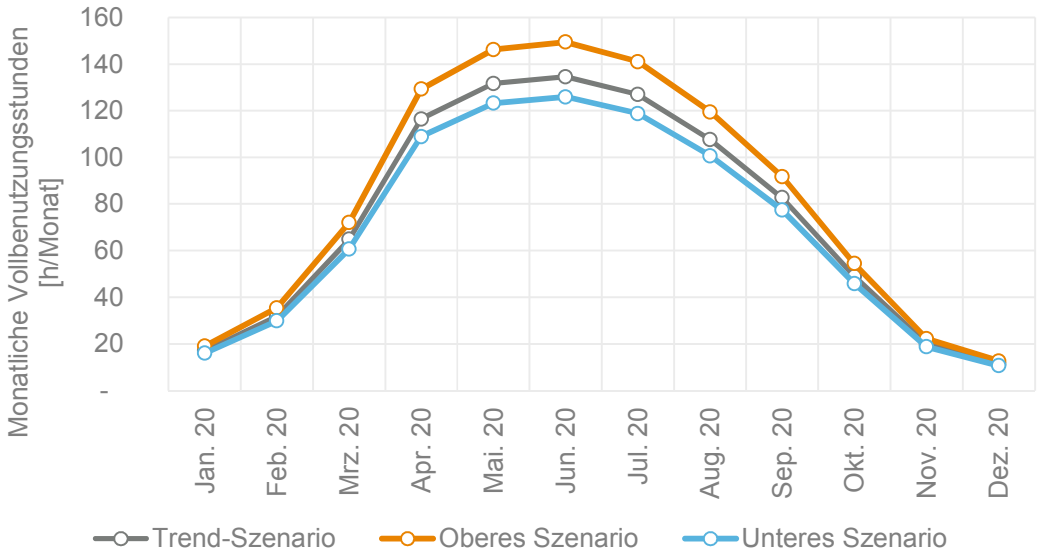


Abbildung 45: Monatliche VBh im Jahr 2020 für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen

Die Höhe der monatlichen VBh liegt in der Größenordnung 15 bis 150 Stunden pro Monat. Das obere Szenario liegt aufgrund des höheren Strahlungsdargebots rund 10 % oberhalb des Trend-Szenarios; das untere Szenario liegt rund 10 % darunter. Auf Jahresebene liegen die VBh bei knapp unter 900 im Trend-Szenario. Diese verhältnismäßig niedrige Zahl ist vor allem durch die in der Realität häufig anzutreffende suboptimale Ausrichtung sowie Verschattungseffekte bei Aufdach-Anlagen zu begründen. Das Jahr 2019 weist etwas höhere VBh auf als die Folgejahre, da die erste Hälfte des Jahres 2019 über historische Werte abgebildet wurde, die ein überdurchschnittlich hohes Strahlungsdargebot lieferten. Für die zweite Jahreshälfte 2019 wird analog zu den Jahren 2020 bis 2024 das synthetische Wetterjahr verwendet. Nachfolgende Tabelle enthält die jährlichen VBh und die jährliche Stromerzeugung für sonstige PV-Anlagen.

VBH und Stromerzeugung	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	996	937	894	894	894	894	895
Stromerzeugung [GWh/a]	30.923	30.264	30.110	31.304	32.371	32.654	32.936
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	996	981	993	992	993	993	994
Stromerzeugung [GWh/a]	30.923	31.733	33.582	35.087	36.256	36.804	37.424
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	996	911	837	836	836	837	838
Stromerzeugung [GWh/a]	30.923	29.399	28.059	29.036	29.987	30.254	30.291

Tabelle 29: Jährliche VBh und Stromerzeugung für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen

3.9.4 Marktwertfaktoren

Die Marktwertfaktoren für Erzeugung aus sonstigen Anlagen und Freiflächenanlagen wird gemeinsam bestimmt, eine separate Ermittlung ist im EEG nicht vorgesehen. Die Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie durch sonstige Anlagen und Freiflächenanlagen ist dargebotsabhängig und von einer hohen Gleichzeitigkeit geprägt. Dieser Effekt ist saisonal unterschiedlich stark, wie nachfolgende Abbildung der monatlichen Marktwertfaktoren für das Zieljahr 2020 verdeutlicht.

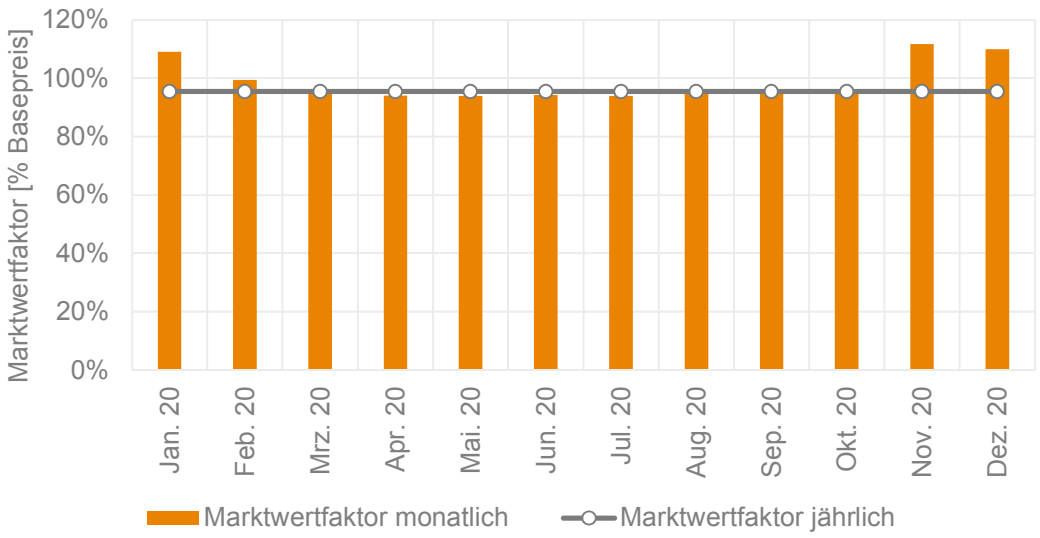


Abbildung 46: Marktwertfaktoren im Jahr 2020 im Trend-Szenario für solare Strahlungsenergie

In Wintermonaten mit niedriger Solarstromerzeugung aber höheren Strompreisen sind die relativen Marktwerte als Anteil am Basepreis tendenziell höher als in Sommermonaten mit hoher Solarstromerzeugung und tendenziell niedrigeren Strompreisen. Daneben führt die ausgeprägte Tagesstruktur der Solarstromerzeugung tendenziell zu höheren Marktwerten als beispielsweise für Wind. Trotzdem führt der „Merit-Order-Effekt“ auch hier perspektivisch zu Abschlägen der Marktwerte gegenüber dem mittleren Strompreis und damit zu Marktwertfaktoren unterhalb von 100 %.

Der Verlauf der Marktwertfaktoren für die Jahre 2019 bis 2024 für die drei Szenarien ist in nachstehender Abbildung dargestellt.

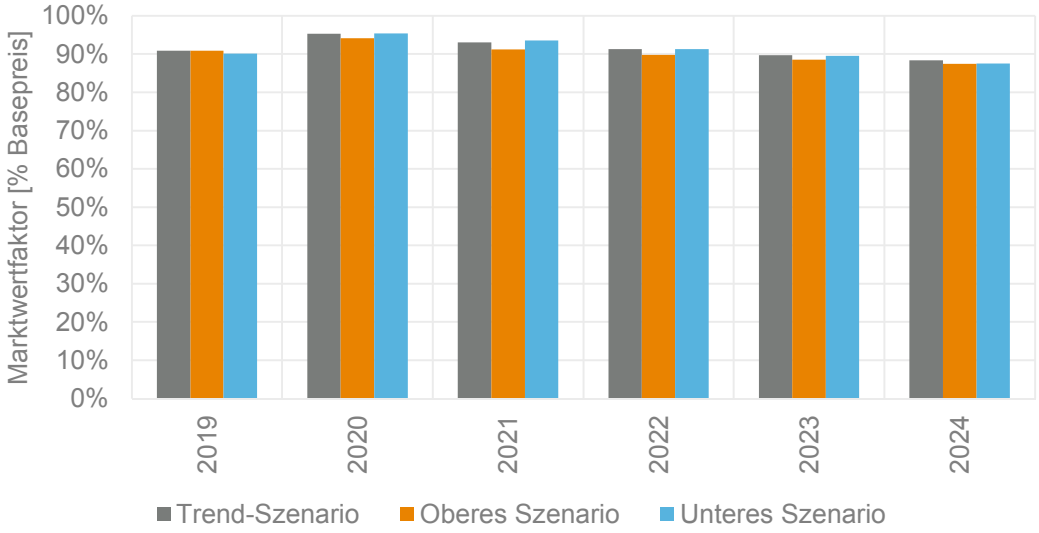


Abbildung 47: Jährliche Marktwertfaktoren für solare Strahlungsenergie 2019 - 2024

Die Marktwertfaktoren liegen dabei in den drei Szenarien im Bereich von 87 % bis 95 % mit abnehmender Tendenz ab 2020. Der Anstieg der Marktwertfaktoren von 2019 auf 2020 liegt am leicht geringeren unterstellten Strahlungsdargebot im Jahr 2020, welches aus dem im vorherigen Kapital beschrieben synthetischen Wetterjahr resultiert und unterhalb des Jahres 2019 liegt, für welches im ersten Halbjahr historische Daten verwendet wurden. Die Unterschiede zwischen den Szenarien in Bezug auf die PV-Marktwerte fallen relativ klein aus, da die Variation der Zubauleistungen in den Szenarien im Verhältnis zur gesamten installierten PV-Leistung vergleichsweise gering ist.

3.9.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Die dominierende Vermarktungsform von sonstigen PV-Anlagen ist und bleibt die feste Einspeisevergütung, wie Abbildung 48 zeigt.

