

Endbericht

Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2019 bis 2023

Im Auftrag der

50Hertz Transmission GmbH

Amprion GmbH

TenneT TSO GmbH

TransnetBW GmbH

Essen, 11. Oktober 2018

Auftraggeber

50Hertz Transmission GmbH

Amprion GmbH

TenneT TSO GmbH

TransnetBW GmbH

Auftragnehmer

HEMF

Lehrstuhl für Energiewirtschaft

Universität Duisburg-Essen

Berliner Platz 6-8

45127 Essen

Mitarbeit

Paul Baginski

Julia Bellenbaum

Philip Beran

Roland Broll

Tim Felling

Christopher Jahns

Paul Osinski

Prof. Dr. Christoph Weber

INHALTSVERZEICHNIS

Inhaltsverzeichnis.....	I
Abbildungsverzeichnis.....	IV
Tabellenverzeichnis.....	VII
Abkürzungsverzeichnis.....	XII
1 Zusammenfassung.....	1
2 Methodik.....	6
2.1 Vorgehensweise.....	6
2.2 Definition der Szenarien.....	8
2.3 Ermittlung der installierten Leistung.....	8
2.4 Ermittlung der Stromerzeugung.....	9
2.5 Bestimmung der Strompreise und Marktwertfaktoren.....	10
2.6 Veräußerungsformen und Vergütungszahlungen.....	14
2.6.1 Veräußerungsformen.....	14
2.6.2 Eigenverbrauch.....	15
2.6.3 Vergütungssätze.....	15
2.6.4 Bestimmung der vermiedenen Netzentgelte.....	15
2.6.5 Vergütungszahlung.....	16
3 Mittelfristprognosen für EEG-geförderte Anlagen.....	17
3.1 Wasserkraft.....	17
3.1.1 Analyse der bisherigen Entwicklung.....	17
3.1.2 Leistungsentwicklung 2018 bis 2023.....	18
3.1.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung.....	19
3.1.4 Marktwertfaktoren.....	21
3.1.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2023.....	21
3.1.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2023.....	22
3.2 Deponiegas.....	24
3.2.1 Analyse der bisherigen Entwicklung.....	24
3.2.2 Leistungsentwicklung 2018 bis 2023.....	24
3.2.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung.....	25
3.2.4 Marktwertfaktoren.....	27

3.2.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2023	27
3.2.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2023.....	28
3.3	Klärgas.....	30
3.3.1	Analyse der bisherigen Entwicklung.....	30
3.3.2	Leistungsentwicklung 2018 bis 2023.....	30
3.3.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung.....	31
3.3.4	Marktwertfaktoren.....	33
3.3.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2023	33
3.3.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2023.....	33
3.4	Grubengas.....	35
3.4.1	Analyse der bisherigen Entwicklung.....	35
3.4.2	Leistungsentwicklung 2018 bis 2023.....	35
3.4.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung.....	36
3.4.4	Marktwertfaktoren.....	38
3.4.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2023	38
3.4.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2023.....	39
3.5	Biomasse	40
3.5.1	Analyse der bisherigen Entwicklung.....	40
3.5.2	Leistungsentwicklung 2018 bis 2023.....	41
3.5.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung.....	43
3.5.4	Marktwertfaktoren.....	45
3.5.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2023	45
3.5.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2023.....	46
3.6	Geothermie	48
3.6.1	Analyse der bisherigen Entwicklung.....	48
3.6.2	Leistungsentwicklung 2018 bis 2023.....	48
3.6.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung.....	50
3.6.4	Marktwertfaktoren.....	51
3.6.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2023	51
3.6.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2023.....	52
3.7	Windenergie an Land.....	54
3.7.1	Analyse der bisherigen Entwicklung.....	54

3.7.2	Leistungsentwicklung 2018 bis 2023.....	55
3.7.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung.....	56
3.7.4	Marktwertfaktoren.....	59
3.7.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2023	61
3.7.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2023.....	62
3.8	Windenergie auf See.....	64
3.8.1	Analyse der bisherigen Entwicklung.....	64
3.8.2	Leistungsentwicklung 2018 bis 2023.....	64
3.8.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung.....	65
3.8.4	Marktwertfaktoren.....	67
3.8.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2023	68
3.8.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2023.....	69
3.9	Solare Strahlungsenergie – allgemeine Entwicklung und sonstige Anlagen	71
3.9.1	Analyse der bisherigen Entwicklung.....	71
3.9.2	Leistungsentwicklung 2018 bis 2023.....	71
3.9.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung.....	73
3.9.4	Marktwertfaktoren.....	76
3.9.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2023	76
3.9.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2023.....	77
3.10	Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen.....	79
3.10.1	Analyse der bisherigen Entwicklung.....	79
3.10.2	Leistungsentwicklung 2018 bis 2023.....	79
3.10.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung.....	80
3.10.4	Marktwertfaktoren.....	81
3.10.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen bis 2023 ...	83
3.10.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsformen bis 2023.....	84
	Literaturverzeichnis.....	86
Annex A	Monatsscharfe Darstellung der Ergebnisse der Deutschlandprognose im Trendszenario für das Jahr 2019.....	92
Annex B	Entwicklung der Stromerzeugung je Energieträger nach Veräußerungsformen.....	101
Annex C	Entwicklung der Auszahlungen je Energieträger nach Veräußerungsformen.....	107

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1:	Leistungsentwicklung der EEG-Energieträger bis 2023 im Trendszenario	3
Abbildung 2:	Entwicklung der Stromerzeugung aus EEG-Energieträgern bis 2023 im Trendszenario	4
Abbildung 3:	Auszahlungen an Betreiber von EEG-Anlagen bis 2023 im Trendszenario	5
Abbildung 4:	Vorgehensweise zur Erstellung der Mittelfristprognose	7
Abbildung 5:	Methodik der Prognose von Strompreisen und Marktwerten	11
Abbildung 6:	Entwicklung der installierten Leistung und des Netto-Zubaus bei EEG-geförderten Wasserkraftanlagen seit 2006	18
Abbildung 7:	Monatliche Vollbenutzungsstunden für Wasserkraft nach Szenarien im Jahr 2019	20
Abbildung 8:	Stromerzeugung aus EEG-Wasserkraft nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023	22
Abbildung 9:	Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Wasserkraft nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023	23
Abbildung 10:	Entwicklung der installierten Leistung und des Netto-Zubaus bei Deponiegasanlagen seit 2006	24
Abbildung 11:	Monatliche Vollbenutzungsstunden für Deponiegas nach Szenarien im Jahr 2019	26
Abbildung 12:	Stromerzeugung aus Deponiegas nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023	28
Abbildung 13:	Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Deponiegas nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023	29
Abbildung 14:	Entwicklung der installierten Leistung und des Netto-Zubaus bei Klärgasanlagen seit 2006	30
Abbildung 15:	Monatliche Vollbenutzungsstunden für Klärgas nach Szenarien im Jahr 2019	32
Abbildung 16:	Stromerzeugung aus Klärgas nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023	33
Abbildung 17:	Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Klärgas nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023	34
Abbildung 18:	Entwicklung der installierten Leistung und des Netto-Zubaus bei Grubengasanlagen seit 2006	35
Abbildung 19:	Monatliche Vollbenutzungsstunden für Grubengas nach Szenarien im Jahr 2019	37
Abbildung 20:	Stromerzeugung aus Grubengas nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023	38

Abbildung 21: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Grubengas nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023	39
Abbildung 22: Entwicklung der installierten Leistung und des Netto-Zubaus bei Biomasseanlagen seit 2006	41
Abbildung 23: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Biomasse nach Szenarien im Jahr 2019.....	44
Abbildung 24: Stromerzeugung aus Biomasse nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023	46
Abbildung 25: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Biomasse nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023	47
Abbildung 26: Entwicklung der installierten Leistung und des Netto-Zubaus bei Geothermieanlagen seit 2006	48
Abbildung 27: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Geothermie nach Szenarien im Jahr 2019	50
Abbildung 28: Stromerzeugung aus Geothermie nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023	52
Abbildung 29: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Geothermie nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023	53
Abbildung 30: Entwicklung der installierten Leistung und des Netto-Zubaus für Windenergieanlagen an Land	54
Abbildung 31: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Windenergie an Land nach Szenarien im Jahr 2019	58
Abbildung 32: Marktwertfaktoren für Windenergie an Land im Jahr 2019 im Trend-Szenario	60
Abbildung 33: Marktwertfaktoren für Windenergie an Land nach Szenarien bis 2023	61
Abbildung 34: Stromerzeugung aus Windenergie an Land nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023.....	62
Abbildung 35: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie an Land nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023.....	63
Abbildung 36: Entwicklung der installierten Leistung und des Netto-Zubaus bei Windenergieanlagen auf See seit 2006	64
Abbildung 37: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Windenergie auf See nach Szenarien im Jahr 2019	66
Abbildung 38: Marktwertfaktoren für Windenergie auf See im Jahr 2019 im Trend-Szenario.....	67
Abbildung 39: Marktwertfaktoren für Windenergie auf See nach Szenarien bis 2023	68
Abbildung 40: Stromerzeugung aus Windenergie auf See nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023.....	69
Abbildung 41: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie auf See nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023.....	70

Abbildung 42: Entwicklung der installierten Leistung und des Netto-Zubaus bei sonstigen Solaranlagen seit 2006.....	71
Abbildung 43: Monatliche Vollbenutzungsstunden der Solaren Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Szenarien im Jahr 2019.....	75
Abbildung 44: Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023	77
Abbildung 45: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023.....	78
Abbildung 46: Entwicklung der installierten Leistung und des Netto-Zubaus bei Solaranlagen - Freiflächenanlagen seit 2006.....	79
Abbildung 47: Monatliche Vollbenutzungsstunden der Solaren Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Szenarien im Jahr 2019	81
Abbildung 48: Marktwertfaktoren für solare Strahlungsenergie im Jahr 2019 im Trend-Szenario	82
Abbildung 49: Marktwertfaktoren für solare Strahlungsenergie nach Szenarien bis 2023.....	82
Abbildung 50: Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus Freiflächen nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023	83
Abbildung 51: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023.....	84

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1:	Durchschnittliche Strompreise	12
Tabelle 2:	Prognose der Leistungsentwicklung von EEG-geförderten Wasserkraftanlagen zwischen 2018 und 2023 nach Szenarien	19
Tabelle 3:	Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der nach EEG geförderten Wasserkraft nach Szenarien (2017-2023)	20
Tabelle 4:	Vermiedene Netzentgelte für Stromerzeugung aus Wasserkraft nach Szenarien bis 2023.....	23
Tabelle 5:	Prognose der Leistungsentwicklung von Deponiegasanlagen zwischen 2018 und 2023 nach Szenarien.....	25
Tabelle 6:	Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung für Deponiegas nach Szenarien (2017-2023).....	27
Tabelle 7:	Vermiedene Netzentgelte für Stromerzeugung aus Deponiegas nach Szenarien bis 2023.....	29
Tabelle 8:	Prognose der Leistungsentwicklung von Klärgasanlagen zwischen 2018 und 2023 nach Szenarien.....	31
Tabelle 9:	Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung für Klärgas nach Szenarien (2017-2023).....	32
Tabelle 10:	Vermiedene Netzentgelte für Stromerzeugung aus Klärgas nach Szenarien bis 2023	34
Tabelle 11:	Prognose der Leistungsentwicklung von Grubengasanlagen zwischen 2018 und 2023 nach Szenarien.....	36
Tabelle 12:	Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung für Grubengas nach Szenarien (2017-2023).....	37
Tabelle 13:	Vermiedene Netzentgelte für Stromerzeugung aus Grubengas nach Szenarien bis 2023.....	39
Tabelle 14:	Prognose der Leistungsentwicklung von Biomasseanlagen zwischen 2018 und 2023 nach Szenarien.....	43
Tabelle 15:	Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung für Biomasse nach Szenarien (2017-2023).....	45
Tabelle 16:	Vermiedene Netzentgelte für Stromerzeugung aus Biomasse nach Szenarien bis 2023.....	47
Tabelle 17:	Prognose der Leistungsentwicklung von Geothermieanlagen zwischen 2018 und 2023 nach Szenarien.....	50
Tabelle 18:	Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung für Geothermie nach Szenarien (2017-2023).....	51

Tabelle 19:	Vermiedene Netzentgelte für Stromerzeugung aus Geothermie nach Szenarien bis 2023.....	53
Tabelle 20:	Prognose der Leistungsentwicklung von Windenergie an Land zwischen 2018 und 2023 nach Szenarien.....	57
Tabelle 21:	Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung für Windenergie an Land nach Szenarien (2017-2023)	59
Tabelle 22:	Vermiedene Netzentgelte für Stromerzeugung aus Windenergie an Land nach Szenarien bis 2023	63
Tabelle 23:	Prognose der Leistungsentwicklung von Windenergie auf See zwischen 2018 und 2023 nach Szenarien.....	65
Tabelle 24:	Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung für Windenergie auf See nach Szenarien (2017-2023)	67
Tabelle 25:	Vermiedene Netzentgelte für Stromerzeugung aus Windenergie auf See nach Szenarien bis 2023	70
Tabelle 26:	Prognose der Leistungsentwicklung von Solare Strahlungsenergie (sonstige Anlagen) zwischen 2018 und 2023 nach Szenarien.....	73
Tabelle 27:	Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Solaren Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Szenarien (2017-2023).....	76
Tabelle 28:	Vermiedene Netzentgelte für Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Szenarien bis 2023	78
Tabelle 29:	Prognose der Leistungsentwicklung von Solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen zwischen 2018 und 2023 nach Szenarien	80
Tabelle 30:	Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Solaren Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Szenarien (2017-2023).....	81
Tabelle 31:	Vermiedene Netzentgelte für Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus Freiflächen nach Szenarien bis 2023	85
Tabelle 32:	Prognose der monatlichen Leistungsentwicklung je Energieträger in Deutschland im Trendszenario im Jahr 2019	93
Tabelle 33:	Prognose der monatlichen Vollbenutzungsstunden je Energieträger in Deutschland im Trendszenario im Jahr 2019	94
Tabelle 34:	Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Wasserkraft in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019	94
Tabelle 35:	Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Deponiegas in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019	95
Tabelle 36:	Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Klärgas in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019	95

Tabelle 37:	Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Grubengas in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019	95
Tabelle 38:	Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Biomasse in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019	96
Tabelle 39:	Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Geothermie in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019	96
Tabelle 40:	Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Windenergie an Land in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019	96
Tabelle 41:	Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Windenergie auf See in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019	97
Tabelle 42:	Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019	97
Tabelle 43:	Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019.....	97
Tabelle 44:	Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Wasserkraft in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019	98
Tabelle 45:	Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Deponiegas in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019	98
Tabelle 46:	Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Klärgas in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019	98
Tabelle 47:	Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Grubengas in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019	98
Tabelle 48:	Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Biomasse in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019	99
Tabelle 49:	Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Geothermie in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019	99
Tabelle 50:	Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie an Land in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019	99
Tabelle 51:	Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie auf See in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019	99
Tabelle 52:	Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019	100

Tabelle 53:	Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019	100
Tabelle 54:	Prognose der monatlichen vermiedenen Netzentgelte für die Stromerzeugung im Trendszenario im Jahr 2019	100
Tabelle 55:	Prognose der Stromerzeugung aus Wasserkraft nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in GWh	101
Tabelle 56:	Prognose der Stromerzeugung aus Deponiegas nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in GWh	102
Tabelle 57:	Prognose der Stromerzeugung aus Klärgas nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in GWh	102
Tabelle 58:	Prognose der Stromerzeugung aus Grubengas nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in GWh	103
Tabelle 59:	Prognose der Stromerzeugung aus Biomasse nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in GWh	103
Tabelle 60:	Prognose der Stromerzeugung aus Geothermie nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in GWh	104
Tabelle 61:	Prognose der Stromerzeugung aus Windenergie an Land nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in GWh.....	104
Tabelle 62:	Prognose der Stromerzeugung aus Windenergie auf See nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in GWh.....	105
Tabelle 63:	Prognose der Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in GWh.....	105
Tabelle 64:	Prognose der Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Veräußerungs-formen je Szenario, 2017-2023, in GWh	106
Tabelle 65:	Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Wasserkraft nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in Mio. €	107
Tabelle 66:	Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Deponiegas nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in Mio. €	108
Tabelle 67:	Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Klärgas nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in Mio. €	108
Tabelle 68:	Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Grubengas nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in Mio. €	109
Tabelle 69:	Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Biomasse nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in Mio. €	109
Tabelle 70:	Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Geothermie nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in Mio. €	110

Tabelle 71:	Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie an Land nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in Mio. €.....	110
Tabelle 72:	Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie auf See nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in Mio. €	111
Tabelle 73:	Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in Mio. €.....	111
Tabelle 74:	Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in Mio. €.....	112

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

Abs.	Absatz
BEG	Bürgerwindenergiepark
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
GuD	Gas- und Dampf
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunden
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MAE	Mittlerer absoluter Fehler (Mean Absolute Error)
Mio.	Millionen
MW	Megawatt
MWF	Marktwertfaktor
MWh	Megawattstunden
NEMoG	Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur
OS	Oberes Szenario
PV	Photovoltaik
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
TS	Trendszenario
TWh	Terrawattstunden
US	Unteres Szenario
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
vNE	Vermiedene Netzentgelte

1 ZUSAMMENFASSUNG

Aus den Bestimmungen von § 60 Abs. 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetz¹ (EEG 2017) ergibt sich für die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber die Verpflichtung, eine kalenderjährliche Prognose zur Entwicklung der Stromerzeugung aus EEG-geförderten Anlagen sowie den entstehenden Vergütungszahlungen zu erstellen und zu veröffentlichen. Diese Prognose ist eingebettet in den übergeordneten Prozess zur Ermittlung der EEG-Umlage für das darauffolgende Jahr.

Zielsetzung des vorliegenden Gutachtens ist in diesem Zusammenhang die Abschätzung der Entwicklung der installierten Leistung, der Stromerzeugung und der hierfür zu entrichtenden Vergütungszahlungen an EEG-geförderte Anlagen für die Jahre 2018 bis 2023. Ausgangspunkt für die Prognose der Stromerzeugungsmengen unter Berücksichtigung von Eigenverbräuchen bilden die erwarteten geografisch differenzierten Zubauten von EEG geförderten Anlagen und die zu erwartenden Ausnutzungsgrade, abgebildet über sogenannte Vollbenutzungsstunden, für die neu gebauten und die bestehenden Anlagen. Die prognostizierten Strommengen aus EEG-geförderten Kraftwerken sind Grundlage für die Ermittlung der prognostizierten Auszahlungen sowie der ggf. anfallenden Einnahmen aus der Vermarktung, die differenziert nach verschiedenen Veräußerungsformen bestimmt werden. Dabei werden die erwarteten Großhandelspreise an der Strombörse EEX, die prognostizierten Einspeisemengen und die Marktwerte des erzeugten Stroms, der über sogenannte Marktwertfaktoren abgeschätzt wird, in die Berechnung einbezogen. Der vorliegende Endbericht fasst die Ergebnisse der Prognosen für alle EEG-vergütungsberechtigten Erzeugungsanlagen zusammen.

Seit Inkrafttreten des EEG 2017 werden die für den Vergütungsanspruch maßgeblichen „anzulegenden Werte“ für die volatilen Energieträger Wind- und Solarenergie sowie für Biomasse-Anlagen im Rahmen von Ausschreibungen ermittelt. Diese sind verpflichtend für alle Anlagen der Technologien Windenergie an Land, Windenergie auf See und Photovoltaik ab einer installierten Leistung von 750 kW sowie für alle Biomasse-Anlagen ab einer installierten Leistung von 150 kW. Daraus folgt, dass der Zubau bei Windenergie- und Biomasseanlagen sowie bei größeren PV-Anlagen ab dem Jahr 2019 im Wesentlichen durch gesetzliche Regelungen vorgegeben wird.

Die Umstellung auf Ausschreibungen hat im Fall der Windenergie an Land zu massiven Vorzieheffekten geführt, da bei Anlagen, die bis 2016 genehmigt und bis Ende 2018 gebaut werden, der anzulegende Wert noch auf Basis der festen Einspeisevergütungen des EEG 2014 ermittelt werden kann. Anlagenbetreiber haben somit die Unsicherheit über den anzulegenden Wert und den Wettbewerbsdruck der Ausschreibungen vermeiden können, daher ist bis Ende 2016 die Zahl der beantragten Genehmigungen stark angestiegen. In Folge sind in den Jahren 2017 und 2018 überdurchschnittlich viele Anlagen in Betrieb genommen worden. Weiterhin wird der zukünftige Zubau dadurch beeinflusst, dass die Erleichterungen für Gebote von Bürgerenergiegesellschaften in den ersten Ausschreibungsrunden zu einem hohen Anteil dieser Projekte an den bisher bezuschlagten Anlagen geführt hat. Insbesondere wird die zur Erleichterung der Auktionsteilnahme von Bürgerenergiegesellschaften eingeräumte, um zwei Jahre verlängerte Realisierungsfrist voraussichtlich zu einem verzögerten Ausbau in den Jahren 2019 und 2020 führen.

¹ Im Folgenden bezieht sich die Abkürzung EEG ohne Jahreszahl auf das EEG 2017.

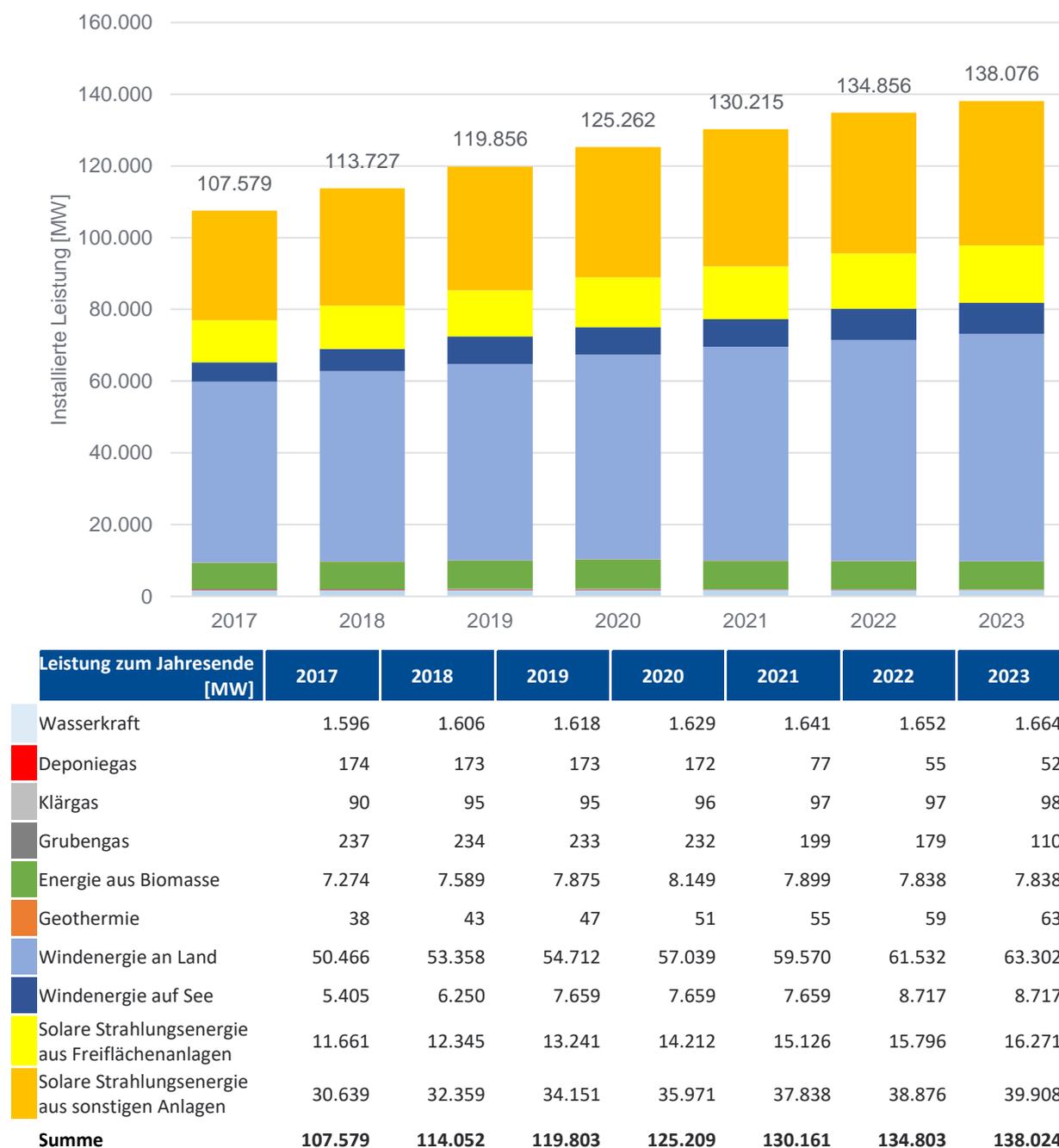
Bei der Windenergie auf See wird der Zubau weiterhin durch die Umsetzung großer Einzelprojekte determiniert. Die hier anstehenden Änderungen der Ausschreibungsmodalitäten werden jedoch nicht die Projekte beeinflussen, die im Betrachtungszeitraum bis 2023 realisiert werden.

Bei den Solaranlagen wird der Zubau zum größeren Teil in Form von kleineren Anlagen (bis 750 kW) erfolgen, deren Vergütung durch die gesetzlichen Regelungen direkt vorgegeben wird. Hier hat der Zubau an Dynamik gewonnen und es ist davon auszugehen, dass der zukünftige Zubau ungefähr in Höhe des gesetzlichen Zubaukorridors von insgesamt 2.500 MW erfolgt.

Neben den technologiespezifischen Ausschreibungen finden auch halbjährlich gemeinsame Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen statt. In der bisher einzigen Runde am 1. April 2018 entfielen alle Zuschläge auf Solaranlagen. Aufgrund der gesetzlichen Regelungen sind die Auswirkungen auf den Gesamtausbau von Solaranlagen jedoch begrenzt.

Die erste Ausschreibung für Biomasse-Anlagen im Rahmen des EEG am 1. September 2017 hat in einer sehr geringen Ausschöpfung des ausgeschriebenen Volumens resultiert. Anlagen mit einer installierten Leistung von nur 27,5 MW haben einen Zuschlag bekommen, was in Relation zum Ausschreibungsvolumen von 122,5 MW eine Quote von 22 % ergibt (BNetzA 2017c). Im Unterschied zu den volatilen Energieträgern Wind und PV dürfen an den Ausschreibungen für Biomasse-Anlagen auch Bestandsanlagen teilnehmen. Auf diese sind mit einem Anteil von 77 % die meisten Zuschläge gefallen. Durch die Anreize für die Flexibilisierung von bestehenden Biogasanlagen ist zukünftig weiterhin von einem Anstieg der installierten Leistung der Bioenergie-Anlagen auszugehen. Dem steht jedoch kein entsprechender Zuwachs der Stromerzeugung aus Biomasse gegenüber. Vielmehr ist durch Stilllegung von Anlagen, die aus der Förderung fallen, ab 2021 mit einem leichten Rückgang der Stromerzeugung aus Biomasse zu rechnen.

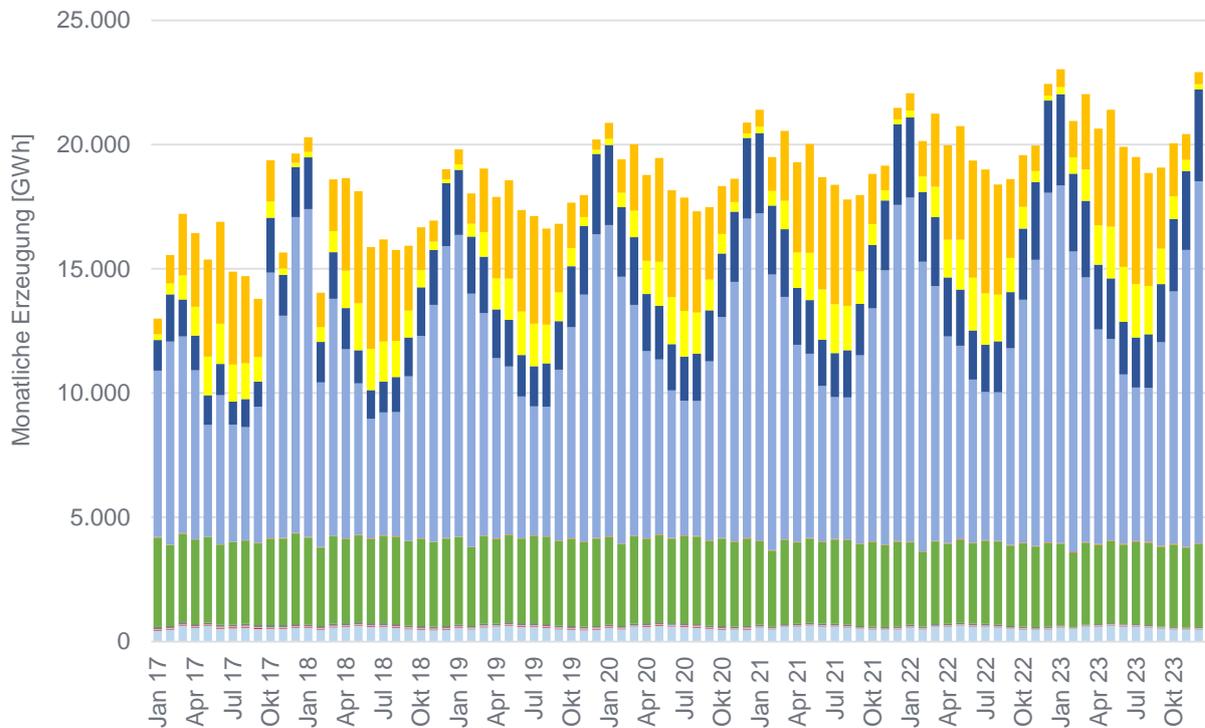
Abbildung 1 stellt die Entwicklung der installierten Leistung der einzelnen Energieträger für den Prognosezeitraum im Trendszenario dar. Dabei erreichen Anlagen der Technologien Windenergie an Land und solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen den höchsten Anteil der installierten Leistung. In diesen Technologien wird über den Prognosezeitraum auch der größte Zubau erwartet. Die Energieträger Windenergie auf See sowie solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen erfahren bis 2023 einen im Vergleich zur im Jahr 2017 installierten Kapazität sehr deutlichen Zubau. Die installierte Kapazität von Windenergie auf See wächst um mehr als 60 %, während die der solaren Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen immerhin um ein Drittel wächst.



Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

Abbildung 1: Leistungsentwicklung der EEG-Energieträger bis 2023 im Trendszenario

Die Erzeugung der EEG-Anlagen wird für den Prognosezeitraum im Trendszenario in monatlicher Auflösung in Abbildung 2 dargestellt und in jährlicher Auflösung tabellarisch zusammengefasst. Demnach steigt die Strommenge mit der installierten Leistung. Eine Ausnahme bildet die Biomasse; aufgrund der Überbauung von Anlagen im Rahmen der Flexibilisierung (s. Abschnitt 3.5) steigt die installierte Kapazität während die Stromerzeugung leicht zurückgeht. Der stärkste Zuwachs in der Stromerzeugung ist analog zum Zubau der installierten Leistung bei den Energieträgern Windenergie (an Land und auf See) und solarer Strahlungsenergie zu beobachten.

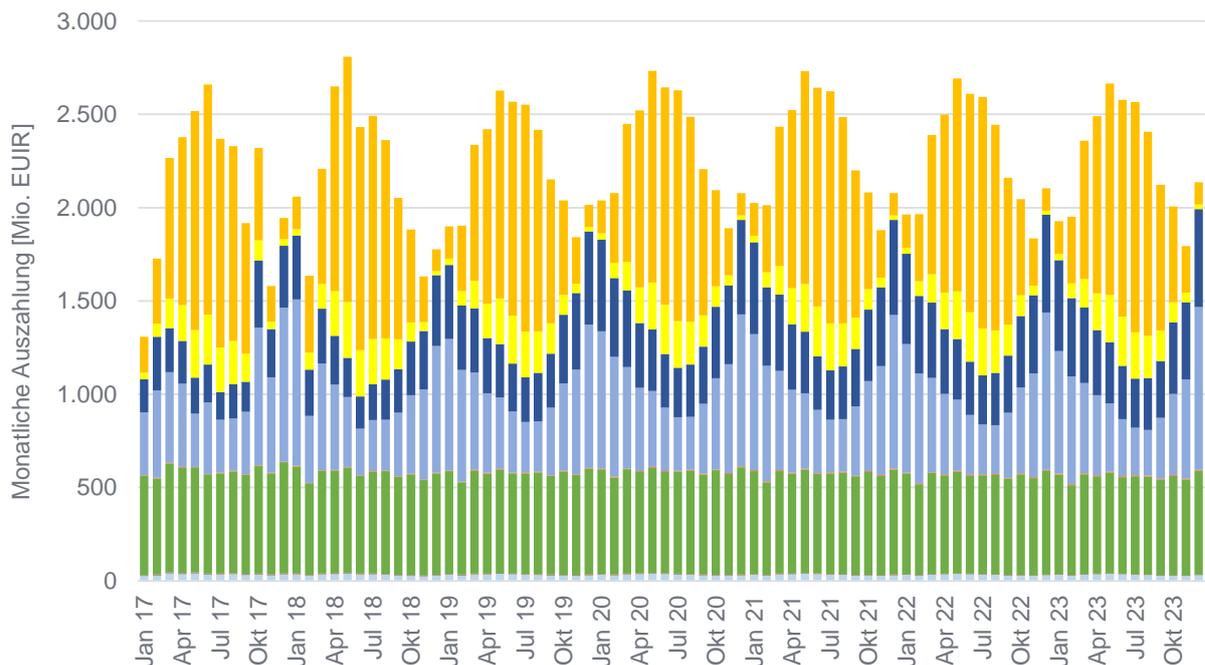


	Jahreserzeugung [GWh/a]	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Wasserkraft		6.413	6.472	6.515	6.579	6.608	6.654	6.701
Deponiegas		349	325	301	279	143	106	95
Klärgas		511	521	526	531	534	538	541
Grubengas		952	914	881	853	752	691	442
Energie aus Biomasse		41.036	41.279	41.352	41.517	39.873	39.297	38.943
Geothermie		239	260	286	312	336	360	385
Windenergie an Land		87.171	94.141	98.799	103.215	108.375	113.428	117.768
Windenergie auf See		17.414	20.671	26.466	29.388	29.374	31.353	33.372
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen		10.949	12.342	12.405	13.330	14.203	14.966	15.517
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen		27.495	29.411	29.473	31.131	32.698	33.999	34.915
Summe		192.530	206.337	217.003	227.136	232.895	241.392	248.679

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von ÜNB 2018c und weiteren Quellen

Abbildung 2: Entwicklung der Stromerzeugung aus EEG-Energieträgern bis 2023 im Trendszenario

Abbildung 3 gibt schließlich einen Überblick über den Verlauf der Vergütungszahlungen an die Anlagenbetreiber abzüglich vermiedener Netzentgelte nach Energieträgern über den Prognosezeitraum im Trend-Szenario. Es wird deutlich, dass die Vergütungszahlungen vor allem durch Zahlungen für die Erzeugung aus sonstigen Anlagen der solaren Strahlungsenergie getrieben werden. Auch die Förderung für Biomasseanlagen und Windenergieanlagen auf See macht einen im Vergleich zur erzeugten Strommenge hohen Anteil an den Auszahlungen aus. Ab 2021 ist in mehreren Technologien ein Rückgang der Auszahlungen zu beobachten, der sich mit einer zunehmenden Anzahl von Anlagen, die aus der zwanzigjährigen Vergütung des EEG fallen, begründen lässt. Die sinkende absolute Auszahlung von 2017 auf 2018 bei verschiedenen Energieträgern, insbesondere Biomasse und Wasserkraft, lässt sich bei kaum steigenden Mengen durch das gestiegene Preisniveau im Elektrizitätsspotmarkt erklären, das im Fall der geförderten Direktvermarktung zu einem Rückgang der Prämienzahlungen führt.



	Auszahlungsbetrag abzgl. vNE [Mio. EUR]	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Wasserkraft		408	388	388	396	399	395	393
Deponiegas		17	15	14	13	7	5	4
Klärgas		3	4	4	4	2	1	1
Grubengas		33	27	26	26	21	18	11
Energie aus Biomasse		6.622	6.463	6.493	6.596	6.477	6.355	6.291
Geothermie		39	44	48	53	57	60	63
Windenergie an Land		5.379	5.389	5.656	5.944	5.924	5.686	5.519
Windenergie auf See		2.770	3.152	3.992	4.456	4.465	4.440	4.441
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen		1.782	1.893	1.810	1.861	1.875	1.864	1.854
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen		8.265	8.585	8.298	8.456	8.490	8.475	8.421
Summe		25.319	25.961	26.728	27.806	27.717	27.299	27.001

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

Abbildung 3: Auszahlungen an Betreiber von EEG-Anlagen bis 2023 im Trendszenario

2 METHODIK

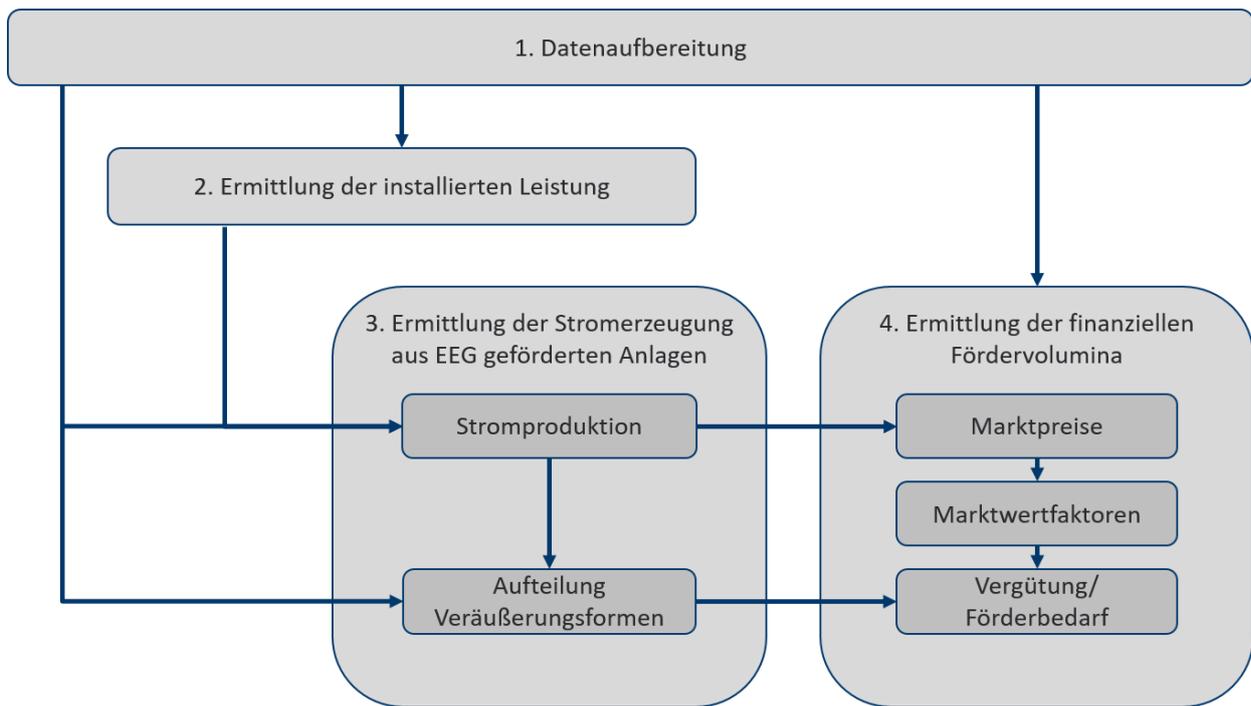
In diesem Kapitel wird die allgemeine Vorgehensweise zur Erstellung der Mittelfristprognose beschrieben. Auf energieträgerspezifische Besonderheiten wird in Kapitel 3 eingegangen.