Alle Neuanlagen mit einer Leistung von über 100 kW fallen annahmegemäß unter die vergütete Direktvermarktung. Anlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kW beziehen größtenteils die feste Einspeisevergütung, was in der Prognose im Rahmen der Studie entsprechend fortgeschrieben wird. Auf verhältnismäßig niedrigem Niveau findet ein Wachstum im Bereich des Eigenverbrauchs statt, insbesondere nachdem der 52 GW-Deckel greift. Der Zuwachs in dieser Vermarktungsform zwischen 2019 und 2024 beträgt 23 % im Trend-Szenario. Dies verdeutlicht die wachsende Bedeutung des Eigenverbrauchs für den wirtschaftlichen Betrieb von sonstigen PV-Anlagen.

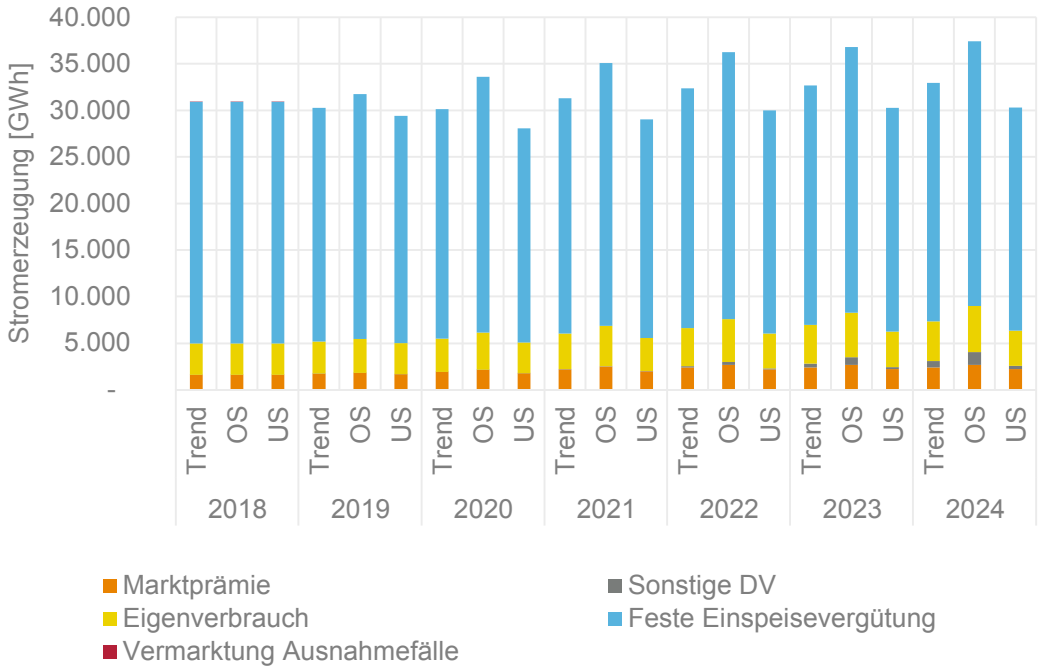


Abbildung 48: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen

Die sonstige Direktvermarkung erfährt auf sehr niedrigem Niveau ein relativ gesehen deutliches Wachstum. Dabei kommen zwei Annahmen zum Tragen: Anlagen, die ab 2021 aus der EEG-Förderung fallen, werden der sonstigen Direktvermarkung zugerechnet, da in der Studie ein Weiterbetrieb bis zum Ende des Betrachtungszeitraums unterstellt wird. Des Weiteren wird die Stromerzeugung von Anlagen, die nach Erreichen des 52 GW-Deckels nicht zum Eigenverbrauch verwendet wird, der sonstigen Direktvermarktung zugerechnet.

3.9.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Bedingt durch die historisch hohen Fördersätze ist die feste Einspeisevergütung monetär gesehen deutlich relevanter als die anderen Vergütungsformen. Durch das Ausscheiden alter Anlagen aus der EEG-Förderung, beginnend im Jahr 2021, ist in allen drei Szenarien eine sinkende Tendenz der EEG-Zahlungen zu erkennen. Die Vermarktungsform des vergüteten Eigenverbrauchs entstammt dem EEG 2009, wurde jedoch 2012 wieder abgeschafft und macht daher einen sehr geringen Anteil an den Gesamtkosten aus. Abbildung 49 zeigt den Verlauf der Förderzahlungen an sonstige PV-Anlagen bis 2024 in den drei Szenarien.

Die Zahlungen für die geförderte Direktvermarktung steigen bedingt durch den Zubau von Anlagen über 100 kW bis zum Erreichen von 52 GW Gesamtleistung deutlich an und stabilisieren sich anschließend. Die für den Zubau relevanten anzulegenden Werte bzw. Einspeisevergütungen werden entsprechend § 49 EEG 2017 berechnet.

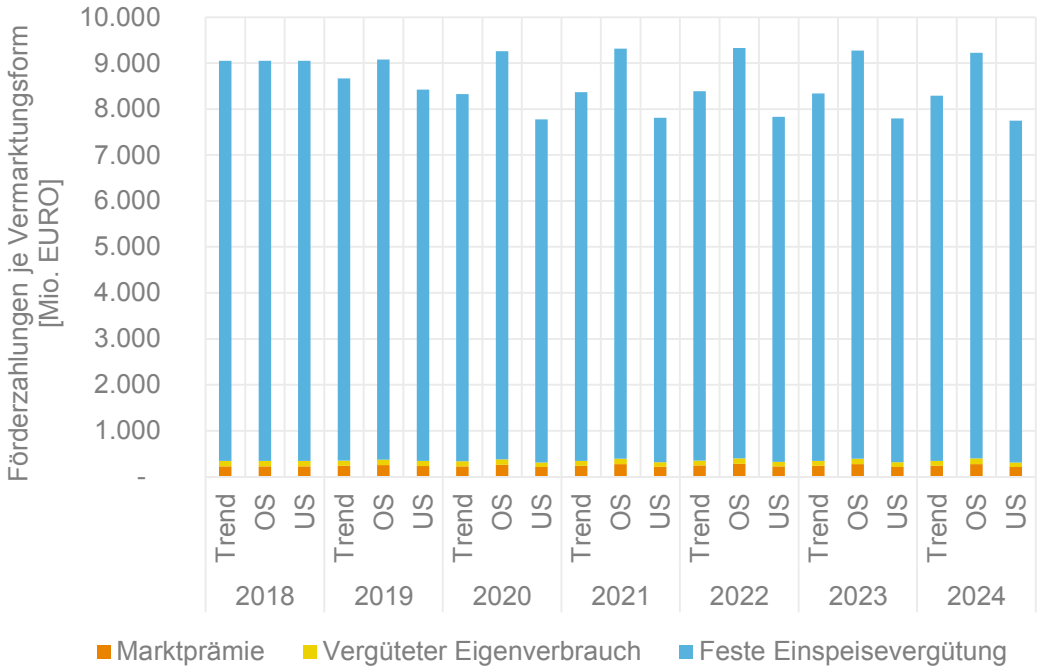


Abbildung 49: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen

Die vNNE werden nur noch bis Ende 2019 für sonstige Anlagen gezahlt. Nachstehende Tabelle zeigt die vNNE in den drei Szenarien für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen.

vNNE [Mio. EURO]	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Trend-Szenario	115,42	53,87	-	-	-	-	-
Oberes Szenario	115,42	56,39	-	-	-	-	-
Unteres Szenario	115,42	52,40	-	-	-	-	-

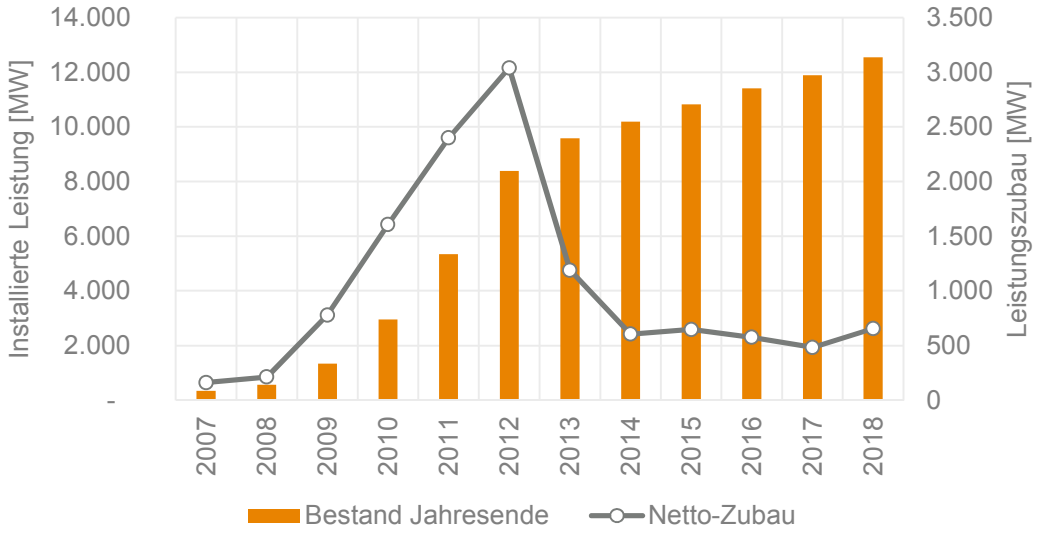
Tabelle 30: vNNE für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen

3.10 Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen

3.10.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Dieses Kapitel adressiert Anlagen zur Nutzung solarer Strahlungsenergie (PV-Anlagen) auf Freiflächen; diese werden im Folgenden als Freiflächenanlagen bezeichnet. Historisch betrachtet lag die Förderhöhe von Freiflächenanlagen zumeist deutlich unter der von Aufdach-Anlagen (sonstige Anlagen). Gleichzeitig waren in den frühen Jahren des EEG die PV-Modulkosten mit Abstand der größte Kostenblock, wodurch die vorteilhaften Skaleneffekte von Freiflächenanlagen bei Installations- und Betriebskosten nicht umfangreich zum Tragen kamen. Daraus ergab sich ein vergleichsweise schwacher Zubau bis 2009. Das EEG 2009 führte dann eine relativ gesehen weniger starke Degression der Fördersätze für Freiflächen-PV ein als bei Aufdach-Anlagen. Parallel dazu fielen die PV-Modulpreise deutlich und die Skaleneffekte von Freiflächenanlagen kamen damit stärker zum Tragen, was zunehmende Installationen anreizte.