2.1 VORGEHENSWEISE

In der Mittelfristprognose werden Leistungsentwicklung, Stromerzeugung, Veräußerungsformen und Zahlungsansprüche für alle nach dem EEG geförderten Energieträger in Deutschland über einen Zeitraum von fünf Jahren in die Zukunft prognostiziert. Die für diese Prognose genutzten Modelle sowie die Berechnungslogik werden im Folgenden beschrieben und sind schematisch in Abbildung 4 skizziert.

Die Erstellung der Prognose basiert auf einer Vielzahl von Daten. Neben den von den ÜNB ausgewiesenen Stamm- und Bewegungsdaten (ÜNB 2018b, 2018c) zählen die Anlagenregister der BNetzA (BNetzA 2018e, 2018a) und die Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik (AGEE 2018) sowie Einschätzungen von Branchenexperten zu den wichtigsten Informationsquellen. Alle für die Prognose erforderlichen Größen werden für drei Szenarien, das Trendszenario sowie ein unteres und ein oberes Szenario bestimmt. Die Definition der Szenarien basiert zum einen auf der Bildung von repräsentativen Wetterjahren und zum anderen auf Annahmen zu den relevanten Eingangsparametern (vgl. Abschnitt 2.2).

Es wird für jedes Jahr ein Stammdatensatz mit allen für das Jahr relevanten Anlagen erstellt. Dieser basiert auf den Stamm- und Bewegungsdaten (ÜNB 2018b, 2018c). Für alle Energieträger wird anhand von historischen Daten die installierte Leistung zum Ende des Jahres 2017 bestimmt sowie auf Basis weiterer Daten (BNetzA 2018e, 2018f) die Entwicklung im ersten Halbjahr 2018 abgebildet. Im Anschluss werden für die Folgejahre Einschätzungen zum Zubau und Rückbau erstellt, die monatscharf ausgewiesen werden (Abschnitt 2.3). Dabei werden für Energieträger, die überwiegend im Rahmen von Ausschreibungen ausgebaut werden, die bisherigen Ausschreibungsergebnisse ausgewertet und Modalitäten für künftige Ausschreibungen berücksichtigt. Für eine Reihe von Anlagen endet innerhalb des Prognosezeitraumes bis zum Jahre 2023 die zwanzigjährige Vergütungsdauer, die ihnen im Rahmen des EEG gewährt wird. Für diese Anlagen werden Annahmen über einen Weiterbetrieb bzw. den Rückbau getroffen. Anhand der Prognosen über unterjährigen Zubau und Rückbau von Anlagen werden die Stammdatensätze für jedes Jahr des Prognosezeitraumes angepasst.



Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

Abbildung 4: Vorgehensweise zur Erstellung der Mittelfristprognose

Auf Basis der installierten Leistungen der Bestandsanlagen und der neu installierten Anlagen werden die Einspeisemengen der einzelnen Energieträger berechnet. Hierzu fließen Ergebnisse zu Analysen des Eigenverbrauchs sowie der Ausfallarbeit im Rahmen des Einspeisemanagements ein. Zudem werden Auswertungen zu Vollbenutzungsstunden herangezogen. Die dargebotsabhängigen Einspeisemengen der volatilen Energieträger werden mithilfe eines Modells auf Basis der erstellten Wetterjahre ermittelt (vgl. Abschnitt 2.4). Die Zuordnung auf die verschiedenen Veräußerungsformen wird für Bestandsanlagen nach Angabe der Bewegungsdaten für das Jahr 2017 (ÜNB 2018c) beibehalten. Neue Anlagen werden, soweit in Kapitel 3 nicht anders gekennzeichnet, anteilig den Veräußerungsformen zugeordnet, wobei die Verteilung entsprechend den im Vorjahr (2017) beobachteten Anteilen erfolgt. Gesetzlich Vorgaben, bspw. zu Einordnung von Anlagen bestimmter Größenklassen werden dabei berücksichtigt.

Zur Ermittlung der Zahlungen, die sich aus den prognostizierten Einspeisungen der EEG-Anlagen ergeben, sind Prognosen über Marktpreise und Marktwertfaktoren notwendig. Diese werden mithilfe eines Fundamentalmodells berechnet (vgl. Abschnitt 2.5). Mithilfe der anzulegenden Werte werden unter Berücksichtigung von Eigenverbrauch die durchschnittlichen Vergütungssätze bestimmt. Ebenso fließt die Prognose über vermiedene Netzentgelte in die Berechnung der gesamten Vergütungszahlungen ein (Abschnitt 2.6). Dabei wird berücksichtigt, dass die vermiedenen Netzentgelte gem. dem Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur eingefroren bzw. stufenweise abgeschafft werden (NEMoG 2017).

2.2 DEFINITION DER SZENARIEN

Bei der Prognose der installierten Leistung, der Volllaststunden und dem damit verbundenen Förderbedarf der jeweiligen erneuerbaren Energieträger wird zwischen drei Szenarien unterschieden:

- **Trendszenario:** Im Trendszenario wird ein Nettozubau zugrunde gelegt, wie er in Anbetracht vergangener Entwicklungen und der aktuellen Gesetzes- und Marktlage am wahrscheinlichsten erscheint. Für nicht-volatile Energieträger werden der jährliche Ausnutzungsgrad und für Wind- und Solar-Energie ein synthetisches Wetterjahr so gewählt, dass sie dem Mittel der vergangenen Jahre entsprechen.
- **Unteres Szenario:** Hier wird ein minimaler Nettozubau (Zubau abzüglich Rückbau) sowie ein jährlicher Ausnutzungsgrad am unteren Rand der erwarteten Bandbreite unterstellt.
- **Oberes Szenario:** Hier wird ein maximaler Nettozubau sowie ein jährlicher Ausnutzungsgrad am oberen Rand der erwarteten Bandbreite unterstellt.

Die Bandbreite der Szenarien variiert je nach Energieträger und hängt jeweils von der Unsicherheit bezüglich des Nettozubaus und der Vollbenutzungstunden ab. So wird bspw. der Zubau einiger Technologien (Biomasseanlagen, Photovoltaikanlagen größer als 750 kW und Windenergieanlagen) durch Ausschreibungen festgelegt. Die Unsicherheiten bezüglich der Leistungsentwicklung sind hier tendenziell geringer als bei Technologien ohne Ausschreibungen, da bisherige Wind- und PV-Ausschreibungsvolumen zum Teil mehrfach überzeichnet worden sind. Andererseits ist das Ausschreibungsvolumen für Biomasse nur in geringem Maße ausgeschöpft worden. Für die Darstellung der drei Szenarien werden unterschiedliche Gebotsmengen und Realisierungsquoten angenommen. Ferner werden in dieser Prognose auch die Stilllegungen in den drei Szenarien variiert. Die Variation der Ausnutzungsgrade bzw. Vollbenutzungstunden ergibt sich für die Energieträger Wind, solare Strahlung und Wasserkraft aufgrund meteorologischer Abhängigkeit. Auch bei den sonstigen Energieträgern sind in der Vergangenheit unterschiedliche Ausnutzungsgrade beobachtet worden, die ebenfalls berücksichtigt werden. So haben bspw. rückläufige Grubengasvorkommen über die Jahre zu einem abnehmenden Ausnutzungsgrad dieser Anlagen geführt.

In Kapitel 3 werden die spezifischen Annahmen und Ergebnisse für die einzelnen Energieträger für die drei Szenarien detailliert erläutert und dargestellt.

2.3 ERMITTLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG

Zunächst wird die historische Entwicklung der installierten Leistung der einzelnen EEG-geförderten Technologien auf Basis der Stammdaten (ÜNB 2018b) ermittelt. Diese werden anschließend mit zum Zeitpunkt der Prognose-Erstellung aktuelleren Veröffentlichungen abgeglichen (ÜNB 2018a). Diese basiert auf den bereitgestellten Anlagenstammdaten der ÜNB (ÜNB 2018b). Der anlagenscharfe Datensatz wird aufbereitet und validiert. Zudem werden Anlagen berücksichtigt, die bis einschließlich August 2018 in Betrieb genommen worden sind. Diese werden in den EEG-Registerdaten der Bundesnetzagentur veröffentlicht (BNetzA 2018e, 2018a).

Darauf aufbauend werden für jeden Energieträger ein Zubau und ein Rückbau für das 2. Halbjahr 2018 sowie die Kalenderjahre 2019 bis 2023 prognostiziert.

Die Prognose wird dabei unter Berücksichtigung von

- historischem Zu- und Rückbau in den Anlagenstammdaten,
- Einzelrecherche von geplanten Anlagen (insbesondere Geothermie),
- Interviews mit Branchenvertretern,
- Informationen aus veröffentlichten Studien und
- Ausschreibungsergebnissen (Biomasse, Wind und PV) inklusive wahrscheinlicher Realisierungszeiträume

erstellt. Neben dem Rückbau bereits innerhalb der Förderdauer wird ein Teil der Anlagen nach Auslaufen der Förderung von 20 Jahren stillgelegt. Dieser Abgang von Anlagen ist auf technische Alterung und wirtschaftliche Überlegungen zurückzuführen. Da die Förderung der Anlagen jeweils zum 31.12. eines Kalenderjahres endet, werden die entsprechenden Anlagen im Folgejahr stillgelegt. Sofern Anlagen über die Förderung hinaus am Netz bleiben, findet ein Wechsel in die sonstige Direktvermarktung statt.

2.4 ERMITTLUNG DER STROMERZEUGUNG

Für die Einspeisung der fluktuierenden erneuerbaren Energien werden reale Wettermonate aus den letzten sechs Jahren ausgewählt. Ziel ist es, dass die Vollbenutzungsstunden (als Maß für die Anlagenproduktivität) in einem zukünftigen Jahr die resultierenden Vollbenutzungsstunden im unteren Szenario pro Energieträger nur mit 10 % Wahrscheinlichkeit unterschreiten. Die Jahresvollbenutzungsstunden im oberen Szenario sollen nur mit 10 % Wahrscheinlichkeit überschritten werden und das Trendszenario soll den mittleren Wert (genauer gesagt den Median) der erwarteten Vollbenutzungsstunden abbilden. Dementsprechend werden die zukünftigen Wetterjahre aus realen Wettermonaten der Jahre 2011 bis 2017 zusammengesetzt –die Jahresvollbenutzungsstunden im unteren, Trend- und oberen Szenario entsprechen dann dem 10 %-, 50 %- und 90 %-Quantil der statistischen Verteilung der Jahresvollbenutzungsstunden.

Der Vorteil der Bildung synthetischer Wetterjahre gegenüber der Auswahl eines realen Jahres ist die Möglichkeit, die Wahrscheinlichkeit des Szenarios gezielt festzulegen und die größere verwendbare Stichprobe. Bei der Auswahl eines realen Wetterjahres kann es passieren, dass ein Jahr, das zu Anfang des Jahres eine sehr geringe und zum Ende des Jahres eine überdurchschnittlich hohe Einspeisung aufweist, als ein mittleres Wetterjahr eingeordnet wird, obwohl das Jahr Extreme in beide Richtungen aufweist. Bei der Zusammensetzung eines synthetischen Wetterjahres hingegen kann darauf geachtet werden, dass auch die Einspeisungen der einzelnen Monate ungefähr gleich wahrscheinlich sind.

Betrachtet werden die Kapazitätsfaktoren, also der Anteil der beobachteten an der theoretisch möglichen Energieproduktion.² In einem ersten Schritt werden mit einem Regressionsmodell erwartete Werte für die Monate Januar bis Dezember errechnet. Mithilfe einer Verteilungsannahme können für die einzelnen Monate Quantilsprognosen konstruiert werden. Die Monatsquantile entsprechen jedoch nicht dem Quantil der Jahresproduktion. Dies lässt sich intuitiv wie folgt erklären. Wird nur ein einzelner Monat betrachtet, so ist eine hohe Einspeisung möglich. Weniger wahrscheinlich ist es jedoch, dass zufällig zwölf Monate eines Jahres eine überdurchschnittliche Einspeisung aufweisen. Darum wird in einem nächsten Schritt mit einer multivariaten Verteilungsannahme das Monatsquantil ermittelt, mit dem der Zielwert das Quantil der Jahresproduktion, am ehesten erreicht werden kann. Wird beispielsweise für den Fall der

² Diese entsprechen dem Quotienten aus monatlichen Vollbenutzungsstunden und den Stunden des jeweiligen Monats.

Windenergie an Land die 68 %-Monatsquantile für Januar bis Dezember gewählt, wird eine Jahresproduktion erzielt, die ungefähr dem 90 % Quantil der Jahresproduktion entspricht. Verwendet werden die realen Wettermonate, die jeweils am nächsten am gesuchten Quantil liegen. So wird zum Beispiel für Windenergie an Land im Trend Szenario der Januar von 2012, der Februar von 2017 usw. ausgewählt. Die resultierenden Strommengen werden anhand der Stamm- und Bewegungsdaten der ÜNB (ÜNB 2018b, 2018c) validiert. Im Zuge dieses Abgleichs werden auch die Mengen des Einspeisemanagements und der Anteil des Eigenverbrauchs für PV-Dachanlagen bestimmt.

Zur Prognose der Stromerzeugung der dargebotsunabhängigen Technologien DKG-Gase, Biomasse und Geothermie werden Vollbenutzungsstunden ermittelt und mit den installierten Kapazitäten der entsprechenden Monate multipliziert. Die Ermittlung der Vollbenutzungsstunden basiert auf der Auswertung von historischen Daten und Statistiken. Hierzu werden insbesondere die Stamm- und Bewegungsdaten der ÜNB (ÜNB 2018b, 2018c) ausgewertet. Zur Validierung und zur Analyse der historischen Entwicklung der Vollbenutzungsstunden wird auf die „Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland“ der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistiken (AGEE 2018) zurückgegriffen. Dargebotsunabhängig bedeutet, dass die Erzeugung dieser Energieträger nicht von meteorologischen Gegebenheiten abhängt, sodass die Einspeisung als konstant angesehen werden kann. Folglich schwankt die monatliche Einspeisung für die Prognose lediglich mit der Anzahl der Stunden pro Monat.

2.5 BESTIMMUNG DER STROMPREISE UND MARKTWERTFAKTOREN

Die Prognose der Vergütungszahlungen erfolgt mithilfe der Marktwerte bzw. der Marktwertfaktoren, der Marktpreise sowie der Stromerzeugung aus EEG-geförderten Anlagen. Hierfür ist eine valide Prognose der Entwicklung der deutschen Großhandels-Strompreise in den Jahren 2019-2023 wesentlich. Insbesondere die unterjährige Struktur der Preise sowie die fundamentalen Einflüsse auf die von immer mehr Erneuerbaren Energien (EE) geprägte deutsche Erzeugungslandschaft müssen hierbei adäquat abgebildet werden. Dies trifft vor allem auf die fundamentalen Preiseinflüsse zu, wie sie im Merit-Order-Modell der Strompreisbildung abgebildet werden. Im vorliegenden Gutachten wird ein hybrider Simulationsansatz gewählt, der aus drei Modellstufen besteht.

In einem ersten Schritt wird der deutsche Großhandelsstrompreis mit einem vereinfachten stückweise-linearen Fundamentalmodell (vgl. Beran et al. (2018), Kallabis et al. (2016)) bestimmt. Kernelement des Modells ist ein vereinfachtes Merit-Order-Modell mit stückweise linearisierter Merit-Order-Kurve. Auf diese Weise können insbesondere nicht-lineare Überlagerungen von Effekten abgebildet werden. Das Modell berücksichtigt die EE-Einspeisung, den Kraftwerkspark, Brennstoffpreise, Außenhandelsaldo, KWK-Mindestenerzeugung sowie Nicht-Verfügbarkeiten. Dies ermöglicht, die Auswirkungen von Änderungen in den Brennstoff- und CO₂-Preisen auf die Marktwerte ebenso abzubilden wie die Veränderung von Erzeugungskapazitäten. Insbesondere ist es bei der von uns gewählten mathematischen Repräsentierung auch möglich, Verschiebungen in der Merit-Order, z. B. zwischen Gas-GuD-Anlagen und Steinkohlekraftwerken zu berücksichtigen. Das Modell wurde bereits erfolgreich für Fragen der Marktbewertung, Risikoanalyse und Spotpreismodellierung eingesetzt und validiert (vgl. Beran et al. (2018), Kallabis et al. (2016), Pape et al. (2016)). Die Einbettung des Merit-Order-Modells in den gesamten Preisberechnungsablauf ist in Abbildung 5 dargestellt.

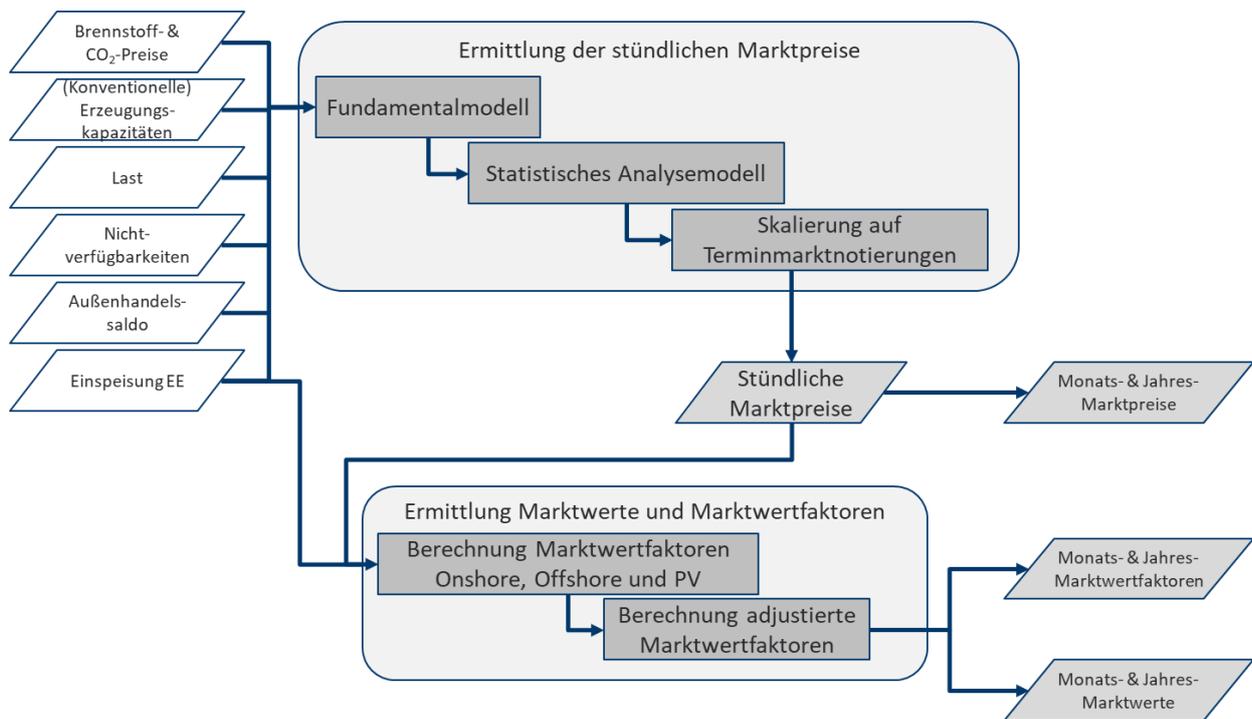


Abbildung 5: Methodik der Prognose von Strompreisen und Marktwerten

Die benötigten fundamentalen Eingangsdaten werden aus verschiedenen Datenquellen bestimmt. Die verwendeten Brennstoffpreise entsprechen für den historischen Zeitraum den beobachteten Großhandelsmarktpreisen. Für den Prognosezeitraum werden entsprechende Terminmarktnotierungen verwendet. Die konventionellen Erzeugungskapazitäten ergeben sich für die Vergangenheit aus den Daten der BNetzA (BNetzA 2018j), ENTSO-E (ENTSO-E 2018) sowie der EEX Transparenzplattform (EEX 2018). Die Entwicklung im konventionellen Kraftwerkspark für die Prognosejahre ergibt sich aus den Bekanntmachungen der BNetzA (BNetzA 2018m). Insbesondere wird die Reduktion der Kernkraftwerkskapazitäten in den Jahren 2019 bis 2022 abgebildet. Die monatliche Stromnachfrage für Deutschland wird aus dem parallel bearbeiteten Gutachten zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2019 bis 2023 (Fraunhofer ISI 2018) übernommen und entsprechend auf stündliche Profile skaliert. Um unterjährig Kraftwerksausfälle – insbesondere Revisionen – adäquat abzubilden, werden typische stündliche Nichtverfügbarkeiten auf Basis der Daten der EEX Transparenzplattform (EEX 2018) und ENTSO-E (ENTSO-E 2018) bestimmt. Der Außenhandelssaldo Deutschlands geht als exogene Größe in das Fundamentalmodell ein und wird durch ein vorgelagertes Modell berechnet, das eine erweiterte Version des Ansatzes in Beran et al. (2018) darstellt. Darüber hinaus berücksichtigt das Fundamentalmodell die im Rahmen des vorliegenden Gutachtens ermittelten Einspeisezeitreihen der EE.

Eine Validierung der stündlichen Marktpreise der Jahre 2017-2018 (bis Ende Juni) ergibt einen durchschnittlichen absoluten Modellfehler (MAE) in Höhe von 6,57 €/MWh. Der monatliche Base-Preis wird in diesem Zeitraum mit einer mittleren fundamentalen Abweichung in Höhe von 0,83 €/MWh reproduziert.³

³ Weitere Modellanwendungen für andere Zeiträume erreichen leicht bessere Fehlerwerte. Für die Jahre 2011-2015 weisen Beran et al. 2018 einen MAE in Höhe von 5,6 €/MWh aus. Kallabis et al. 2016 sind in der Lage rund 90 % der Veränderungen in den Marktpreisen zwischen 2007 und 2014 zu erklären. Der in der vorliegenden Studie etwas höhere MAE ergibt sich aus der neuen Datenbasis sowie Preiseffekten, die nicht auf fundamentale Faktoren in Deutschland zurückzuführen sind – insbesondere zu Beginn des Jahres 2017.

Durch die nachgelagerte Skalierung auf die mittleren Monatspreise bzw. Terminmarktprodukte hebt sich dieser Fehler auf Monatebene auf.

Aufgrund verschiedener Vereinfachungen (z. B. Vernachlässigung von Mindeststillstands- und Mindestbetriebszeiten) ist es nicht möglich, mit dem Fundamentalmodell sämtliche real beobachtete Eigenschaften und Ausprägungen der Preise und somit der Marktwertfaktoren nachzubilden. Aus diesem Grund wird dem Fundamentalmodell ein statistisches Analysemodell nachgeschaltet, das systematische Abweichungen zwischen den Ergebnissen des Fundamentalmodells und den empirischen Beobachtungen beschreiben und erklären kann. Hierbei wird der tatsächlich beobachtete Marktpreis durch den zuvor bestimmten Fundamentalpreis und Dummy-Variablen für verschiedene Tagestypen erklärt.⁴ Die Parameter dieses Modells werden mit einer Historie von 730 Tagen geschätzt und auf die Prognosejahre angewendet. In einem dritten Schritt wird durch Kalibrierung gewährleistet, dass die so bestimmten hybriden Strommarktpreise den aktuell zu beobachtenden Terminmarktnotierungen an der EEX entsprechen.

Um eine möglichst robuste Abschätzung der zu erwartenden Handelspreise in den Prognosejahren zu erhalten, werden die durchschnittlichen Notierungen der jeweiligen Terminmarktprodukte für den Zeitraum vom 01.04.2018 bis zum 30.06.2018 verwendet. Die Länge des Zeitraums orientiert sich dabei an dem nach § 3 (2) EEV festgelegten Zeitraum von drei Monaten. Um sicherzustellen, dass alle im Rahmen des vorliegenden Gutachtens zu ermittelnden Größen wissenschaftlich korrekt und fristgerecht ermittelt werden können, wird der Zeitraum Q2 2018 gewählt. Die steigenden Terminmarktnotierungen, die insbesondere im August und September 2018 zu beobachten gewesen sind, sind somit nicht in die Berechnungen eingeflossen. Die Höhe der in diesen beiden Monaten beobachteten Terminmarktnotierungen resultiert vor allem aus sehr hohen Brennstoff- (Kohle, Gas und Öl) und CO₂-Preisen. Vor dem Hintergrund starker Preisschwankungen und einer unklaren Entwicklung in den nächsten Monaten, ist ein konservativer Ansatz mit Berücksichtigung der Notierungen aus Q2 2018 zweckmäßig. Im Ergebnis ergeben sich die in Tabelle 1 dargestellten jährlichen durchschnittlichen Strommarktpreise für die drei Szenarien.

Tabelle 1: Durchschnittliche Strompreise

	[€/MWh]	2019	2020	2021	2022	2023
Trend-Szenario		40,11	38,55	38,06	39,74	40,57
Oberes-Szenario		38,68	37,07	36,23	37,64	38,13
Unteres-Szenario		41,39	39,99	39,50	41,60	42,61

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

Im Trendszenario ergeben sich für die Jahre 2019 und 2023 ähnliche Preisniveaus. Die Entwicklungen sind getrieben durch die Entwicklungen bei den Brennstoff- und CO₂-Preisen sowie den Veränderungen im konventionellen Kraftwerkspark und den Zubau der erneuerbaren Energien. Letzterer Effekt ist in den Jahren 2020 und 2021 dominant, sodass das Preisniveau zurückgeht. In den Jahren 2022 und 2023 steigt das Preisniveau wieder an, da sich dort der Rückgang der Kernenergie-Kapazitäten auswirkt. Die Preisniveaus im oberen und unteren Szenario ergeben sich durch die unterschiedlichen Annahmen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien und des Stromverbrauchs (vgl. Fraunhofer ISI (2018)) sowie der daraus

⁴ Die Grundstruktur des hier verwendeten Modells orientiert sich an Modell 1 in Beran et al. 2017.

resultierenden Stromexportsalden. Insgesamt sind die Preise im unteren Szenario höher als im Trendszenario und am niedrigsten im oberen Szenario, da der Einfluss der Einspeisung erneuerbarer Energien dominiert.

Auf Basis der prognostizierten Großhandelsstrompreise werden für die Energieträger Windenergie an Land, Windenergie auf See sowie solare Strahlungsenergie (aus sonstigen Anlagen und aus Freiflächenanlagen) gemäß Formel (1) monatliche und jährliche Marktwertfaktoren (MWF) ermittelt.

$$MWF_{k,n} = \frac{\sum_{h=1}^N EPEX MCP_h \cdot EE_Produktion_{k,h}}{Phelix Base n \cdot \sum_{h=1}^n EE_Produktion_{k,h}} \quad (1)$$

Dabei ist k die betrachtete Technologie, N die Anzahl der Stunden im Monat oder im Jahr n , h der Index über die Stunden eines Monats oder Jahres n , $EPEX MCP_h$ der stündliche markträumende Preis und $Phelix Base n$ der sich daraus ableitende durchschnittliche Börsenstrompreis im betrachteten Monat oder Jahr n .

Der Marktwert einer Technologie k für einen bestimmten Zeitraum n ergibt sich als Produkt aus dem Großhandelsstrompreis und dem Marktwertfaktor für den entsprechenden Zeitraum. Für die Technologien Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie werden gemäß Anlage 1 zum EEG Marktwertfaktoren von 100 % angenommen.

Aufgrund des gewählten fundamentalen Merit-Order-Ansatzes liegen die ermittelten Marktwertfaktoren tendenziell höher als die beobachteten Marktwertfaktoren in den Monaten des Jahres 2017 und 2018 (bis Ende Juni). Grund hierfür ist die Eigenschaft fundamentaler Elektrizitätsmarktmodelle, positive und negative Preisspitzen zu unterschätzen (vgl. u. a. Beran et al. (2018) und Energy Brainpool (2015)). Daher werden aus dem Vergleich der modellierten mit den tatsächlich beobachteten Marktwertfaktoren Korrekturterme abgeleitet. Diese stellen sicher, dass die ermittelten Marktwertfaktoren die beobachteten Werte in der Vergangenheit im Mittel treffen und zukünftige Veränderungen der Marktwertfaktoren durch fundamentale Einflussfaktoren (EE-Einspeisung, Brennstoff- und CO₂-Preisänderungen u. a. m.) adäquat abgebildet werden.

2.6 VERÄUßERUNGSFORMEN UND VERGÜTUNGSZAHLUNGEN

2.6.1 VERÄUßERUNGSFORMEN

Nach dem aktuellen EEG werden Anlagenbetreibern bei Veräußerung ihrer in EEG-Anlagen produzierten Energiemengen in der entsprechenden Veräußerungsform folgende Formen der Vergütung gewährt⁵:

- Marktprämie nach § 20 EEG,
- Einspeisevergütung nach § 21 Abs. 1 und 2 EEG,
- Mieterstromzuschlag nach § 21 Abs. 3 EEG.

Außerdem gibt es die Fälle der

- Sonstigen Direktvermarktung nach § 21a EEG

In den vergangenen Jahren seit Einführung der Direktvermarktung im EEG 2012 haben sich Betreiber von größeren Anlagen zunehmend für die geförderte Direktvermarktung entschieden. Bei den Bestandsanlagen hat sich dieser Trend allerdings in den letzten Jahren deutlich verlangsamt. Daher wird davon ausgegangen, dass ein Großteil der Anlagenbetreiber inzwischen die für sie attraktivste Form der Vergütung identifiziert und sie dementsprechend gewählt haben. Dementsprechend werden für Bestandsanlagen die aus den Bewegungsdaten (ÜNB 2018c) ersichtlichen Veräußerungsformen für die Prognose beibehalten und mit aktuellen Veröffentlichungen abgeglichen (ÜNB 2018a). D. h. es wird für die Prognose angenommen, dass kein systematischer Wechsel von Anlagen zwischen verschiedenen Veräußerungsformen erfolgt. Basierend auf den Bewegungsdaten kommt es bei einer geringen Zahl von Anlagen vor, dass sie innerhalb eines Jahres nach verschiedenen Kategorien abrechnen, was verschiedene Ursachen haben kann. Diese geringe Anzahl an Anlagen wird anteilig den entsprechenden Veräußerungsformen zugeordnet.

Für Neuanlagen gilt die geförderte Direktvermarktung als Regelfall. Nach § 21 EEG 2017 ist diese Veräußerungsform für Anlagen mit einer installierten Leistung von mindestens 100 kW verpflichtend. Betreiber von Anlagen mit einer geringeren installierten Leistung können weiterhin die Einspeisevergütung in Anspruch nehmen. Es wird davon ausgegangen, dass aus wirtschaftlichen und anderen Gründen diese Vergütungsform für Betreiber der kleineren Anlagen attraktiver ist, sodass die Einspeisevergütung als Regelfall für Neuanlagen unter 100 kW angenommen wird. Für Photovoltaik wird abweichend für Anlagen unter 100 kW eine Verteilung auf die Vergütungsformen angenommen, wie sie laut Bewegungsdaten für Anlagen mit Inbetriebnahmejahr 2017 auftritt.

Weiterhin gibt es seit Juli 2017 die Möglichkeit, einen Mieterstromzuschlag nach § 21 Abs. 3 EEG in Anspruch zu nehmen. Die Produktion aus Mieterstromanlagen wird zusätzlich zu einer Bestimmung des sonstigen PV-Eigenverbrauchs prognostiziert. Der Einfluss des Mieterstroms ist jedoch gering, da der Zuschlag bisher nur selten genutzt wurde, für die Zukunft nur von einer moderaten Steigerung auszugehen ist und die Gesamtkapazität im Rahmen der Mieterstromförderung auf 500 MW begrenzt ist. Neben den bereits erwähnten Veräußerungsformen, die alle mit einer finanziellen Vergütung durch den ÜNB einhergehen, ist auch eine Vermarktung im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung nach § 21a möglich, nach

⁵ Die dargestellten Zahlen zur Marktprämie umfassen auch die Vergütungen aus der Flexibilitätsprämie.

der kein Anspruch auf eine Förderung besteht. Mit Ausnahme von Wasserkraft, bei der laut Stamm- und Bewegungsdaten der ÜNB (ÜNB 2018c, 2018b) 130 MW in 2017 in dieser Kategorie gemeldet waren, sind die installierten Leistungen hier sehr niedrig. Für die Prognose wird angenommen, dass diese in 2017 gemeldeten Anlagen in der Veräußerungsform bleiben. Neuanlagen werden nicht der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet, da angenommen wird, dass die anderen Veräußerungsformen lukrativer sind. Für einige Energieträger, deren Anlagen ab 2021 aus der EEG-Vergütung fallen, wird angenommen, dass sie weiter betrieben werden und so automatisch in die sonstige Direktvermarktung wechseln. Technologiespezifische Annahmen werden in Kapitel 3 diskutiert.

Für die Vergütung in Ausnahmefällen, die nach § 2 Nr. 7 EEA V. m. § 72 Abs. 1 Nr.1c EEG gewährt wird, werden nur für den Zeitraum bis zum Stichtag 30.06.2018 Mengen ausgegeben, die sich anhand der Bewegungsdaten (ÜNB 2018c) ergeben. Da Anlagen, wie die Bezeichnung verrät, nur in Ausnahmefällen nach dieser Kategorie vergütet werden und es sich somit um nicht zu prognostizierende Einzelfälle handelt, wird von einer Prognose abgesehen.

2.6.2 EIGENVERBRAUCH

Neben der Veräußerung der in EEG-Anlagen erzeugten Strommengen gibt es auch die Möglichkeit, dass Strom von den Anlagenbetreibern selbst verbraucht wird. Auch der Eigenverbrauch wird in der Prognose bei solchen Technologien berücksichtigt, bei denen er einen relevanten Anteil darstellt. Die Anteile der Stromerzeugung, die für den Eigenverbrauch verwendet werden, unterscheiden sich für die Energieträger stark.

Für die Prognose wird auf Basis der Einschätzungen der konsultierten Branchenexperten sowie von einschlägigen Studien abgeschätzt, wie hoch der Anteil des Eigenverbrauches für die jeweilige Technologie ist. Demnach werden in dieser Prognose die Technologien Wasserkraft, Klärgas, Geothermie und PV-Dachanlagen als relevant für den Eigenstromverbrauch erachtet. Dabei werden die ermittelten Anteile jeweils für alle Anlagen einer Technologie angenommen. Jede Anlage, die Eigenstrom erzeugt, ist stets auch einer der in Abschnitt 2.6.1 genannten Veräußerungsformen zugeordnet.

2.6.3 VERGÜTUNGSSÄTZE

Bei der Ermittlung der Vergütungssätze wird zwischen Bestands- und Neuanlagen unterschieden. Für Bestandsanlagen werden die Vergütungssätze, die sich aus den Bewegungsdaten (ÜNB 2018c) ergeben, für die Prognose anlagenscharf beibehalten. Für Wind an Land und Wind auf See wird anlagenscharf geprüft, ob sich Vergütungssätze durch ein Auslaufen der erhöhten Anfangsvergütung verringern. Für Neuanlagen werden die Vergütungssätze nach den geltenden Regelungen des EEG 2017 bestimmt. Insbesondere werden die festgelegten Degressionssätze der anzulegenden Preise und Höchstgebote berücksichtigt. Für Anlagen, deren anzulegender Wert im Rahmen von Ausschreibungen ermittelt wird, werden Annahmen zur Entwicklung der Gebotspreise getroffen. Diese unterscheiden sich teilweise zwischen den Szenarien.

2.6.4 BESTIMMUNG DER VERMIEDENEN NETZENTGELTE

Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen, die in eine nachgelagerte Netzebene einspeisen, erhalten gemäß § 18 StromNEV von ihrem Verteilnetzbetreiber ein Entgelt. Dieses entspricht den gegenüber den

vorgelagerten Netz- und Umspannebenen durch die jeweilige Einspeisung vermiedenen Netzentgelten. Betreiber von Anlagen, die im Rahmen des § 19 Abs. 1 EEG 2017 vergütet werden, erhalten dieses Entgelt nicht. Stattdessen werden die vermiedenen Netzentgelte als Einnahmen den vorgelagerten ÜNB gutgeschrieben und wirken entlastend auf die EEG-Umlage.

Das in 2017 in Kraft getretene NEMoG regelt die stufenweise Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte. Danach werden für Neuanlagen mit volatiler Stromerzeugung (Wind und PV) mit Inbetriebnahme ab dem Jahr 2018 keine vermiedenen Netzentgelte mehr gezahlt. Für Neuanlagen mit nicht-volatiler Stromerzeugung fallen die vermiedenen Netzentgelte erst für eine Inbetriebnahme ab 2023 weg. Des Weiteren wird die Berechnungslogik dahingehend angepasst, dass für die Kalkulation der vermiedenen Netzentgelte ab 2018 Referenzpreisblätter herangezogen werden, die als Obergrenze gelten. Die Referenzpreisblätter basieren auf den im Jahr 2016 geltenden Preisblättern, wobei die Erlösobergrenze des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers um die Kostenbestandteile nach §17d Abs. 7 EnWG und §2 Abs. 5 EnLAG bereinigt wird. Zusätzlich werden die im Referenzpreisblatt ausgewiesenen Preise für Bestandsanlagen (d.h. Inbetriebnahme vor 2018) mit volatiler Erzeugung für das Jahr 2018 um ein Drittel und für das Jahr 2019 um zwei Drittel reduziert. Ab dem Jahr 2020 erfolgt keine Vergütung von vermiedenen Netzentgelten für EEG-Anlagen mit volatiler Erzeugung mehr.

Für die Ermittlung der vermiedenen Netzentgelte für das Jahr 2018 werden unter Berücksichtigung der oben genannten Referenzpreisblätter und der Preisblätter des vergangenen Jahres Faktoren berechnet, um die anlagenspezifischen Sätze für vermiedene Netzentgelte auf das für 2018 erwartete Niveau anzupassen.

2.6.5 VERGÜTUNGSZAHLUNG

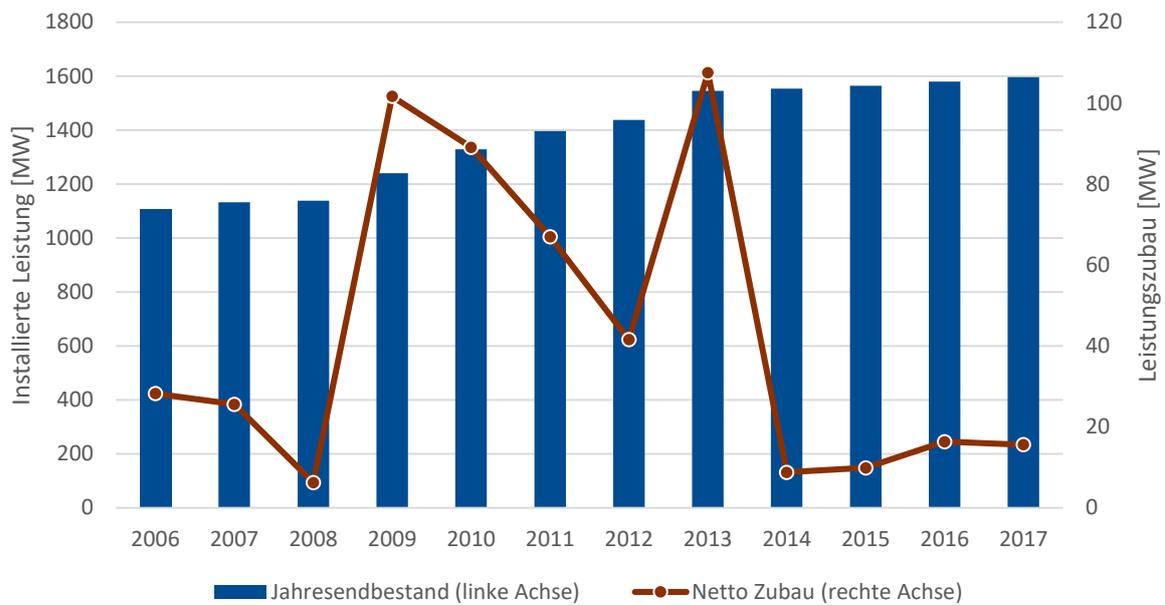
Die gesamte EEG-Vergütungszahlung wird anhand der ermittelten Strommengen und unter Berücksichtigung der Vermarktungsformen berechnet. Die Vergütungszahlungen für Strommengen, die nach der festen Einspeisevergütung veräußert werden, ergeben sich als Produkt aus den eingespeisten Strommengen und dem entsprechenden Vergütungssatz. In der geförderten Direktvermarktung erhalten Anlagenbetreiber die Marktprämie. Es wird also nur die Differenz zwischen dem Vergütungsanspruch und dem Börsenwert ausgezahlt. Folglich wird der anhand der Marktpreise und Marktwertfaktoren ermittelte Monatsmarktwert vom ermittelten anzulegenden Wert subtrahiert. Neben den Auszahlungen für Einspeisevergütung und geförderter Direktvermarktung werden die Zahlungen für den Mieterstromzuschlag, den vergüteten Eigenverbrauch und für die Förderung mit Flexibilitätsprämie und Flexibilitätszuschlag berücksichtigt. Die summierten Auszahlungen werden um die vermiedenen Netzentgelte verringert.