Diese Faktoren führten zu einer deutlichen Beschleunigung des Zubaus von Freiflächenanlagen. Mit der Kürzung der Förderhöhen im Jahr 2012 ging der Zubau deutlich zurück, stabilisierte sich 2014 und erreichte 2017 ein Minimum von rund 500 MW. Dabei wurden fast ausschließlich Anlagen zugebaut, die 2015 einen Zuschlag in der Freiflächenausschreibung erhalten hatten. Seitdem hat sich die Wirtschaftlichkeit dieses Segments aufgrund weiterer Kostensenkungen wieder verbessert und der Zubau ist entsprechend angestiegen.



Leistung [MW]	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Netto-Zubau	162	213	778	1.606	2.400	3.040	1.190	605	647	576	483	655
Bestand Jahresende	352	566	1.343	2.949	5.349	8.389	9.579	10.184	10.831	11.408	11.891	12.547

Abbildung 50: Historische Leistungsentwicklung für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen

3.10.2 Leistungsentwicklung 2019 bis 2024

Die Prognose der Leistungsentwicklung ist im Wesentlichen durch das EEG 2017 und die Ergänzung aus dem Energiesammelgesetz geprägt. Die Ausschreibungsmengen und Regelungen zu deren Verrechnung und Kürzung, welche den Zubau von Freiflächenanlagen prägen, sind somit vorgegeben. Dabei ist hervorzuheben, dass die Ausschreibungsmengen für PV nach Abschluss der Sonderausschreibungen ab 2022 gesetzlich wieder bei 600 MW pro Jahr liegen. Des Weiteren ist zu beachten, dass die Ausschreibungsmengen gemäß EEG 2017 (§ 28 Abs. 2a Nr. 1) ab dem Jahr 2020 um den Zubau der Freiflächenanlagen unter 750 kW aus dem Vorjahr gekürzt werden. Außerdem ist eine pauschale Kürzung der PV-Ausschreibungsmengen um 50 % der bezuschlagten Leistung aus gemeinsamen Ausschreibungen des Vorjahres ab 2020 vorgesehen. In der Studie wird unterstellt, dass dies auch die Mengen der zwar geplanten, aber noch nicht ausgestalteten Innovationsausschreibungen umfasst.

Auch der 52 GW-Deckel spielt anlog zu den sonstigen PV-Anlagen eine Rolle, da mit dessen Erreichen die Grundlage des wirtschaftlichen Betriebs von neuen Freiflächenanlagen unter 750 kW entfällt. Größere Freiflächenanlagen ab 750 kW sind davon nicht betroffen. In allen Szenarien wird unterstellt, dass wie bisher alle PV-Ausschreibungen überzeichnet sind und alle Zuschläge der gemeinsamen Ausschreibungen PV-Projekten zukommen. Diese Annahme wird analog für die Innovationsausschreibungen unterstellt.

Die Variation des Zubaus zwischen den Szenarien erfolgt primär über unterschiedliche Realisierungsquoten. Im Trend-Szenario wird in etwa der bisherige Durchschnitt von 95 % fortgeschrieben, während im oberen Szenario von 100 % und im unteren Szenario von 90 % Realisierung bezuschlagter Anlagen ausgegangen wird. Die Prognose des Zubaus der Freiflächenanlagen unter 750 kW basiert analog auf den Annahmen zu den sonstigen PV-Anlagen, wobei nach Erreichen des 52 GW-Deckels in allen Szenarien kein Zubau angenommen wird. Die Leistungsprognose fasst nachstehende Tabelle zusammen.

Leistung Prognose [MW]	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Trend-Szenario						
Zubau	1.059	1.730	2.132	1.863	468	474
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Bestand Jahresende	**13.556**	**15.286**	**17.418**	**19.280**	**19.749**	**20.223**
Oberes Szenario						
Zubau	1.114	1.826	2.251	1.921	480	517
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Bestand Jahresende	**13.611**	**15.438**	**17.689**	**19.610**	**20.089**	**20.606**
Unteres Szenario						
Zubau	1.003	1.634	2.014	1.800	455	435
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Bestand Jahresende	**13.501**	**15.135**	**17.149**	**18.949**	**19.403**	**19.839**

Tabelle 31: Prognose der Leistungsentwicklung von solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen

3.10.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Zur Ermittlung der VBh für PV-Anlagen wurde ein synthetisches Wetterjahr gebildet; die entsprechende Methodik hierzu findet sich in Kapitel 2.3. Die entsprechenden VBh für das Jahr 2020 sind in monatsscharfer Darstellung in nachstehender Abbildung dargestellt. Im unterjährigen Verlauf ist zu erkennen, dass die VBh im Sommer und Frühjahr wesentlich höher liegen als in den Wintermonaten. Dies entspricht auch den Erkenntnissen aus historischen Wetterjahren. Die Höhe der monatlichen VBh liegt in der Größenordnung 15 bis 150 Stunden pro Monat, was den VBh für sonstige PV-Anlagen gleicht.

Das obere Szenario liegt aufgrund des höheren Strahlungsdargebots rund 10 % oberhalb des Trend-Szenarios, das untere Szenario liegt rund 10 % darunter. Die jährlichen VBh liegen im Trend-Szenario bei 961 bis 964 und damit über dem Niveau der sonstigen PV-Anlagen, was durch die übliche optimale Südausrichtung von Freiflächenanlagen zu erklären ist. Der Grund für den erhöhten Wert im Jahr 2019 ist in Kapitel 3.9.3. erläutert.

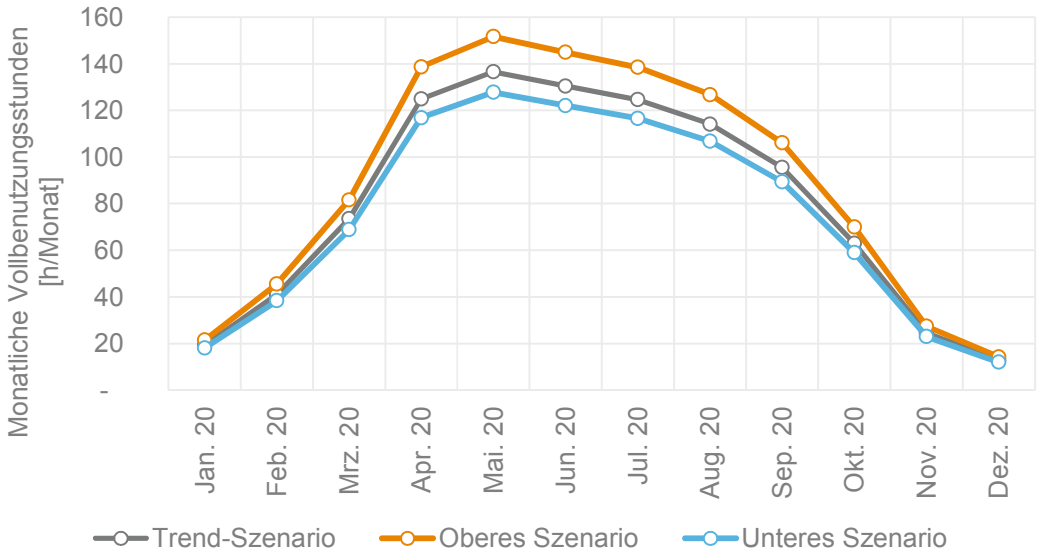


Abbildung 51: Monatliche VBh im Jahr 2020 für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen

Die leicht unterschiedliche Monatsverteilung der VBh von Freiflächenanlagen (Erzeugungsspitze im Mai) gegenüber den VBh sonstiger Anlagen (Erzeugungsspitze im Juni, siehe Abbildung 45) erklärt sich aus den regional leicht unterschiedlichen Einstrahlungsverhältnissen entlang des synthetischen Wetterjahres und der unterschiedlichen regionalen Leistungsverteilung der beiden Anlagenarten. Während Freiflächenanlagen vor allem in der Regelzone von 50Hertz installiert sind (rund 51 % der Gesamtkapazität) und dort die einstrahlungsbedingte Erzeugungsspitze basierend auf historischen Wetterdaten bereits im Mai erreicht wird, befindet sich der Großteil der sonstigen Anlagen in anderen Regelzonen (rund 85 %), welche einstrahlungsbedingte Erzeugungsspitzen im Juni oder Juli aufweisen.

Nachfolgende Tabelle zeigt die sich ergebenden jährlichen VBh und die jährliche Stromerzeugung für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen.

VBH und Stromerzeugung	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	1.078	1.004	961	961	962	963	964
Stromerzeugung [GWh/a]	13.243	13.013	13.829	15.726	17.780	18.924	19.259
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	1.078	1.051	1.067	1.067	1.069	1.069	1.071
Stromerzeugung [GWh/a]	13.243	13.671	15.468	17.695	20.067	21.383	21.777
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	1.078	976	899	899	900	901	902
Stromerzeugung [GWh/a]	13.243	12.623	12.847	14.523	16.352	17.396	17.691

Tabelle 32: Jährliche VBh und Stromerzeugung für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen

3.10.4 Marktwertfaktoren

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

3.10.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Die dominierende Vermarktungsform bei Freiflächenanlagen ist die geförderte Direktvermarktung. Alle Neuanlagen mit einer Leistung von über 100 kW fallen in diese Vergütungsform. Neue Freiflächenanlagen mit einer Leistung von unter 100 kW, welche noch eine feste Einspeisevergütung erhalten könnten, wurden zuletzt kaum noch zugebaut und werden somit auch für die Prognose vernachlässigt, zumal sie auch dem 52 GW-Deckel unterliegen.