3 MITTELFRISTPROGNOSEN FÜR EEG-GEFÖRDERTE ANLAGEN

3.1 WASSERKRAFT

3.1.1 ANALYSE DER BISHERIGEN ENTWICKLUNG

Die Wasserkraft ist eine bewährte Energiequelle, die bereits seit Jahrhunderten genutzt wird. Die Anzahl der Querbauwerke, an denen die Wasserkraftnutzung in Deutschland wirtschaftlich und ökologisch vertretbar ist, ändert sich daher nur wenig. Mit rund 108 MW erfolgte der größte Zubau der letzten 10 Jahre in 2013. Seit dem EEG 2014 ist die installierte Leistung moderat aber stetig gewachsen. Der Zubau verteilt sich vor allem auf neue Anlagen der Leistungsklasse 200 bis 500 kW und die Ertüchtigung von bestehenden Wasserkraftanlagen (BNetzA 2018e). Zu den Ertüchtigungsmaßnahmen zählen u.a. die Erneuerung von Steuerung, Generator, Getriebe, oder die Installation einer Rechenreinigungsmaschine (Ingenieurbüro Floecksmühle GmbH 2018). Die größten Hemmnisse für den Bau neuer Wasserkraftanlagen liegen in der Einhaltung von Umwelt- und Wasserschutzgesetzen. Dazu werden neue Konzepte für die Fischdurchgängigkeit von Wasserkraftstandorten erforscht und aktuell in Bayern in Pilotanlagen realisiert und ihre Auswirkungen auf die Fischfauna mit Hilfe eines Monitorings untersucht (Ingenieurbüro Floecksmühle GmbH 2018). So könnte zukünftig weiteres Potential bei gleichzeitigem Schutz der Fischpopulationen verwirklicht werden. Allerdings fehlen bisher geeignete technische Lösungen bzw. ist mit umsetzbaren technischen Ergebnissen erst langfristig zu rechnen. Im Jahr 2017 ist in Deutschland eine Leistung von 5,6 GW aus Wasserkraftanlagen installiert (AGEE 2018). Zum 31.12.2017 machen EEG geförderte Anlagen davon etwa 1,6 GW aus. Abbildung 6 stellt die Entwicklung der installierten Leistung seit 2006 dar.



	[MW]	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Netto-Zubau		28	26	6	102	89	67	42	107	9	10	16	16
Jahresendbestand		1.107	1.132	1.138	1.240	1.329	1.396	1.438	1.545	1.554	1.564	1.580	1.596

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von ÜNB 2018b

Abbildung 6: Entwicklung der installierten Leistung und des Netto-Zubaus bei EEG-geförderten Wasserkraftanlagen seit 2006

3.1.2 LEISTUNGSENTWICKLUNG 2018 BIS 2023

Da der Bau neuer Querbauwerke aufgrund des Verschlechterungsverbots der europäischen Wasserrahmenrichtlinie nahezu ausgeschlossen ist, existiert nur ein sehr begrenztes zusätzliches Ausbaupotenzial (Ingenieurbüro Floecksmühle GmbH 2018). Zudem sind nach § 40 Absatz 4 EEG 2014 und EEG 2017 neue Wasserkraftanlagen nur dann förderfähig, wenn sie im räumlichen Zusammenhang mit einer bereits bestehenden Querverbauung errichtet worden sind oder vorrangig einem anderen Zweck als der Erzeugung von Strom aus Wasserkraft dienen. Für die Zukunft wird daher ein moderates Wachstum der Leistung aus Wasserkraftanlagen erwartet. Dieses beruht auf der Modernisierung bestehender Anlagen und auf dem Neubau an bestehenden, bisher ungenutzten Querbauwerken.

In der ersten Jahreshälfte 2018 sind laut Anlagenregister der Bundesnetzagentur 1,18 MW in Betrieb genommen worden. Die Anlagenleistung hat dabei jeweils unter 500 kW gelegen. Geringe Leistungszuwächse in der ersten Jahreshälfte sind darauf zurückzuführen, dass die Fertigstellung einzelner Anlagen zumeist in den Sommermonaten stattfindet (P3 energy 2015). Seit dem EEG 2014 verläuft der Zubau von Wasserkraftwerken recht stabil. Diese konstante Entwicklung wird auch für die Jahre 2019 bis 2023 unterstellt. Im Trendszenario wird der mittlere Zubau der letzten 4 Jahre in Höhe von 16,6 MW fortgeschrieben. Im oberen und unteren Szenario wird jeweils ein um die Standardabweichung erhöhter bzw. reduzierter Zubau angenommen. Parallel dazu findet in den letzten 4 Jahren ein stetiger Rückbau von durchschnittlich 5 MW pro Jahr statt. Dieser wird im Trendszenario auch für den Prognosezeitraum unterstellt und im oberen und unteren Szenario jeweils um die Standardabweichung variiert. Wasserkraftanlagen

mit Inbetriebnahme vor 2004 fallen gemäß § 9 EEG 2000 nicht aus der Vergütung, sodass im Betrachtungszeitraum nicht mit einem Rückbau aufgrund von auslaufender Förderung zu rechnen ist. Tabelle 2 fasst die Annahmen zur Leistungsentwicklung in den Jahren 2018 bis 2023 zusammen.

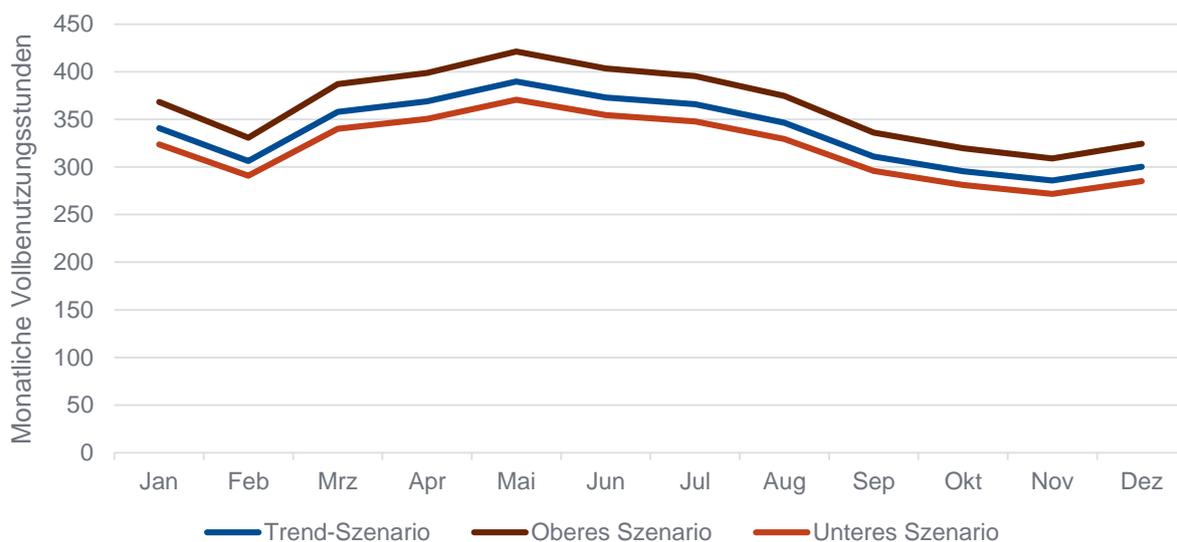
Tabelle 2: Prognose der Leistungsentwicklung von EEG-geförderten Wasserkraftanlagen zwischen 2018 und 2023 nach Szenarien

[MW]	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Trend-Szenario						
Zubau	15	17	17	17	17	17
Rückbau	5	5	5	5	5	5
Jahresendbestand	1.606	1.618	1.629	1.641	1.652	1.664
Oberes Szenario						
Zubau	16	20	20	20	20	20
Rückbau	4	4	4	4	4	4
Jahresendbestand	1.607	1.623	1.638	1.654	1.670	1.685
Unteres Szenario						
Zubau	14	13	13	13	13	13
Rückbau	6	6	6	6	6	6
Jahresendbestand	1.604	1.612	1.620	1.627	1.635	1.643

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

3.1.3 VOLLBENUTZUNGSSTUNDEN UND STROMERZEUGUNG

Für die Prognose der Vollbenutzungsstunden wird auf historische Beobachtungen zurückgegriffen. Im Mittel der letzten zehn Jahre haben die Vollbenutzungsstunden von Wasserkraftanlagen nach Berechnung aus der jährlichen Bruttostromerzeugung und installierten Kapazität nach AGEE-Statistik (AGEE 2018) bei 3.670 Stunden betragen. Da nur ein Teil der Wasserkraftanlagen durch das EEG gefördert wird (vgl. Abschnitt 3.1.1) und dieser spezifische Charakteristika der Stromerzeugung aufweisen kann, werden für die Prognose die Vollbenutzungsstunden herangezogen, die sich aus den Stamm- und Bewegungsdaten der ÜNB für das Jahr 2017 ergeben (ÜNB 2018c, 2018b). Die Daten von AGEE (2018) legen zwar eine etwas unterdurchschnittliche Produktion in 2017 nahe, jedoch liegen für die EEG-geförderten Anlagen keine langjährigen Reihen vor und infolge des Klimawandels erscheint eine leichte Abnahme der Produktion durchaus plausibel. Inklusive des angenommenen Eigenverbrauchs (s.u.) werden daher für die Prognose ab 2018 4.041 Vollbenutzungsstunden im Trendszenario zugrunde gelegt. Da die Stromerzeugung von Wasserkraftanlagen zudem von witterungsbedingten Niederschlägen und dem Abflussverhalten von Gewässern abhängt, ist die Auslastung der Anlagen unterjährig schwankend. Der Verlauf der Vollbenutzungsstunden innerhalb eines Jahres wird daher anhand von seit 2002 gemittelten monatlichen Stromerzeugungsmengen von Wasserkraftanlagen (vgl. (Destatis 2018)) abgeschätzt und entsprechend bei der Prognose berücksichtigt. Er ist beispielhaft in Abbildung 7 für das Jahr 2019 in monatlicher Auflösung dargestellt.



Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

Abbildung 7: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Wasserkraft nach Szenarien im Jahr 2019

Ebenso wie die unterjährige Auslastung der Anlagen ist auch die jährliche Gesamtproduktion aus Wasserkraftanlagen witterungsabhängig und unterliegt daher starken Schwankungen. Folglich werden die Vollbenutzungsstunden für das obere und untere Szenario angepasst. Auf Basis der positiven bzw. negativen Abweichungen vom Mittelwert der letzten zehn Jahre (AGEE 2018) werden die Vollbenutzungsstunden im oberen Szenario um 8 % höher und im unteren Szenario um 5 % niedriger als im Trendszenario angenommen. Der Verlauf der Vollbenutzungsstunden ist für alle drei Szenarien im Jahr 2019 in Abbildung 7 dargestellt. Das Niveau von Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung ist außerdem für alle betrachteten Jahre in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der nach EEG geförderten Wasserkraft nach Szenarien (2017-2023)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	4.040	4.041	4.041	4.052	4.041	4.041	4.041
Stromerzeugung [GWh/a]	6.413	6.472	6.515	6.579	6.608	6.654	6.701
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	4.040	4.368	4.368	4.379	4.366	4.366	4.366
Stromerzeugung [GWh/a]	6.413	6.997	7.057	7.143	7.190	7.257	7.324
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	4.040	3.841	3.841	3.853	3.844	3.845	3.847
Stromerzeugung [GWh/a]	6.413	6.149	6.179	6.228	6.242	6.274	6.305

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

3.1.4 MARKTWERTFAKTOREN

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Wasserkraftanlagen wird gemäß Anlage 1 zu § 23a EEG 2017 als der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte der EPEX Spot für die deutsche Preiszone definiert. Demzufolge beträgt der Marktwertfaktor für Wasserkraft immer genau 1.

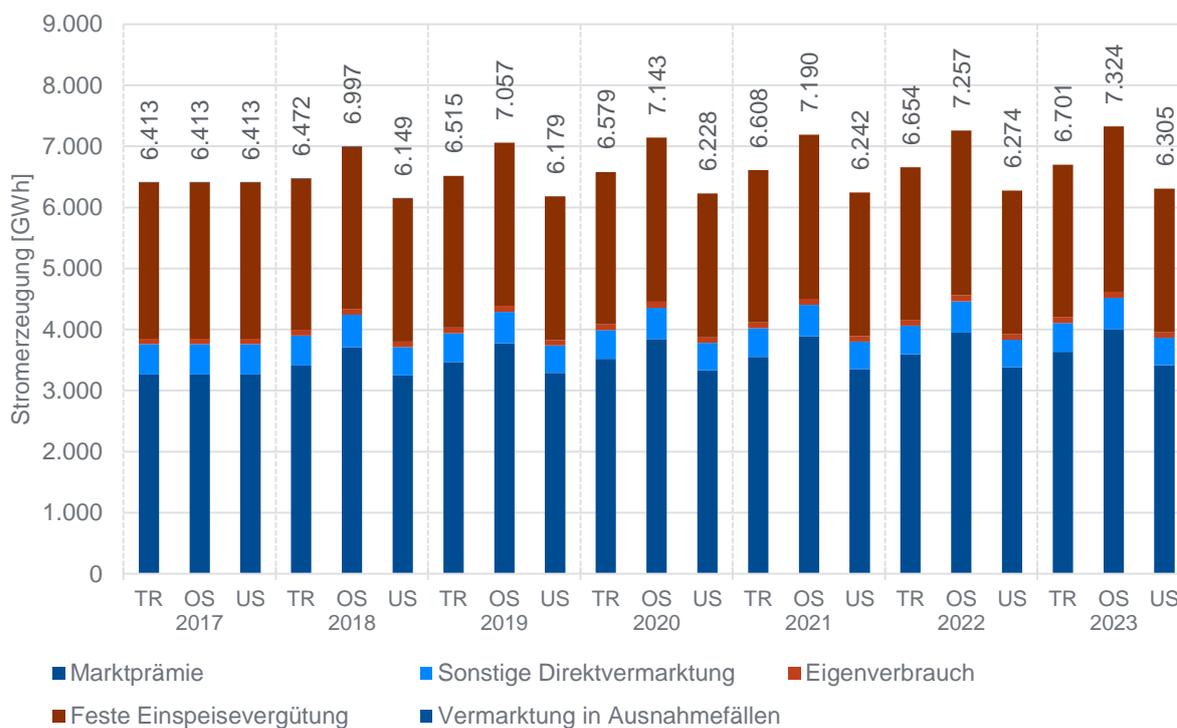
3.1.5 ENTWICKLUNG DER AUFGESCHLÜSSELTEN GESETZLICHEN VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2023

Die Veräußerungsformen der Bestandsanlagen, die sich aus den Bewegungsdaten für das Jahr 2017 (ÜNB 2018c) ergeben, werden für die Prognose beibehalten und mit aktuellen Veröffentlichungen zum Zeitpunkt der Prognose-Erstellung abgeglichen (ÜNB 2018a). Im Jahr 2017 war die Leistung in ähnlicher Größenordnung der geförderten Direktvermarktung und der Einspeisevergütung zugeordnet. Da die Anlagen in der Direktvermarktung eine im Schnitt um ein Drittel höheren Zahl an Volllaststunden aufweist, ist die Stromerzeugung auch entsprechend höher (vgl. Abbildung 8). Für die Zuordnung der Neuanlagen auf die verschiedenen Vergütungsformen wird der im Jahr 2017 beobachtete Zubau analysiert. Die für dieses Jahr beobachtete Verteilung des Zubaus auf die Vergütungsformen wird auch für den Zubau der Folgejahre unterstellt.

Für Wasserkraftanlagen, die aus der befristeten EEG-Vergütung fallen, wird grundsätzlich ein Weiterbetrieb angenommen. Somit würden diese Anlagen in den Folgejahren automatisch in die sonstige Direktvermarktung wechseln. Aufgrund der Tatsache, dass das EEG 2000 keine Befristung der Förderung von Stromerzeugung aus Wasserkraftanlagen enthält, ist für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem Jahr 2004 ein solcher Wechsel nicht zu erwarten, was entsprechend für die Prognose berücksichtigt wird, sodass die Stromerzeugung in dieser Kategorie konstant bleiben wird (vgl. Abbildung 8).

Eigenverbrauch kann aufgrund des Unterschiedes zwischen der EEG-Förderung und den allgemeinen Stromtarifen eine wirtschaftlich interessante Option sein (Ingenieurbüro Floecksmühle GmbH 2018). Allerdings ist der Anteil des Eigenverbrauchs für Wasserkraftanlagen schwer zu ermitteln, da er in keiner Statistik erfasst wird. Eine im Rahmen des Zwischenberichts zum Teilvorhaben Wasserkraft in Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung des Erfahrungsberichts gemäß § 97 EEG durchgeführte Analyse (Ingenieurbüro Floecksmühle GmbH 2018) des Anlagenregisters (BNetzA 2018e) hat ergeben, dass Eigenverbrauch eher bei kleineren Anlagen eine Rolle spielt. Eine Umfrage, die in derselben Studie durchgeführt wurde, lieferte eine Bandbreite von 0,1-95 % Eigenverbrauch in Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu einem MW, die Eigenverbrauch nutzen, mit einem mittleren Anteil von 23 %. Für Anlagen mit einer höheren installierten Leistung wurden hingegen 0-49 % Anteil Eigenverbrauch angegeben mit einem Mittelwert von 4,2 % (Ingenieurbüro Floecksmühle GmbH 2018). Bezogen auf alle Anlagen dieser Größenordnungen ergibt sich ein mittlerer Eigenverbrauchsanteil von 3,7 % bzw. 1,4 %. Da sich vor allem größere Anlagen mit einer installierten Leistung von 3-7 MW in der EEG-Förderung befinden, ergibt sich unter Berücksichtigung dieser Anteile ein Eigenverbrauchsanteil von 1,4 %. Da dieser laut Angaben des BMWi (BMWi 2015) in der genannten Bandbreite von 1,2-3,4 % liegt, wird er für die Prognose herangezogen.

Abbildung 8 fasst die Stromerzeugung in den verschiedenen Veräußerungsformen aller Szenarien für den Prognosezeitraum zusammen. Diese wächst im Trendszenario leicht mit dem angenommenen Netto-Zubau von 6,4 TWh in 2017 auf 6,7 TWh in 2023.

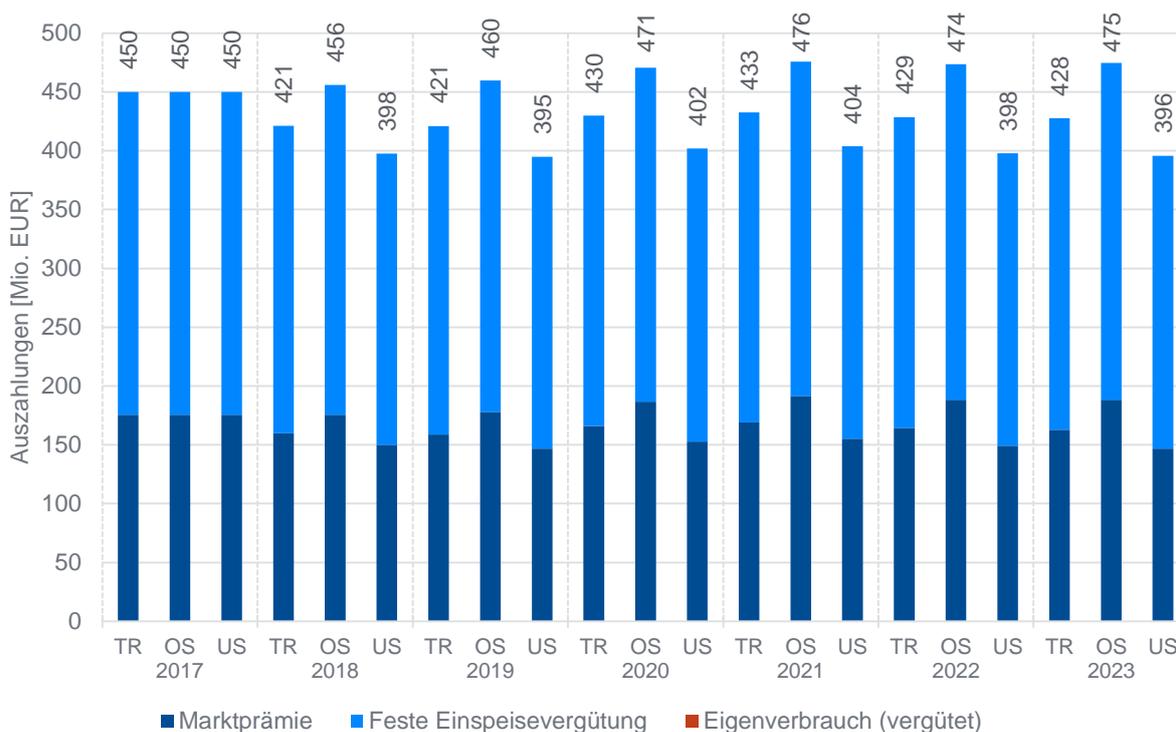


Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

Abbildung 8: Stromerzeugung aus EEG-Wasserkraft nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023

3.1.6 ENTWICKLUNG DER EEG-ZAHLUNGEN NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2023

Für das Jahr 2017 ergeben sich die Auszahlungen aus den Bewegungsdaten (ÜNB 2018c). Für die Prognose werden die zu vergütenden Strommengen aus der installierten Kapazität sowie den Vollbenutzungsstunden der Anlagen ermittelt. Die Mengen des Selbstverbrauchs werden hierbei von der gesamten erzeugten Strommenge subtrahiert, um auf die zu vergütende Menge zu kommen. Die auf Basis der installierten Kapazitäten und der entsprechenden Vollbenutzungsstunden ermittelten Strommengen werden um den Eigenverbrauch reduziert, da dieser bei Wasserkraft grundsätzlich nicht vergütet wird. Die Vergütungssätze richten sich nach der Art der Veräußerung und ergeben sich aus den gemäß der Bewegungsdaten (ÜNB 2018c) ermittelten Vergütungssätzen sowie aus den im EEG 2017 festgesetzten anzulegenden Werten. Dabei wird der ab 2018 gültige jährliche Degressionsfaktor von 0,5 % gegenüber dem Vorjahressatz berücksichtigt. In Summe ergibt sich die in Abbildung 9 dargestellte Auszahlung an die Anlagentreiber.



Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

Abbildung 9: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Wasserkraft nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023

Zur Ermittlung der Gesamtauszahlung werden die Auszahlungen an die Anlagenbetreiber um die Summe der vermiedenen Netzentgelte reduziert, da diese von den ÜNB als Einnahmen auf dem EEG-Konto verbucht werden. Die vermiedenen Netzentgelte werden nach der in Abschnitt 2.6.4 beschriebenen Methode berechnet und sind für alle Szenarien und Jahre des Prognosezeitraumes in Tabelle 4 zusammengefasst. Aufgrund der Tatsache, dass ab dem Jahr 2018 die vermiedenen Netzentgelte mithilfe von Referenzpreisblättern berechnet werden, die sich auf das Jahr 2016 beziehen, liegen die prognostizierten vermiedenen Netzentgelte ab dem Jahr 2018 niedriger als im Jahr 2017.

Tabelle 4: Vermiedene Netzentgelte für Stromerzeugung aus Wasserkraft nach Szenarien bis 2023

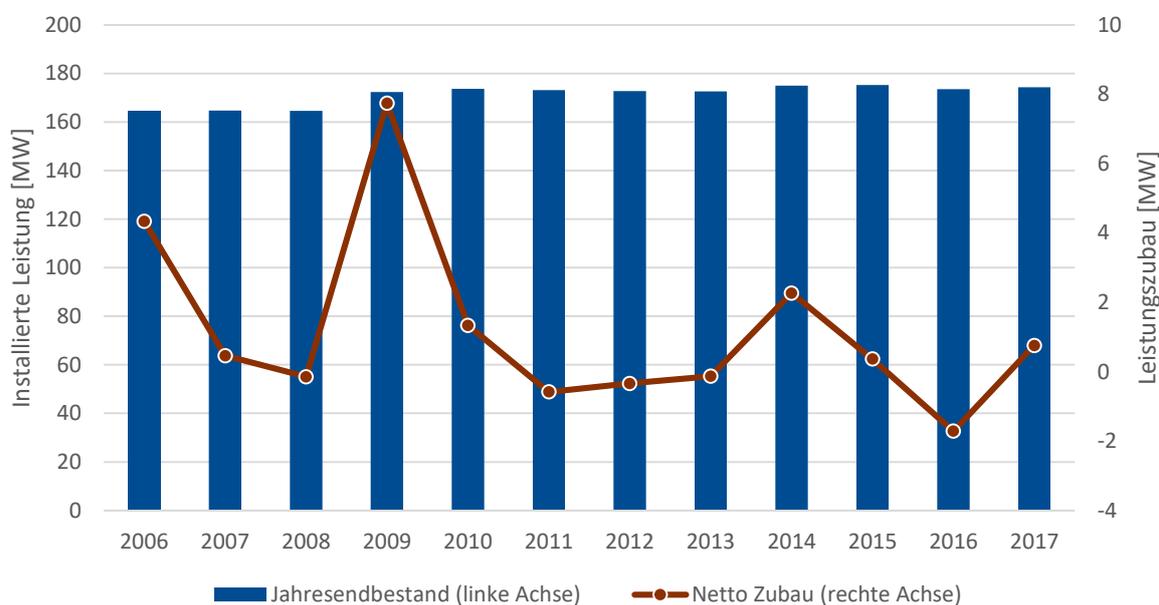
	Mio. EUR	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Trend-Szenario		41,53	33,09	33,40	33,74	33,88	34,12	34,36
Oberes Szenario		41,53	35,78	36,21	36,65	36,90	37,26	37,62
Unteres Szenario		41,53	31,43	31,67	31,91	31,97	32,12	32,27

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

3.2 DEPONIEGAS

3.2.1 ANALYSE DER BISHERIGEN ENTWICKLUNG

Deponiegas entsteht in Deponien aufgrund von biologischem und chemischem Abbau organischer Abfälle. Seit 2005 ist die Ablagerung unbehandelter, organischer, biologisch abbaubarer Siedlungsabfälle nicht mehr zulässig, was mit einem sinkenden Deponiegasaufkommen einhergeht (ZSW et al. 2014). Im Wesentlichen nutzen bestehende Anlagen diese rückläufigen Deponiegasmengen. Der größte Leistungsanstieg in den letzten 10 Jahren ist 2009 mit einem Netto-Zubau von etwa 8 MW erfolgt. Seitdem pendelt die installierte Leistung zwischen 172 MW und 175 MW. Der in Branchenkreisen erwartete Rückbau von Deponiegasanlagen aufgrund von Ausgasungseffekten stellt sich bis dato noch nicht ein (Haeming 2018). Zum 31.12.2017 hat sich deutschlandweit ein Gesamtbestand von 174 MW ergeben. Abbildung 10 stellt die Entwicklung der installierten Leistung aus Deponiegasanlagen seit 2006 dar.



[MW]	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Netto-Zubau	4,3	0,5	-0,1	7,7	1,3	-0,6	-0,3	-0,1	2,3	0,4	-1,7	0,0
Jahresendbestand	164	165	165	172	174	173	173	173	175	175	174	174

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von ÜNB 2018b

Abbildung 10: Entwicklung der installierten Leistung und des Netto-Zubaus bei Deponiegasanlagen seit 2006

3.2.2 LEISTUNGSENTWICKLUNG 2018 BIS 2023

Aufgrund des Ablagerungsverbotes wird die verfügbare Deponiegasmenge weiterhin kontinuierlich zurückgehen (ZSW et al. 2014). Die Ausgasung führt zu einem Downsizing der Generatoren und dementsprechend zu einem Leistungsrückgang. Zudem führt die abnehmende Gasmenge dazu, dass bei modular aufgebauten Deponiegasanlagen mit mehreren kleinen Motoren diese schrittweise vom Netz gehen und nur die verbleibenden Motoren beschickt werden (Haeming 2018).

Im Jahr 2017 sind zwei Anlagen der Größe 80 kW und 360 kW zugebaut worden. Bis Juni 2018 ist eine neue Anlage mit einer Leistung von 160 kW in Betrieb genommen worden (BNetzA 2018e). Diese Anlagengrößen werden auch für den zukünftigen Zubau unterstellt. Allerdings wird nicht mit einem nennenswerten Ausbau gerechnet (Haeming 2018). Demzufolge wird die Netto Leistungsentwicklung für die Zukunft negativ eingeschätzt. Im Trendszenario wird der Zubau für den Betrachtungszeitraum gemäß dem Trend der letzten 10 Jahre fortgeschrieben.

Der Rückbau wird auf Basis des mittleren Rückbaus der letzten zehn Jahre abgeschätzt. Das obere und untere Szenario unterstellen einen konstanten Zubau von 1 MW bzw. 0 MW p.a. Für das obere Szenario wird der verfrühte Rückbau⁶ konstant gehalten, sodass sich wiederum ein negativer Netto-Zubau ergibt. Im unteren Szenario wird der mittlere verfrühte Rückbau um die Standardabweichung der letzten zehn Jahre erhöht. Die EEG-Förderung für Deponiegasanlagen, die vor und im Jahr 2000 in Betrieb genommen worden sind, endet im Jahr 2020. Unter aktuellen Bedingungen wird nicht von einem Weiterbetrieb dieser Anlagen ausgegangen (Haeming 2018). Ein vereinzelter Weiterbetrieb von öffentlichen Anlagen aus Image oder Klimaschutzgründen ist allerdings möglich. Dennoch wird in den Jahren 2021 bis 2023 ein erhöhter Rückbau unterstellt. Tabelle 5 fasst die Annahmen zur Entwicklung der installierten Leistung für die drei Szenarien zusammen.

Tabelle 5: Prognose der Leistungsentwicklung von Deponiegasanlagen zwischen 2018 und 2023 nach Szenarien

[MW]	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Trend-Szenario						
Zubau	0,5	0,7	0,5	0,2	0,0	0,0
Rückbau	1,5	1,5	1,5	94,6	21,7	3,1
Jahresendbestand	173,4	172,6	171,5	77,1	55,4	52,3
Oberes Szenario						
Zubau	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Rückbau	1,5	1,5	1,5	94,7	21,7	3,2
Jahresendbestand	173,4	172,8	172,3	78,6	57,9	55,8
Unteres Szenario						
Zubau	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rückbau	2,0	2,6	2,6	95,8	22,8	4,2
Jahresendbestand	172,6	170,0	167,3	71,6	48,8	44,6

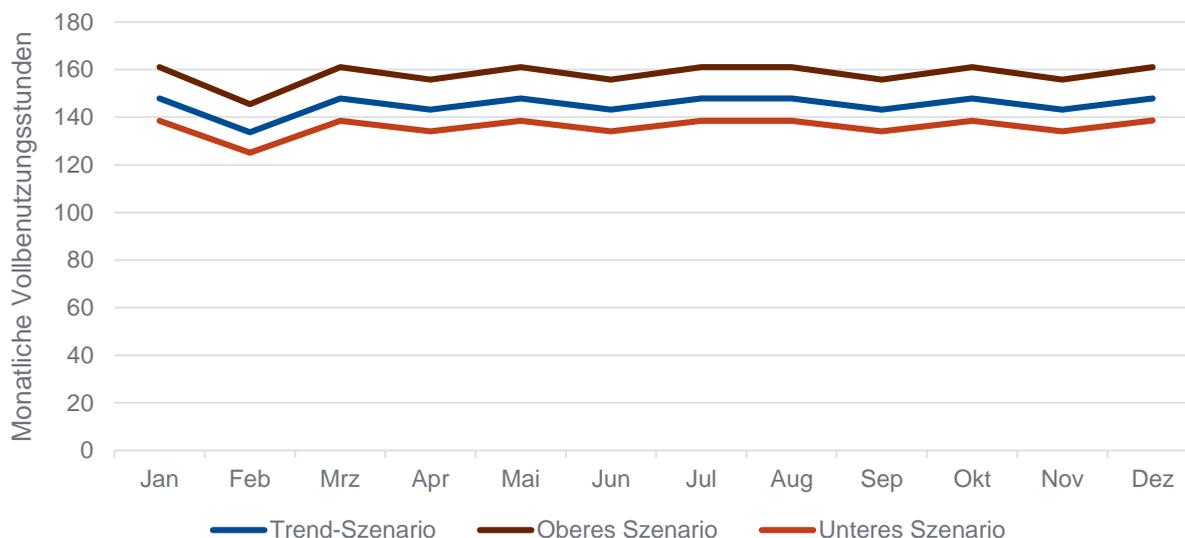
Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

3.2.3 VOLLBENUTZUNGSSTUNDEN UND STROMERZEUGUNG

Die Prognose der Vollbenutzungsstunden für Deponiegas basiert auf dem für 2017 beobachteten Mittel der durch das EEG geförderten Deponiegasanlagen (ÜNB 2018b, 2018c), welches 5 % höher ist als die nach AGEE-Statistik (AGEE 2018) berechneten Vollbenutzungsstunden. Der Ausnutzungsgrad der Anlagen

⁶ Verfrühter Rückbau bezieht sich auf Anlagen, die vor Ende der nach dem EEG gewährten Vergütungsdauer stillgelegt werden.

innerhalb eines Jahres wird als konstant angenommen, da die Stromerzeugung aus Deponiegas dargebotsunabhängig ist (Abbildung 11). Somit schwanken die monatlichen Benutzungsstunden mit der Anzahl der Stunden pro Monat.



Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

Abbildung 11: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Deponiegas nach Szenarien im Jahr 2019

Aufgrund von Ausgasungseffekten sinken die jährlichen Vollbenutzungsstunden über die Jahre (Haeming 2018). Der entsprechende Rückgang wird als durchschnittliche Entwicklung der letzten zehn Jahre aus den Daten der AGEE-Statistik (AGEE 2018) berechnet und beträgt 7 % jährlich für das Trendszenario. Der durchschnittliche jährliche Rückgang für die anderen Szenarien wird anhand der Schwankungen der letzten zehn Jahre (AGEE 2018) bestimmt und beträgt 10 % für das obere und 3 % für das untere Szenario.

Anlagen, die ab 2021 aus der 20-jährigen EEG-Vergütung fallen, sind im Vergleich zum verbleibenden Bestand durch geringere Vollbenutzungsstunden charakterisiert, sodass in der Folge die durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden insgesamt in allen Szenarien trotz Berücksichtigung der jährlichen Degression zwischenzeitlich wieder zunehmen. Dennoch sinkt die Stromerzeugung aufgrund der reduzierten Leistung ab 2021 deutlich. Tabelle 6 gibt einen Überblick über die durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden sowie die Stromerzeugung im Prognosezeitraum.

Tabelle 6: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung für Deponiegas nach Szenarien (2017-2023)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	2.000	1.873	1.742	1.624	1.844	1.890	1.789
Stromerzeugung [GWh/a]	349	325	301	279	143	106	95
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	2.000	1.955	1.896	1.844	2.176	2.310	2.266
Stromerzeugung [GWh/a]	349	340	328	318	172	134	127
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	2.000	1.813	1.632	1.473	1.638	1.655	1.533
Stromerzeugung [GWh/a]	349	315	279	248	119	83	70

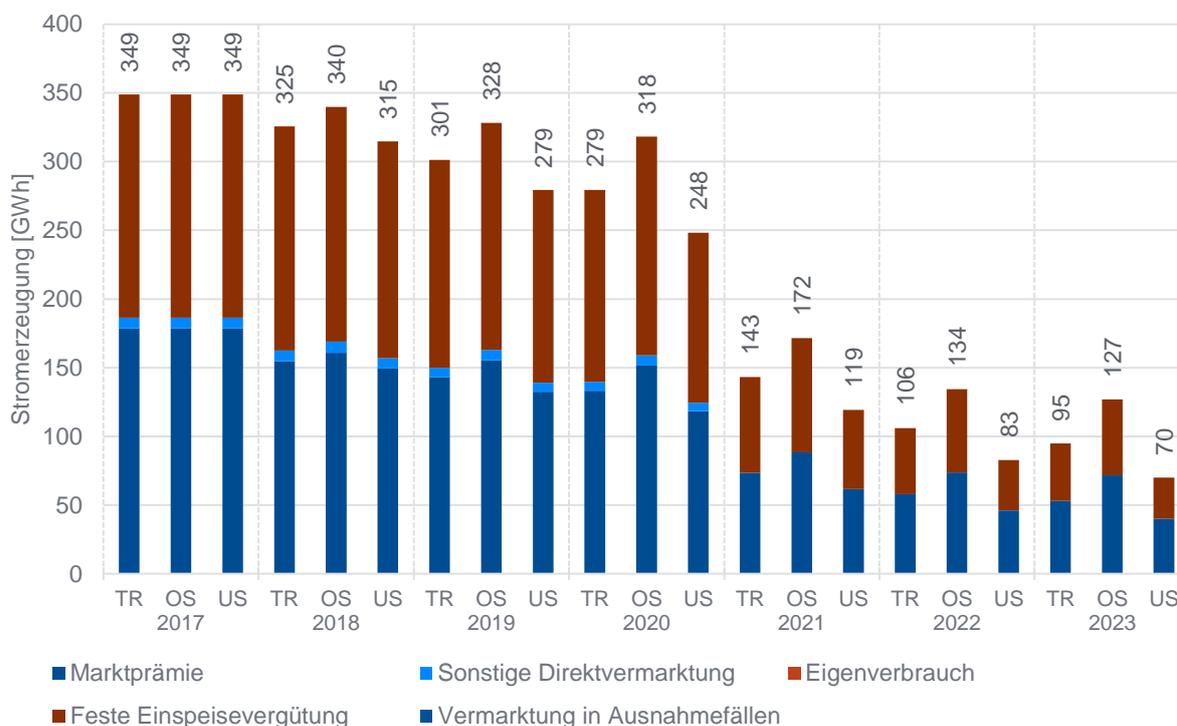
Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

3.2.4 MARKTWERTFAKTOREN

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Deponiegasanlagen wird gemäß Anlage 1 zu § 23a EEG 2017 als der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte der EPEX Spot für die deutsche Preiszone definiert. Demzufolge beträgt der Marktwertfaktor für Deponiegas immer genau 1.

3.2.5 ENTWICKLUNG DER AUFGESCHLÜSSELTEN GESETZLICHEN VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2023

Die Stromerzeugung aus Deponiegas in 2017 hat sich in etwa hälftig auf die Einspeisevergütung und die vergütete Direktvermarktung verteilt; zudem ist ein kleiner Anteil in die sonstige Direktvermarktung gefallen (vgl. Abbildung 12). Die in den Vollbenutzungsstunden abgebildeten Ausgasungseffekte sowie der prognostizierte Netto-Rückbau von Deponiegasanlagen wirken sich im Prognosezeitraum senkend auf die Stromerzeugung aus. Da in den Folgejahren ab 2021 zudem ältere Anlagen rückgebaut werden, da sie aus der Vergütung fallen, verschieben sich die Anteile der Veräußerungsformen leicht zugunsten der Direktvermarktung. Ab 2021 findet außerdem keine Einspeisung mehr in der sonstigen Direktvermarktung statt, da die entsprechenden Anlagen stillgelegt werden und kein Wechsel in diese Veräußerungsform unterstellt wird. Insgesamt sinkt die Einspeisung über den Prognosezeitraum insbesondere ab dem Jahr 2021.

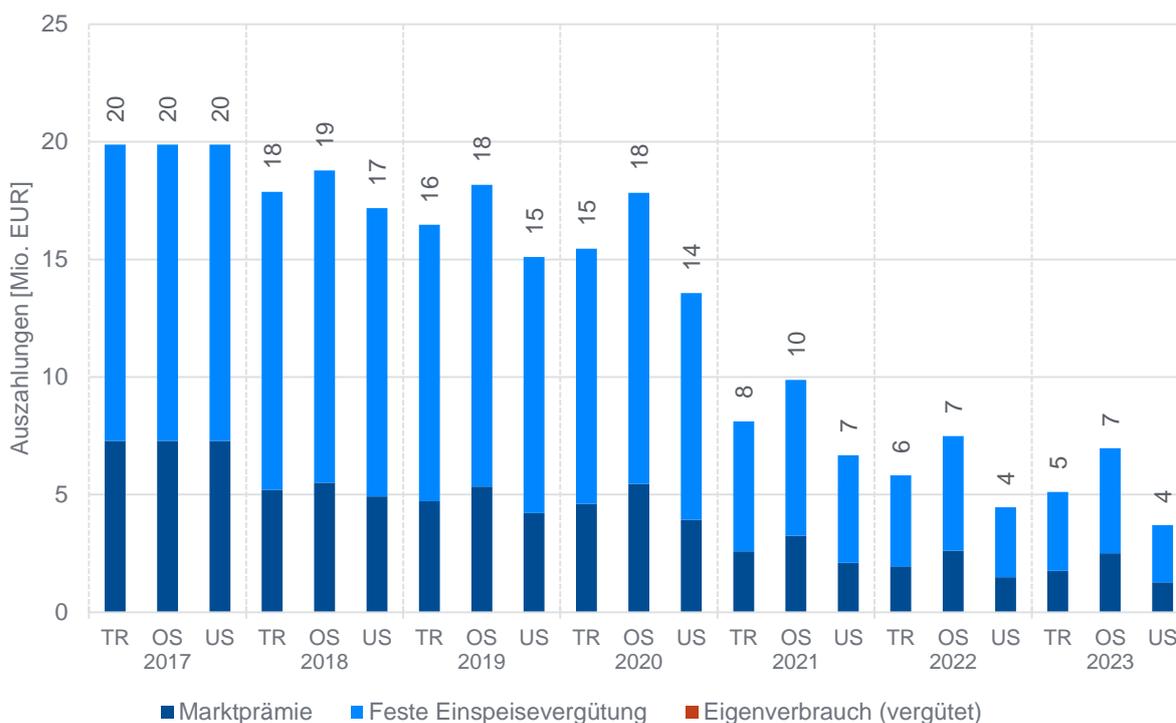


Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

Abbildung 12: Stromerzeugung aus Deponiegas nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023

3.2.6 ENTWICKLUNG DER EEG-ZAHLUNGEN NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2023

Die Stromerzeugung nach Veräußerungsformen ergibt sich aus den installierten Leistungen und den Vollbenutzungsstunden. Zur Ermittlung der Vergütung der Stromerzeugung werden die anlagenspezifischen Vergütungssätze herangezogen. Bei der Bestimmung der Vergütungssätze für Neuanlagen wird die gesetzlich vorgesehene jährliche Degression von 1,5 % einkalkuliert. Für Vergütungszahlungen von Anlagen in der geförderten Direktvermarktung wird nur der den Marktwert übersteigende Teil berücksichtigt. Die Vergütungszahlungen werden für alle Szenarien und den Prognosezeitraum in Abbildung 13 zusammengefasst. Ab 2021 ist analog zu den sinkenden Einspeisemengen ein deutlicher Rückgang der Auszahlungen zu beobachten.



Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

Abbildung 13: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Deponiegas nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023

Zur Ermittlung der Gesamtauszahlung werden die Auszahlungen an die Anlagenbetreiber um die Summe der vermiedenen Netzentgelte reduziert. Die vermiedenen Netzentgelte werden nach der in Abschnitt 2.6.4 beschriebenen Methode berechnet und sind für alle Szenarien und Jahre des Prognosezeitraumes in Tabelle 7 zusammengefasst.

Tabelle 7: Vermiedene Netzentgelte für Stromerzeugung aus Deponiegas nach Szenarien bis 2023

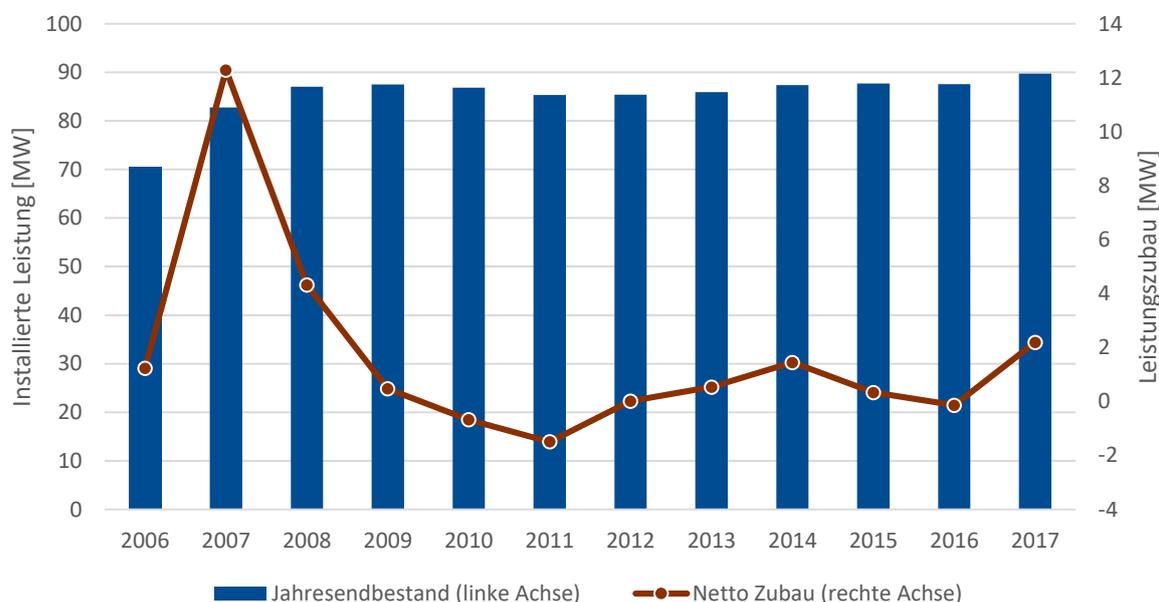
Mio. EUR	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Trend-Szenario	3,26	2,43	2,24	2,08	1,01	0,70	0,62
Oberes Szenario	3,26	2,54	2,44	2,36	1,21	0,89	0,84
Unteres Szenario	3,26	2,35	2,07	1,83	0,82	0,52	0,43

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

3.3 KLÄRGAS

3.3.1 ANALYSE DER BISHERIGEN ENTWICKLUNG

Klärgas entsteht beim Ausfaulen von Klärschlamm, der bei der biologischen Abwasserreinigung in Kläranlagen anfällt. In Deutschland liegt der Anschlussgrad an die Abwasserentsorgung bei über 96 %, sodass der größte Teil des Potentials der Stromerzeugung aus Klärgas bereits erschlossen worden ist (ZSW et al. 2014). Der größte Leistungszuwachs in der jüngeren Vergangenheit ist im Jahr 2007 erfolgt. Seitdem ist die Entwicklung der installierten Leistung relativ statisch, was die weitestgehende Ausschöpfung des Klärgaspotentials widerspiegelt. Deutschlandweit ist zum 31.12.2017 ein Gesamtbestand von 90 MW zu verzeichnen. Abbildung 14 stellt die Entwicklung der installierten Leistung von Klärgasanlagen seit 2006 dar.



	[MW]	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Netto-Zubau		1	12	4	0	-1	-1	0	1	1	0	0	2
Jahresendbestand		70	83	87	88	87	85	85	86	87	88	88	90

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von ÜNB 2018b

Abbildung 14: Entwicklung der installierten Leistung und des Netto-Zubaus bei Klärgasanlagen seit 2006

3.3.2 LEISTUNGSENTWICKLUNG 2018 BIS 2023

Auch für den Betrachtungszeitraum wird nicht mit einer signifikanten Änderung der installierten Leistung gerechnet, da das Klärgaspotenzial weitestgehend ausgeschöpft ist (Lorenz 2018). Es wird mit einem moderaten Zubau gerechnet, der neben vereinzelten Inbetriebnahmen zumeist auf Repowering bestehender Gasmotoren und effizientere Schlammfäulungsanlagen zurückzuführen ist (ZSW et al. 2014). Im Jahr 2017 hat die Leistung neuer Anlagen zwischen 200 kW und 500 kW gelegen und im Mittel 340 kW betragen. Bis Juni 2018 haben laut dem Anlagenregister der BNetzA zwei Inbetriebnahmen von Klärgasanlagen mit einer Leistung von 50 kW und 560 kW stattgefunden. Für den zukünftigen Zubau werden durchweg

Anlagengrößen über 100 kW unterstellt. Im Trendszenario wird für die Jahre 2019 bis 2023 ein jährlicher Zubau von 1,4 MW unterstellt. Dieser basiert auf dem historischen Zubau der letzten zehn Jahre. Ebenso wird der Rückbau in Höhe von 0,7 MW p.a. approximiert. Für das obere Szenario wird ein um die Standardabweichung der letzten zehn Jahre höherer Zubau bei gleichbleibendem Rückbau angenommen. Analog wird im unteren Szenario der Rückbau um die Standardabweichung gesteigert bei Beibehaltung des Zubaus aus dem Trendszenario. Nach Ablauf der EEG-Förderung wird der Weiterbetrieb von Klärgasanlagen in der sonstigen Direktvermarktung unterstellt. Tabelle 8 fasst die Annahmen zur Entwicklung der installierten Leistung von Klärgasanlagen für die drei Szenarien zusammen.

Tabelle 8: Prognose der Leistungsentwicklung von Klärgasanlagen zwischen 2018 und 2023 nach Szenarien

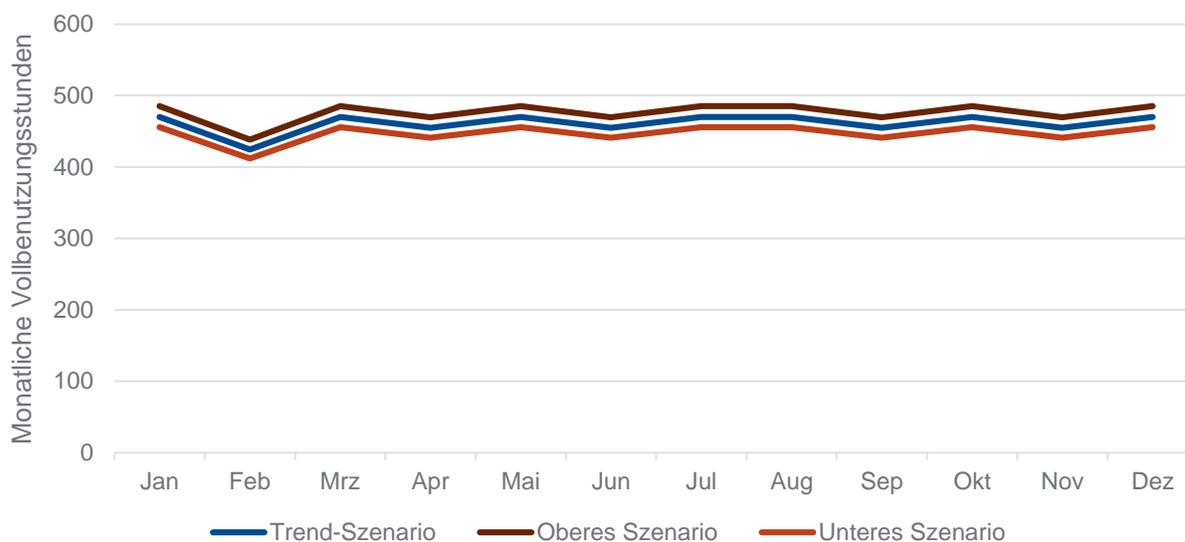
[MW]	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Trend-Szenario						
Zubau	5,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Rückbau	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Jahresendbestand	94,6	95,3	96,0	96,7	97,4	98,1
Oberes Szenario						
Zubau	5,9	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Rückbau	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Jahresendbestand	95,0	97,0	99,0	101,0	102,9	104,9
Unteres Szenario						
Zubau	5,1	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Rückbau	0,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Jahresendbestand	94,1	93,9	93,6	93,4	93,1	92,9

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

3.3.3 VOLLBENUTZUNGSSTUNDEN UND STROMERZEUGUNG

Die Vollbenutzungsstunden für Klärgasanlagen werden basierend auf der Berechnung der Vollbenutzungsstunden aus der für das Jahr 2017 beobachteten Stromerzeugung und installierten Leistung der Stamm- und Bewegungsdaten (ÜNB 2018b, 2018c) prognostiziert. Diese beträgt 5.818 Vollbenutzungsstunden. Die Vollbenutzungsstunden in den Folgejahren variieren leicht mit der Änderung des Anlagenbestands. Insbesondere stillgelegte Anlagen werden mit der anlagenspezifischen Anzahl der Vollbenutzungsstunden berücksichtigt. Der Ausnutzungsgrad der Anlagen innerhalb eines Jahres wird als konstant angenommen, da die Stromerzeugung aus Klärgas dargebotsunabhängig ist und lediglich mit der Anzahl der Stunden eines Monats schwankt (Abbildung 15).

Um mögliche Veränderungen zu berücksichtigen, werden die Vollbenutzungsstunden für die anderen Szenarien im Vergleich zum Trendszenario anhand von historischen Schwankungen skaliert. Diese werden aus den Daten der vergangenen zehn Jahre nach AGEE-Statistik (AGEE 2018) bestimmt. Die Vollbenutzungsstunden werden demnach im oberen Szenario um 3 % höher und im unteren Szenario um 3 % niedriger als im Trendszenario angenommen.



Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

Abbildung 15: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Klärgas nach Szenarien im Jahr 2019

Der größte Teil des in Klärgasanlagen erzeugten Stroms wird für die Deckung des eigenen Strombedarfs genutzt (Fraunhofer IEE 2018). Berechnungen zum Anteil der Eigenstromerzeugung an der Gesamtstromerzeugung von Klärgasanlagen aus Angaben des Statistischen Bundesamtes (Destatis 2017) ergeben eine Bandbreite von 84-94 % für die letzten zehn Jahre. Der Vergleich der Stromerzeugung laut AGEE-Statistik (AGEE 2018) und aus den Bewegungsdaten (ÜNB 2018c) liefert eine Abweichung, die einen Anteil von 89 % Eigenverbrauch impliziert. Da dieser Anteil im Rahmen der historischen Werte liegt, wird er auch für die Prognose unterstellt.

Die Vollbenutzungsstunden sowie die jährliche Stromerzeugung aus Klärgas für alle Szenarien werden für den Prognosezeitraum in Tabelle 9 dargestellt. Der moderate Zubau von Anlagen schlägt sich in einem leichten Anstieg der Stromerzeugung über die Jahre nieder. Eine Ausnahme stellt das untere Szenario dar, in dem ein Netto-Rückbau bei der installierten Leistung beobachtbar ist.

Tabelle 9: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung für Klärgas nach Szenarien (2017-2023)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	5.818	5.534	5.536	5.552	5.538	5.539	5.540
Stromerzeugung [GWh/a]	511	521	526	531	534	538	541
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	5.818	5.708	5.712	5.731	5.718	5.720	5.723
Stromerzeugung [GWh/a]	511	538	549	562	572	584	595
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	5.818	5.368	5.367	5.381	5.366	5.365	5.364
Stromerzeugung [GWh/a]	511	505	504	504	502	500	499

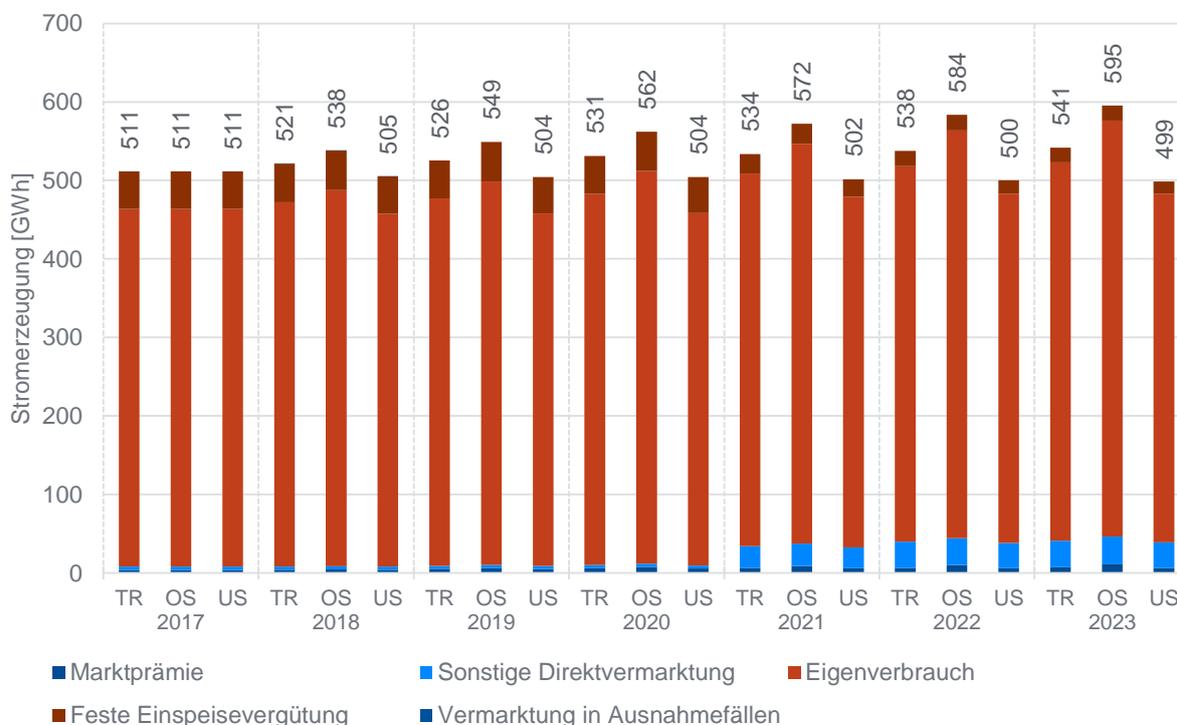
Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

3.3.4 MARKTWERTFAKTOREN

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Klärgasanlagen wird gemäß Anlage 1 zu § 23a EEG 2017 als der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte der EPEX Spot für die deutsche Preiszone definiert. Demzufolge beträgt der Marktwertfaktor für Klärgas immer genau 1.

3.3.5 ENTWICKLUNG DER AUFGESCHLÜSSELTEN GESETZLICHEN VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2023

Wie beschrieben wird der größte Teil der in Klärgasanlagen produzierten Strommenge von der Anlage selbst verbraucht. Dies spiegelt sich in den Strommengen wider (vgl. Abbildung 16). Die Strommenge in der Einspeisevergütung bleibt mit um die 48 MWh/a (Trendszenario) bis einschließlich 2020 nahezu konstant. Ab 2021 wird diese Menge teilweise in die sonstige Direktvermarktung verschoben, da mit dem Ende der zwanzigjährigen Vergütungsperiode ein Wechsel in diese Art der Veräußerungsform unterstellt wird.



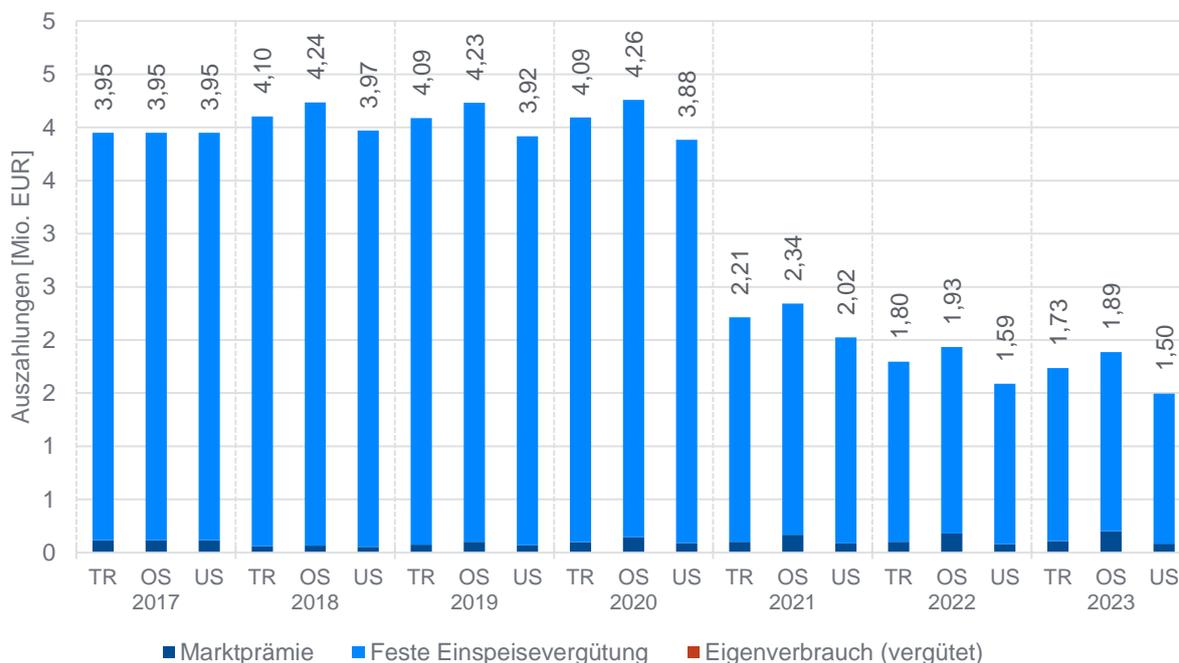
Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

Abbildung 16: Stromerzeugung aus Klärgas nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023

3.3.6 ENTWICKLUNG DER EEG-ZAHLUNGEN NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2023

Die Auszahlungen an die Anlagenbetreiber ergeben sich aus der installierten Leistung, der Zuordnung in die Veräußerungsformen sowie den Annahmen über die Vollbenutzungstunden. Die anlagenscharfen Vergütungssätze, die für den Bestand ermittelt wurde, werden für die Prognose beibehalten, während für Neuanlagen der anzulegende Wert nebst jährlichem Degressionssatz von 1,5 % berücksichtigt wer-

den. Eigenverbrauch für Strom aus Klärgasanlagen wird nicht vergütet, sodass der größere Teil der Auszahlungen in die Kategorie der festen Einspeisevergütung fällt (Abbildung 17). Da ebenso die Stromerzeugung für die sonstige Direktvermarktung nicht nach dem EEG vergütet wird, ist trotz eines Weiterbetriebs der aus dem EEG fallenden Anlagen ein deutliches Absinken der Auszahlungen für die in Klärgasanlagen erzeugten Strommengen ab 2021 zu erwarten.



Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

Abbildung 17: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Klärgas nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023

Zur Ermittlung der Gesamtauszahlung werden die Auszahlungen an die Anlagenbetreiber um die Summe der vermiedenen Netzentgelte reduziert. Die vermiedenen Netzentgelte werden nach der in Abschnitt 2.6.4 beschriebenen Methode berechnet und sind für alle Szenarien und Jahre des Prognosezeitraumes in Tabelle 10 zusammengefasst.

Tabelle 10: Vermiedene Netzentgelte für Stromerzeugung aus Klärgas nach Szenarien bis 2023

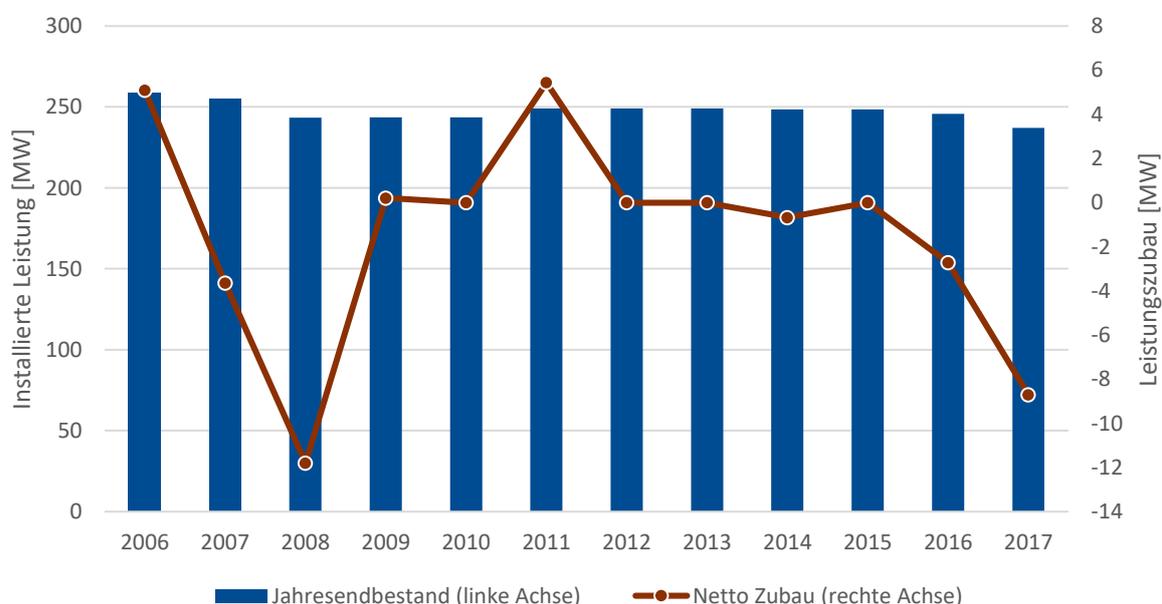
	Mio. EUR	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Trend-Szenario		0,56	0,52	0,52	0,53	0,38	0,33	0,33
Oberes Szenario		0,56	0,53	0,54	0,56	0,41	0,37	0,38
Unteres Szenario		0,56	0,50	0,50	0,50	0,35	0,30	0,29

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

3.4 GRUBENGAS

3.4.1 ANALYSE DER BISHERIGEN ENTWICKLUNG

Grubengas entsteht bei der untertägigen Gewinnung von Steinkohle und ist eine Begleiterscheinung sowohl beim aktiven als auch beim stillgelegten Steinkohlebergbau (ZSW et al. 2014). Solange stillgelegte Bergwerke nicht geflutet werden, wird Grubengas in den Hohlräumen freigesetzt (Brandt 2018). Grubengasanlagen existieren in Nordrhein-Westfalen und im Saarland. Zum Jahresende 2018 findet die Steinkohleförderung in Deutschland ihr Ende. Die letzten beiden Steinkohlezechen in Bottrop und in Ibbenbüren schließen, sodass die Grubengasmengen aus dem aktiven Bergbau wegfallen und Grubengas nur noch im stillgelegten Bergbau entsteht. Die maximal installierte Leistung ist im Jahr 2006 mit 259 MW erreicht worden. Außer im Jahr 2011 ist seither die installierte Leistung aus Grubengasanlagen moderat gesunken. Am Jahresende 2017 sind in Deutschland Grubengasanlagen mit einer Leistung von 237 MW installiert gewesen. Abbildung 18 stellt die Entwicklung der installierten Leistung aus Grubengasanlagen seit 2006 dar.



[MW]	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Netto-Zubau	5	-4	-12	0	0	5	0	0	-1	0	-3	-9
Jahresendbestand	259	255	243	244	244	249	249	249	248	248	246	237

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von ÜNB 2018b

Abbildung 18: Entwicklung der installierten Leistung und des Netto-Zubaus bei Grubengasanlagen seit 2006

3.4.2 LEISTUNGSENTWICKLUNG 2018 BIS 2023

Das Grubengasaufkommen in Deutschland geht zurück. Da keine neuen Steinkohlebergwerke geplant sind, ist nicht mehr mit einer Erhöhung der Grubengasmengen zu rechnen. In der Vergangenheit ist daher auch ein moderater Rückbau von Grubengasanlagen beobachtet worden (ÜNB 2018b). Dieser Trend wird sich in der Zukunft fortsetzen, da in einigen Bereichen durch untertägige Veränderungen das Grubengas

sich sowohl in Qualität als auch in Quantität ändert und so an den existierenden betroffenen Standorten die Leistung reduziert wird oder diese stillgelegt werden (Brandt 2018). Bis Juni 2018 sind im Jahr 2018 keine neue Grubengasanlage in Betrieb genommen worden (BNetzA 2018e). Im Betrachtungszeitraum wird in keinem Szenario ein Zubau unterstellt. Es wird von einem moderaten Rückbau ausgegangen, der ähnlich wie in den vergangenen Jahren verläuft. Für die drei Szenarien wird der Rückbau in den Jahren 2018 bis 2020 auf 0,5 MW, 1 MW und 1,5 MW festgelegt. Zudem sind für das Jahr 2018 für Anlagen mit einer installierten Kapazität von etwa 2 MW Außerbetriebnahmen vorgemerkt (ÜNB 2018b).

Etwa die Hälfte der Grubengasanlagen sind vor 2004 in Betrieb genommen worden, sodass die EEG-Förderung für diese Anlagen im Betrachtungszeitraum ausläuft. Bei den aktuellen Rahmenbedingungen ist der Weiterbetrieb von Grubengasanlagen nach dem Auslaufen der Förderung eher unwahrscheinlich, da diese nicht kostendeckend betrieben werden können (Brandt 2018). Daher wird ein Rückbau dieser Anlagen ab dem Jahr 2021 unterstellt. Tabelle 11 fasst die Annahmen der Szenarien zur Entwicklung der installierten Leistung von Grubengasanlagen in den Jahren 2018 bis 2023 zusammen.

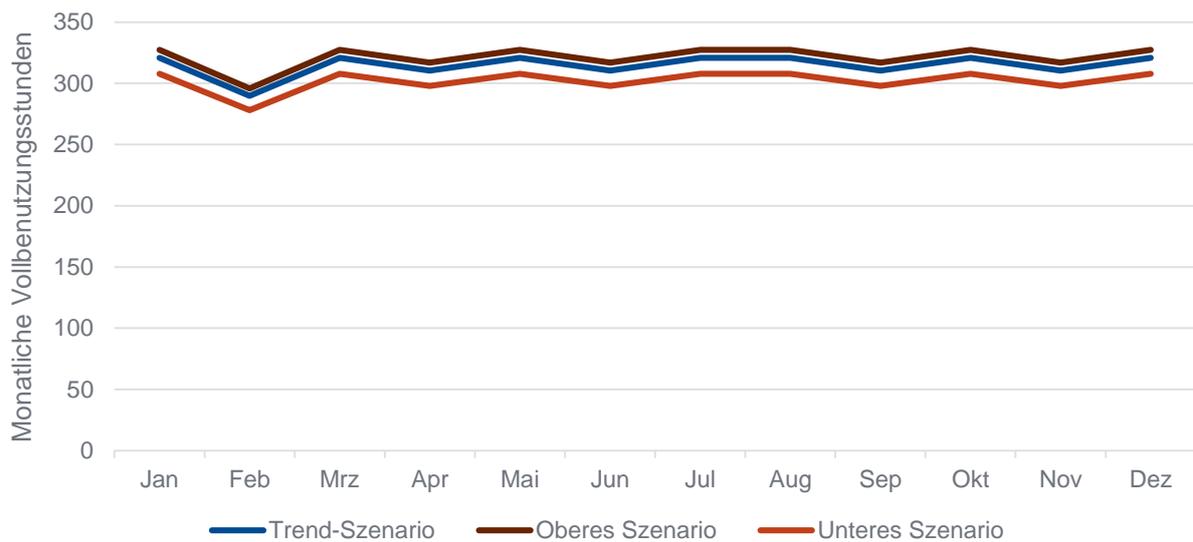
Tabelle 11: Prognose der Leistungsentwicklung von Grubengasanlagen zwischen 2018 und 2023 nach Szenarien

[MW]	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Trend-Szenario						
Zubau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rückbau	3,3	1,0	1,0	33,1	19,6	68,7
Jahresendbestand	233,8	232,8	231,8	198,7	179,1	110,4
Oberes Szenario						
Zubau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rückbau	3,1	0,5	0,5	32,6	19,1	68,2
Jahresendbestand	234,0	233,5	233,0	200,4	181,3	113,1
Unteres Szenario						
Zubau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rückbau	3,4	1,5	1,5	33,6	20,1	69,2
Jahresendbestand	233,6	232,1	230,5	197,0	176,8	107,6

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

3.4.3 VOLLBENUTZUNGSSTUNDEN UND STROMERZEUGUNG

Grubengas wird nicht in der AGEE-Statistik (2018) geführt, sodass die Prognose auf den realisierten Vollbenutzungsstunden nach den ÜNB Stamm- und Bewegungsdaten (ÜNB 2018b, 2018c) basiert. Hier ist vom Jahr 2016 zu 2017 ein deutlicher Rückgang um fast 12 % zu beobachten. Ausgasungseffekte und die Stilllegung von Zechen haben sich auf die Auslastung der installierten Anlagen ausgewirkt. Unterjährig wird von einer konstanten Erzeugung aus Grubengasanlagen ausgegangen, sodass die monatlichen Vollbenutzungsstunden lediglich mit der Anzahl der Tage variiert (Abbildung 19).



Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

Abbildung 19: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Grubengas nach Szenarien im Jahr 2019

Aufgrund weiterer geplanter Zechenschließungen (s.o.) und somit wegfallenden aktiven Grubengasmenen wird sich dieser Trend fortsetzen. Nach Einschätzung von Branchenexperten ist außerdem mittelfristig mit einem Anstieg des Grubenwassers zu rechnen, mit dem ein weiterer Rückgang des Grubengases aus stillgelegtem Bergbau einhergeht (Brandt 2018). Allerdings werden zukünftig auch Stilllegungen von Grubengasanlagen erwartet. Um beide Entwicklungen für die Prognose zu berücksichtigen, wird angenommen, dass sich die Vollbenutzungsstunden im Trendszenario jährlich moderat um 3 % reduzieren. Für das obere Szenario wird ein Rückgang von 2 % und für das untere Szenario ein Rückgang von 5 % unterstellt. Dies beeinflusst entsprechend die Entwicklung der Stromerzeugung aus Grubengasanlagen (Tabelle 12).

Tabelle 12: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung für Grubengas nach Szenarien (2017-2023)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	4.015	3.895	3.778	3.675	3.775	3.849	3.989
Stromerzeugung [GWh/a]	952	914	881	853	752	691	442
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	4.015	3.934	3.856	3.789	3.931	4.046	4.226
Stromerzeugung [GWh/a]	952	923	901	883	789	734	479
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	4.015	3.815	3.624	3.453	3.476	3.474	3.537
Stromerzeugung [GWh/a]	952	895	844	798	687	617	383

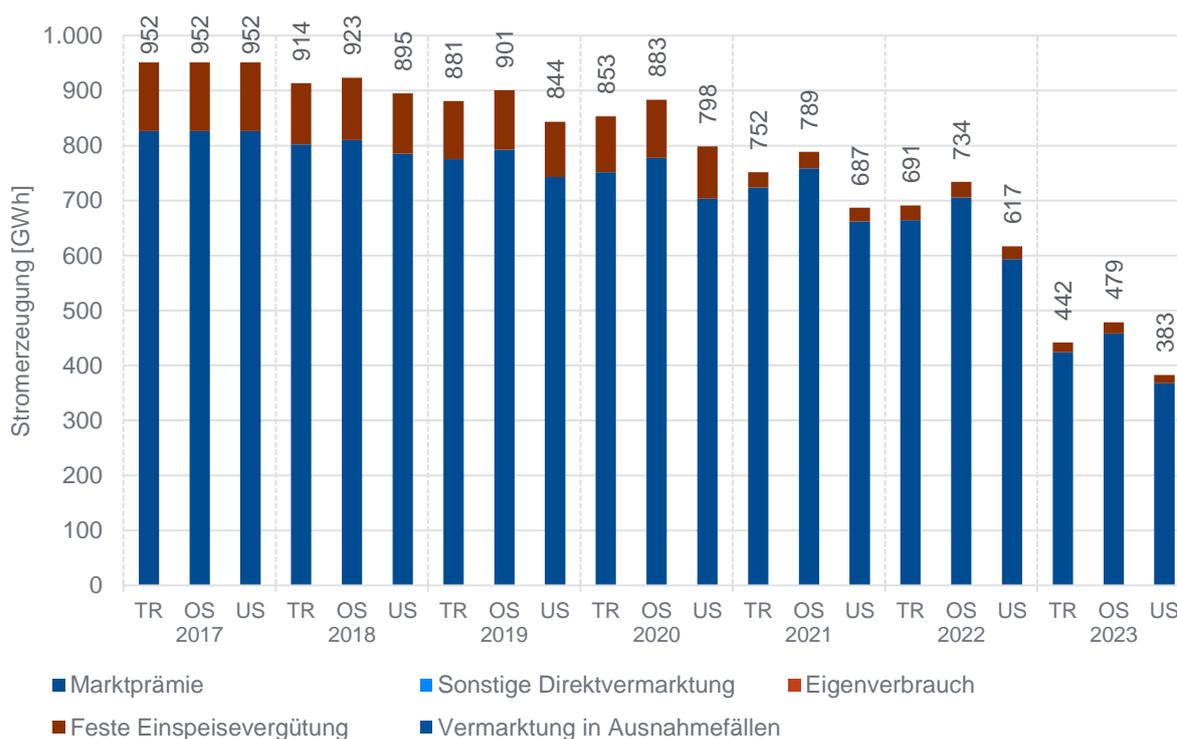
Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

3.4.4 MARKTWERTFAKTOREN

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Grubengasanlagen wird gemäß Anlage 1 zu § 23a EEG 2017 als der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte der EPEX Spot für die deutsche Preiszone definiert. Demzufolge beträgt der Marktwertfaktor für Grubengas immer genau 1.

3.4.5 ENTWICKLUNG DER AUFGESCHLÜSSELTEN GESETZLICHEN VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2023

Im Jahr 2017 ist die gesamte in EEG-Grubengasanlagen produzierte Strommenge in die Kategorien der geförderten Direktvermarktung und der festen Einspeisevergütung gefallen, wobei der Anteil der geförderten Direktvermarktung 87 % betragen hat. Da für den Prognosezeitraum kein weiterer Zubau dieser Technologie erwartet wird, ergeben sich Veränderungen der Stromerzeugung und Auszahlungen im Rahmen des EEG aus dem Rückbau von Anlagen und der unterstellten Entwicklung der Vollbenutzungsstunden. Bis einschließlich 2020 wird eine konstante Verteilung der Strommengen auf die beiden relevanten Veräußerungskategorien erwartet, wobei die Stromerzeugung in Summe mit den Vollbenutzungsstunden leicht sinkt (Abbildung 20). Ein deutlich stärkerer Rückgang der Stromerzeugung aus Grubengasanlagen ergibt sich ab 2021 aufgrund des Wegfalls der Förderung für Anlagen mit Inbetriebnahme in den Jahren bis 2002. Dies betrifft vor allem Anlagen, die in der festen Einspeisevergütung gefördert werden.