Der weiterhin erkennbare Anteil an fester Einspeisevergütung ergibt sich aus dem stabilen Bestand älterer Anlagen im Betrachtungszeitraum. Wie nachfolgende Abbildung verdeutlicht, fällt der Leistungszuwachs somit fast ausschließlich in die geförderte Direktvermarkung, während der sonstigen Direktvermarkung, der Vermarkung in Ausnahmefällen und dem Eigenverbrauch im Bereich der Freiflächen-PV eine unbedeutende Vermarktungsmenge zukommt.

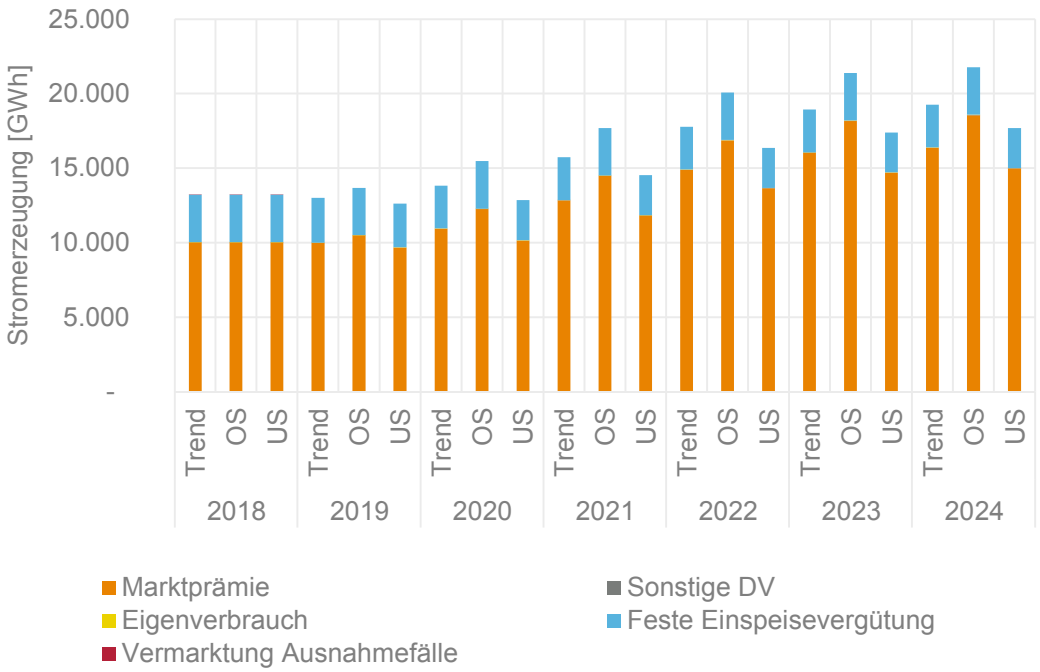


Abbildung 52: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen

3.10.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Die Zahlungen für die geförderte Direktvermarkung weisen trotz des angenommenen Zubaus von Freiflächenanlagen im Trend-Szenario und im unteren Szenario eine sinkende Tendenz auf und bleiben im oberen Szenario stabil. Zwei Gründe erklären diese Ergebnisse: Zum einen werden für alle Szenarien steigenden Marktwerte prognostiziert, wodurch die auszuzahlenden Marktprämien in der Direktvermarktung sinken.

Zum anderen wird von sinkenden durchschnittlichen Zuschlagswerten in den PV-Ausschreibungen ausgegangen, so dass auch die Förderhöhen selbst für Neuanlagen zurückgehen. Für die erwarteten Zuschlagshöhen zukünftiger Ausschreibungen wird auf die unterstellte Entwicklung der Stromgestehungskosten (LCOE) für Freiflächenanlagen bis 2024 die historisch beobachtete durchschnittliche Differenz zwischen Zuschlagswerten und mittleren Stromgestehungskosten aufgeschlagen.

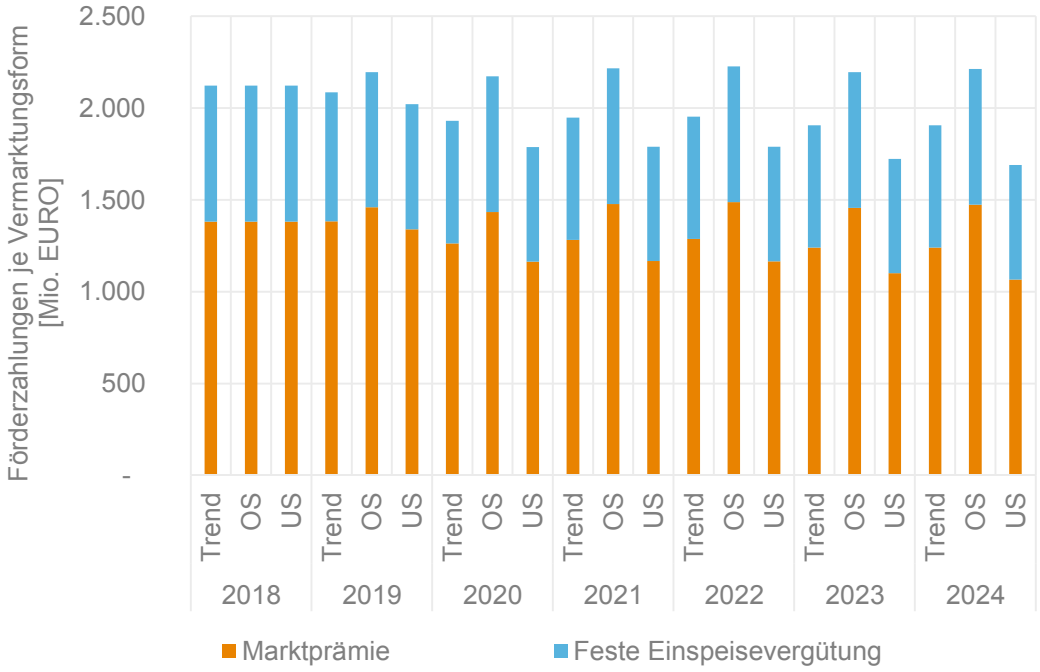


Abbildung 53: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen

Die feste Einspeisevergütung spielt in Bezug auf die Förderzahlungsbeträge weiterhin eine größere Rolle als ihr Anteil an der Erzeugungsmenge, da die Fördersätze für die entsprechenden Freiflächenanlagen zum Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme noch vergleichsweise hoch waren.

Die vNNE werden nur noch bis Ende 2019 für PV-Freiflächenanlagen gezahlt. Nachstehende Tabelle zeigt die Entwicklung der vNNE in den drei Szenarien.

vNNE [Mio. EURO]	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Trend-Szenario	36,20	16,92	-	-	-	-	-
Oberes Szenario	36,20	17,72	-	-	-	-	-
Unteres Szenario	36,20	16,45	-	-	-	-	-

Tabelle 33: vNNE für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen

Literaturverzeichnis

AGEE-Stat (2019). Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik – Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Online verfügbar unter <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html>

BBE et al. (2018). Vorschläge zur Stärkung des Wettbewerbs bei den Ausschreibungen für Biomasse gemäß EEG 2017. Bundesverband Bioenergie e.V. (BBE), Deutscher Bauernverband e.V. (DBV), Fachverband Biogas e.V. (FvB) und Fachverband Holzenergie (FVH)

BNetzA (2018a). Monitoringbericht. Online verfügbar unter <https://www.bundes netzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.pdf?__blob=publicationFile&v=5>

BNetzA (2018b). Quartalsberichte zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen 2018. Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/Elektrizitaet und-Gas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netz_Systemsicherheit/Netz_Systemsicherheit_node.html>

BNetzA (2019a). Statistiken zum Ausschreibungsverfahren für Windenergieanlagen an Land. Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/ Shared-Docs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ Ausschreibungen/Hintergrundpapiere/Statistik_Onshore.xlsx;jsessionid=BDED12405418462F23D9F94B7ED21F97?__blob=publicationFile&v=9>

BNetzA (2019b). EEG-Anlagenstammdaten – Veröffentlichung der Registerdaten (08/2014 bis 01/2019). Bundesnetzagentur

BNetzA (2019c). EEG-Zubau- und Summenwerte – Veröffentlichung der EEG-Zubauwerte – 06/2019. Bundesnetzagentur

BNetzA (2019d). Statistiken zum Ausschreibungsverfahren für Biomasse-Anlagen. Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/Elektrizitaetund Gas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Biomasse/Beendete Ausschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html>

Brandt, A. (2019). Persönliche Mitteilung am 11.06.2019. Interessenverband Grubengas e.V.

Destatis (2019). Monatserhebung über die Elektrizitätsversorgung – Statistik 43311. Statistisches Bundesamt

DMT (2018). Gutachterliche Stellungnahme – Verwerten von Grubengas als Beitrag zur Emissionsvermeidung und zur Gefahrenabwehr. DMT GmbH und Co. KG

EEG 2017. Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017) vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist

Fachagentur Wind (2019). Hemmnisse beim Ausbau der Windenergie in Deutschland. Ergebnisse einer Branchenumfrage zu Klagen gegen Windenergieanlagen sowie zu Genehmigungshemmnissen durch Drehfunkfeuer und militärische Belange der Luftraumnutzung. Online verfügbar unter <https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/pressemitteilungen/2019/20190719_FA_Wind_Branchenumfrage_beklagte_WEA_Hemmnisse_DVOR_und_Militaer.pdf>

Marktstammdatenregister (2019). Online verfügbar unter < https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>

Rauh, S. (2019). Persönliche Mitteilung am 13.06.2019. Fachverband Biogas

ÜNB (2016a). Stammdaten der EEG-Anlagen zum 31.12.2015. Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH

ÜNB (2016b). Bewegungsdaten der EEG-Anlagen zu 31.12.2015. Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH

ÜNB (2017a). Stammdaten der EEG-Anlagen zum 31.12.2016. Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH

ÜNB (2017b). Bewegungsdaten der EEG-Anlagen zu 31.12.2016. Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH

ÜNB (2018a). Stammdaten der EEG-Anlagen zum 31.12.2017. Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH

ÜNB (2018b). Bewegungsdaten der EEG-Anlagen zu 31.12.2017. Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH

ÜNB (2019a). Stammdaten der EEG-Anlagen zum 31.12.2018. Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH

ÜNB (2019b). Bewegungsdaten der EEG-Anlagen zu 31.12.2018. Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH

Uphoff, H. (2019). Persönliche Mitteilung am 11.06.2019. Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke

Weimann, T. (2019). Persönliche Mitteilung am 28.05.2019. Bundesverband Geothermie

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

Anhang A: Ergebnisse in Monatsauflösung im Jahr 2020 für das Trend-Szenario

Tabelle 34: Leistungsentwicklung in Monatsauflösung im Jahr 2020 im Trend-Szenario

Leistungsentwicklung Energieträger [MW]		Jan. 20	Feb. 20	Mrz. 20	Apr. 20	Mai. 20	Jun. 20	Jul. 20	Aug. 20	Sep. 20	Okt. 20	Nov. 20	Dez. 20
Wasserkraft	Zubau	1	0	1	0	2	1	1	1	1	1	1	1
	Rückbau	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bestand	1.576	1.576	1.577	1.577	1.579	1.580	1.581	1.581	1.582	1.583	1.584	1.585
DKG-Gase	Zubau	0	-	0	-	0	0	0	-	0	-	0	-
	Rückbau	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bestand	430	429	429	429	429	429	429	428	428	428	428	428
Energie aus Biomasse	Zubau	42	13	19	13	14	13	14	14	14	16	1	4
	Rückbau	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bestand	7.661	7.672	7.690	7.701	7.713	7.725	7.737	7.750	7.762	7.776	7.775	7.777
Geothermie	Zubau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5	-	-
	Rückbau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bestand	38	38	38	38	38	38	38	38	38	43	43	43
Windenergie an Land	Zubau	202	170	170	170	176	176	176	192	213	206	248	287
	Rückbau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bestand	53.768	53.937	54.107	54.277	54.453	54.629	54.805	54.998	55.211	55.417	55.665	55.952
Windenergie auf See	Zubau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Rückbau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bestand	7.718	7.718	7.718	7.718	7.718	7.718	7.718	7.718	7.718	7.718	7.718	7.718
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	Zubau	118	118	118	138	138	138	178	178	167	146	146	146
	Rückbau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bestand	13.674	13.792	13.910	14.048	14.186	14.324	14.502	14.680	14.847	14.993	15.140	15.286
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	Zubau	87	94	120	131	130	145	137	131	126	107	90	61
	Rückbau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bestand	33.029	33.124	33.243	33.374	33.505	33.650	33.787	33.919	34.045	34.152	34.242	34.303

Tabelle 35: Monatliche VBh im Jahr 2020 im Trend-Szenario

Vollbenutzungsstunden [h/Monat]	Jan. 20	Feb. 20	Mrz. 20	Apr. 20	Mai. 20	Jun. 20	Jul. 20	Aug. 20	Sep. 20	Okt. 20	Nov. 20	Dez. 20
Wasserkraft	323	302	340	347	394	377	368	343	307	279	279	298
Deponiegas	142	133	142	137	142	137	142	142	137	142	137	142
Klärgas	574	537	574	555	574	555	574	574	555	574	555	574
Grubengas	289	270	289	279	289	279	289	289	279	289	279	289
Energie aus Biomasse	491	466	485	442	447	416	416	423	420	455	460	481
Geothermie	523	483	456	441	453	360	379	404	349	506	509	595
Windenergie an Land	228	189	183	124	123	99	90	99	120	165	208	234
Windenergie auf See	432	349	332	238	305	225	236	280	325	350	421	388
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	19	41	74	125	137	130	125	114	96	63	25	13
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	17	32	65	116	132	135	127	108	83	49	20	11

Tabelle 36: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2020 im Trend-Szenario für Wasserkraft

Stromerzeugung [GWh]	Jan. 20	Feb. 20	Mrz. 20	Apr. 20	Mai. 20	Jun. 20	Jul. 20	Aug. 20	Sep. 20	Okt. 20	Nov. 20	Dez. 20
Marktprämie	260	244	274	281	319	305	298	278	250	227	227	243
Sonstige DV	5	5	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5
Eigenverbrauch	55	52	58	60	68	65	63	59	53	48	48	52
Feste Einspeisevergütung	188	176	197	202	229	219	214	199	178	162	162	173
Vermarktung Ausnahmefälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	**509**	**476**	**536**	**548**	**621**	**595**	**582**	**542**	**486**	**442**	**442**	**472**

Tabelle 37: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2020 im Trend-Szenario für Deponiegas

Stromerzeugung [GWh]	Jan. 20	Feb. 20	Mrz. 20	Apr. 20	Mai. 20	Jun. 20	Jul. 20	Aug. 20	Sep. 20	Okt. 20	Nov. 20	Dez. 20
Marktprämie	11	10	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Sonstige DV	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Eigenverbrauch	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Feste Einspeisevergütung	10	9	10	9	10	9	10	10	9	10	9	10
Vermarktung Ausnahmefälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	**22**	**20**	**22**	**21**	**22**	**21**	**22**	**22**	**21**	**22**	**21**	**22**

Tabelle 38: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2020 im Trend-Szenario für Klärgas

Stromerzeugung [GWh]	Jan. 20	Feb. 20	Mrz. 20	Apr. 20	Mai. 20	Jun. 20	Jul. 20	Aug. 20	Sep. 20	Okt. 20	Nov. 20	Dez. 20
Marktprämie	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Sonstige DV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eigenverbrauch	37	34	37	35	37	36	37	37	36	37	36	37
Feste Einspeisevergütung	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Vermarktung Ausnahmefälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	**41**	**38**	**41**	**40**	**41**	**40**	**41**	**41**	**40**	**41**	**40**	**41**

Tabelle 39: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2020 im Trend-Szenario für Grubengas

Stromerzeugung [GWh]	Jan. 20	Feb. 20	Mrz. 20	Apr. 20	Mai. 20	Jun. 20	Jul. 20	Aug. 20	Sep. 20	Okt. 20	Nov. 20	Dez. 20
Marktprämie	52	49	52	50	52	50	52	52	50	52	50	52
Sonstige DV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Vermarktung Ausnahmefälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	**59**	**55**	**59**	**57**	**59**	**57**	**59**	**59**	**57**	**59**	**57**	**59**

Tabelle 40: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2020 im Trend-Szenario für Biomasse

Stromerzeugung [GWh]	Jan. 20	Feb. 20	Mrz. 20	Apr. 20	Mai. 20	Jun. 20	Jul. 20	Aug. 20	Sep. 20	Okt. 20	Nov. 20	Dez. 20
Marktprämie	3.077	2.922	3.049	2.784	2.823	2.630	2.636	2.681	2.665	2.892	2.915	3.049
Sonstige DV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eigenverbrauch	3	2	3	2	2	2	2	2	2	3	3	3
Feste Einspeisevergütung	680	647	676	615	626	584	583	593	594	647	657	688
Vermarktung Ausnahmefälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	**3.760**	**3.572**	**3.728**	**3.402**	**3.451**	**3.217**	**3.222**	**3.276**	**3.262**	**3.542**	**3.575**	**3.740**

Tabelle 41: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2020 im Trend-Szenario für Geothermie

Stromerzeugung [GWh]	Jan. 20	Feb. 20	Mrz. 20	Apr. 20	Mai. 20	Jun. 20	Jul. 20	Aug. 20	Sep. 20	Okt. 20	Nov. 20	Dez. 20
Marktprämie	15	14	13	13	13	10	11	12	10	17	17	19
Sonstige DV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eigenverbrauch	4	4	3	3	3	3	3	3	3	4	4	5
Feste Einspeisevergütung	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Vermarktung Ausnahmefälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	**20**	**18**	**17**	**17**	**17**	**14**	**14**	**15**	**13**	**22**	**22**	**25**

Tabelle 42: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2020 im Trend-Szenario für Windenergie an Land

Stromerzeugung [GWh]	Jan. 20	Feb. 20	Mrz. 20	Apr. 20	Mai. 20	Jun. 20	Jul. 20	Aug. 20	Sep. 20	Okt. 20	Nov. 20	Dez. 20
Marktprämie	11.783	9.805	9.538	6.519	6.490	5.236	4.788	5.246	6.434	8.824	11.154	12.634
Sonstige DV	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	3	3
Eigenverbrauch	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
Feste Einspeisevergütung	453	373	361	226	228	183	163	173	215	301	400	475
Vermarktung Ausnahmefälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	**12.240**	**10.182**	**9.903**	**6.747**	**6.721**	**5.421**	**4.953**	**5.422**	**6.652**	**9.128**	**11.559**	**13.114**

Tabelle 43: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2020 im Trend-Szenario für Windenergie auf See

Stromerzeugung [GWh]	Jan. 20	Feb. 20	Mrz. 20	Apr. 20	Mai. 20	Jun. 20	Jul. 20	Aug. 20	Sep. 20	Okt. 20	Nov. 20	Dez. 20
Marktprämie	3.331	2.693	2.562	1.840	2.353	1.733	1.819	2.158	2.507	2.699	3.249	2.995
Sonstige DV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vermarktung Ausnahmefälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	**3.331**	**2.693**	**2.562**	**1.840**	**2.353**	**1.733**	**1.819**	**2.158**	**2.507**	**2.699**	**3.249**	**2.995**

Tabelle 44: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2020 im Trend-Szenario für Solar (sonstige Anlagen)

Stromerzeugung [GWh]	Jan. 20	Feb. 20	Mrz. 20	Apr. 20	Mai. 20	Jun. 20	Jul. 20	Aug. 20	Sep. 20	Okt. 20	Nov. 20	Dez. 20
Marktprämie	33	62	134	245	293	292	277	241	187	111	42	25
Sonstige DV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eigenverbrauch	66	122	253	457	521	538	509	435	335	201	81	47
Feste Einspeisevergütung	467	872	1.768	3.183	3.597	3.697	3.503	2.973	2.292	1.362	564	321
Vermarktung Ausnahmefälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	**566**	**1.057**	**2.156**	**3.886**	**4.412**	**4.528**	**4.290**	**3.650**	**2.814**	**1.674**	**687**	**392**