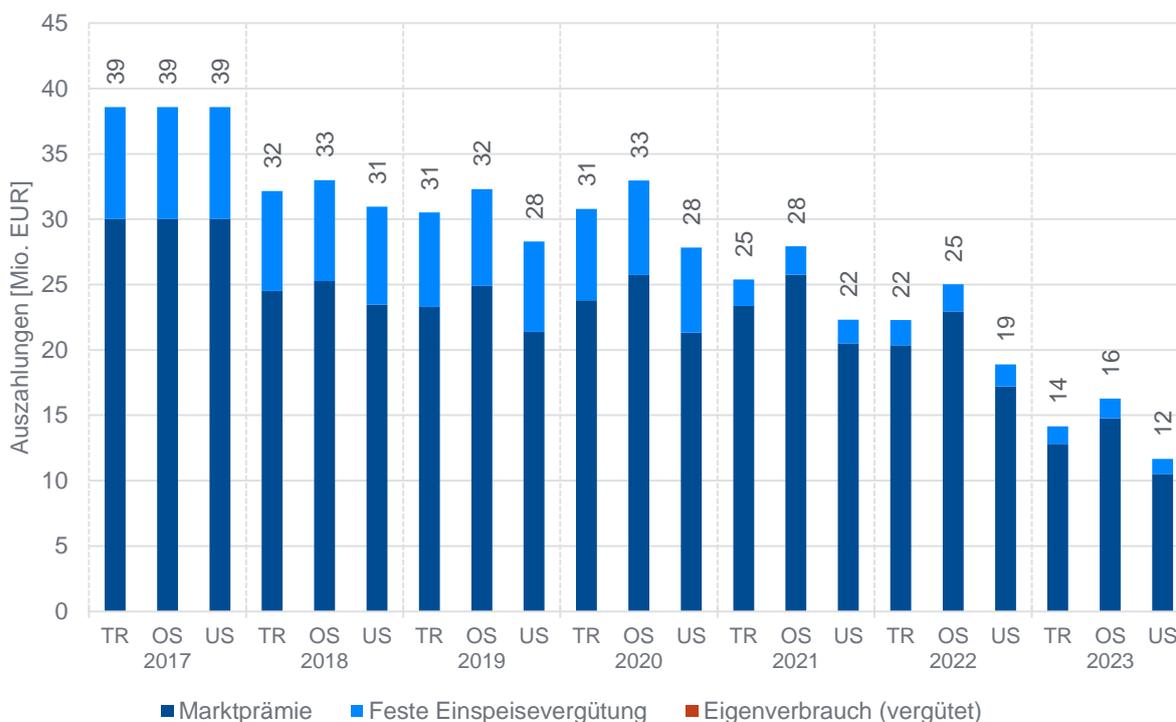


Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

Abbildung 20: Stromerzeugung aus Grubengas nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023

3.4.6 ENTWICKLUNG DER EEG-ZAHLUNGEN NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2023

Die Auszahlungen an die Anlagenbetreiber ergeben sich aus der installierten Leistung, der Zuordnung in die Veräußerungsformen sowie den Annahmen über die Vollbenutzungsstunden. Die aus dem Bestand ermittelten anlagenscharfen Vergütungssätze werden für die Prognose beibehalten, während für Neuanlagen der anzulegende Wert nebst jährlichem Degressionssatz von 1,5 % berücksichtigt werden.



Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

Abbildung 21 Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Grubengas nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023

Zur Ermittlung der Gesamtauszahlung werden die Auszahlungen an die Anlagenbetreiber um die Summe der vermiedenen Netzentgelte reduziert. Die vermiedenen Netzentgelte werden nach der in Abschnitt 2.6.4 beschriebenen Methode berechnet und sind für alle Szenarien und Jahre des Prognosezeitraumes in Tabelle 13 zusammengefasst.

Tabelle 13: Vermiedene Netzentgelte für Stromerzeugung aus Grubengas nach Szenarien bis 2023

	Mio. EUR	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Trend-Szenario		5,59	5,15	4,96	4,80	4,33	4,02	2,86
Oberes Szenario		5,59	5,20	5,08	4,98	4,55	4,27	3,09
Unteres Szenario		5,59	5,04	4,75	4,49	3,96	3,59	2,48

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

3.5 BIOMASSE

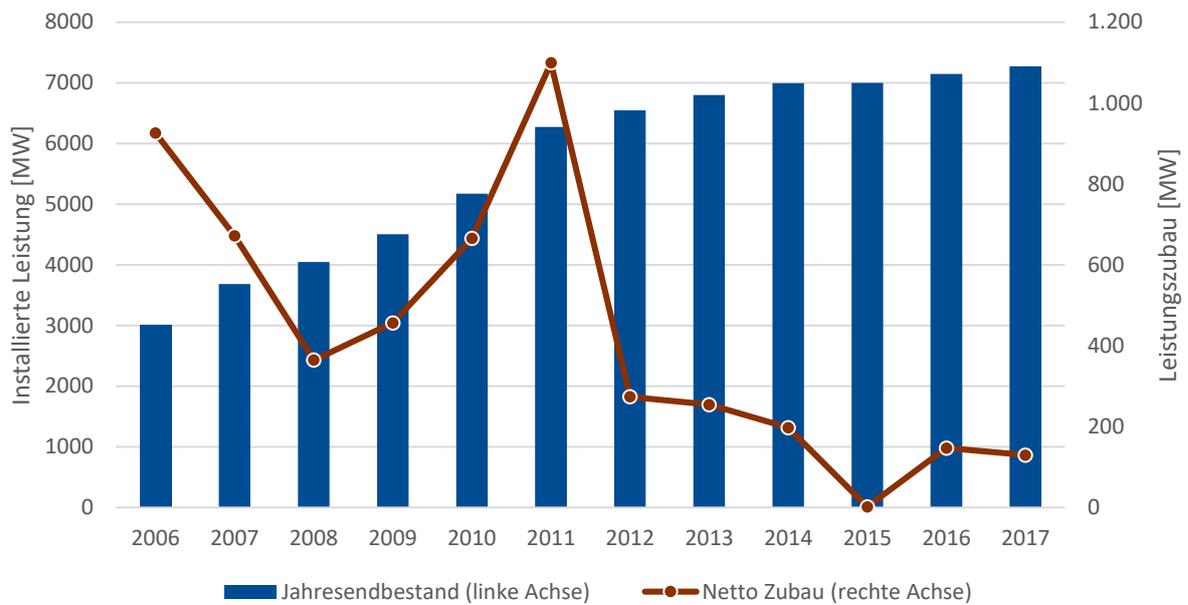
3.5.1 ANALYSE DER BISHERIGEN ENTWICKLUNG

Unter dem Oberbegriff Biomasse werden gemäß der Biomasseverordnung (2016) alle Energieträger aus Phyto- und Zoomasse, inklusive resultierender Folge- und Nebenprodukte, Rückstände und Abfälle, deren Energiegehalt aus Phyto- und Zoomasse stammt, zusammengefasst. Insbesondere wird unterschieden zwischen Biogas, Biomethan, fester und flüssiger Biomasse (Fraunhofer IEE 2018). Die Leistungsentwicklung aus Biomasseanlagen ist seit dem Jahr 2014 relativ konstant. Der Zubau an Neuanlagen erreichte im Jahr 2011 seinen Höhepunkt und ist seitdem rückläufig. Dies ist vornehmlich auf die aus den vergangenen EEG-Novellen resultierenden veränderten Förderbedingungen und die damit verbundenen Kürzungen der Vergütungssätze zurückzuführen.

Seit Einführung der Flexibilitätsprämie im EEG 2012 und des Flexibilitätszuschlags sowie der Begrenzung der Förderung von Stromerzeugung aus Biogasanlagen auf 50 % der installierten Leistung im EEG 2014 (s. auch § 50-50b i.V.m. § 44b (1) (EEG 2017)) wird die Entwicklung der installierten Leistung vor allem durch den Zubau von flexibler Leistung geprägt. Der Trend der letzten Jahre hat sich auch im Jahr 2017 fortgesetzt. Laut Anlagenregister der Bundesnetzagentur (BNetzA 2018e) sind knapp 15 MW neu installiert und gut 9 MW stillgelegt worden, wohingegen eine Leistungserhöhung von 281 MW im Rahmen der Flexibilitätsprämie zu verzeichnen gewesen ist. Somit haben Ende 2017 Biogasanlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt knapp 2 GW bzw. 42 % aller Biogasanlagen eine Förderung durch die Flexibilitätsprämie oder den Flexibilitätszuschlag erhalten.

Diese installierte Leistung beinhaltet Bemessungs- und zusätzliche installierte Leistung, sodass eine Leistungserweiterung dieser Anlagen nicht per se zu einer höheren Stromerzeugung aus Biomasseanlagen führt, sondern vielmehr zu einer flexibleren Fahrweise führen soll (s. Abschnitt 3.5.3). Diese Entwicklung spiegelt sich auch im steigenden Anteil der Biogasanlagen an der installierten Leistung der gesamten Biomasseanlagen wider. Die gesamte installierte Leistung von Biomasseanlagen hat Ende 2017 sich auf 7,3 GW erhöht. Der Anteil der Biogasanlagen hat knapp 63 % betragen und ist somit im Vergleich zum Vorjahr (gut 60 %) angestiegen (Fachverband Biogas 2018). Abbildung 22 stellt die Entwicklung der installierten Leistung aus Biomasseanlagen seit 2006 dar.

Die Bundesnetzagentur hat im September 2017 erstmals ein Ausschreibungsverfahren auf Basis des EEG für Biomasseanlagen durchgeführt. Die Ausschreibung findet einmal jährlich statt; im Jahr 2018 am 1. September. An der Ausschreibung dürfen sich neue Anlagen und – im Unterschied zu Ausschreibungen für andere Technologien – auch Bestandsanlagen beteiligen, wenn der bisherige Zahlungsanspruch nach dem EEG für den erzeugten Strom zum Zeitpunkt des Ausschreibungstermins noch für höchstens acht Jahre besteht. Die Dauer der weiteren Förderung für Bestandsanlagen beträgt zehn Jahre. Die maximal möglichen Zuschläge pro Jahr sind durch die Ausschreibungsvolumina begrenzt. Diese sind für die Jahre 2017 bis 2019 auf 150 MW und für die Jahre 2020 bis 2022 auf 200 MW festgelegt. Das Ausschreibungsvolumen vermindert sich um die Kapazität der im vergangenen Jahr angemeldeten Neuanlagen mit gesetzlicher Förderung.



[MW]	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Netto-Zubau	926	671	365	456	665	1.099	274	254	197	2	147	130
Jahresendbestand	3.013	3.684	4.049	4.505	5.170	6.270	6.544	6.798	6.995	6.997	7.144	7.274

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von ÜNB 2018b

Abbildung 22: Entwicklung der installierten Leistung und des Netto-Zubaus bei Biomasseanlagen seit 2006

In der ersten Ausschreibungsrunde sind 33 Gebote mit einem Volumen von 41 MW abgegeben worden, was gleich einer Ausschöpfung des 122 MW großen Ausschreibevolumens von nur einem Drittel gewesen ist (BNetzA 2017c). Dies ist u.a. auf die kurze Vorbereitungszeit von Geboten und die geringe Erfahrung mit Ausschreibungen zurückzuführen (Rauh 2018). Von den Geboten haben sich zehn auf Neuanlagen und 23 auf Bestandsanlagen bezogen. Die Zurückhaltung bei der Gebotsabgabe von bestehenden Anlagen ist damit zu begründen, dass die Mehrheit der Anlagen noch für mehrere Jahre in der bisherigen Förderung ist und diese attraktiver ist als der für die Gebote geltende Höchstsatz (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2018). Die Gebote erstrecken sich über den Leistungsbereich von 37 kW bis 4,5 MW mit einem durchschnittlichen Gebotsumfang von 1,24 MW. Neun der 33 Gebote sind ausgeschlossen worden, sodass aufgrund des nicht ausgeschöpften Ausschreibungsvolumens alle 24 zugelassenen Gebote mit einem Volumen von 27,5 MW bezuschlagt worden sind. Hiervon sind 20 Zuschläge für Anlagen mit einer installierten Leistung von 21,4 MW bzw. 78 % auf Bestandsanlagen gefallen (BNetzA 2017c). Das nicht ausgeschöpfte Volumen wird auf die nächste Ausschreibung übertragen, während die als in Betrieb gemeldeten Neuanlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt worden ist, abgezogen werden. Im Jahr 2018 beträgt das Ausschreibungsvolumen demnach 226 MW.

3.5.2 LEISTUNGSENTWICKLUNG 2018 BIS 2023

Der im EEG 2014 festgelegte Ausbaukorridor in Höhe von 100 MW installierter Leistung p.a. sowie die im EEG 2017 festgelegte Ausschreibungsmenge von 150 MW sind bislang kaum ausgeschöpft worden. Bis Juni 2018 sind Anlagen mit einer Leistung von 12 MW neu in Betrieb genommen sowie 0,4 MW stillgelegt worden (BNetzA 2018e). Insgesamt sind bereits genehmigte Anlagen mit einer installierten Leistung von

27,6 MW mit einer geplanten Inbetriebnahme für das Jahr 2018 gemeldet (BNetzA 2018e). Außerdem haben Anlagen mit einer Leistung von 10 MW erstmalig die Flexibilitätsprämie in Anspruch genommen. Diese Anlagen haben ihre installierte Leistung im Schnitt verdoppelt (Überbauung nach oben). Die Leistungserhöhung im Rahmen der Flexibilitätsprämie summiert sich im ersten Halbjahr 2018 auf 140 MW und setzt somit den Trend aus dem Jahr 2017 fort. Teilweise findet auch ein „Überbauen nach unten“ statt, d.h. durch Beschränkung der Bemessungsleistung auf einen Teil der installierten Leistung wird der andere Teil im Rahmen der Flexibilitätsprämie förderungsfähig, ohne dass Leistung zugebaut wird (Rauh 2018).

Die Leistungserweiterungen bzw. -umwidmungen im Rahmen der Flexibilitätsprämie kumulieren sich seit Einführung der Flexibilitätsprämie auf 686 MW, was zu einer Ausschöpfung des Förderdeckels in Höhe von 1.350 MW von gut 50 % führt (BNetzA 2018e). Da Bestandsanlagen, die sich im Rahmen der Ausschreibungen um eine Anschlussvergütung bemühen, den Flexibilitätsanforderungen von Neuanlagen genügen müssen, wird erwartet, dass sie sich bereits zuvor durch Leistungserweiterung vorbereiten und so noch vor Teilnahme an der Ausschreibung von der Flexibilitätsprämie profitieren. Folglich wird davon ausgegangen, dass die Leistungserweiterung zukünftig in derselben Geschwindigkeit fortgesetzt und somit der Förderdeckel von 1.350 MW voraussichtlich schon Ende des Jahres 2020 erreicht wird. In diesem Zeitraum stellen diese Leistungserweiterungen den größten Anteil der zugebauten installierten Leistung dar. Die aktuell diskutierte mögliche Absenkung des Förderdeckels auf 1.100 MW (z. B. energate messenger 2018a, 2018b) wird im unteren Szenario berücksichtigt und hat zur Folge, dass der reduzierte Förderdeckel schon Ende des Jahres 2019 ausgeschöpft sein würde.

Des Weiteren findet ab 2019 ein Zubau der in den Ausschreibungen bezuschlagten Anlagen statt. Dies geht auf die Realisierungsfristen für Neu- und Bestandsanlagen von bis zu zwei (§ 39d (1) EEG 2017) bzw. drei Jahren (§ 39f (2) EEG 2017) zurück. Es wird angenommen, dass die Anlagen jeweils ab Beginn des zweiten bzw. dritten auf die Ausschreibung folgenden Kalenderjahres in Betrieb genommen werden. Demnach wird damit gerechnet, dass die in der ersten Ausschreibung im September 2017 erfolgreichen Anlagen ab dem Jahr 2019 den Betrieb aufnehmen (Neuanlagen) bzw. ab dem Jahr 2020 den Betrieb mit neuer Vergütung fortsetzen (Bestandsanlagen).

Für die kommenden Ausschreibungsrunden wird erwartet, dass die Zahl der Gebote zunimmt. Es werden sich vermehrt bestehende Biomasseanlagen, deren gesetzliche Förderung für 20 Jahre in wenigen Jahren ausläuft, um eine Anschlussförderung bemühen. Dies wird in Branchenkreisen einheitlich unterstellt (Rauh 2018; Fraunhofer IEE 2018). Voraussichtlich werden, wie in der ersten Ausschreibungsrunde, im Wesentlichen Bestandsanlagen Gebote einreichen (Rauh 2018). Zusätzlich werden auch einige neue Anlagen die Förderung über eine Ausschreibung anstreben. Für die Prognose wird angenommen, dass der Anteil der Bestandsanlagen an den erfolgreichen Geboten in 2018 auf 80 % und ab 2019 auf 90 % steigt. Für die Definition der Szenarien wird weiterhin die Annahme zugrunde gelegt, dass das Ausschreibungsvolumen im Trendszenario jeweils zu zwei Dritteln ausgeschöpft wird. Dagegen wird im oberen Szenario ein vollständiges Ausschöpfen und für das untere Szenario ein Ausschöpfen der Hälfte der ausgeschriebenen Menge unterstellt. Die nicht ausgeschöpften Mengen werden in den Ausschreibungen der folgenden Jahre berücksichtigt.

Neben Leistungserweiterungen im Rahmen der Flexibilitätsprämie und dem in Ausschreibungen ermittelnden Zubau, findet ein Zubau von bereits genehmigten Anlagen statt, für die eine geplante Inbetriebnahme für die Jahre 2018 und 2019 gemeldet ist. Zudem wird erwartet, dass der Zubau von Kleinanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 kW mit 10 MW jährlich konstant bleibt.

Der Weiterbetrieb von Biomasseanlagen, die aus der EEG-Vergütung fallen und sich nicht um eine Anschlussvergütung bemühen, ist nach Einschätzung von Experten (Rauh 2018) in der Regel nicht wirtschaftlich möglich ist. Dies ist im Einzelfall sicherlich von den verwendeten Einsatzstoffen abhängig, dennoch wird für die Prognose angenommen, dass diese Anlagen stillgelegt werden. Dies macht sich in einem steigenden Rückbau ab dem Jahr 2021 bemerkbar, da alle Anlagen mit Inbetriebnahme bis einschließlich des Jahres 2000 lediglich bis zum Ende des Jahres 2020 nach dem EEG vergütet werden. Zusätzlich wird ein kleiner Teil der Bestandsanlagen verfrüht, d.h. vor Ende der zwanzigjährigen Vergütungsdauer, stillgelegt. Diese Stilllegungen bewegen sich entsprechend den historischen Werten je nach Szenario im Rahmen von 12 bis 28 MW jährlich.

Die aggregierten Annahmen bzgl. Zubau (inkl. Leistungserweiterungen) und Rückbau sowie dem Bestand zum Ende eines Kalenderjahres werden in Tabelle 14 für alle Szenarien zusammengefasst.

Tabelle 14: Prognose der Leistungsentwicklung von Biomasseanlagen zwischen 2018 und 2023 nach Szenarien

[MW]	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Trend-Szenario						
Zubau	335	306	306	162	121	171
Rückbau	20	20	32	412	182	172
Jahresendbestand	7.589	7.875	8.149	7.899	7.838	7.838
Oberes Szenario						
Zubau	335	306	321	221	108	191
Rückbau	17	13	22	402	172	162
Jahresendbestand	7.592	7.886	8.185	8.004	7.940	7.969
Unteres Szenario						
Zubau	335	300	54	131	110	156
Rückbau	23	28	42	422	192	182
Jahresendbestand	7.586	7.858	7.871	7.580	7.498	7.472

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

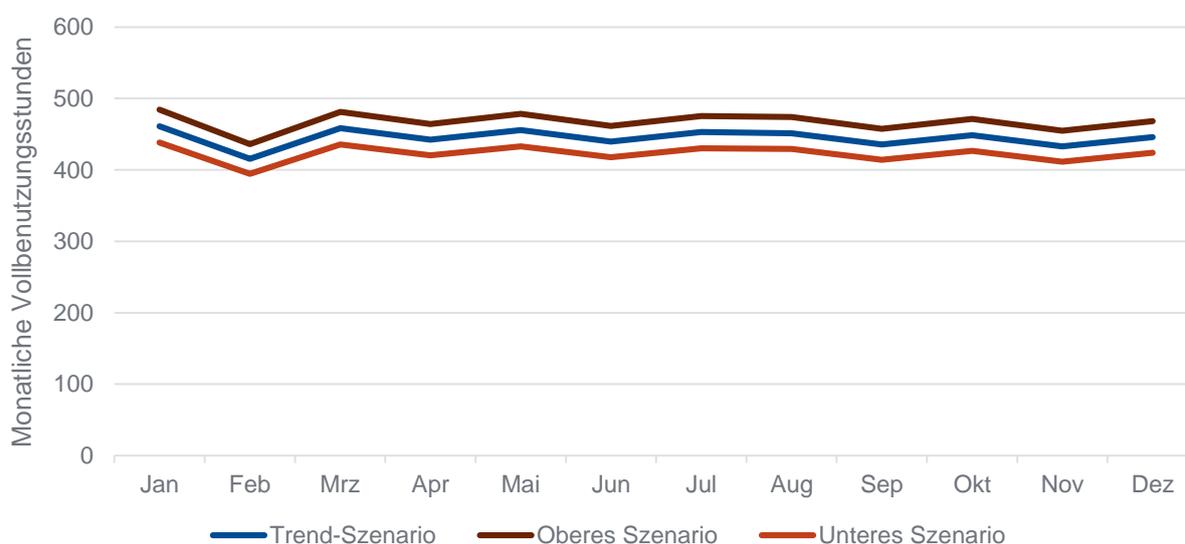
3.5.3 VOLLBENUTZUNGSTUNDEN UND STROMERZEUGUNG

Im Zuge der Überbauung von Biogasanlagen im Rahmen der Flexibilisierung steigt die installierte Kapazität. Diese wird jedoch im Jahresmittel nicht abgerufen, da bei der Förderung mit Flexibilitätsprämie die zusätzliche Leistung per Definition im Mittel nicht ausgeschöpft werden darf. Den Annahmen zufolge wird zudem ein Großteil der Neuanlagen nach den Anforderungen des Flexibilitätszuschlags zugebaut, bei dem eine über die Begrenzung nach § 44b (1) EEG 2017 hinausgehende Strommenge nicht im Rahmen des EEG vergütet wird. Faktisch werden diese Anlagen auf eine mittlere Benutzungsstundenzahl von 50 % der

Jahresstunden begrenzt. Folglich sinken die jährlichen Vollbenutzungsstunden für die Erzeugung aus Biomasseanlagen mit der Entwicklung des Anlagenbestands. Ein Rückgang ist in den auf Basis von AGEE (2018) berechneten Vollbenutzungsstunden für Anlagen mit Biogas und Biomethan bereits seit 2015 zu beobachten.

Dementsprechend werden die im Jahr 2017 realisierten Vollbenutzungsstunden für verschiedene Anlagenklassen differenziert als Grundlage für die Prognose herangezogen. Unterschieden werden die Anlagen anhand der installierten Kapazität sowie nach der Förderung mit Flexibilitätsprämie, der Förderung mit Flexibilitätszuschlag oder ohne Flexibilisierung. Im Ergebnis ergeben sich für das Jahr 2018 durchschnittlich 5.541 Vollbenutzungsstunden, die leicht unterhalb der im Jahr 2017 realisierten Vollbenutzungsstunden von 5.641 liegen.

Die Stromerzeugung aus Biomasseanlagen ist weitgehend dargebotsunabhängig. Zwar werden viele Biomasseanlagen als KWK-Anlagen betrieben, jedoch decken sie häufig einen weitgehend temperaturunabhängigen (Grundlast-)Wärmebedarf. Daher wird für die Prognose ein konstanter Ausnutzungsgrad der Anlagen über das Jahr angenommen. Die monatlichen Vollbenutzungsstunden schwanken somit mit der Anzahl an Stunden pro Monat. Die Förderung von Flexibilität zielt darauf ab, dass Biogasanlagen insbesondere bei hoher Residualnachfrage zur Stromerzeugung genutzt werden. Hinsichtlich der monatlichen Vollbenutzungsstunden sind jedoch nur wenig Schwankungen zu erwarten, da die Residualnachfrage innerhalb der Tage eines Monats und zwischen den Tagen schwankt und zudem eine saisonal niedrigere Residualnachfrage in der Regel mit einem niedrigeren Angebot aus konventionellen Kraftwerken einhergeht, da diese dann planmäßig in Revision gehen. Dementsprechend werden für die Prognose nur Schwankungen der Vollbenutzungsstunden aufgrund der unterschiedlichen Zahl von Stunden pro Monat sowie die Effekte der Kapazitätsausweitung im Rahmen von Flexibilitätsprämie und Flexibilitätszuschlag berücksichtigt. Letzteres führt zu einer leicht sinkenden Zahl der Vollbenutzungsstunden der Monate innerhalb eines Jahres. Der monatliche Verlauf der Vollbenutzungsstunden in den drei Szenarien ist für das Jahr 2019 in Abbildung 23 dargestellt.



Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

Abbildung 23: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Biomasse nach Szenarien im Jahr 2019

Für die Prognose im oberen und unteren Szenario sind die Schwankungen der Vollbenutzungsstunden der letzten zehn Jahre nach AGEE (Bundesregierung 2018) berücksichtigt und die prognostizierten Vollbenutzungsstunden im Trendszenario entsprechend skaliert. Für das obere Szenario werden 5 % höhere und für das untere Szenario 5 % niedrigere Vollbenutzungsstunden angenommen. Tabelle 15 gibt einen Überblick über die durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden sowie die Stromerzeugung im Prognosezeitraum.

Tabelle 15: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung für Biomasse nach Szenarien (2017-2023)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	5.641	5.541	5.340	5.175	5.087	5.049	5.016
Stromerzeugung [GWh/a]	41.036	41.279	41.352	41.517	39.873	39.297	38.943
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	5.641	5.818	5.607	5.433	5.334	5.293	5.258
Stromerzeugung [GWh/a]	41.036	43.347	43.458	43.718	42.203	41.735	41.443
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	5.641	5.264	5.076	5.003	4.996	4.963	4.932
Stromerzeugung [GWh/a]	41.036	39.214	39.252	39.346	37.658	36.985	36.548

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

3.5.4 MARKTWERTFAKTOREN

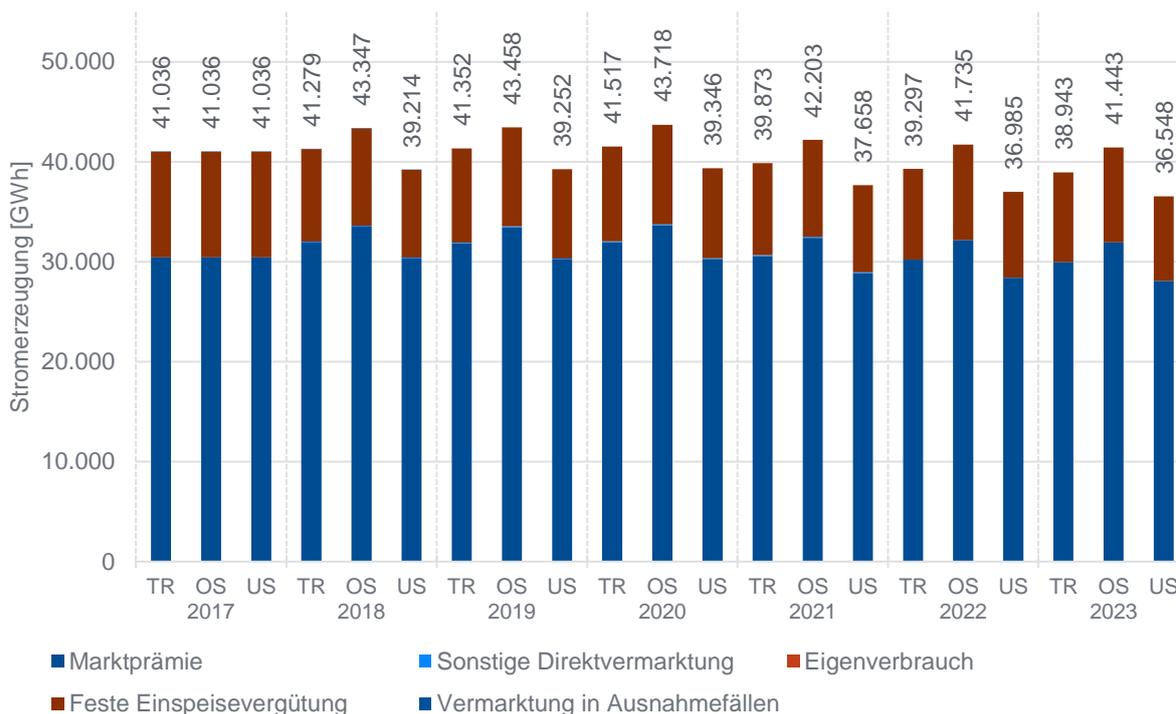
Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Biomasse wird gemäß Anlage 1 zu § 23a EEG 2017 als der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte der EPEX Spot für die deutsche Preiszone definiert. Demzufolge beträgt der Marktwertfaktor für Biomasse immer genau 1.

3.5.5 ENTWICKLUNG DER AUFGESCHLÜSSELTEN GESETZLICHEN VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2023

Für Neuanlagen ist die vergütete Direktvermarktung der Regelfall. Dies gilt auch für Bestandsanlagen in der Einspeisevergütung, die sich erfolgreich um eine Anschlussvergütung bemühen, da sie nach dem Wechsel in die Anschlussvergütung als Neuanlagen gelten. Für alle Neuanlagen, die im Rahmen der Ausschreibungen errichtet werden, wird angenommen, dass sie zusätzlich mit dem Flexibilitätszuschlag gefördert werden, da dies in Vergangenheit für den Großteil der Neuinbetriebnahmen beobachtet worden ist. Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 kW haben weiterhin die Möglichkeit, die feste Einspeisevergütung in Anspruch zu nehmen. Die Inanspruchnahme dieser Vergütungsform wird auch für zukünftig in dieser Größenklasse errichtete Anlagen unterstellt. Aufgrund der Annahme, dass Bestandsanlagen, die aus der EEG-Vergütung fallen und keine Anschlussvergütung bekommen, stillgelegt werden, wird auch für die Prognosejahre keine signifikante Stromerzeugung in der sonstigen Direktvermarktung erwartet.

Im Jahr 2017 hat die in der geförderten Direktvermarktung veräußerte Strommenge mit 31 TWh einen Anteil von gut drei Viertel der gesamten in EEG-geförderten Biomasseanlagen erzeugten Strommenge erreicht (Abbildung 24). Aufgrund der sinkenden Vollbenutzungsstunden bleibt dieser Anteil trotz des

überdurchschnittlichen Ausbaus der installierten Leistung in dieser Kategorie im Prognosezeitraum nahezu konstant.



Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

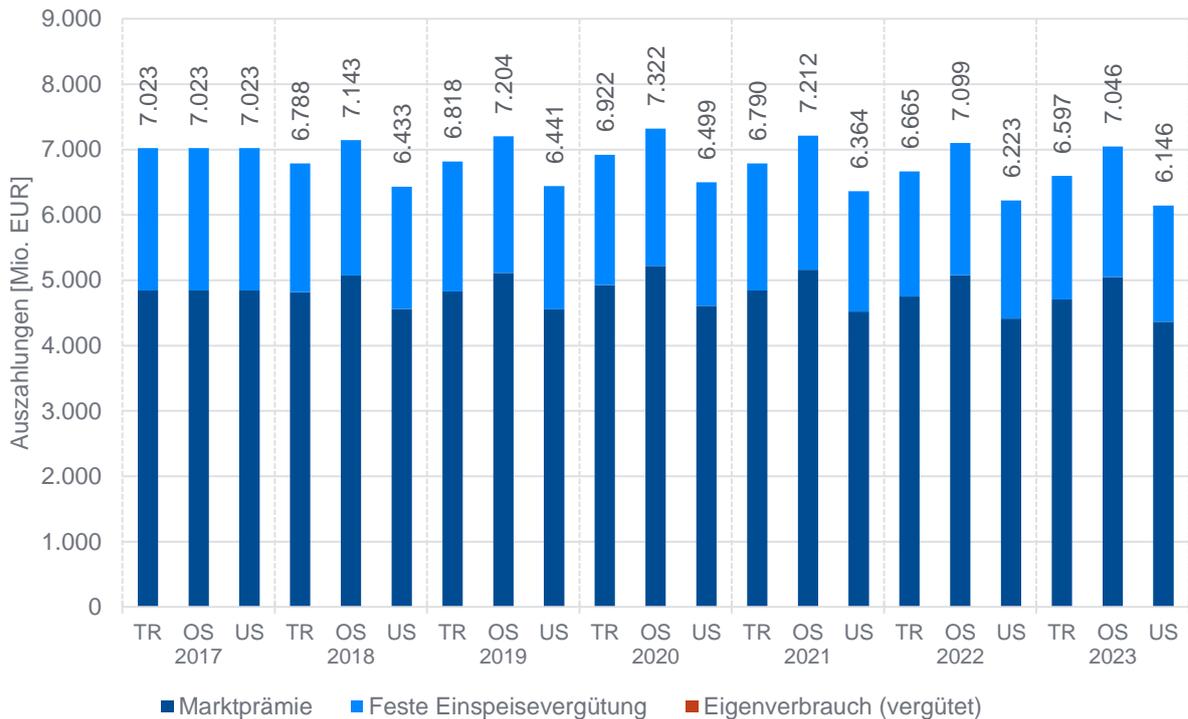
Abbildung 24: Stromerzeugung aus Biomasse nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023

3.5.6 ENTWICKLUNG DER EEG-ZAHLUNGEN NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2023

Für die Ermittlung der Vergütungszahlungen der Bestandsanlagen werden die durchschnittlichen Vergütungssätze, die aus den testierten Bewegungsdaten (ÜNB 2018c) hervorgehen, anlagenscharf herangezogen. Die Vergütung von Neuanlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich ermittelt wird, basiert auf den im EEG 2017 vorgegebenen Vergütungssätzen und Degressionsfaktoren.

Für Anlagen, deren anzulegender Wert im Rahmen von Ausschreibungen ermittelt wird, werden folgende Annahmen getroffen. Für die in der ersten Ausschreibungsrunde erfolgreichen Bestands- bzw. Neuanlagen wird der jeweilige mengengewichtete Zuschlagswert angesetzt. Die Erwartungen von Experten über die Zuschlagswerte künftiger Ausschreibungen gehen auseinander. Einerseits lassen erwartete steigende Beteiligung und Gebotsabgaben ein Sinken der durchschnittlichen Zuschlagswerte vermuten (Fraunhofer IEE 2018); andererseits wird erwartet, dass sich die Gebote eher an der Grenze der zulässigen Höchstgebote orientieren (Rauh 2018). Im Trendszenario wird daher in Anlehnung an die erste Ausschreibung angenommen, dass die bezuschlagten Gebote im Schnitt jeweils 85 % der für Bestands- und Neuanlagen geltenden Höchstgebote betragen. Im oberen Szenario wird jeweils das Höchstgebot und im unteren Szenario jeweils 50 % des Höchstgebots als durchschnittlicher anzulegender Wert unterstellt. Der für die Höchstgebote geltende Degressionsfaktor von jährlich 1 % wird dabei berücksichtigt.

Die Auszahlungen, die sich im Prognosezeitraum für die geförderte Stromerzeugung aus Biomasseanlagen ergeben, sind in Abbildung 25 zusammenfassend dargestellt.



Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

Abbildung 25: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Biomasse nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023

Zur Ermittlung der Gesamtauszahlung werden die Auszahlungen an die Anlagenbetreiber um die Summe der vermiedenen Netzentgelte reduziert. Die vermiedenen Netzentgelte werden nach der in Abschnitt 2.6.4 beschriebenen Methode berechnet und sind für alle Szenarien und Jahre des Prognosezeitraumes in Tabelle 16 zusammengefasst.

Tabelle 16: Vermiedene Netzentgelte für Stromerzeugung aus Biomasse nach Szenarien bis 2023

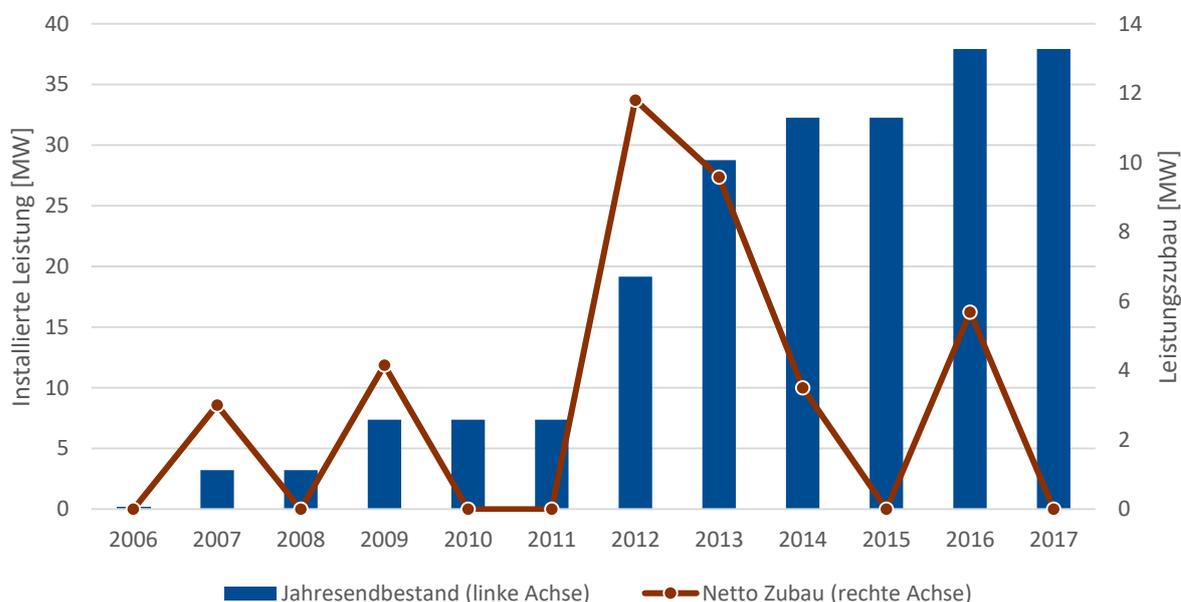
Mio. EUR	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Trend-Szenario	400,65	324,54	324,94	325,95	313,57	310,30	305,84
Oberes Szenario	400,65	340,84	341,65	343,51	332,37	330,18	326,26
Unteres Szenario	400,65	308,26	308,32	308,65	295,76	291,52	286,33

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

3.6 GEOTHERMIE

3.6.1 ANALYSE DER BISHERIGEN ENTWICKLUNG

In Deutschland haben sich im Juni 2018 zehn hydrothermale Geothermie-Kraftwerke mit einer installierten Leistung von 42 MW am Netz befunden. Sieben dieser Anlagen befinden sich im bayrischen Molassebecken. Die drei weiteren Anlagen nutzen die Wärme des Oberrheingraben. In Deutschland kommt neben diesen beiden Regionen für die geothermische Stromerzeugung noch das Norddeutsche Becken in Frage. Diese Gebiete sind entweder durch hohe geothermische Gradienten oder durch ihre gut ausgebildeten Aquifere charakterisiert (gec-co 2018). Trotz einiger weiterer Projekte wird die Stromerzeugung aus Geothermie in Deutschland auch zukünftig eine untergeordnete Rolle spielen. In Abbildung 26 ist die Leistungsentwicklung zwischen 2006 und 2017 dargestellt.