Tabelle 45: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2020 im Trend-Szenario für Solar (Freiflächenanlagen)

Stromerzeugung [GWh]	Jan. 20	Feb. 20	Mrz. 20	Apr. 20	Mai. 20	Jun. 20	Jul. 20	Aug. 20	Sep. 20	Okt. 20	Nov. 20	Dez. 20
Marktprämie	205	438	800	1.379	1.533	1.478	1.431	1.332	1.130	753	295	157
Sonstige DV	0	1	1	2	3	3	2	2	2	1	0	0
Eigenverbrauch	0	1	1	2	2	2	2	1	1	1	0	0
Feste Einspeisevergütung	59	127	221	371	399	386	372	339	285	189	77	40
Vermarktung Ausnahmefälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	**265**	**566**	**1.023**	**1.754**	**1.937**	**1.869**	**1.808**	**1.675**	**1.418**	**944**	**373**	**197**

Tabelle 46: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2020 im Trend-Szenario für Wasserkraft

Auszahlungen [Mio. EURO]	Jan. 20	Feb. 20	Mrz. 20	Apr. 20	Mai. 20	Jun. 20	Jul. 20	Aug. 20	Sep. 20	Okt. 20	Nov. 20	Dez. 20
Marktprämie	11	10	11	12	14	13	12	12	10	9	10	10
Vergüteter Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	20	19	21	22	24	23	23	21	19	17	17	18
Summe	**31**	**28**	**32**	**33**	**39**	**36**	**35**	**33**	**30**	**27**	**27**	**29**

Tabelle 47: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2020 im Trend-Szenario für Deponiegas

Auszahlungen [Mio. EURO]	Jan. 20	Feb. 20	Mrz. 20	Apr. 20	Mai. 20	Jun. 20	Jul. 20	Aug. 20	Sep. 20	Okt. 20	Nov. 20	Dez. 20
Marktprämie	0,30	0,26	0,26	0,29	0,33	0,29	0,29	0,32	0,29	0,29	0,30	0,31
Vergüteter Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	0,74	0,70	0,74	0,72	0,74	0,72	0,74	0,74	0,72	0,74	0,72	0,74
Summe	**1,05**	**0,95**	**1,01**	**1,01**	**1,07**	**1,01**	**1,03**	**1,06**	**1,01**	**1,03**	**1,01**	**1,05**

Tabelle 48: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2020 im Trend-Szenario für Klärgas

Auszahlungen [Mio. EURO]	Jan. 20	Feb. 20	Mrz. 20	Apr. 20	Mai. 20	Jun. 20	Jul. 20	Aug. 20	Sep. 20	Okt. 20	Nov. 20	Dez. 20
Marktprämie	0,04	0,03	0,03	0,03	0,04	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Vergüteter Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	0,24	0,23	0,24	0,23	0,24	0,23	0,24	0,24	0,23	0,24	0,23	0,24
Summe	**0,28**	**0,26**	**0,27**	**0,27**	**0,28**	**0,27**	**0,27**	**0,28**	**0,27**	**0,27**	**0,27**	**0,28**

Tabelle 49: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2020 im Trend-Szenario für Grubengas

Auszahlungen [Mio. EURO]	Jan. 20	Feb. 20	Mrz. 20	Apr. 20	Mai. 20	Jun. 20	Jul. 20	Aug. 20	Sep. 20	Okt. 20	Nov. 20	Dez. 20
Marktprämie	1,2	1,0	1,0	1,1	1,3	1,1	1,1	1,3	1,1	1,1	1,1	1,2
Vergüteter Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Summe	**1,7**	**1,4**	**1,5**	**1,6**	**1,8**	**1,6**	**1,6**	**1,8**	**1,6**	**1,6**	**1,6**	**1,7**

Tabelle 50: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2020 im Trend-Szenario für Biomasse

Auszahlungen [Mio. EURO]	Jan. 20	Feb. 20	Mrz. 20	Apr. 20	Mai. 20	Jun. 20	Jul. 20	Aug. 20	Sep. 20	Okt. 20	Nov. 20	Dez. 20
Marktprämie	432	411	433	397	396	372	376	372	375	407	410	430
Vergüteter Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	138	131	137	125	127	119	119	121	121	131	133	139
Summe	**570**	**542**	**570**	**521**	**523**	**491**	**494**	**493**	**496**	**539**	**543**	**569**

Tabelle 51: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2020 im Trend-Szenario für Geothermie

Auszahlungen [Mio. EURO]	Jan. 20	Feb. 20	Mrz. 20	Apr. 20	Mai. 20	Jun. 20	Jul. 20	Aug. 20	Sep. 20	Okt. 20	Nov. 20	Dez. 20
Marktprämie	3,08	2,81	2,64	2,60	2,70	2,12	2,22	2,40	2,05	3,35	3,40	3,98
Vergüteter Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	0,15	0,14	0,13	0,13	0,13	0,10	0,11	0,12	0,10	0,15	0,15	0,17
Summe	**3,23**	**2,95**	**2,77**	**2,72**	**2,83**	**2,23**	**2,33**	**2,52**	**2,16**	**3,50**	**3,55**	**4,15**

Tabelle 52: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2020 im Trend-Szenario für Windenergie an Land

Auszahlungen [Mio. EURO]	Jan. 20	Feb. 20	Mrz. 20	Apr. 20	Mai. 20	Jun. 20	Jul. 20	Aug. 20	Sep. 20	Okt. 20	Nov. 20	Dez. 20
Marktprämie	564	450	455	289	317	236	223	262	304	404	550	610
Vergüteter Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	39	32	31	20	20	16	14	15	19	26	35	41
Summe	**603**	**483**	**486**	**308**	**337**	**252**	**237**	**277**	**322**	**430**	**585**	**651**

Tabelle 53: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2020 im Trend-Szenario für Windenergie auf See

Auszahlungen [Mio. EURO]	Jan. 20	Feb. 20	Mrz. 20	Apr. 20	Mai. 20	Jun. 20	Jul. 20	Aug. 20	Sep. 20	Okt. 20	Nov. 20	Dez. 20
Marktprämie	486	391	371	262	350	252	263	318	364	391	475	439
Vergüteter Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	**486**	**391**	**371**	**262**	**350**	**252**	**263**	**318**	**364**	**391**	**475**	**439**

Tabelle 54: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2020 im Trend-Szenario für Solar (sonstige Anlagen)

Auszahlungen [Mio. EURO]	Jan. 20	Feb. 20	Mrz. 20	Apr. 20	Mai. 20	Jun. 20	Jul. 20	Aug. 20	Sep. 20	Okt. 20	Nov. 20	Dez. 20
Marktprämie	4	7	16	29	35	34	32	28	21	13	4	3
Vergüteter Eigenverbrauch	2	4	8	14	16	16	15	13	10	6	2	1
Feste Einspeisevergütung	154	288	578	1.037	1.167	1.199	1.136	961	741	440	183	104
Summe	**159**	**299**	**601**	**1.081**	**1.219**	**1.250**	**1.184**	**1.003**	**772**	**458**	**190**	**108**

Tabelle 55: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2020 im Trend-Szenario für Solar (Freiflächenanlagen)

Auszahlungen [Mio. EURO]	Jan. 20	Feb. 20	Mrz. 20	Apr. 20	Mai. 20	Jun. 20	Jul. 20	Aug. 20	Sep. 20	Okt. 20	Nov. 20	Dez. 20
Marktprämie	24	52	94	164	185	173	164	153	126	83	30	16
Vergüteter Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	14	30	51	86	92	89	87	79	66	44	18	9
Summe	**38**	**82**	**145**	**251**	**277**	**262**	**251**	**231**	**193**	**127**	**49**	**26**

Tabelle 56: Prognose der montalichen vNNE für die Stromerzeugung im Trend-Szenario

vNNE [Mio. EURO]	Jan. 20	Feb. 20	Mrz. 20	Apr. 20	Mai. 20	Jun. 20	Jul. 20	Aug. 20	Sep. 20	Okt. 20	Nov. 20	Dez. 20
Wasserkraft	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	3
Deponiegas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Klärgas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Grubengas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energie aus Biomasse	28	27	28	25	26	24	24	24	24	26	27	28
Geothermie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Windenergie an Land	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Windenergie auf See	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Anhang B: Stromerzeugung nach Veräußerungsform in Jahresauflösung pro Szenario

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

Stromerzeugung [GWh]	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigen-verbrauch	Feste Einspeise-vergütung	Vermarktung Ausnahme-fälle	Summe
2018	Trend	2.806	57	587	1.989	3	5.443
	OS	2.806	57	587	1.989	3	5.443
	US	2.806	57	587	1.989	3	5.443
2019	Trend	3.166	65	670	2.297	-	6.198
	OS	3.378	70	715	2.449	-	6.611
	US	2.955	61	625	2.145	-	5.786
2020	Trend	3.206	65	681	2.299	-	6.250
	OS	3.438	70	731	2.454	-	6.693
	US	2.976	61	631	2.144	-	5.811
2021	Trend	3.232	65	688	2.287	-	6.272
	OS	3.485	69	745	2.445	-	6.744
	US	2.983	60	633	2.131	-	5.807
2022	Trend	3.266	65	698	2.282	-	6.310
	OS	3.542	69	760	2.442	-	6.813
	US	2.997	60	637	2.123	-	5.818
2023	Trend	3.300	65	707	2.277	-	6.348
	OS	3.598	69	776	2.439	-	6.882
	US	3.012	60	641	2.116	-	5.829
2024	Trend	3.343	65	718	2.278	-	6.403
	OS	3.663	69	793	2.443	-	6.969
	US	3.034	60	647	2.114	-	5.855

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

Stromerzeugung [GWh]	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigen-verbrauch	Feste Einspeise-vergütung	Vermarktung Ausnahme-fälle	Summe
2018	Trend	149	7	3	131	0	289
	OS	149	7	3	131	0	289
	US	149	7	3	131	0	289
2019	Trend	140	7	3	121	-	271
	OS	146	7	3	125	-	281
	US	135	7	3	117	-	260
2020	Trend	131	6	2	114	-	255
	OS	142	7	3	121	-	273
	US	120	6	2	105	-	234
2021	Trend	63	2	1	43	-	109
	OS	73	2	2	47	-	124
	US	54	1	1	37	-	94
2022	Trend	46	1	1	25	-	74
	OS	58	2	1	29	-	90
	US	37	1	1	21	-	59
2023	Trend	42	1	1	21	-	65
	OS	56	1	1	25	-	83
	US	31	0	1	16	-	48
2024	Trend	38	1	1	12	-	51
	OS	53	1	1	15	-	70
	US	26	0	1	8	-	35

Tabelle 59: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Klärgas

Stromerzeugung [GWh]	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigen-verbrauch	Feste Einspeise-vergütung	Vermarktung Ausnahme-fälle	Summe
2018	Trend	13	1	428	38	0	481
	OS	13	1	428	38	0	481
	US	13	1	428	38	0	481
2019	Trend	14	1	430	38	-	483
	OS	15	1	448	40	-	503
	US	13	1	412	37	-	463
2020	Trend	15	1	434	38	-	487
	OS	17	1	461	40	-	518
	US	13	1	406	36	-	457
2021	Trend	13	20	435	21	-	489
	OS	15	21	472	22	-	530
	US	10	20	399	19	-	448
2022	Trend	13	24	439	16	-	492
	OS	17	25	484	17	-	544
	US	10	23	392	14	-	440
2023	Trend	14	24	441	16	-	495
	OS	18	26	496	17	-	557
	US	10	23	385	14	-	433
2024	Trend	7	37	445	11	-	500
	OS	11	39	509	12	-	572
	US	3	35	380	9	-	426

Tabelle 60: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Grubengas

Stromerzeugung [GWh]	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigen-verbrauch	Feste Einspeise-vergütung	Vermarktung Ausnahme-fälle	Summe
2018	Trend	728	-	0	103	-	831
	OS	728	-	0	103	-	831
	US	728	-	0	103	-	831
2019	Trend	635	-	-	89	-	724
	OS	653	-	-	92	-	745
	US	616	-	-	87	-	703
2020	Trend	611	-	-	86	-	698
	OS	647	-	-	91	-	739
	US	576	-	-	81	-	658
2021	Trend	623	-	-	38	-	661
	OS	678	-	-	42	-	720
	US	571	-	-	34	-	605
2022	Trend	588	-	-	38	-	626
	OS	658	-	-	43	-	701
	US	524	-	-	33	-	556
2023	Trend	548	-	-	44	-	592
	OS	630	-	-	52	-	681
	US	476	-	-	36	-	512
2024	Trend	340	-	-	41	-	381
	OS	397	-	-	48	-	445
	US	282	-	-	34	-	316

Tabelle 61: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Biomasse

Stromerzeugung [GWh]	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigen-verbrauch	Feste Einspeise-vergütung	Vermarktung Ausnahme-fälle	Summe
2018	Trend	32.809	1	26	7.667	2	40.506
	OS	32.809	1	26	7.667	2	40.506
	US	32.809	1	26	7.667	2	40.506
2019	Trend	33.896	2	30	7.525	-	41.453
	OS	35.608	2	32	7.903	-	43.544
	US	32.186	2	29	7.148	-	39.364
2020	Trend	34.124	2	30	7.591	-	41.747
	OS	35.889	2	32	7.981	-	43.903
	US	32.373	2	29	7.202	-	39.605
2021	Trend	32.634	2	30	7.391	-	40.056
	OS	34.378	2	31	7.779	-	42.191
	US	30.911	2	28	7.004	-	37.945
2022	Trend	32.035	2	30	7.289	-	39.356
	OS	33.805	2	31	7.681	-	41.519
	US	30.311	2	28	6.900	-	37.241
2023	Trend	31.422	2	30	7.262	-	38.716
	OS	33.229	2	31	7.683	-	40.945
	US	29.666	2	28	6.849	-	36.544
2024	Trend	30.620	2	30	7.274	-	37.925
	OS	32.442	2	31	7.733	-	40.208
	US	28.708	2	28	6.862	-	35.599

Tabelle 62: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Geothermie

Stromerzeugung [GWh]	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigen-verbrauch	Feste Einspeise-vergütung	Vermarktung Ausnahme-fälle	Summe
2018	Trend	142	-	41	23	-	207
	OS	142	-	41	23	-	207
	US	142	-	41	23	-	207
2019	Trend	157	-	41	8	-	207
	OS	183	-	48	9	-	240
	US	132	-	35	7	-	174
2020	Trend	164	-	43	8	-	215
	OS	193	-	51	9	-	253
	US	138	-	36	7	-	180
2021	Trend	178	-	46	8	-	232
	OS	217	-	57	9	-	283
	US	149	-	39	7	-	195
2022	Trend	188	-	49	8	-	244
	OS	230	-	60	9	-	299
	US	149	-	39	7	-	195
2023	Trend	207	-	54	8	-	269
	OS	255	-	66	9	-	331
	US	149	-	39	7	-	195
2024	Trend	218	-	56	8	-	282
	OS	269	-	69	9	-	347
	US	150	-	39	7	-	196

Tabelle 63: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Windenergie an Land

Stromerzeugung [GWh]	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigen-verbrauch	Feste Einspeise-vergütung	Vermarktung Ausnahme-fälle	Summe
2018	Trend	85.282	25	14	3.383	19	88.724
	OS	85.282	25	14	3.383	19	88.724
	US	85.282	25	14	3.383	19	88.724
2019	Trend	99.249	28	16	3.787	-	103.081
	OS	104.038	30	17	3.963	-	108.047
	US	94.171	27	15	3.601	-	97.814
2020	Trend	98.452	27	15	3.549	-	102.043
	OS	108.963	30	17	3.914	-	112.923
	US	87.380	24	13	3.161	-	90.579
2021	Trend	102.299	2.133	15	2.471	-	106.919
	OS	114.042	3.128	17	2.725	-	119.912
	US	90.131	1.274	13	2.201	-	93.619
2022	Trend	108.754	3.561	15	2.149	-	114.480
	OS	121.805	5.227	17	2.370	-	129.419
	US	95.361	2.121	13	1.915	-	99.410
2023	Trend	115.466	5.218	15	1.777	-	122.476
	OS	129.791	7.663	17	1.960	-	139.431
	US	100.867	3.105	13	1.583	-	105.569
2024	Trend	122.557	6.797	15	1.514	-	130.884
	OS	138.203	9.986	17	1.670	-	149.875
	US	106.706	4.043	13	1.349	-	112.111

Tabelle 64: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Windenergie auf See

Stromerzeugung [GWh]	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigen-verbrauch	Feste Einspeise-vergütung	Vermarktung Ausnahme-fälle	Summe
2018	Trend	19.179	-	-	-	-	19.179
	OS	19.179	-	-	-	-	19.179
	US	19.179	-	-	-	-	19.179
2019	Trend	27.941	-	-	-	-	27.941
	OS	29.455	-	-	-	-	29.455
	US	26.331	-	-	-	-	26.331
2020	Trend	29.940	-	-	-	-	29.940
	OS	33.017	-	-	-	-	33.017
	US	26.670	-	-	-	-	26.670
2021	Trend	29.847	-	-	-	-	29.847
	OS	33.392	-	-	-	-	33.392
	US	26.587	-	-	-	-	26.587
2022	Trend	31.185	-	-	-	-	31.185
	OS	35.183	-	-	-	-	35.183
	US	26.978	-	-	-	-	26.978
2023	Trend	32.254	-	-	-	-	32.254
	OS	36.584	380	-	-	-	36.963
	US	28.436	-	-	-	-	28.436
2024	Trend	34.330	1.744	-	-	-	36.074
	OS	38.503	4.967	-	-	-	43.469
	US	29.660	310	-	-	-	29.970

Tabelle 65: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Solar (sonstige Anlagen)

Stromerzeugung [GWh]	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigen-verbrauch	Feste Einspeise-vergütung	Vermarktung Ausnahme-fälle	Summe
2018	Trend	1.627	1	3.375	25.899	21	30.923
	OS	1.627	1	3.375	25.899	21	30.923
	US	1.627	1	3.375	25.899	21	30.923
2019	Trend	1.755	1	3.449	25.059	-	30.264
	OS	1.848	1	3.621	26.263	-	31.733
	US	1.699	1	3.346	24.353	-	29.399
2020	Trend	1.942	1	3.566	24.601	-	30.110
	OS	2.186	1	3.992	27.402	-	33.582
	US	1.792	1	3.312	22.954	-	28.059
2021	Trend	2.197	50	3.832	25.225	-	31.304
	OS	2.507	56	4.326	28.198	-	35.087
	US	2.002	47	3.529	23.458	-	29.036
2022	Trend	2.412	158	4.070	25.731	-	32.371
	OS	2.707	303	4.593	28.653	-	36.256
	US	2.201	123	3.737	23.925	-	29.987
2023	Trend	2.423	403	4.157	25.671	-	32.654
	OS	2.708	803	4.740	28.554	-	36.804
	US	2.257	207	3.796	23.994	-	30.254
2024	Trend	2.426	690	4.241	25.578	-	32.936
	OS	2.711	1.362	4.899	28.451	-	37.424
	US	2.260	324	3.801	23.907	-	30.291

Tabelle 66: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Solar (Freiflächenanlagen)