[MW]	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Netto-Zubau	0	3	0	4	0	0	12	10	4	0	6	0
Jahresendbestand	0	3	3	7	7	7	19	29	32	32	38	38

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von ÜNB 2018b

Abbildung 26: Entwicklung der installierten Leistung und des Netto-Zubaus bei Geothermieranlagen seit 2006

3.6.2 LEISTUNGSENTWICKLUNG 2018 BIS 2023

Die Prognose der elektrischen Leistungsentwicklung aus Geothermie wird zum einen auf Basis einer Recherche von momentan in Planung befindlichen Anlagen und deren voraussichtlicher Inbetriebnahme erstellt. Zum anderen wird der historische Zubau mitberücksichtigt. Durchschnittlich ist in den letzten Jahren etwa ein Projekt p.a. zugebaut worden. Im April 2018 ist in Taufenkirchen eine Anlage mit 4 MW in Betrieb genommen worden (BNetzA 2018e). Da in 2018 voraussichtlich keine weitere Anlage ans Netz gehen wird, wird dieser Zubau in allen drei Szenarien unterstellt. Im Frühjahr 2019 wird nach aktuellem

Stand eine Geothermianlage in Holzkirchen mit einer Leistung von 3,4 MW mit der Stromproduktion beginnen. Ein weiteres geplantes Projekt, welches sich aktuell in der Bohrphase befindet, liegt in der Gemeinde Garching an der Alz (Tiefengeothermie-Projekt Bruck) mit einer elektrischen Leistung von 3,5 MW. Weitere recherchierte Projekte, die im Betrachtungszeitraum realisiert werden könnten, umfassen Anlagen in Icking (Geothermieprojekt Dorfen/Höhenrain) und Tittmoning (Bundesverband Geothermie 2018). Grundsätzlich liegen Projektentwicklungszeiten tiefer Geothermiekraftwerke zwischen fünf und sieben Jahren (gec-co 2018). Das geplante Geothermiekraftwerk in Icking könnte mit einer Leistung von 30 MW das bislang leistungsfähigste Projekt in Deutschland werden (Winatschek 2018). Das geplante Projekt in Weilheim/Wielenbach mit einer Leistung von 26 MW ist indessen eingestellt worden. Die Bohrung hat zwar eine gute Fündigkeit für Thermalwasser aufgewiesen, hat jedoch ein signifikantes Vorkommen von Erdgas besessen, welches für die Produktion von Thermalwasser hinderlich ist und die Förderung aus der Bohrung unwirtschaftlich macht (Erdwärme Oberland GmbH 2018).

In Zukunft kann auch für weitere geplante Projekte davon ausgegangen werden, dass Probebohrungen nicht fündig werden oder nicht zufriedenstellend verlaufen und daher keine Realisierung zustande kommt. Außerdem stoßen Geothermieprojekte aufgrund mangelnder Akzeptanz in der Bevölkerung und unbefriedigender Projektkommunikation regelmäßig auf Widerstand (Winatschek 2018). Stand Februar 2018 hat kein Geothermie-Kraftwerksbetreiber mehr als zwei Projekte umgesetzt (gec-co 2018). Dies hat zur Folge, dass noch keine Skaleneffekte erzielt worden sind. Skaleneffekte in der Geothermie könnten allerdings erzielt werden, wenn mehrere Projekte an vergleichbaren Standorten gebaut werden oder ein Projektentwickler mehrere Bohrungen abteuft (gec-co 2018). Kostensenkungen könnten demnach zu einem höheren Zubau von Geothermianlagen führen. Diese Unsicherheiten werden in den Szenarien berücksichtigt.

Für das Trendszenario wird unterstellt, dass im Betrachtungszeitraum eine Geothermianlage pro Jahr zugebaut wird. Die Leistung basiert dabei auf der durchschnittlichen Anlagengröße bestehender und geplanter Projekte. Im unteren Szenario wird ein langsamerer Zubau angenommen, indem nur jedes zweite Jahr eine Anlage ans Netz geht. Das obere Szenario bildet wie das Trendszenario den Bau einer Anlage pro Jahr ab. Allerdings wird im Jahr 2021 der Zubau der Anlage in Icking mit der weit überdurchschnittlichen Leistung von 30 MW unterstellt.

Aufgrund des jungen Anlagenbestands ist innerhalb des Betrachtungszeitraums kein Rückbau zu erwarten. Tabelle 17 fasst die Annahmen zur Entwicklung der installierten Leistung für die drei Szenarien zusammen.

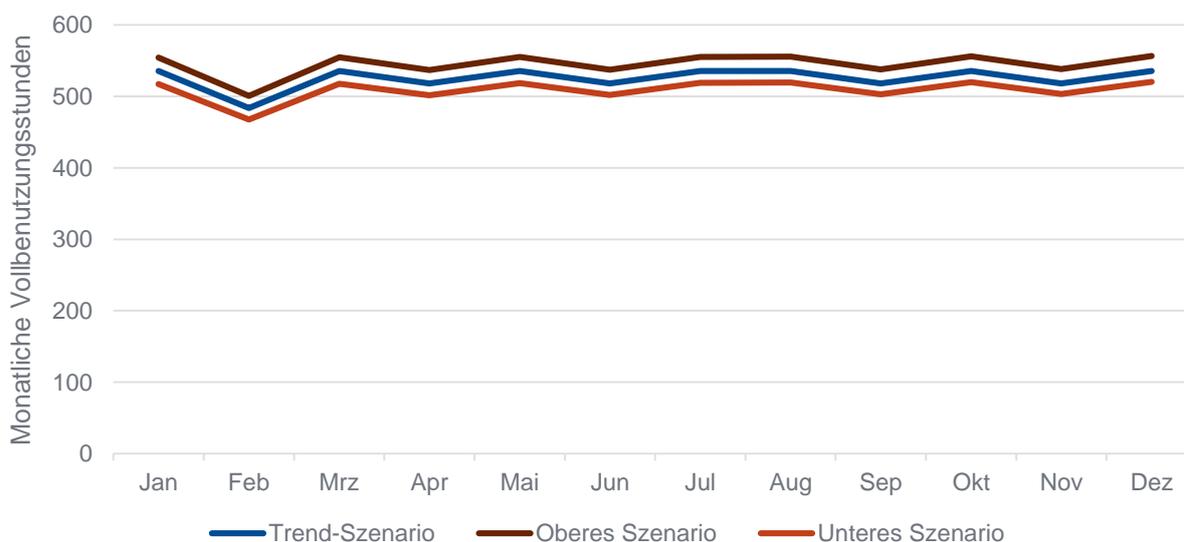
Tabelle 17: Prognose der Leistungsentwicklung von Geothermieranlagen zwischen 2018 und 2023 nach Szenarien

[MW]	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Trend-Szenario						
Zubau	5	4	4	4	4	4
Rückbau	0	0	0	0	0	0
Jahresendbestand	43	47	51	55	59	63
Oberes Szenario						
Zubau	5	4	4	30	4	4
Rückbau	0	0	0	0	0	0
Jahresendbestand	43	47	51	81	85	89
Unteres Szenario						
Zubau	5	4	0	4	0	4
Rückbau	0	0	0	0	0	0
Jahresendbestand	43	47	47	51	51	55

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

3.6.3 VOLLBENUTZUNGSSTUNDEN UND STROMERZEUGUNG

Die Prognose der Vollbenutzungsstunden basiert auf den aus den Stamm- und Bewegungsdaten (ÜNB 2018b, 2018c) errechneten Vollbenutzungsstunden für das Jahr 2017 in Höhe von 6.304. Die Annahme, dass die Vollbenutzungsstunden innerhalb des Prognosezeitraumes konstant bleiben, wird von Experten bestätigt (Winatschek 2018). Die Stromerzeugung von Geothermieranlagen ist nicht dargebotsabhängig und kann somit als konstant angesehen werden. Ein Verlauf der Vollbenutzungsstunden über das Jahr, der sich aus der wärmebezogenen Führung der Anlagen ergeben kann, ist für die im Jahr 2017 aktiven Anlagen auf Basis der Bewegungsdaten der Anlagen in der vergüteten Direktvermarktung (ÜNB 2018b, 2018c) nicht bestätigt werden. Folglich wird ein konstanter Verlauf über das Jahr angenommen (Abbildung 27).



Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

Abbildung 27: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Geothermie nach Szenarien im Jahr 2019

Für die Abbildung der Szenarien werden die Vollbenutzungsstunden jeweils skaliert. Aufgrund der geringen Anlagenzahl sind in den nach AGEE-Statistik (2018) berechneten Vollbenutzungsstunden starke Schwankungen zu beobachten. Für die Skalierung werden daher nur die letzten drei Jahre herangezogen. Entsprechend werden die Vollbenutzungsstunden im Vergleich zum Trendszenario für das obere Szenario um 9 % hoch- und für das untere Szenario um 4 % herunterskaliert. Im oberen Szenario wird zudem eine aufgrund von Erfahrungen höhere Verfügbarkeit der Anlagen unterstellt, die sich in einer steigenden Zahl von Vollbenutzungsstunden ausdrückt. Im unteren Szenario geschieht dies auf niedrigerem Niveau. Tabelle 18 gibt einen Überblick über die durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden sowie die Stromerzeugung im Prognosezeitraum.

Tabelle 18: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung für Geothermie nach Szenarien (2017-2023)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	6.304	6.304	6.304	6.322	6.305	6.304	6.304
Stromerzeugung [GWh/a]	239	260	286	312	336	360	385
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	6.304	6.473	6.539	6.584	6.641	6.684	6.693
Stromerzeugung [GWh/a]	239	267	297	325	448	556	583
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	6.304	6.074	6.110	6.146	6.148	6.163	6.180
Stromerzeugung [GWh/a]	239	251	278	290	303	315	329

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

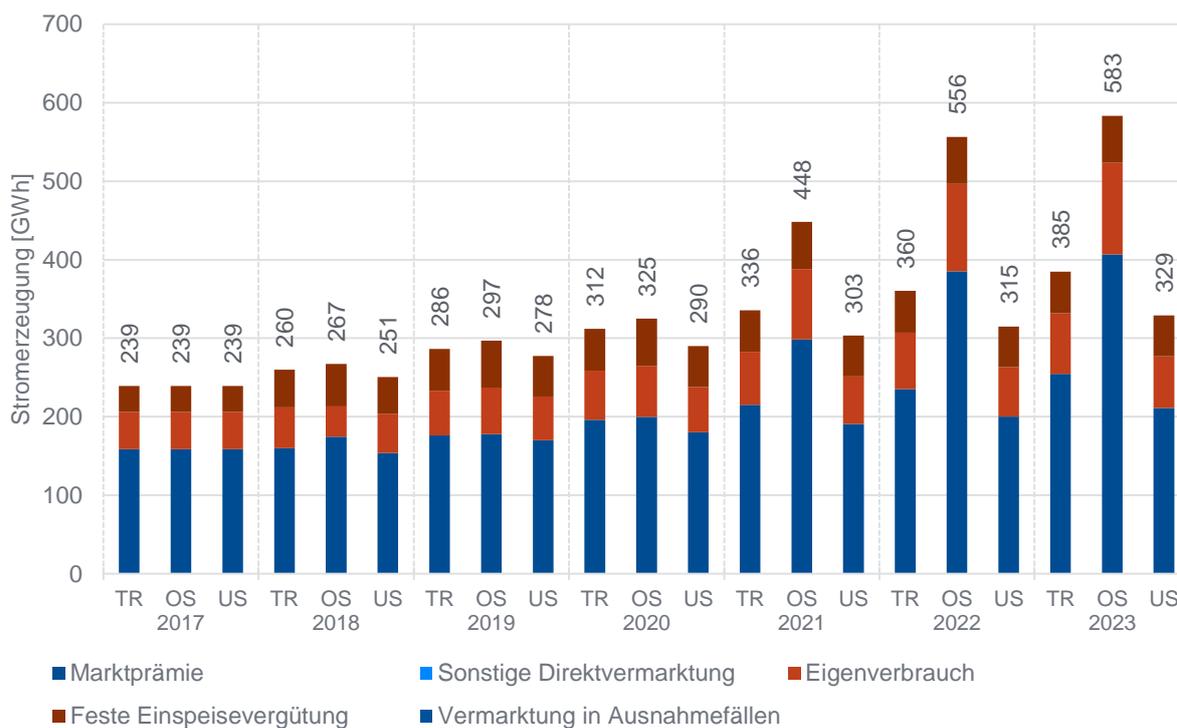
Der im Bericht des letzten Jahres (r2b 2017) angesetzte Anteil der Eigenstromerzeugung von 20 % ist von dem befragten Experten (Winatschek 2018) bestätigt worden und wird auch für die diesjährige Prognose herangezogen.

3.6.4 MARKTWERTFAKTOREN

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Geothermie wird gemäß Anlage 1 zu § 23a EEG 2017 als der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte der EPEX Spot für die deutsche Preiszone definiert. Demzufolge beträgt der Marktwertfaktor für Geothermie immer genau 1.

3.6.5 ENTWICKLUNG DER AUFGESCHLÜSSELTEN GESETZLICHEN VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2023

Die Strommengen nach Veräußerungsformen verteilen sich auf die Kategorien der geförderten Direktvermarktung (etwa zwei Drittel) und feste Einspeisevergütung, wobei letztere mengenmäßig eher unbedeutend gewesen ist. Zudem werden Annahmen gemäß 20 % Eigenstrom erzeugt. Die Gesamtstrommenge in allen Szenarien steigt mit der installierten Leistung über den Prognosezeitraum (Abbildung 28). Hierbei sticht der angenommene Zubau der 30 MW Anlage in Icking im oberen Szenario (s. Abschnitt 3.6.2) besonders hervor.

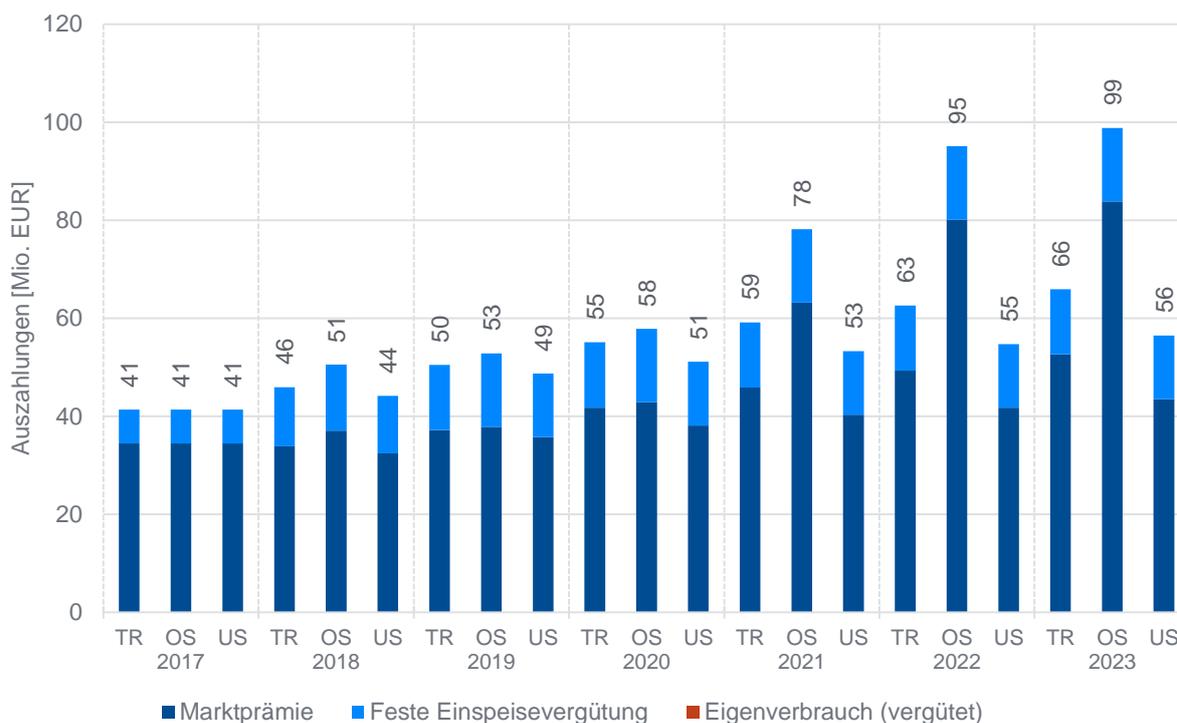


Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

Abbildung 28: Stromerzeugung aus Geothermie nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023

3.6.6 ENTWICKLUNG DER EEG-ZAHLUNGEN NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2023

Die Auszahlungen an die Anlagenbetreiber ergeben sich aus der installierten Leistung, der Zuordnung in die Veräußerungsformen sowie den Annahmen über die Vollbenutzungstunden. Die anlagenscharfen Vergütungssätze, die für den Bestand ermittelt worden ist, werden für die Prognose beibehalten, während für Neuanlagen der anzulegende Wert angesetzt wird. Eine Degression des anzulegenden Wertes ist nach dem EEG 2017 erst ab dem Jahr 2021 vorgesehen und wird bei der Prognose entsprechend berücksichtigt. Eigenverbrauch aus Geothermieanlagen wird nicht vergütet. Die Auszahlungen steigen analog zu den Strommengen mit der installierten Leistung über die Jahre des Prognosezeitraums (Abbildung 29). Ebenso ist der im oberen Szenario unterstellte Zubau der Großanlage in Icking im Jahr 2021 (s. Abschnitt 3.6.2) auch in den Vergütungszahlungen deutlich erkennbar.



Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von ÜNB 2018b

Abbildung 29: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Geothermie nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023

Zur Ermittlung der Gesamtauszahlung werden die Auszahlungen an die Anlagenbetreiber um die Summe der vermiedenen Netzentgelte reduziert. Die vermiedenen Netzentgelte werden nach der in Abschnitt 2.6.4 beschriebenen Methode berechnet und sind für alle Szenarien und Jahre des Prognosezeitraumes in Tabelle 19 zusammengefasst.

Tabelle 19: Vermiedene Netzentgelte für Stromerzeugung aus Geothermie nach Szenarien bis 2023

Mio. EUR	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Trend-Szenario	1,85	1,79	2,00	2,21	2,40	2,60	2,80
Oberes Szenario	1,85	1,97	2,08	2,31	3,30	4,17	4,39
Unteres Szenario	1,85	1,73	1,94	2,04	2,15	2,25	2,36

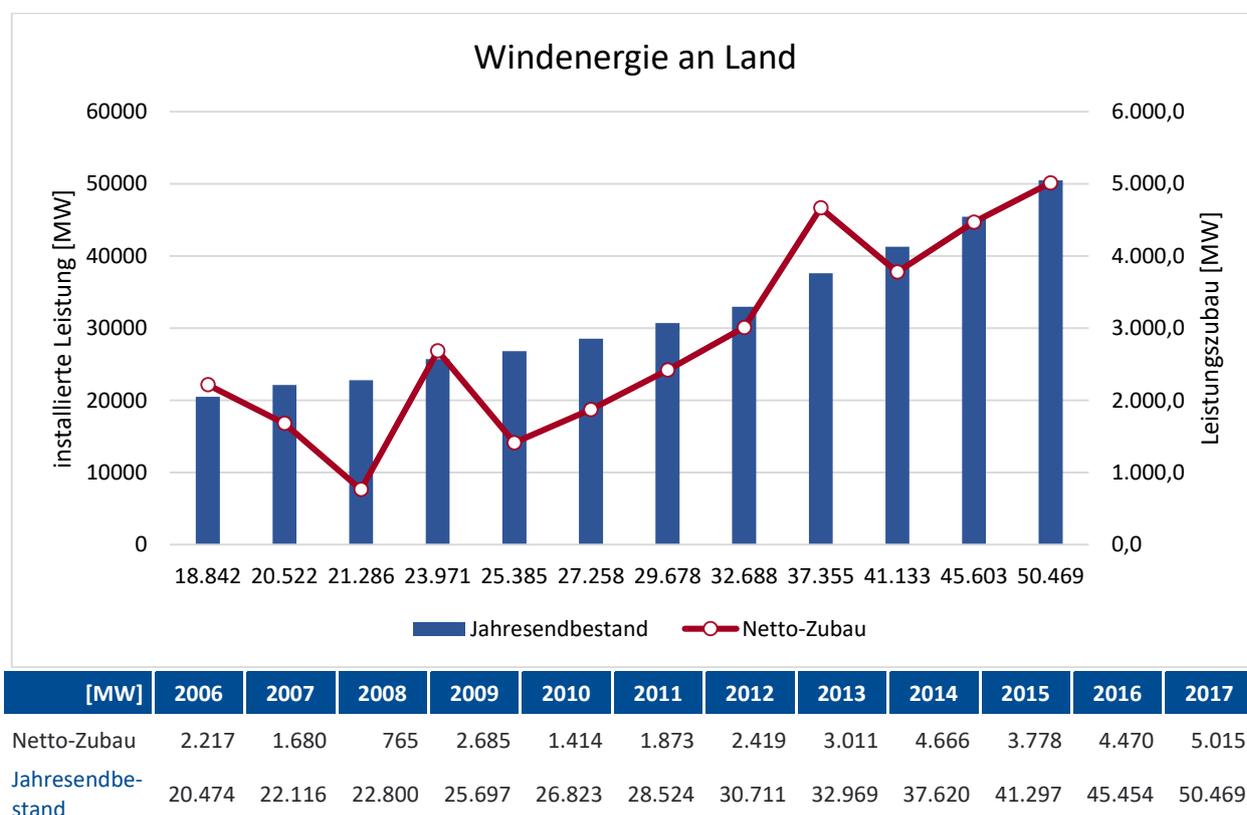
Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

3.7 WINDENERGIE AN LAND

3.7.1 ANALYSE DER BISHERIGEN ENTWICKLUNG

Der Ausbau von Windenergieanlagen an Land hat in den letzten Jahren stetig zugenommen und hat (Brutto) im Jahr 2017 bei 5.334 MW gelegen. Das Jahr 2017 ist damit das zubaustärkste Jahr, seitdem Windenergie in Deutschland ausgebaut wird. Abzüglich des Rückbaus von 319 MW hat folglich der Netto-Zubau 5.015 MW betragen, wodurch Ende 2017 die Gesamtleistung von Windenergieanlagen an Land auf 50,46 GW gestiegen ist. Dabei ist der Energieertrag aufgrund des hohen Zubaus und des sehr windreichen Jahres 2017 im Vergleich zum Jahr 2016 um 31 % gestiegen. Infolge der gesetzlichen Änderungen durch das EEG 2017, insbesondere der Einführung von Ausschreibungen, ist jedoch nicht zu erwarten, dass sich diese Entwicklung in den kommenden Jahren so fortsetzt.

Mit insgesamt 86,3 TWh erzeugter Energie aus Windenergieanlagen an Land und einem Anteil von knapp 15 % an der Deckung des deutschen Stromverbrauchs ist zudem ein Rekordwert erreicht worden (BMWi 2018; AGEE 2018). In Abbildung 30 ist die Leistungsentwicklung zwischen 2006 und 2017 dargestellt.



Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von ÜNB 2018b

Abbildung 30: Entwicklung der installierten Leistung und des Netto-Zubaus für Windenergieanlagen an Land

AUSSCHREIBUNGSERGEBNISSE WINDENERGIEANLAGEN AN LAND

Das Jahr 2017 ist das erste Jahr gewesen, in dem der zukünftige Ausbau von Windenergieanlagen sowie der Vergütungssatz einzelner Anlagen über Ausschreibungen ermittelt worden ist. Dabei sind im Jahr 2017 insgesamt Anlagen mit einer Gesamtleistung von 2.819 MW bezuschlagt worden, die im Mittel eine

Vergütung von 4,6 ct/kWh erhalten (BNetzA 2017a). Hierbei sind der Großteil der bezuschlagten Anlagen Bürgerwindenergieparks auf diese eine Leistung von 2.705 MW entfällt. Die Errichtung von bezuschlagten Windenergieanlagen an Land muss laut Gesetz in den 30 Monaten nach dem Zeitpunkt des Zuschlags bzw. bei Bürgerwindenergieparks innerhalb von 54 Monaten erfolgen (BNetzA 2018i; EEG 2017).

3.7.2 LEISTUNGSENTWICKLUNG 2018 BIS 2023

Seit der Novellierung der EEG 2017 sind Betreiber von Windenergieanlagen verpflichtet an Ausschreibungen teilzunehmen, damit der Ausbau kosteneffizient stattfinden und hinsichtlich der Zubaumengen besser gesteuert werden kann. Anlagenbetreiber, die bis zum 31.12.2016 eine BImSchG-Genehmigung erhalten und nicht aktiv auf die Ausnahmeregelung verzichtet haben, dürfen jedoch ihre Anlagen bis zum 31.12.2018 in Betrieb nehmen und erhalten dann eine feste Einspeisevergütung bzw. die entsprechende Marktprämie. Da erwartet worden ist, dass durch die neue Regelung mit Ausschreibungen ein hoher Wettbewerbsdruck entsteht, ist ein starker Vorzieheffekt entstanden. Jedoch ist der überwiegende Teil dieser Anlagen in 2017 und im ersten Halbjahr 2018 (ca. 1,9 GW) gebaut worden. Für das zweite Halbjahr 2018 ist mit einer Netto-Zubaumenge von maximal 1,4 GW nach dem EEG 2014 zu rechnen. Hinzu kommen bereits erste Realisierungen von Projekten, die 2017 in den ersten Ausschreibungsrunden bezuschlagt worden sind.

Dementsprechend wird unter Berücksichtigung einer Realisierungsquote von 95 % im Trendszenario ein Brutto-Zubau für das Jahr 2018 von 3.466 MW erwartet. Somit sinkt der Zubau von Windenergieanlagen im Vergleich zum Vorjahr um knapp 1,3 GW.

Für Bürgerwindenergieparks (BEG), die in den Ausschreibungen den Zuschlag erhalten haben, wird davon ausgegangen, dass die Anlagen gleichmäßig verteilt ab einem Jahr nach Bezuschlagung und bis zum Ende des Realisierungszeitraums, 54 Monate nach der Bezuschlagung, errichtet werden. Für Anlagen aus Nicht-Bürgerwindparks beträgt die Umsetzungsfrist hingegen 30 Monate und es wird davon ausgegangen, dass sich der Zubau gleichmäßig zwischen dem Zeitpunkt sechs Monate nach erfolgreicher Teilnahme am Ausschreibeverfahren und dem Ende der Umsetzungsfrist verteilt. Aufgrund der Tatsache, dass nahezu alle bezuschlagten Anlagen aus dem Jahr 2017 Bürgerwindparks gewesen sind, wird für das Jahr 2019 von einem vergleichsweise sehr niedrigen Ausbau der Windenergie an Land ausgegangen.

Seit 2018 dürfen nur Bieter an Ausschreibungen teilnehmen, die bereits eine Genehmigung nach BImSchG für einen geplanten Windpark besitzen. Dementsprechend ist der Anteil an BEG in den Ausschreibungsrunden 2018 stetig gesunken, sodass bei der letzten Ausschreibung lediglich 6,45 % der bezuschlagten Anlagen Bürgerwindparks gewesen sind (BNetzA 2018d). Für die zukünftigen Ausschreibungen wird davon ausgegangen, dass entsprechend dem durchschnittlichen Verhältnis im Jahr 2018 rund 18 % der Zuschlagsmengen auf Bürgerwindparks entfällt. Für den Zubau in den kommenden Jahren werden die zurückliegenden Ausschreibungen sowie die zukünftig geplanten Ausschreibungsrunden als Grundlage verwendet. Im Jahr 2018 ist ein Ausschreibevolumen von 2.800 MW vorgesehen, wovon bereits 1.979 MW in den stattgefundenen Ausschreibungsrunden bezuschlagt worden sind (BNetzA 2018d). Ungefähr 60 MW der bisher ausgeschriebenen Mengen sind dabei nicht ausgeschöpft worden. Für die Folgejahre sind im Trendszenario ebenfalls Ausschreibungsmengen von 2.800 bzw. 2.900 MW pro Jahr vorgesehen. Im oberen Szenario werden in den Jahren 2019 bis 2022 jeweils im Juli 1.000 MW Sonderaus-

schreibungen berücksichtigt. Diese Sonderausschreibungen dienen laut Koalitionsvertrag 2018 zur Erreichung des Klimaschutzziels 2030 und sollen acht bis zehn Millionen Tonnen CO₂ einsparen (Bundesregierung 2018). Beim unteren Szenario werden die Ausschreibungsmengen des Trendszenarios zugrunde gelegt, jedoch wird von einer verzögerten Umsetzung und einer niedrigeren Realisierungsquote ausgegangen.

Bei den technologieoffenen Ausschreibungen gemeinsam mit Solarenergie wird angenommen, dass wie im Jahr 2018 auch in den zukünftigen Jahren keine Windenergieanlagen an Land zum Zuge kommen werden, da die Gebote der PV-Anlagen sowohl aktuell niedriger sind, als auch in den technologiespezifischen Ausschreibungen eine stärker fallende Tendenz aufgewiesen haben. Daher werden keine entsprechenden Zubaumengen durch die technologieoffenen Ausschreibungen berücksichtigt.

Im Hinblick auf die Realisierungsquoten bezuschlagter Windenergieanlagen wird ein niedriger Wert als bei Solarenergieanlagen zugrunde gelegt (BNetzA 2016), da die Genehmigung schwieriger ist und auch die Umsetzung bislang weniger im Rahmen vorgegebener Fristen erfolgt ist. Daher werden Realisierungsquoten von 95 % im Trendszenario angesetzt (Unteres Szenario 90 %, Oberes Szenario 100 %).

Aus den historischen Daten wird für den Rückbau von existierenden Anlagen auf einen moderaten Anstieg in den kommenden Jahren geschlossen. Der Rückbau erhöht sich demnach im Trendszenario bis ins Jahr 2023 auf 958 MW. Den zugrundeliegenden Stammdaten nach werden zudem konstant steigende Rückbaumengen vorhergesagt. Im unteren Szenario erhöht sich der Rückbau vor allem ab dem Jahr 2021, wenn für alle vor 2.000 errichteten Anlagen die EEG-Vergütung entfällt. Dabei werden generell vorrangig die ältesten Anlagen zurückgebaut.

Die regionale Verteilung des Zubaus wird ausschreibungsscharf anhand der bisher erfolgten Ausschreibungen abgebildet. Für zukünftige Ausschreibungsrunden wird davon ausgegangen, dass sich der Zubau zur Hälfte entsprechend den bisherigen Ausschreibungsergebnissen verteilt und zur anderen Hälfte entsprechend der Zubaudynamik seit 2011. Dabei wird zusätzlich die Beschränkung des Zubaus im sogenannten Netzausbaubereich auf maximal 902 MW pro Jahr berücksichtigt. (BNetzA)

In Tabelle 20 ist die Entwicklung Gesamtleistung von Windenergieanlagen an Land für die jeweiligen Szenarien zusammengefasst.

3.7.3 VOLLBENUTZUNGSSTUNDEN UND STROMERZEUGUNG

Mit Hilfe des in Kapitel 2.4 beschriebenen Verfahrens wird für jedes Szenario ein Wetterjahr aus verschiedenen realen Monaten der Jahre 2012 bis 2017 zusammengesetzt. Die Monate sind so ausgewählt, dass die prognostizierte Stromproduktion bei gegebener Anlagenleistung in 10 % (unteres Szenario), 50 % (Trendszenario) und 90 % (oberes Szenario) aller zu erwartenden Jahre unterschritten wird.

Tabelle 20: Prognose der Leistungsentwicklung von Windenergie an Land zwischen 2018 und 2023 nach Szenarien

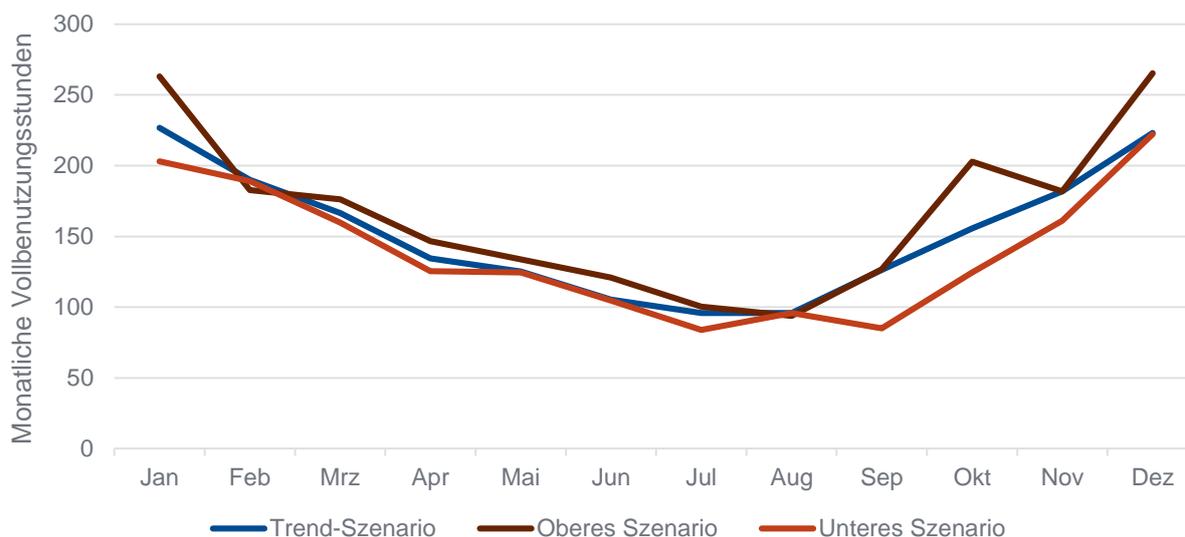
[MW]	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Trend-Szenario						
Zubau	3.446	1.969	3.040	3.315	2.827	2.728
Rückbau	557	615	713	783	865	958
Jahresendbestand	53.358	54.712	57.039	59.570	61.532	63.302
Oberes Szenario						
Zubau	3.628	2.107	3.640	3.981	3.553	3.837
Rückbau	470	508	594	655	730	808
Jahresendbestand	53.626	55.225	58.270	61.596	64.419	67.448
Unteres Szenario						
Zubau	2.921	1.500	2.886	3.227	2.716	2.576
Rückbau	668	743	855	1.427	1.632	1.662
Jahresendbestand	52.721	53.479	55.510	57.310	58.393	59.307

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

Die Kapazität aller aktiven Anlagen unter Berücksichtigung des Zu- und Rückbaus wird pro Landkreis und Zubaujahr aggregiert. Jedem Landkreis wird je Zubaujahr eine typische Anlagenart, insb. eine Leistungskennlinie und Nabenhöhe zugeordnet. Als Datengrundlage werden das Anlagenregister der BNetzA für Anlagen mit Inbetriebnahme ab 2014/09 sowie die Anlagendatenbank von thewindpower.net für Anlagen, die vor 2014/09 in Betrieb genommen worden sind, verwendet (BNetzA 2018e; The Wind Power). Auf Basis regionaler Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD 2018) werden für die ausgewählten Monate stündliche regionale Windgeschwindigkeits-Zeitreihen auf Nabenhöhe ermittelt und mit Hilfe der zugeordneten Leistungskennlinie die stündliche Produktion pro Landkreis sowie Zubaujahr bestimmt. Vor Anwendung des Modells zur Berechnung der Zieljahre 2018 bis 2023 erfolgt zunächst ein stundenscharfer Vergleich zwischen modellierten und historischen Stromproduktionswerten eines zusammengesetzten Wetterjahres, wobei auch der tatsächliche Anlagenbestand der jeweiligen Monate berücksichtigt wird.

Der verwendete zeitliche Verlauf der historischen Zeitreihen hierzu basiert auf Daten von Open Power System Data (OPSD 2018) und ist identisch mit der Hochrechnung der tatsächlichen stündlichen Einspeisung der Übertragungsnetzbetreiber, was stichprobenartig geprüft worden ist. Die jährlichen Produktionsmengen der Jahre 2012-2016 basieren auf den Daten des BMWi (BMWi 2017) und die Produktionsmengen des Jahres 2017 auf den Daten der AGEB (AGEB 2018). Darüber hinaus werden die jährlichen Stromerzeugungsmengen entsprechend der abgeregelten Mengen aus (BNetzA 2018k, 2017b) nach oben korrigiert.

Mit den erzeugten stundenscharfen Erzeugungsmengen werden Kalibrierungsfaktoren ermittelt und zum Ausgleich möglicher Modellungenauigkeiten auf die modellierten Zeitreihen der Zieljahre angewendet. Damit ergeben sich die in Abbildung 31 dargestellten Vollbenutzungsstunden pro Monat.



Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

Abbildung 31: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Windenergie an Land nach Szenarien im Jahr 2019

Zur Abbildung des regionenscharfen Zubaus von Windenergieanlagen kommender Jahre, wird die Nabenhöhe mittels Extrapolation ihrer historischen Entwicklung des jeweiligen Landkreises bestimmt. Die Leistungskennlinien werden mit Hilfe der durchschnittlichen Werte von Windenergieanlagen bestimmt, die in den Jahren 2015 bis 2017 gebaut worden sind. Für Landkreise in denen keine Bestandsanlagen existieren, aber dennoch ein Zubau erwartet wird, werden typische Nabenhöhen und Leistungskennlinien benachbarter Landkreise verwendet.

Die ermittelte Stromproduktion pro Landkreis und Zubaujahr wird auf die jeweils zugehörigen Anlagen aufgeteilt. Dabei werden ihre Produktionsanteile aus dem Jahr 2017 als Aufteilungsschlüssel verwendet.

Neben dem stündlichen nationalen Abgleich mit historischen Daten wird auch ein anlagenscharfer Abgleich mit historischen Daten durchgeführt. Dafür wird das Modell einmal für das vollständige Wetterjahr 2017 ausgeführt und die hierbei simulierte jährliche Produktion mit der tatsächlichen Produktion (ÜNB 2018c) abgeglichen. Die so ermittelten anlagenscharfen Korrekturfaktoren werden daraufhin auf die Modellierung der Jahre 2018-2023 angewendet. Ebenfalls werden daraus landkreisscharfe Korrekturfaktoren bestimmt, die auf die zugebauten Anlagen der Jahre 2018-2023 angewendet werden.

Durch diese Korrektur erfolgt auch eine Modellierung der netzbedingten Abregelung. Dadurch, dass in den simulierten Mengen die abgeregelten Mengen enthalten sind, in den historischen anlagenscharfen Produktionsmengen für 2017 aber nicht, enthält der berechnete anlagen-/landkreisscharfe Korrekturfaktor stets auch die Abregelung. Implizit wird davon ausgegangen, dass der Anteil der Abregelung in den kommenden Jahren auf dem Niveau von 2017 verbleibt. Dies ist mit gegenläufigen Effekten zu begründen wie Sondereffekten bei der Netzbelastung 2017, weiterem Zubau bei der Windenergie, gleichzeitig punktuell Netzausbau an Land zu rechnen, der bestehende Engpässe im Netz noch verstärken wird. Dem steht entgegen, dass im Windjahr 2017 überdurchschnittlich hohe Abregelungsmengen verzeichnet worden sind und dass auch einige Netzausbauten in den kommenden Jahren die Engpasssituation teilweise entschärfen werden.

Die resultierenden Vollbenutzungsstunden und die Stromerzeugung für Windenergie an Land sind in Tabelle 21 dargestellt und zeigen im Trendszenario jeweils eine steigende Tendenz.