Stromerzeugung [GWh]	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigen-verbrauch	Feste Einspeise-vergütung	Vermarktung Ausnahme-fälle	Summe
2018	Trend	10.009	21	13	3.181	19	13.243
	OS	10.009	21	13	3.181	19	13.243
	US	10.009	21	13	3.181	19	13.243
2019	Trend	9.969	20	13	3.011	-	13.013
	OS	10.482	21	14	3.155	-	13.671
	US	9.663	19	13	2.927	-	12.623
2020	Trend	10.930	19	12	2.867	-	13.829
	OS	12.249	21	14	3.184	-	15.468
	US	10.135	18	12	2.683	-	12.847
2021	Trend	12.831	20	12	2.863	-	15.726
	OS	14.479	22	14	3.179	-	17.695
	US	11.814	19	12	2.679	-	14.523
2022	Trend	14.884	20	12	2.863	-	17.780
	OS	16.852	22	14	3.179	-	20.067
	US	13.642	19	12	2.679	-	16.352
2023	Trend	16.029	20	12	2.863	-	18.924
	OS	18.168	22	14	3.179	-	21.383
	US	14.686	19	12	2.679	-	17.396
2024	Trend	16.359	20	12	2.867	-	19.259
	OS	18.557	23	14	3.184	-	21.777
	US	14.977	19	12	2.683	-	17.691

Anhang C: Förderzahlungen in Jahresauflösung pro Szenario

Tabelle 67: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. EURO für Wasserkraft

Auszahlungen [Mio. EURO]	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeise-vergütung	Summe
2018	Trend	136	-	213	348
	OS	136	-	213	348
	US	136	-	213	348
2019	Trend	153	-	245	399
	OS	167	-	262	428
	US	141	-	229	370
2020	Trend	134	-	245	379
	OS	150	-	262	412
	US	119	-	229	347
2021	Trend	132	-	244	377
	OS	154	-	261	415
	US	114	-	228	342
2022	Trend	130	-	244	373
	OS	152	-	261	413
	US	109	-	227	336
2023	Trend	118	-	243	361
	OS	144	-	260	405
	US	93	-	226	319
2024	Trend	117	-	243	361
	OS	149	-	261	410
	US	85	-	226	311

Tabelle 68: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. EURO für Deponiegas

Auszahlungen [Mio. EURO]	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeise-vergütung	Summe
2018	Trend	5	-	10	15
	OS	5	-	10	15
	US	5	-	10	15
2019	Trend	5	-	9	14
	OS	5	-	10	15
	US	4	-	9	13
2020	Trend	4	-	9	12
	OS	4	-	9	13
	US	3	-	8	11
2021	Trend	2	-	3	5
	OS	2	-	4	6
	US	1	-	3	4
2022	Trend	1	-	2	3
	OS	2	-	2	4
	US	1	-	2	2
2023	Trend	1	-	2	2
	OS	1	-	2	3
	US	0	-	1	2
2024	Trend	1	-	1	2
	OS	1	-	1	2
	US	0	-	1	1

Tabelle 69: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. EURO für Klärgas

Auszahlungen [Mio. EURO]	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeise-vergütung	Summe
2018	Trend	0	-	3	3
	OS	0	-	3	3
	US	0	-	3	3
2019	Trend	1	-	3	3
	OS	1	-	3	4
	US	0	-	3	3
2020	Trend	0	-	3	3
	OS	0	-	3	3
	US	0	-	3	3
2021	Trend	0	-	2	2
	OS	0	-	2	2
	US	0	-	1	2
2022	Trend	0	-	1	1
	OS	0	-	1	2
	US	0	-	1	1
2023	Trend	0	-	1	1
	OS	0	-	1	2
	US	0	-	1	1
2024	Trend	0	-	1	1
	OS	0	-	1	1
	US	0	-	1	1

Tabelle 70: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. EURO für Grubengas

Auszahlungen [Mio. EURO]	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeise-vergütung	Summe
2018	Trend	20	-	7	27
	OS	20	-	7	27
	US	20	-	7	27
2019	Trend	19	-	6	25
	OS	20	-	6	26
	US	17	-	6	23
2020	Trend	14	-	6	20
	OS	16	-	6	22
	US	12	-	6	17
2021	Trend	13	-	3	16
	OS	16	-	3	19
	US	11	-	2	13
2022	Trend	11	-	3	14
	OS	15	-	3	18
	US	9	-	2	11
2023	Trend	8	-	3	11
	OS	12	-	4	16
	US	5	-	3	7
2024	Trend	5	-	3	8
	OS	8	-	3	11
	US	2	-	2	4

Tabelle 71: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. EURO für Biomasse

Auszahlungen [Mio. EURO]	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeise-vergütung	Summe
2018	Trend	4.696	-	1.581	6.278
	OS	4.696	-	1.581	6.278
	US	4.696	-	1.581	6.278
2019	Trend	4.684	-	1.528	6.213
	OS	4.921	-	1.595	6.516
	US	4.448	-	1.459	5.907
2020	Trend	4.811	-	1.539	6.350
	OS	5.133	-	1.607	6.740
	US	4.498	-	1.467	5.965
2021	Trend	4.664	-	1.501	6.165
	OS	5.048	-	1.569	6.617
	US	4.325	-	1.430	5.755
2022	Trend	4.487	-	1.476	5.964
	OS	4.849	-	1.545	6.394
	US	4.126	-	1.405	5.532
2023	Trend	4.271	-	1.469	5.740
	OS	4.661	-	1.543	6.204
	US	3.849	-	1.392	5.241
2024	Trend	4.192	-	1.467	5.659
	OS	4.622	-	1.548	6.170
	US	3.665	-	1.391	5.057

Tabelle 72: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. EURO für Geothermie

Auszahlungen [Mio. EURO]	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeise-vergütung	Summe
2018	Trend	29	-	5	35
	OS	29	-	5	35
	US	29	-	5	35
2019	Trend	33	-	2	35
	OS	39	-	2	40
	US	28	-	1	29
2020	Trend	33	-	2	35
	OS	40	-	2	42
	US	28	-	1	29
2021	Trend	36	-	2	38
	OS	45	-	2	46
	US	30	-	1	31
2022	Trend	37	-	2	39
	OS	47	-	2	48
	US	30	-	1	31
2023	Trend	40	-	2	41
	OS	50	-	2	52
	US	29	-	1	30
2024	Trend	41	-	2	43
	OS	52	-	2	54
	US	28	-	1	29

Tabelle 73: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. EURO für Windenergie an Land

Auszahlungen [Mio. EURO]	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeise-vergütung	Summe
2018	Trend	4.556	-	294	4.851
	OS	4.556	-	294	4.851
	US	4.556	-	294	4.851
2019	Trend	5.633	-	328	5.960
	OS	6.060	-	343	6.403
	US	5.214	-	312	5.525
2020	Trend	4.664	-	307	4.972
	OS	5.431	-	339	5.770
	US	3.938	-	274	4.211
2021	Trend	4.651	-	216	4.867
	OS	5.642	-	238	5.880
	US	3.831	-	193	4.024
2022	Trend	4.515	-	188	4.703
	OS	5.471	-	207	5.678
	US	3.675	-	167	3.842
2023	Trend	4.143	-	154	4.297
	OS	5.187	-	170	5.357
	US	3.240	-	137	3.377
2024	Trend	4.291	-	131	4.422
	OS	5.495	-	144	5.639
	US	3.156	-	117	3.273

Tabelle 74: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. EURO für Windenergie auf See

Auszahlungen [Mio. EURO]	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeise-vergütung	Summe
2018	Trend	2.849	-	-	2.849
	OS	2.849	-	-	2.849
	US	2.849	-	-	2.849
2019	Trend	4.261	-	-	4.261
	OS	4.527	-	-	4.527
	US	3.986	-	-	3.986
2020	Trend	4.362	-	-	4.362
	OS	4.883	-	-	4.883
	US	3.829	-	-	3.829
2021	Trend	4.330	-	-	4.330
	OS	4.898	-	-	4.898
	US	3.781	-	-	3.781
2022	Trend	4.259	-	-	4.259
	OS	4.820	-	-	4.820
	US	3.702	-	-	3.702
2023	Trend	4.073	-	-	4.073
	OS	4.658	-	-	4.658
	US	3.507	-	-	3.507
2024	Trend	3.741	-	-	3.741
	OS	4.325	-	-	4.325
	US	3.140	-	-	3.140

Tabelle 75: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. EURO für Solar (sonstige Anlagen)

Auszahlungen [Mio. EURO]	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeise-vergütung	Summe
2018	Trend	224	120	8.709	9.054
	OS	224	120	8.709	9.054
	US	224	120	8.709	9.054
2019	Trend	240	113	8.312	8.665
	OS	254	118	8.705	9.077
	US	232	110	8.083	8.425
2020	Trend	227	108	7.988	8.323
	OS	259	120	8.878	9.256
	US	208	101	7.468	7.778
2021	Trend	238	108	8.021	8.366
	OS	275	120	8.922	9.317
	US	215	101	7.492	7.808
2022	Trend	245	108	8.035	8.388
	OS	281	120	8.926	9.327
	US	222	101	7.506	7.828
2023	Trend	238	108	7.995	8.341
	OS	275	120	8.879	9.273
	US	213	101	7.480	7.794
2024	Trend	238	108	7.948	8.294
	OS	277	120	8.826	9.223
	US	209	101	7.436	7.746

Tabelle 76: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. EURO für Solar (Freiflächenanlagen)

Auszahlungen [Mio. EURO]	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeise-vergütung	Summe
2018	Trend	1.382	-	740	2.122
	OS	1.382	-	740	2.122
	US	1.382	-	740	2.122
2019	Trend	1.384	-	701	2.084
	OS	1.460	-	734	2.194
	US	1.340	-	681	2.021
2020	Trend	1.264	-	666	1.930
	OS	1.433	-	740	2.173
	US	1.163	-	623	1.787
2021	Trend	1.282	-	665	1.947
	OS	1.476	-	738	2.215
	US	1.167	-	622	1.789
2022	Trend	1.287	-	665	1.952
	OS	1.488	-	738	2.227
	US	1.166	-	622	1.788
2023	Trend	1.241	-	665	1.906
	OS	1.456	-	738	2.195
	US	1.101	-	622	1.723
2024	Trend	1.240	-	666	1.906
	OS	1.473	-	740	2.213
	US	1.067	-	623	1.690