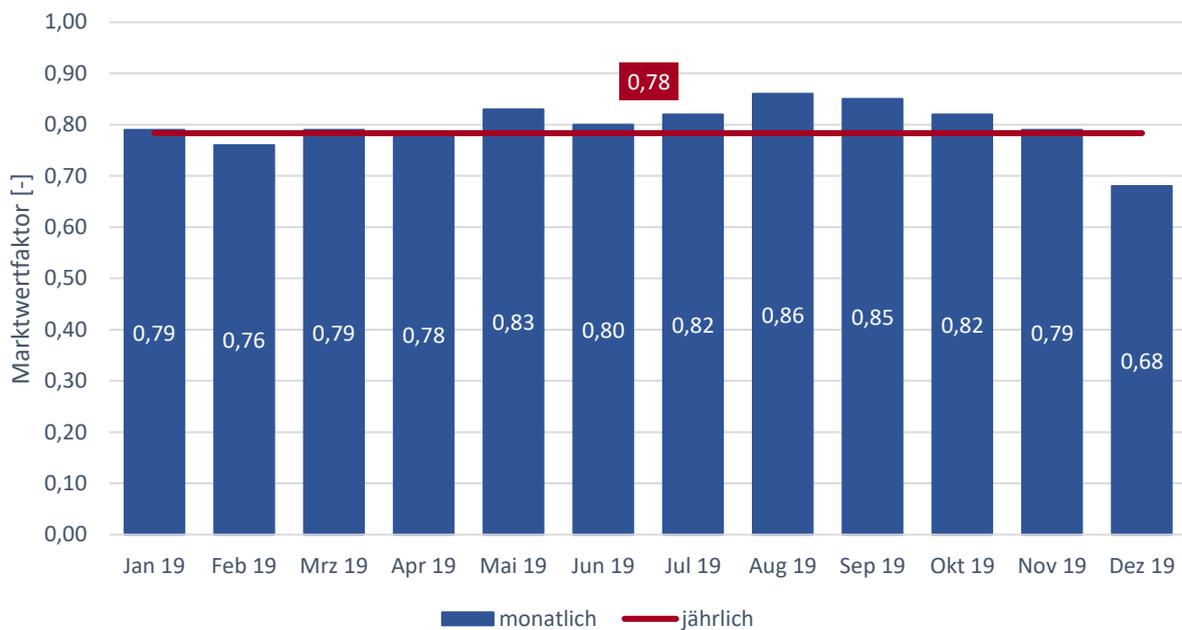
Tabelle 21: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung für Windenergie an Land nach Szenarien (2017-2023)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	1.806	1.810	1.827	1.845	1.857	1.872	1.886
Stromerzeugung [GWh/a]	87.171	93.879	98.924	103.308	108.553	113.590	117.933
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	1.806	1.914	1.994	2.020	2.027	2.045	2.060
Stromerzeugung [GWh/a]	87.171	97.400	108.780	114.993	121.882	129.206	136.151
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	1.806	1.720	1.679	1.694	1.708	1.724	1.739
Stromerzeugung [GWh/a]	87.171	87.246	89.308	92.489	96.525	99.891	102.473

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

3.7.4 MARKTWERTFAKTOREN

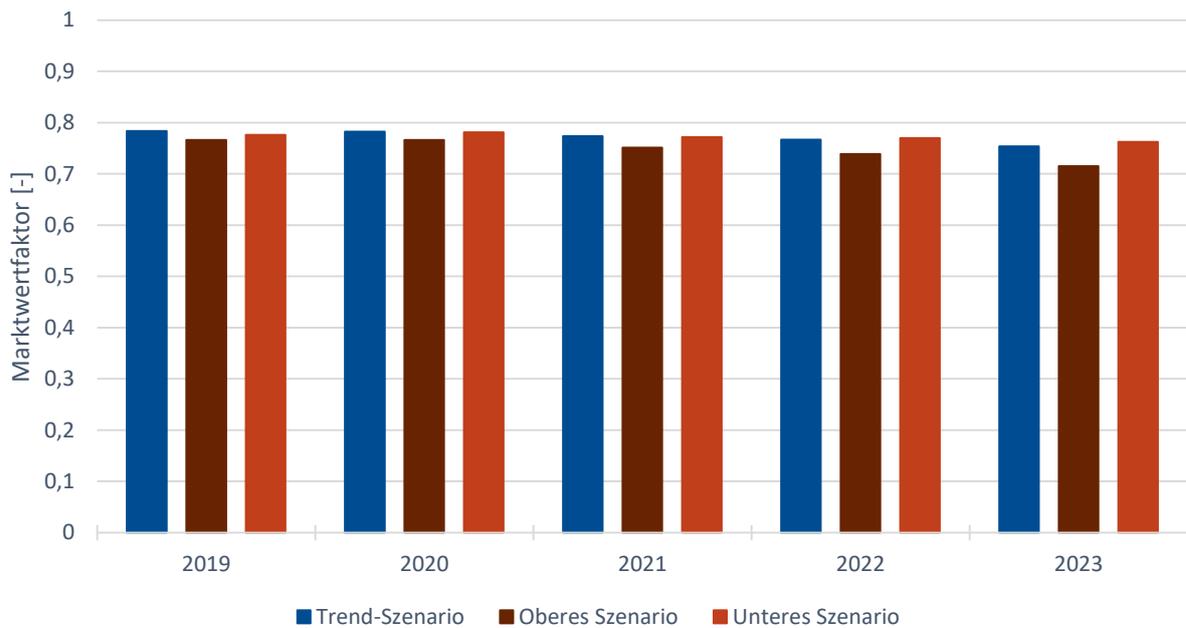
Die Stromeinspeisung aus Windenergie (an Land sowie auf See) ist dargebotsabhängig und somit sehr volatil. Durch die hohen installierten Kapazitäten ergibt sich in Stunden mit starker Windeinspeisung durch den sogenannten Merit-Order Effekt ein niedrigerer Marktpreis als in Stunden mit wenig Windeinspeisung. Aufgrund dieses Zusammenhangs liegen die Marktwertfaktoren für Wind an Land deutlich unter dem Wert 1. Abbildung 32 stellt die monatlichen und den jährlichen Marktwertfaktor für das Jahr 2019 dar. In Monaten mit starker Windeinspeisung sinkt der Marktwertfaktor aufgrund des genannten Merit-Order Effekts, was sich insbesondere in den windreichen Wintermonaten äußert.



Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

Abbildung 32: Marktwertfaktoren für Windenergie an Land im Jahr 2019 im Trend-Szenario

Abbildung 33 zeigt die Entwicklung der Jahresmarktwertfaktoren für Windenergie an Land für die drei betrachteten Szenarien bis zum Jahr 2023. Aufgrund des weiteren Ausbaus von Windenergiekapazitäten nehmen die Marktwertfaktoren kontinuierlich ab. Vor allem ab dem Jahr 2021 ist dieser Effekt beobachtbar. Aus den unterschiedlichen Annahmen bzgl. erneuerbaren Energieeinspeisung, Stromnachfrage und den entsprechenden resultierenden Strompreisen ergeben sich tendenziell im oberen Szenario niedrigere und im unteren Szenario höhere Marktwertfaktoren. Die in Kapitel 2.4 vorgestellte Methodik zur Auswahl der Wettermonate für die drei Szenarien in den Prognosejahren stellt sicher, dass die monatlichen und jährlichen Erzeugungsmengen aus Windenergieanlagen an Land im oberen Szenario am höchsten und im unteren Szenario am niedrigsten ausfallen. Dieser Effekt ist auch bei den monatlichen und jährlichen Marktpreisen zu beobachten: Die Preise sind im oberen Szenario am niedrigsten und im unteren Szenario am höchsten (vgl. auch Tabelle 1). Das Preisniveau im Trendszenario liegt zwischen den beiden Extremszenarien. Diese Ordnung gilt jedoch nicht zwangsläufig für die stündlichen Einspeisemengen und die daraus resultierenden Marktpreise. So ist es im Rahmen der gewählten Wettermodellierung möglich, dass in einzelnen Stunden im oberen Szenario weniger Strom aus Windenergie an Land eingespeist wird als im Trendszenario (und entsprechend in manchen Stunden im unteren Szenario mehr als im Trendszenario). Da die Marktwertfaktoren gemäß Formel (1) auf Basis der stündlichen Zusammenhänge von Strompreis und Einspeisemenge berechnet werden, ergeben sich die in Abbildung 33 dargestellten Marktwertfaktoren in den drei Szenarien. Insgesamt fällt der Rückgang der Marktwertfaktoren moderat aus. Dies ist zum einen auf den im Vergleich zur Vergangenheit niedrigeren Zubau zurückzuführen, zum anderen hat der Anstieg der CO₂-Preise seit Anfang 2018 zu einer Abflachung der Merit-Order und damit zu einer Verringerung des Merit-Order-Effekts geführt.



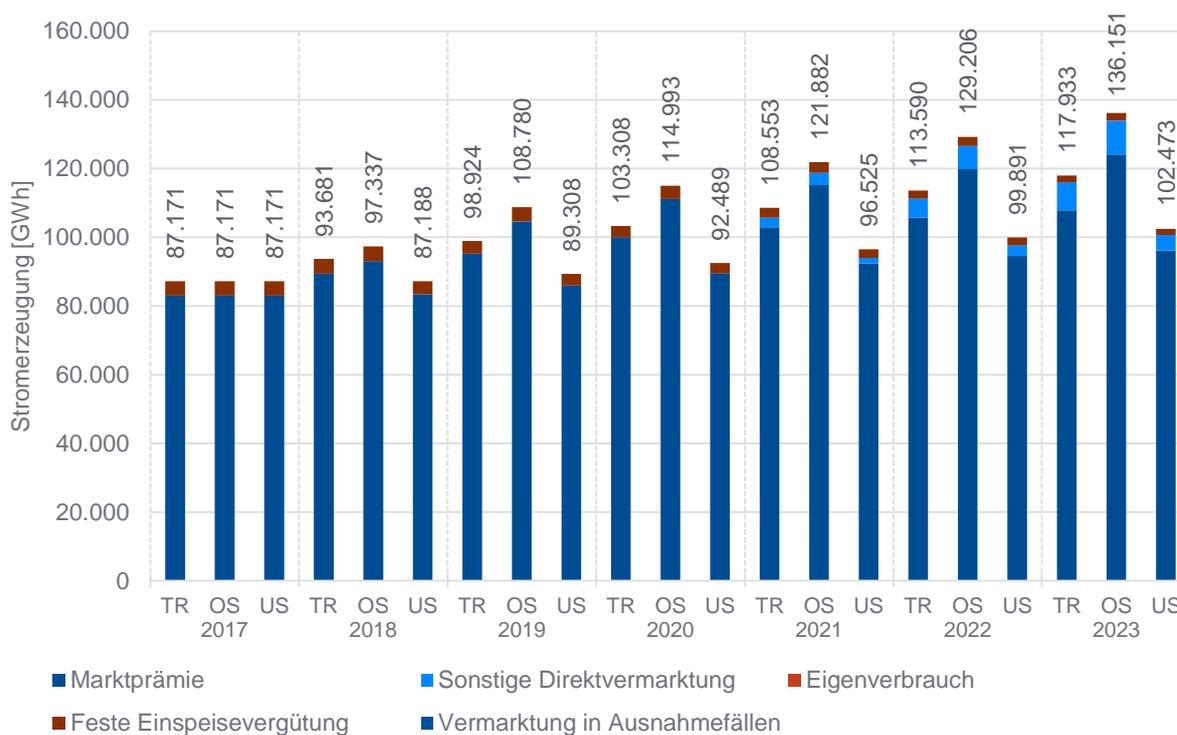
Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

Abbildung 33: Marktwertfaktoren für Windenergie an Land nach Szenarien bis 2023

3.7.5 ENTWICKLUNG DER AUFGESCHLÜSSELTEN GESETZLICHEN VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2023

Nach dem aktuellen EEG erfolgt für neu zugebaute Anlagen ausschließlich eine Vergütung im Rahmen der vergüteten Direktvermarktung (mit Ausnahme von Klein- und Pilotanlagen, die jedoch nicht in nennenswertem Umfang zugebaut werden). Für den Rückbau werden immer die jeweils ältesten Anlagen ausgewählt. Ab Januar 2021 wechseln Anlagen nach Wegfall der EEG-Vergütung in die sonstige Direktvermarktung, sofern sie nicht rückgebaut werden.

In Abbildung 34 ist die Verteilung der Veräußerungsformen in GWh über die Jahre sowie für die jeweiligen Szenarien dargestellt. Der Großteil der Vergütung entfällt demnach auf die Marktprämie sowie die feste Einspeisevergütung. In Zukunft ist aber mit einem größeren Anteil an der sonstigen Direktvermarktung zu rechnen.



Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

Abbildung 34: Stromerzeugung aus Windenergie an Land nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023

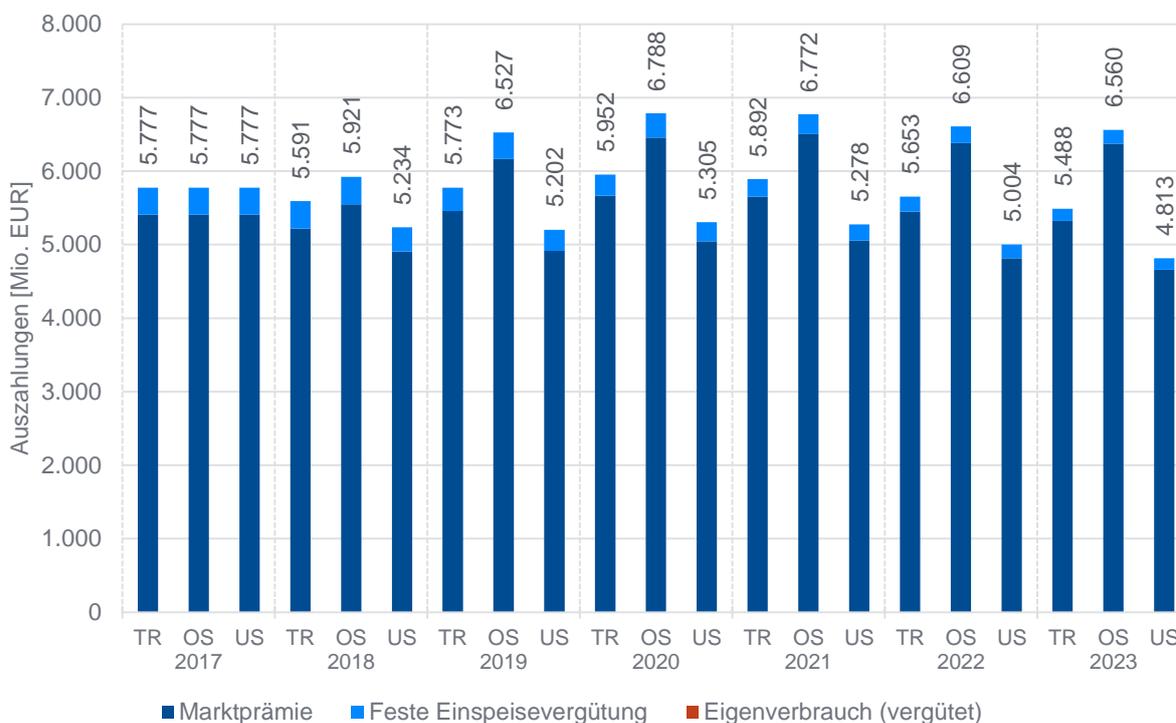
3.7.6 ENTWICKLUNG DER EEG-ZAHLUNGEN NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2023

Für bestehende Anlagen wird die bisherige spezifische Vergütung (anzulegender Wert) anlagenscharf mit gleichbleibenden Vergütungssätzen und unveränderter Veräußerungsform fortgeschrieben. Die Modellierung der Dauer der erhöhten Anfangsvergütung erfolgt basierend auf dem Verhältnis der jährlichen Produktion zum entsprechenden Referenzertrag. Sofern die Dauer der erhöhten Anfangsvergütung erreicht ist, wird die Vergütung entsprechend der jeweiligen anwendbaren EEG-Version reduziert.

Für die im Jahr 2018 zugebauten Anlagen wird der Vergütungssatz basierend auf den durchschnittlichen Vergütungssätzen des Zubaus in 2017 und der nach EEG monats-scharf bestimmten Degression der Vergütungssätze ermittelt.

Für die bereits durchgeführten Ausschreibungen in den Jahren 2017-2018 werden die Vergütungshöhen ausschreibungsscharf entsprechend den Ausschreibungsergebnissen berücksichtigt (BNetzA 2017a, 2018d). Da die Vergütungshöhen bei den letzten Ausschreibungsrunden nicht mehr gesunken sind, wird für die Folgejahre ein gleichbleibendes Preisniveau auf Höhe der bereits bekannten Ausschreibungsergebnisse des Jahres 2018 angesetzt.

Gemäß EEG 2017 ist zudem ein Gütefaktor bestimmt worden, der sich aus dem Verhältnis zwischen tatsächlichem Ertrag und Referenzertrag (ermittelt unter Verwendung der zugeordneten Anlagentypen) ergibt. Der Vergütungssatz pro Anlage wird jeweils mit dem Korrekturfaktor multipliziert, der nach EEG 2017 dem jeweiligen Gütefaktor zugeordnet ist. Die resultierenden Vergütungszahlungen nach Veräußerungsform sind in Abbildung 35 dargestellt (EEG 2017).



Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

Abbildung 35: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie an Land nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023

Zur Ermittlung der Gesamtauszahlung werden die Auszahlungen an die Anlagenbetreiber um die Summe der vermiedenen Netzentgelte reduziert. Die vermiedenen Netzentgelte werden nach der in Abschnitt 2.6.4 beschriebenen Methode berechnet und entsprechend den Vorgaben des NEMOG über die kommenden Jahre schrittweise reduziert (NEMOG 2017). Die Ergebnisse sind für alle Szenarien und Jahre des Prognosezeitraumes in Tabelle 22 zusammengefasst.

Tabelle 22: Vermiedene Netzentgelte für Stromerzeugung aus Windenergie an Land nach Szenarien bis 2023

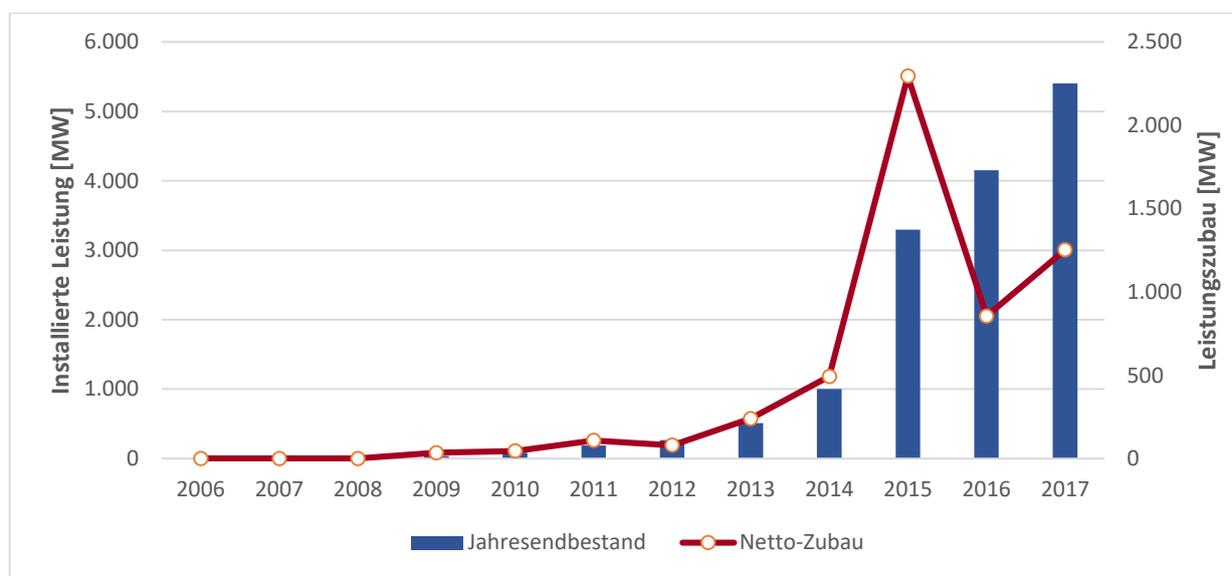
	Mio. EUR	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Trend-Szenario		398,18	219,09	108,14	0,00	0,00	0,00	0,00
Oberes Szenario		398,18	229,38	117,81	0,00	0,00	0,00	0,00
Unteres Szenario		398,18	210,99	101,74	0,00	0,00	0,00	0,00

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

3.8 WINDENERGIE AUF SEE

3.8.1 ANALYSE DER BISHERIGEN ENTWICKLUNG

Windenergieanlagen auf See werden in Deutschland seit 2009 installiert. Die höchste Zubaumenge ist bislang im Jahr 2015 mit knapp 2,3 GW erreicht worden (s. Abbildung 36) und hat in den letzten beiden Jahren etwas unter bzw. etwas über 1 GW gelegen. Insgesamt sind Ende 2017 in Deutschland 5,4 GW Windenergieanlagen auf See installiert gewesen.



[MW]	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Netto-Zubau	0	0	0	35	45	108	80	240	493	2.295	855	1.253
Jahresendbestand	0	0	0	35	80	188	268	508	1.001	3.297	4.152	5.405

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

Abbildung 36: Entwicklung der installierten Leistung und des Netto-Zubaus bei Windenergieanlagen auf See seit 2006

3.8.2 LEISTUNGSENTWICKLUNG 2018 BIS 2023

Der weitere Zubau ist anlagenscharf auf Basis der Veröffentlichungen von Anlagenbetreibern und Branchenverbänden recherchiert und mit den Daten zur Inbetriebnahme der Netzanbindungen der ÜNBs abgeglichen worden. Da Windparks auf See selten vollständig sondern meist Schritt für Schritt in Betrieb genommen werden, erfolgt die Inbetriebnahme im Modell jeweils kontinuierlich über ein Jahr verteilt. Aus diesen anlagenscharfen Zubauplänen ergibt sich im Trendszenario eine Zubau-Lücke in den Jahren 2020 und 2021, die mit der Umstellung der Vergütung auf ein Ausschreibungsverfahren und den langen Planungszeiten und –fristen zusammenhängt. Der Zubau von Windparks mit gesetzlicher Vergütung wird voraussichtlich bereits im Jahr 2019 abgeschlossen sein, während angenommen wird, dass die ersten Windparks, die per Ausschreibungsverfahren bezuschlagt wurden, erst ab dem Jahr 2022 in Betrieb genommen werden.

Für das obere und das untere Szenario wird angenommen, dass der Zubau-Zeitraum einzelner Windparks jeweils um ein Jahr nach vorne bzw. hinten verschoben wird.

In Tabelle 23 ist die Entwicklung der Gesamtleistung von Windenergieanlagen auf See für die jeweiligen Szenarien zusammengefasst. Bis zum Ende des Jahres 2023 werden demnach in Deutschland in allen Szenarien die Leistung von Windenergieanlagen auf See 8,7 GW betragen.

Tabelle 23: Prognose der Leistungsentwicklung von Windenergie auf See zwischen 2018 und 2023 nach Szenarien

[MW]	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Trend-Szenario						
Zubau	845	1.409	0	0	1.058	0
Rückbau	0	0	0	0	0	0
Jahresendbestand	6.250	7.659	7.659	7.659	8.717	8.717
Oberes Szenario						
Zubau	845	1.409	0	732	326	0
Rückbau	0	0	0	0	0	0
Jahresendbestand	6.250	7.659	7.659	8.391	8.717	8.717
Unteres Szenario						
Zubau	845	907	501	0	0	1.059
Rückbau	0	0	0	0	0	0
Jahresendbestand	6.250	7.157	7.658	7.658	7.658	8.717

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

3.8.3 VOLLBENUTZUNGSSTUNDEN UND STROMERZEUGUNG

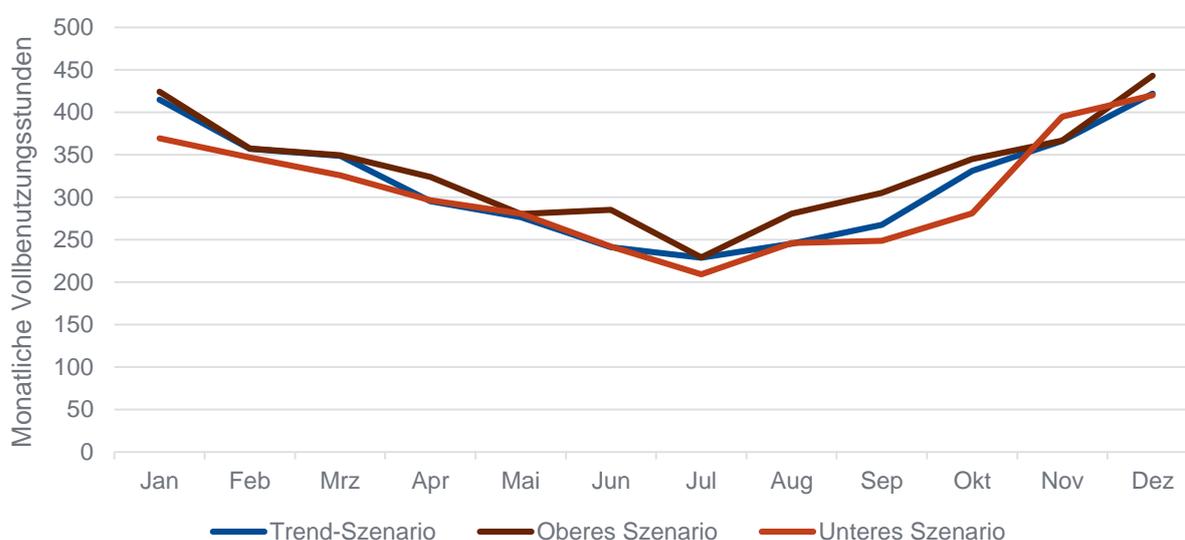
Nach dem in Kapitel 2.4 beschriebenen Verfahren wird für jedes Szenario ein Wetterjahr aus verschiedenen realen Monaten der Jahre 2012 bis 2017 zusammengesetzt. Die Monate sind so ausgewählt, dass die prognostizierte Stromproduktion in 10 % (unteres Szenario), 50 % (Trendszenario) und 90 % (oberes Szenario) aller zu erwartenden Jahre unterschritten wird.

Auf Basis der Veröffentlichungen der Windpark-Betreiber wird jedem Windpark auf See ein Anlagentyp mit Nabhöhe und Leistungskennlinie zugeordnet. Für einzelne Windparks sind die geplanten Anlagendaten bisher nicht bekannt gegeben, sodass in diesem Fall typische moderne Leistungskennlinien und Nabhöhen verwendet werden. Auf Basis regionaler Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD 2018) werden stündliche regionale Windgeschwindigkeits-Zeitreihen auf Nabhöhe für die ausgewählten Monate ermittelt und mit Hilfe der zugeordneten Leistungskennlinie die stündliche Produktion pro Windpark bestimmt.

Vor Anwendung des Modells für die Zieljahre 2018-2023, wird es mit dem jeweiligen monatlichen Anlagenbestand der Monate des zusammengesetzten Wetterjahres ausgeführt und anschließend wird für jede Stunde die Summe der modellierten Stromproduktion mit der historischen Stromproduktion verglichen und daraus ein stündlicher Kalibrierungsfaktor ermittelt. Der verwendete zeitliche Verlauf der historischen Zeitreihen hierzu basiert auf den Daten von Open Power System Data (OPSD 2018) und ist identisch mit der Hochrechnung der tatsächlichen stündlichen Einspeisung der Übertragungsnetzbetreiber, was stichprobenartig geprüft worden ist. Die jährlichen Gesamtmengen der Jahre 2012-2016 basieren auf den Daten des BMWi (BMWi 2017) sowie die Produktionsmengen des Jahres 2017 auf den Daten der AGEB (AGEB 2018).

Die ermittelten stündlichen Kalibrierungsfaktoren werden auf die modellierten Zeitreihen des Zieljahres angewendet, um mögliche Modellgenauigkeiten auszugleichen. Neben dem stündlichen nationalen Abgleich mit historischen Daten wird auch ein anlagenscharfer Abgleich mit historischen Daten durchgeführt. Dafür wird das Modell einmal für das vollständige Wetterjahr 2017 ausgeführt woraufhin die simulierte jährliche Produktion dabei mit der tatsächlichen Produktion aus den Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB 2018c) abgeglichen wird. Die so ermittelten anlagenscharfen Korrekturfaktoren (die auch die Abregelungen im Rahmen des Einspeisemanagements umfassen) werden auf die Modellierung der Jahre 2018-2023 angewendet. Ebenfalls werden daraus je für Nord- und Ostsee Korrekturfaktoren bestimmt, die für die Stromerzeugung der neugebauten Anlagen der Jahre 2018-2023 genutzt werden.

In Abbildung 37 ist der jährliche Verlauf der Vollbenutzungsstunden für das Jahr 2019 im Trendszenario dargestellt. Dabei ist gut zu erkennen, dass in den windstarken Wintermonaten nahezu doppelt so hohe Vollbenutzungsstunden als in den Sommermonaten auftreten.⁷



Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

Abbildung 37: Monatliche Vollbenutzungsstunden für Windenergie auf See nach Szenarien im Jahr 2019

In Tabelle 24 sind die Vollbenutzungsstunden sowie die zugrunde gelegten Stromproduktionsmengen der Windenergieanlagen auf See zusammengefasst. Dabei werden Abregelungen durch Einspeisemanagement in dem zukünftig zu erwartenden Umfang berücksichtigt. In allen drei Szenarien nehmen dennoch die Vollbenutzungsstunden bis 2020 und die erzeugte Strommenge bis 2023 zu.

⁷ Aufgrund des verwendeten statistischen Ansatzes (vgl. Abschnitt 2.4) kommt es im November ausnahmsweise dazu, dass die Vollbenutzungsstunden im unteren Szenario über denen des oberen Szenario liegen (s. Abbildung 37). In den jährlichen Vollbenutzungsstunden wird dieser Effekt jedoch durch die Entwicklung in den übrigen Monaten mehr als ausgeglichen (vgl. Tabelle 24).

Tabelle 24: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung für Windenergie auf See nach Szenarien (2017-2023)

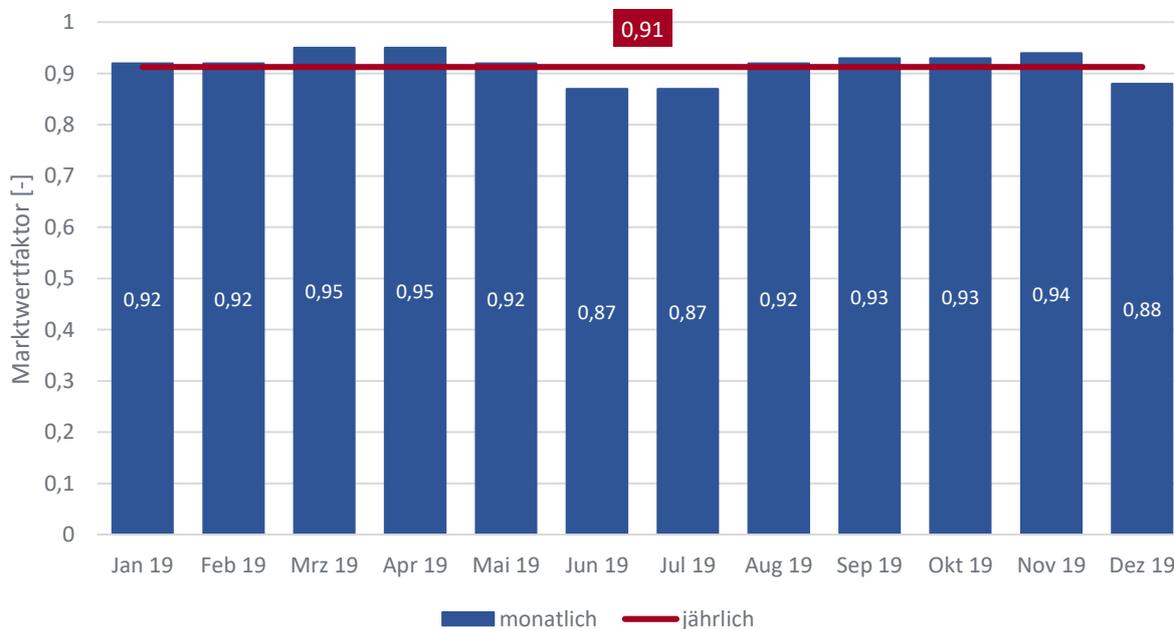
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.658	3.600	3.795	3.837	3.835	3.811	3.828
Stromerzeugung [GWh/a]	17.414	20.671	26.466	29.388	29.374	31.353	33.372
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.658	3.707	3.990	4.028	3.993	3.991	4.000
Stromerzeugung [GWh/a]	17.414	21.322	27.851	30.854	32.160	34.191	34.870
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.658	3.534	3.662	3.680	3.685	3.685	3.664
Stromerzeugung [GWh/a]	17.414	20.278	24.572	27.341	28.219	28.219	30.169

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

3.8.4 MARKTWERTFAKTOREN

Die Stromeinspeisung aus Windenergieanlagen auf See ist wie die Einspeisung von Windenergie an Land dargebotsabhängig. Aufgrund der konstanteren Windverhältnisse ist sie jedoch deutlich weniger volatil, was zu insgesamt höheren Marktwertfaktoren im Vergleich zur Windenergie an Land führt. Dennoch sind auch die Marktwertfaktoren für Windenergie auf See über das Jahr hinweg stets niedriger als 1.

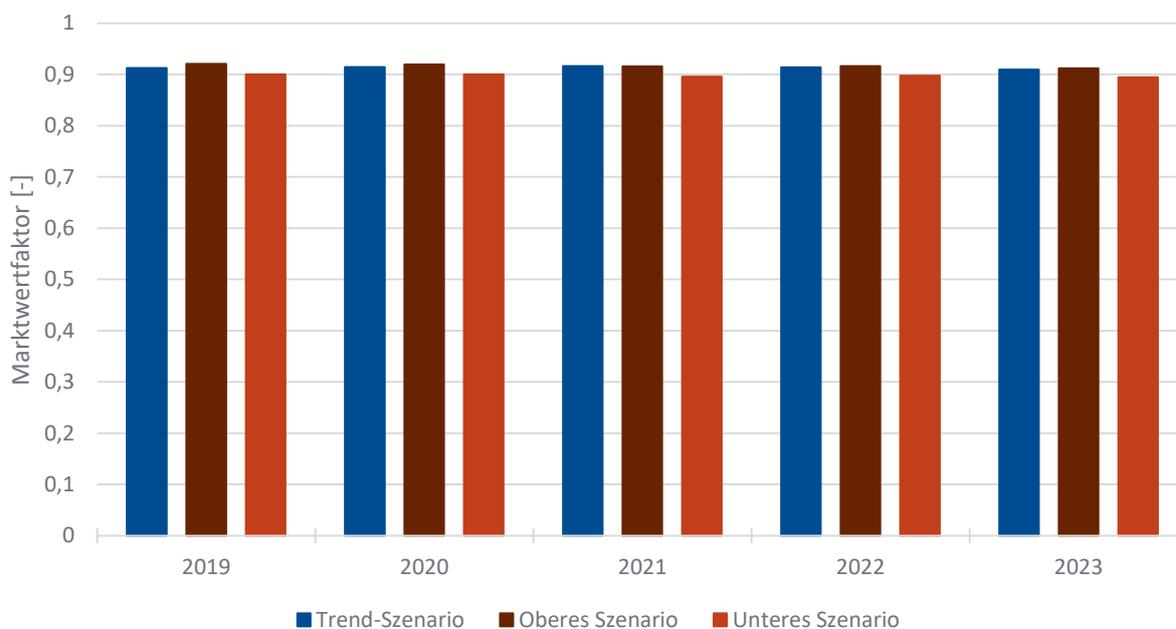
Abbildung 38 stellt die monatlichen und den jährlichen Marktwertfaktor für Windenergie auf See für das Jahr 2019 dar.



Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

Abbildung 38: Marktwertfaktoren für Windenergie auf See im Jahr 2019 im Trend-Szenario

Die in Abbildung 39 dargestellte Entwicklung der Marktwertfaktoren für Windenergie auf See bis zum Jahr 2023 verläuft weitestgehend konstant. Entsprechend der variierenden Annahmen in Bezug auf die Einspeisung aus erneuerbaren Energien und der Stromnachfrage ergeben sich im oberen und unteren Szenario leicht abweichende Marktwertfaktoren. Wie auch bei Windenergie an Land, kommt es aufgrund der verwendeten Auswahl der Wettermonate zu dem Phänomen, dass vereinzelt Stunden im oberen Szenario weniger Erzeugung aus Windenergie auf See aufweisen als im Trendszenario. Die in Kapitel 2.4 beschriebene Methodik zur Auswahl der Wettermonate für die drei Szenarien in den Prognosejahren stellt sicher, dass die monatlichen und jährlichen Erzeugungsmengen aus Windenergieanlagen auf See im oberen Szenario am höchsten und im unteren Szenario am niedrigsten ausfallen. Die Marktpreise sind im oberen Szenario am niedrigsten und im unteren Szenario am höchsten (vgl. Tabelle 1). Diese Ordnung zwischen den Szenarien gilt jedoch nicht zwangsläufig für die stündlichen Einspeisemengen und die daraus resultierenden stündlichen Marktpreise. Es ist somit im Rahmen der verwendeten synthetischen Wetterjahre möglich, dass in einzelnen Stunden im oberen Szenario weniger Strom aus Windenergie auf See produziert wird als im Trendszenario (und entsprechend in manchen Stunden im unteren Szenario mehr als im Trendszenario). Da die Marktwertfaktoren gemäß Formel (1) auf Basis der stündlichen Zusammenhänge von Strompreis und Einspeisemenge berechnet werden, ergeben sich die in Abbildung 39 dargestellten Marktwertfaktoren in den drei Szenarien.

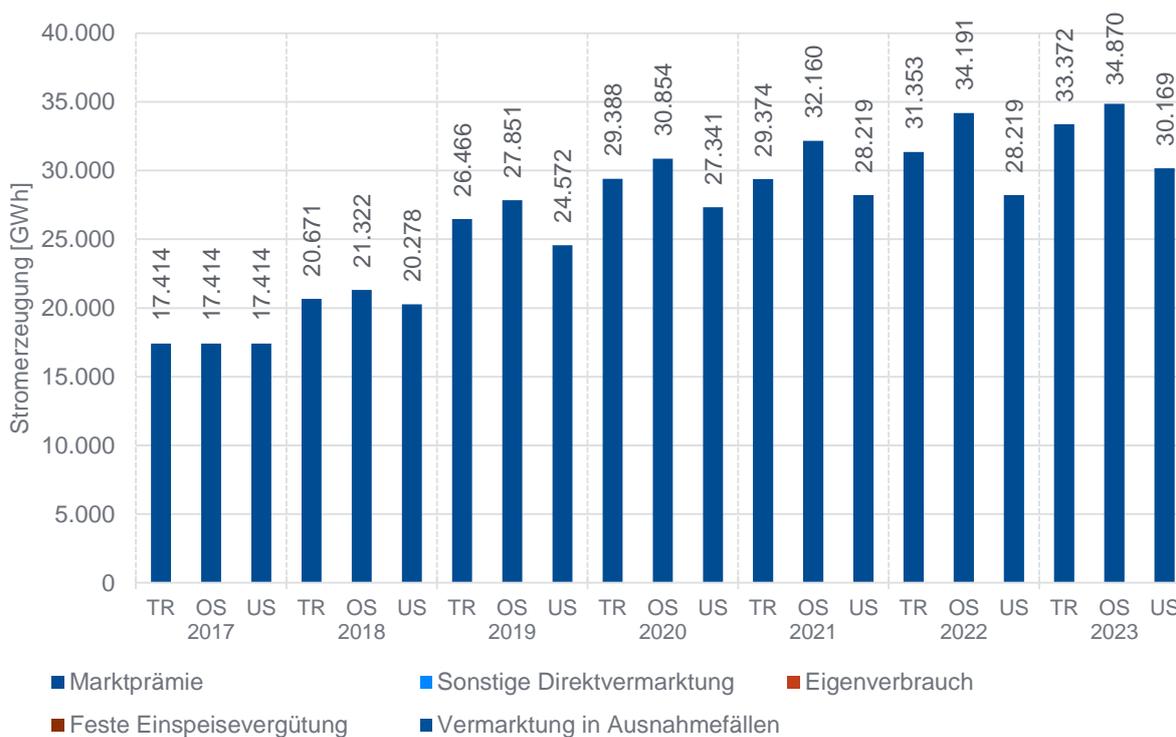


Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

Abbildung 39: Marktwertfaktoren für Windenergie auf See nach Szenarien bis 2023

3.8.5 ENTWICKLUNG DER AUFGESCHLÜSSELTEN GESETZLICHEN VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2023

Windenergieanlagen auf See werden durchweg nach dem Modell der vergüteten Direktvermarktung gefördert. Die Entwicklung der entsprechenden Vergütungszahlungen nach Jahr und Szenario ist in Abbildung 40 dargestellt.



Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

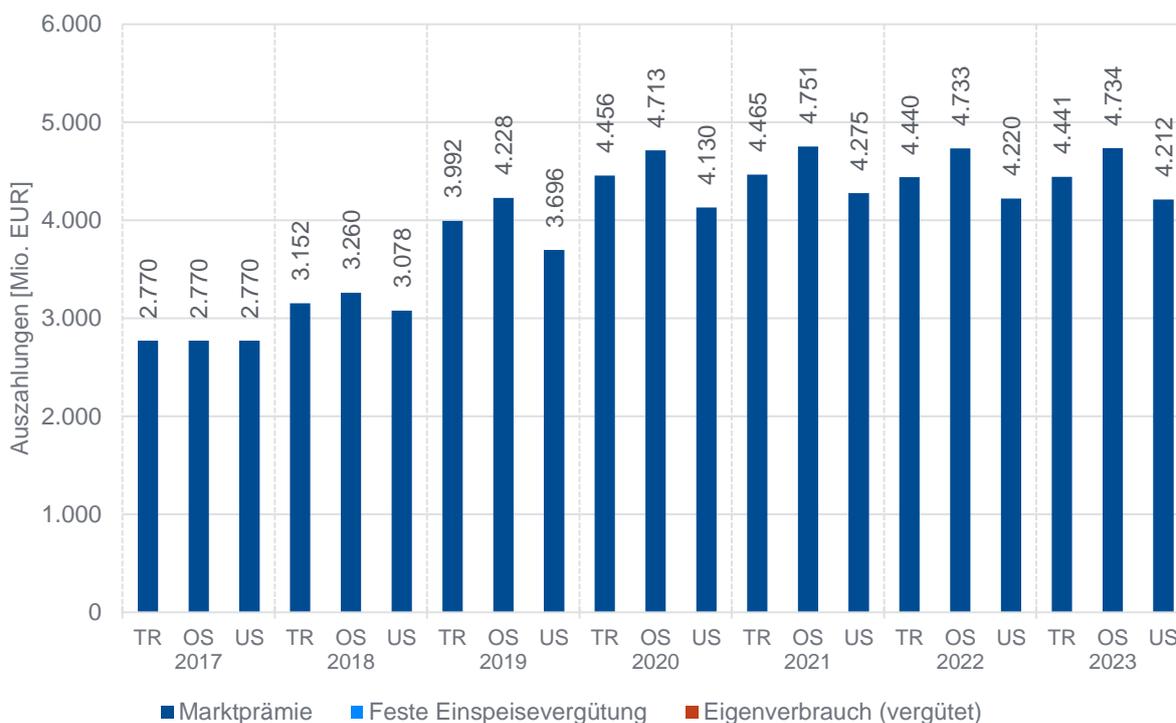
Abbildung 40: Stromerzeugung aus Windenergie auf See nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023

3.8.6 ENTWICKLUNG DER EEG-ZAHLUNGEN NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2023

Für die bestehenden Windparks wird die Vergütung basierend auf anlagenscharfer und gleichbleibender Vergütungssätze für die kommenden Jahre fortgeschrieben. Die Dauer der erhöhten Anfangsvergütung wird dabei windparkscharf auf Basis der Wassertiefen und Entfernungen zur Küstenlinie gemäß EEG geprüft. Nach den resultierenden Ergebnissen ergibt sich für keinen Windpark ein Auslaufen der erhöhten Anfangsvergütung bis zum Jahr 2023.

Für zukünftige Windparks mit einer Inbetriebnahme bis 2020 ist davon auszugehen, dass die durchschnittliche Vergütung der aus dem Jahr 2017 entspricht, allerdings um 10 €/MWh entsprechend dem EEG 2014 in den Fällen mit Anfangsvergütung nach dem Stauchungsmodell reduziert und in den übrigen Fällen um 5 €/MWh.

Für Anlagen, die auf der Basis von Ausschreibungen errichtet werden, wird die Vergütung anlagenscharf anhand der zur Verfügung stehenden Betreiberinformationen und Pressemitteilungen ermittelt. Für Windparkkapazitäten bei denen die Vergütung noch unbekannt ist, werden die Durchschnittsvergütungen der Auktion im Jahr 2018 als Grundlage für die Vergütungssätze verwendet (BNetzA 2018g). Die Entwicklung der Auszahlung für Windenergie auf See sind in Abbildung 41 für die drei Szenarien über den Betrachtungszeitraum dargestellt. Hierbei wird ersichtlich, dass die Auszahlung in allen Szenarien steigt.



Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

Abbildung 41: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie auf See nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023

Da fast alle Windparks auf See direkt an der Höchstspannungsebene angeschlossen sind, gibt es nahezu keine Zahlungen für vermiedene Netzentgelte. Entsprechend den gesetzlichen Vorgaben des NEMoG werden diese zudem über die kommenden Jahre schrittweise reduziert (NEMoG 2017). Die entsprechenden Ergebnisse sind für alle Szenarien und Jahre des Prognosezeitraumes in Tabelle 25 zusammengefasst.

Tabelle 25: Vermiedene Netzentgelte für Stromerzeugung aus Windenergie auf See nach Szenarien bis 2023

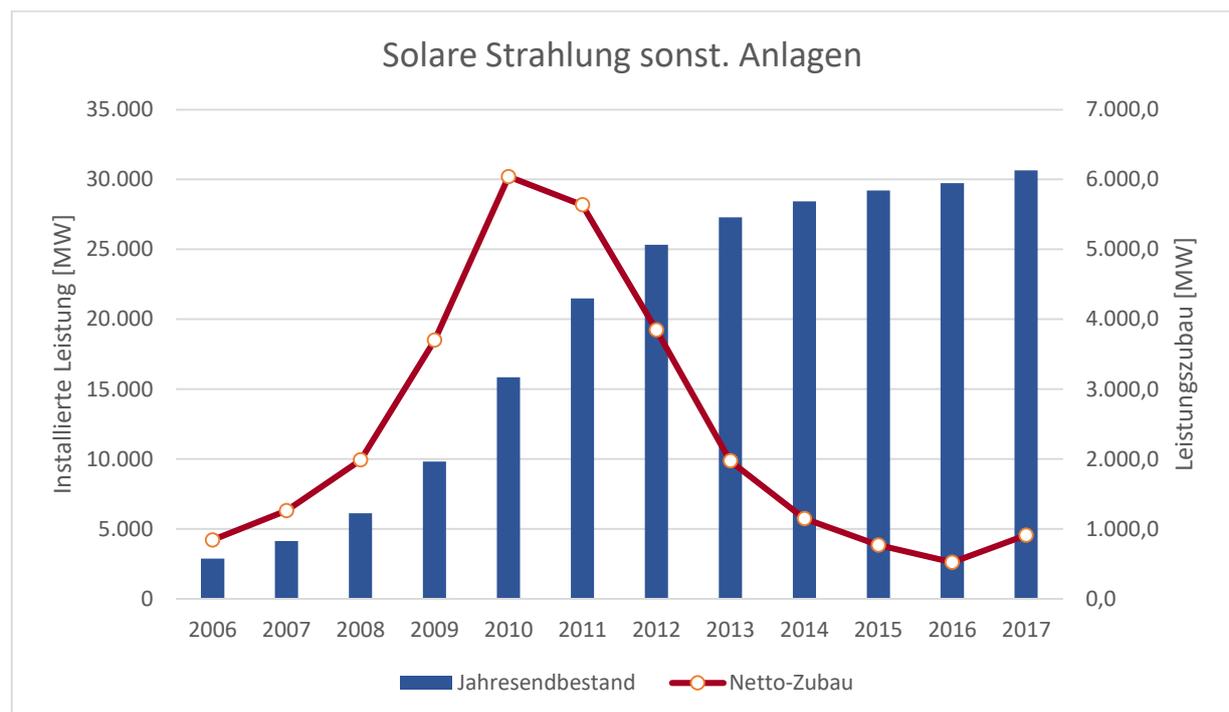
	Mio. EUR	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Trend-Szenario		0,12	0,04	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00
Oberes Szenario		0,12	0,05	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00
Unteres Szenario		0,12	0,04	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

3.9 SOLARE STRAHLENERGIE – ALLGEMEINE ENTWICKLUNG UND SONSTIGE ANLAGEN

3.9.1 ANALYSE DER BISHERIGEN ENTWICKLUNG

In den Jahren 2008 bis 2013 ist ein sehr starker Zubau von Solaranlagen erfolgt (Abbildung 42). Nach wiederholten Anpassungen der Vergütungsregelungen im EEG in den Jahren 2010 bis 2012 hat der Netto-Zubau sonstiger Solaranlagen in den Jahren 2015 bis 2017 durchweg weniger als 1.000 MW pro Jahr betragen. In Summe mit den zugebauten Freiflächenanlagen ist damit der Zubaukorridor von 2.500 MW pro Jahr durchweg deutlich unterschritten worden.



[MW]	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Netto-Zubau	840	1.261	1.985	3.697	6.040	5.636	3.846	1.971	1.147	767	520	908
Jahresendbestand	2.861	4.122	6.107	9.804	15.845	21.481	25.327	27.297	28.444	29.211	29.731	30.639

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

Abbildung 42: Entwicklung der installierten Leistung und des Netto-Zubaus bei sonstigen Solaranlagen seit 2006

3.9.2 LEISTUNGSENTWICKLUNG 2018 BIS 2023

Für die Leistungsentwicklung der solaren Strahlungsenergie wird angenommen, dass gemäß EEG 2017 für Solaranlagen über 750 kW jährlich eine Leistung von 600 MW, abzüglich der Leistung der im Vorjahr gebauten kleinen Freiflächenanlagen (kleiner 750 kW), ausgeschrieben wird (EEG 2017). In technologie-neutrale Ausschreibungen in den Jahren 2018 bis 2020 wird eine jährliche Zubaumenge von je 400 MW bezuschlagt. Gemäß den Ergebnissen der im Jahr 2018 erfolgten technologie-neutralen als auch den Ergebnissen zurückliegender technologiespezifischer Ausschreibungen wird davon ausgegangen, dass ausschließlich Solaranlagen in den technologie-neutralen Ausschreibungen bezuschlagt werden (BNetzA 2018h). Als Realisierungszeitraum wird eine gleichmäßige Verteilung im nächsten und übernächsten Jahr

nach dem jeweiligen Ausschreibungstermin angenommen. Als Realisierungsquote wird basierend auf den bisherigen Quoten im Trendszenario 96 % (unteres Szenario 92 %, oberes Szenario 100 %) angesetzt.

Für den Zubau kleiner Anlagen wird eine Gesamtmenge von 1.900 MW pro Jahr zugrunde gelegt, sodass in Summe mit der Standardausschreibung für von 600 MW der im EEG definierte Zubaukorridor eingehalten wird. Dies entspricht für 2018 den Erwartungen der Branchenverbände (BSW 2018). Da die Degression der Vergütungssätze am Ausbaukorridor ausgerichtet ist und ein höherer Ausbau zu einem niedrigeren Investitionsanreiz in den Folgemonaten führt, wird davon ausgegangen, dass der Zubau für Kleinanlagen in den Folgejahren weitgehend konstant bleibt. Bei Überschreiten einer gesamten installierten Kapazität von 52 GW entfällt nach der aktuellen Gesetzeslage die Vergütung vollständig. Es wird angenommen, dass der Zubau aus sonstigen PV-Anlagen dennoch stattfindet sich aber um 50 % der in den Vorjahren zugebauten Menge reduziert, da der Eigenverbrauch zu diesem Zeitpunkt bereits ausreichend hohe Anreize schafft, dass ein gewisser Zubau weiterhin stattfindet.

Im oberen Szenario werden die gleichen Annahmen wie im Trendszenario zugrunde gelegt. Zusätzlich werden jedoch Sonderausschreibungen von jeweils 1 GW in den Jahren 2019–2022 berücksichtigt, um die Ausbauziele der Koalitionsvereinbarung zu erreichen. Weiterhin wird der jährliche Kapazitätswachstum bei Kleinanlagen auf 2.500 MW erhöht. Die bei Erreichen des Zubaudeckels von 52 GW ggf. wegfallende Förderung führt in diesem Szenario nicht zu einer Reduktion des Zubaus. Vielmehr bleibt der jährliche Zubau von Kleinanlagen in diesem Szenario bis 2023 unverändert. Beim unteren Szenario wird bei ansonsten gleichen Annahmen wie im Trendszenario der Zubau von Kleinanlagen in 2018 auf 1.600 MW und ab 2019 auf 1.300 MW pro Jahr begrenzt.

Die Zubaumengen für sonstige PV-Anlagen aus Ausschreibungen werden mithilfe des Kapazitätsverhältnisses zwischen sonstigen PV-Anlagen und Freiflächenanlagen aus den Anlagenstammdaten für das Inbetriebnahmejahr 2017 bestimmt. Der sich daraus ergebende Anteil für den Zubau sonstiger Anlagen aus Ausschreibungen beträgt demnach 3,7 %.

Die Kapazität zugebauter sonstiger PV-Anlagen mit einer Leistung unter 750 kW wird anhand ihrer Kapazitätsanteile aus den Veröffentlichungen der BNetzA (BNetzA 2018e, 2018f, 2018b) für die Jahre 2017 und 2018 bestimmt. Da der Zubau von kleinen Freiflächenanlagen durch die Umstellung auf ein Ausschreibungssystem einen starken Rückgang im Jahr 2016 erfahren hat und sich gegenwärtig erholt, ist es hier sinnvoll, nicht auf die Anlagenstammdaten zurückzugreifen, sondern die Entwicklungen des Jahres 2018 aus dem Anlagenregister einzubeziehen. Aus den genannten Daten ergibt sich ein Anteil von 93,9 % für sonstige PV-Anlagen für den Zubau in 2017 und 89,7 % für den Zubau in 2018. Für den Zubau der Jahre 2019–2023 wird gemittelt ein Anteil von 91,8 % für sonstige PV-Anlagen angenommen.

Im Juni 2018 hat die installierte Leistung aus Mieterstromanlagen bei lediglich 3,7 MW gelegen (BNetzA 2018l). Der Leistungszubau aus Mieterstromanlagen wird auf Basis einer Studie von Prognos AG und Boos Hummel & Wegerich (BH&W und Prognos 2017) abgeleitet. Von den circa 18 Millionen Wohngebäuden in Deutschland eignen sich demnach rund 368 Tausend Gebäude für Mieterstrommodelle. Diese haben drei oder mehr Wohnungen, wobei der größte Anteil mit 62 % bei Gebäuden mit sieben bis zwölf Wohneinheiten liegt. Die PV-Potenzialausschöpfung der Dachflächen von Einfamilienhäusern der letzten 15 Jahre liegt im Mittel bei jährlich 0,85 % (BH&W und Prognos 2017). In den Anfangsjahren hat die Ausschöpfung allerdings deutlich darunter gelegen. Auch die aktuell niedrigen Leistungen bei Mieterstromanlagen zeigen einen sehr langsamen Markthochlauf. Für die Prognose der PV-Mieterstromanlagen wird

im Trendszenario daher eine niedrige Potenzialausschöpfung von 0,15 % im Jahr 2018 unterstellt, welche für die Folgejahre moderat steigt. Bei einer mittleren Anlagengröße von 27 kW, welche sich aus dem Mittelwert bisheriger Mieterstrommodelle ergibt (BNetzA 2018I), wird von einem Leistungszubau in 2018 von 15 MW ausgegangen. Im oberen und unteren Szenario liegt die Potenzialausschöpfung im Jahr 2018 bei 0,5 % bzw. 0,05 % und steigt im Betrachtungszeitraum ebenfalls an. Nur im oberen Szenario wird so die Fördergrenze von 500 MW im Jahr 2022 erreicht. In Tabelle 26 ist die Entwicklung des Ausbaus solarer Strahlungsenergie sonstiger Anlagen bis 2023 zusammengefasst.

Tabelle 26: Prognose der Leistungsentwicklung von Solare Strahlungsenergie (sonstige Anlagen) zwischen 2018 und 2023 nach Szenarien

[MW]	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Trend-Szenario						
Zubau	1.720	1.792	1.820	1.867	1.038	1.032
Rückbau	0	0	0	0	0	0
Jahresendbestand	32.359	34.151	35.971	37.838	38.876	39.908
Oberes Szenario						
Zubau	2.007	2.388	2.436	1.349	1.357	1.192
Rückbau	0	0	0	0	0	0
Jahresendbestand	32.646	35.034	37.470	38.819	40.176	41.368
Unteres Szenario						
Zubau	1.177	1.226	1.244	1.267	1.296	693
Rückbau	0	0	0	0	0	0
Jahresendbestand	31.816	33.043	34.287	35.554	36.850	37.543

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

3.9.3 VOLLBENUTZUNGSSTUNDEN UND STROMERZEUGUNG

Basierend auf dem in Kapitel 2.4 beschriebenen Verfahren wird für jedes Szenario ein Wetterjahr aus verschiedenen realen Monaten der Jahre 2012 bis 2017 zusammengesetzt. Die Monate werden so ausgewählt, dass die prognostizierte Stromproduktion in 10 % (unteres Szenario), 50 % (Trendszenario) und 90 % (oberes Szenario) aller zu erwartenden Jahre unterschritten wird.

Die Kapazität aller aktiven Anlagen wird unter Berücksichtigung des Zu- und Rückbaus pro Landkreis und Größenklasse aggregiert. Pro Größenklasse wird aus (Saint-Drenan 2015) eine Wahrscheinlichkeitsverteilung der zu erwarteten Neigungswinkel zugrunde gelegt. Anschließend wird mit Hilfe regionaler Strahlungsdaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD 2018) die stündliche Produktion pro Landkreis für jede Größenklasse bestimmt. Bevor das Modell für die Zieljahre 2018-2023 Anwendung findet, wird es mit dem jeweiligen monatlichen Anlagenbestand der Monate des zusammengesetzten Wetterjahres ausgeführt und für jede Stunde die Summe der modellierten Stromproduktion mit der historischen Stromproduktion verglichen. Dabei basiert der zeitliche Verlauf der historischen Zeitreihen auf den ÜNB Veröffentlichungen (NEMoG 2018) und die jährlichen Gesamtmengen 2012-2016 auf den Daten des BMWi (BMWi 2017) sowie 2017 auf den Berechnungen der AGEb (AGEb 2018).

Die so ermittelten stündlichen Kalibrierungsfaktoren werden auf die modellierten Zeitreihen des Zieljahres angewendet, um mögliche Modellgenauigkeiten auszugleichen. Die somit simulierten Strompro-

duktionsmengen pro Landkreis und Größenklasse werden anschließend auf die jeweils zugehörigen Anlagen aufgeteilt. Dabei werden ihre Produktionsanteile des Jahres 2017 als Aufteilungsschlüssel verwendet.

Neben dem stündlichen nationalen Abgleich mit historischen Daten wird auch ein anlagenscharfer Abgleich mit historischen Daten durchgeführt. Dafür wird das Modell einmal für das vollständige Wetterjahr 2017 ausgeführt, woraufhin ein Abgleich zwischen der simulierten jährliche Produktion mit der tatsächlichen Produktion (ÜNB 2018c) stattfindet. Die so ermittelten anlagenscharfen Korrekturfaktoren werden daraufhin auf die Modellierung der Jahre 2018-2023 angewendet. Ebenfalls werden daraus landkreisscharfe Korrekturfaktoren bestimmt, die für die Stromerzeugung der neugebauten Anlagen der Jahre 2018-2023 verwendet werden. In 2017 errichtete Anlagen werden aus dem anlagenscharfen Produktionsabgleich herausgenommen, da sie nicht zwangsläufig ab dem angegebenen Inbetriebnahmedatum tatsächlich Strom produziert haben und ihre Volllaststunden somit teilweise uncharakteristisch niedrig sind.

Für sonstige PV-Anlagen erfolgt zudem eine detaillierte Modellierung des Eigenverbrauchs. Nicht vergüteten Eigenverbrauch gibt es erst seit Inkrafttreten des EEG 2012 im Juni 2012 und wird in den Bewegungsdaten nicht systematisch erfasst. Abhängig von der Anlagengröße werden hierbei unterschiedliche Verbraucher angenommen. Anlagen mit einer Leistung bis zu 10 kW werden Haushalten zugeordnet, Anlagen ab 10 kW dem Gewerbe. Zudem werden für unterschiedliche Baujahre und Größenklassen verschiedene Wahrscheinlichkeiten für das Vorhandensein eines Speichers vorgegeben.

Die installierte Kapazität wird dementsprechend auf verschiedene Klassen aufgeteilt, die durch die Kombination der Baujahre (2012 bis 2023) mit den folgenden Größenklassen definiert werden:

- kleiner 5 kW
- 5 bis 8 kW
- 8 bis 10 kW
- 10 bis 15 kW
- 15 bis 30 kW
- 30 bis 500 kW

Für Anlagen mit einer Leistung größer als 500 kW wird kaum Eigenverbrauch erwartet, da in der Regel eine ungünstige Verbrauchsstruktur und/oder niedrigere Strombeschaffungskosten vorliegen (Kelm et al. 2018). Pro Klasse wird die Kapazität und zugehörige Produktion aufsummiert.

Für jede Klasse wird eine Eigenverbrauchsquote mit Speicher, eine Quote ohne Speicher, sowie die Anzahl der vorhandenen Speicher und eine durchschnittliche Speichergröße vorgegeben, wobei die Speicheranzahl auch für Bestandsanlagen für jedes Jahr aktualisiert wird. Die Eigenverbrauchsquote ist somit unabhängig von der Jahreszeit und steigt nicht im Laufe eines Jahres an.

Die Anzahl der Speicher pro Jahr sowie die durchschnittliche Größe pro Anlagenklasse wird dem Speichermonitoring 2018 der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen (RWTH) entnommen und für die Zukunft extrapoliert. Für Anlagen mit einer Leistung größer als 30 kW werden keine Speicher angenommen.

Grundsätzlich werden für Anlagen mit einer Leistung kleiner als 10 kW die Eigenverbrauchsquoten pro Klasse entsprechend (Weniger et al. 2014) angesetzt. Hierfür muss jedoch jeweils ein Jahresverbrauch

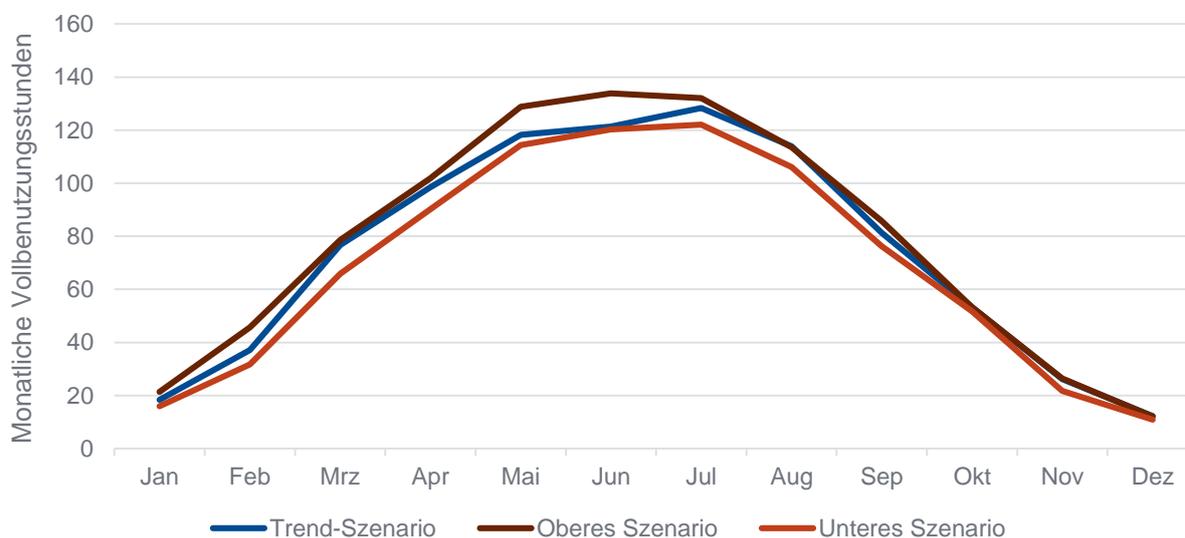
angenommen werden. Für Anlagen ab 10 kW steht keine belastbare Literaturangabe zur Verfügung - grundsätzlich sind sehr hohe Eigenverbrauchswerte für Gewerbe vorstellbar, aber es ist nicht klar, ob sich tatsächlich bei allen Anlagen ein relevanter Verbraucher im Umfeld befindet.

Für die aus der Literatur nicht bestimmbaren Parameter werden Werte abgeschätzt, indem das Modell für das Jahr 2017 auf 2,5 TWh kalibriert wird (Kelm et al. 2018). Für Anlagen kleiner 10 kW ergibt sich demnach eine Eigenverbrauchsquote von 30 % ohne Speicher und 55 %-65 % mit Speicher. Für Anlagen zwischen 10 kW und 100 kW werden 35 % und für Anlagen mit einer Leistung von über 100 kW eine Eigenverbrauchsquote von 18 % zugrunde gelegt. Zum Vergleich ergeben sich aus den nicht systematisch erfassten Eigenverbräuchen der Bewegungsdaten für 2017 eine Quote von ca. 40 % für Anlagen über 10 kW und ca. 30 % unter 10 kW. Aus dem Produkt der erzeugten Strommengen pro Größenklasse und der Eigenverbrauchsquote wird anschließend der Eigenverbrauch berechnet.

In Betrieb genommene Anlagen zwischen Anfang 2009 bis Juni 2012 unterliegen auch einer Vergütungsregelung für den Eigenverbrauch. Da dieser vergütete Eigenverbrauch vollständig in den Bewegungsdaten erfasst wird, wird zur Bestimmung des vergüteten Eigenverbrauchs anlagenscharf die prognostizierte Gesamtproduktion mit dem historischen Anteil des vergüteten Eigenverbrauchs in 2017 multipliziert.

Zusätzlich wird bei Anlagen, die im Rahmen des Mieterstroms errichtet worden sind, ein Eigenverbrauchsanteil von 50 % angenommen. Hier ist ein höherer Eigenverbrauchsanteil als bei anderen Haushalten zu erwarten, da der Stromverbrauch anteilig zur Leistung der Anlage im Durchschnitt höher sein wird.

Die daraus folgenden Vollbenutzungsstunden für sonstige Solaranlagen sind in Abbildung 43 für alle Szenarien des Jahres 2019 dargestellt. Die höchsten Vollbenutzungsstunden liegen demnach in allen Szenarien in den Sommermonaten und sind tendenziell um ein fünffaches höher als in den Wintermonaten.



Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

Abbildung 43: Monatliche Vollbenutzungsstunden der Solaren Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Szenarien im Jahr 2019

In Tabelle 27 sind die Vollbenutzungsstunden über den gesamten Betrachtungshorizont und für alle Szenarien dargestellt. Hierbei fällt auf, dass nach 2018 die Vollbenutzungsstunden sinken. An dieser Stelle muss hervorgehoben werden, dass für das erste Halbjahr 2018 bereits historische Produktionsmengen vorliegen, die im Modell berücksichtigt werden. Auch war das Jahr 2017 ein überdurchschnittliches Wetterjahr bezüglich seiner Sonnenstunden. Im oberen Szenarien werden die hohen Vollbenutzungsstunden vorteilhafter Wetterjahre für sonstige Solaranlagen abgebildet.

Tabelle 27: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Solaren Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Szenarien (2017-2023)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	909	933	885	887	885	886	886
Stromerzeugung [GWh/a]	27.495	29.411	29.473	31.131	32.698	33.999	34.915
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	909	941	933	936	934	934	934
Stromerzeugung [GWh/a]	27.495	29.679	31.616	33.949	35.651	36.910	38.101
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	909	907	827	828	827	827	827
Stromerzeugung [GWh/a]	27.495	28.536	26.845	27.904	28.901	29.959	30.790

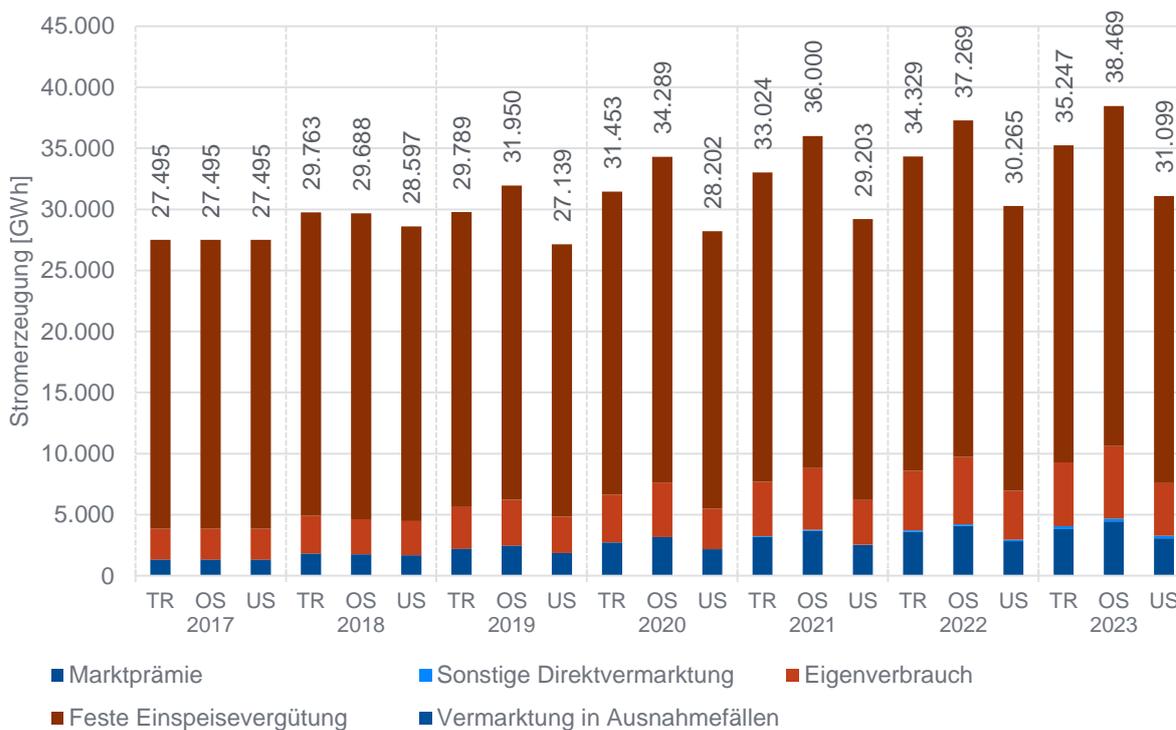
Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

3.9.4 MARKTWERTFAKTOREN

Die Berechnung der Marktwertfaktoren für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen erfolgt gemeinsam mit der Berechnung der Marktwertfaktoren für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen und werden in Kapitel 3.10.4 dargestellt.

3.9.5 ENTWICKLUNG DER AUFGESCHLÜSSELTEN GESETZLICHEN VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2023

Zur Bestimmung der Veräußerungsformen werden Anlagen in Anlagenklassen von kleiner als 100 kW und größer als 100 kW eingeteilt und deren Zubau anhand ihrer entsprechenden Anteile in den historischen Bewegungsdaten 2017 (ÜNB 2018c) hergeleitet. Dabei wird für Anlagen kleiner als 100 kW davon ausgegangen, dass diese durchweg eine feste Einspeisevergütung erhalten, da der Aufwand für eine Direktvermarktung unverhältnismäßig groß ist. Hingegen wird für zugebaute Anlagen mit einer Anlagenleistung größer als 100 kW davon ausgegangen, dass deren Stromerzeugung im Rahmen der geförderten Direktvermarktung entsprechend der aktuellen gesetzlichen Regelung (EEG 2017) vermarktet und vergütet werden. Zudem werden Anlagen berücksichtigt, die aufgrund der zwanzigjährigen EEG-Vergütungsdauer nicht mehr vergütet werden, indem bei dieser geringen Anzahl von Anlagen durchweg angenommen wird, dass diese Anlagen in die sonstige Direktvermarktung wechseln. In Abbildung 44 sind die Anteile der Vermarktungsformen für alle Szenarien über den gesamten Betrachtungszeitraum dargestellt.



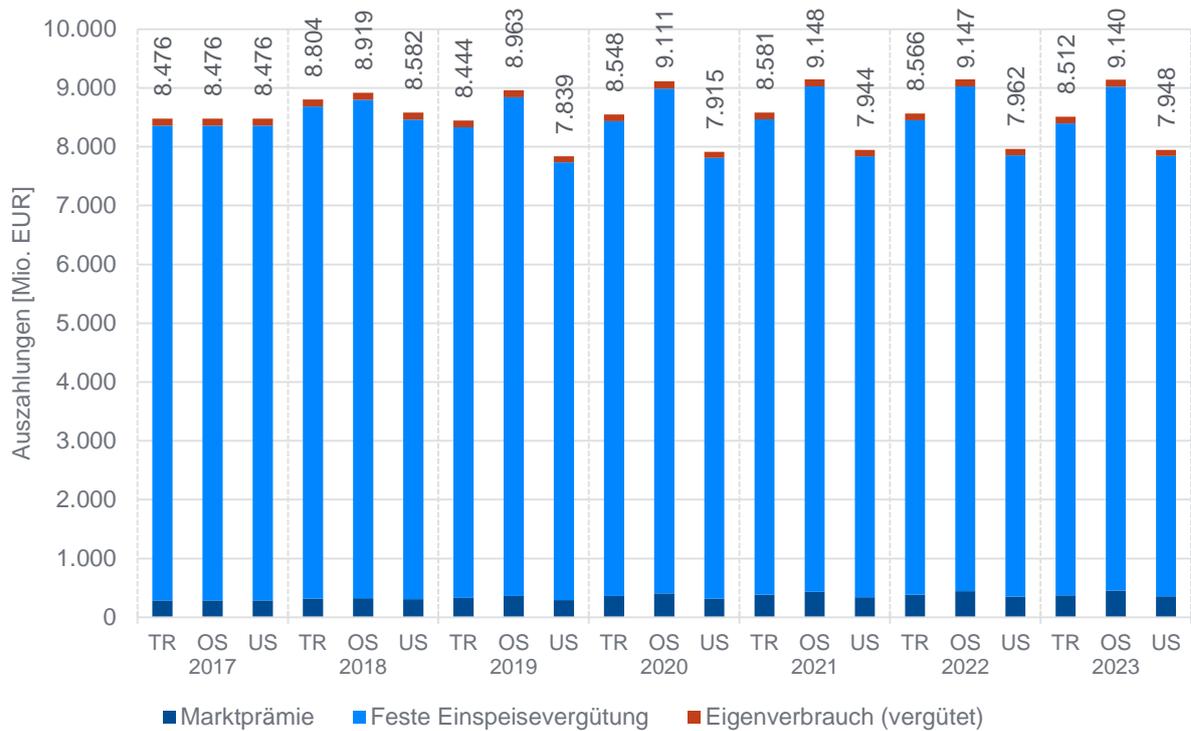
Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

Abbildung 44: Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023

3.9.6 ENTWICKLUNG DER EEG-ZAHLUNGEN NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2023

Aus der Entwicklung der Vermarktungsmengen nach Veräußerungsformen werden die entsprechenden Vergütungszahlungen abgeleitet. Dabei werden für Bestandsanlagen durchweg gleichbleibende Vergütungssätze für jede einzelne Anlage bis zum Ende des gesetzlichen Vergütungsanspruchs zugrunde gelegt.

Für zugebaute Kleinanlagen bis 750 kW wird die Vergütung anhand der Durchschnittsvergütung pro Klasse in 2017 unter Berücksichtigung der Degression nach EEG 2017 ermittelt. Bei Anlagen die im Rahmen der Ausschreibungen zugebaut werden, wird die Vergütung auf Basis der durchschnittlichen Preise für bezuschlagte Anlagen ermittelt. Dabei wird von einer Abnahme der durchschnittlichen Vergütung ausgegangen, sodass sie von 45,9 €/MWh im Juni 2018 auf 40 €/MWh im Jahr 2023 sinkt (BNetzA 2018c). In Abbildung 45 wird die prognostizierte Entwicklung der Auszahlungen für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen dargestellt. Im Trendszenario liegen demnach die Auszahlungen stetig leicht über den Auszahlungen aus dem Jahr 2017. Für das Jahr 2018 wird hierbei die größte Auszahlung erwartet.



Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

Abbildung 45: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023

Zur Ermittlung der Gesamtauszahlung werden die Auszahlungen an die Anlagenbetreiber wiederum um die Summe der vermiedenen Netzentgelte reduziert. Die vermiedenen Netzentgelte werden nach der in Abschnitt 2.6.4 beschriebenen Methode berechnet und entsprechend den Regelungen des NEMOG bis 2020 in drei Stufen auf null reduziert (NEMoG 2017). Die vermiedenen Netzentgelte sind in Tabelle 28 zusammengefasst.

Tabelle 28: Vermiedene Netzentgelte für Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Szenarien bis 2023

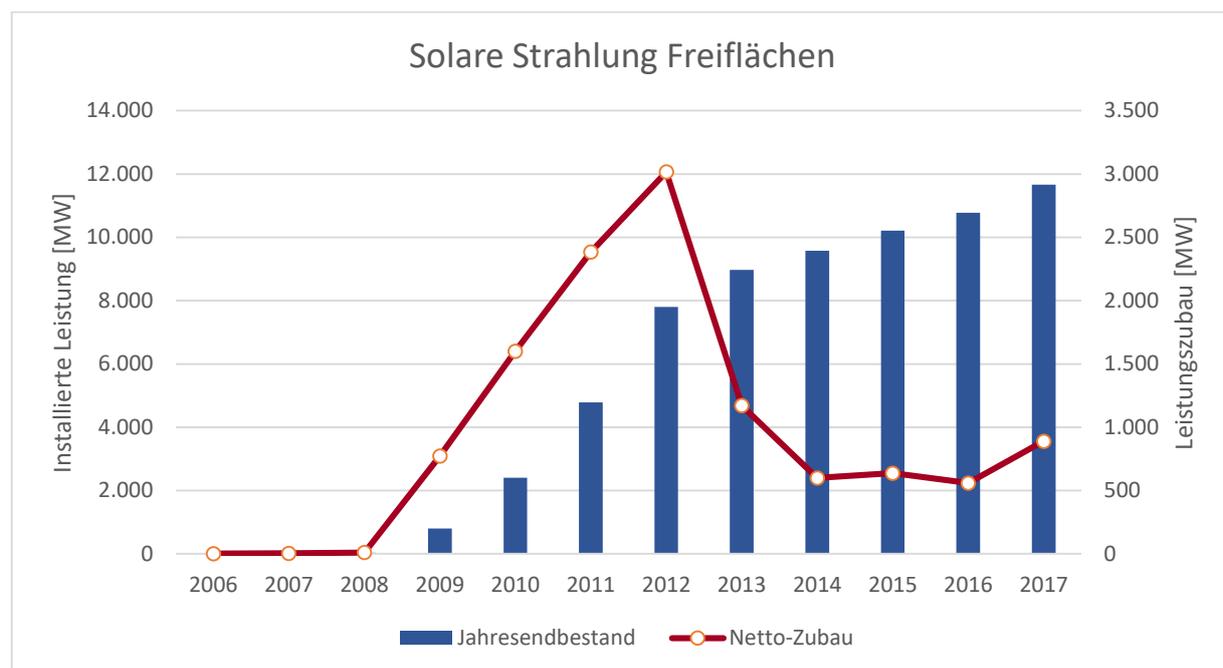
	Mio. EUR	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Trend-Szenario		210,88	114,09	54,07	0,00	0,00	0,00	0,00
Oberes Szenario		210,88	114,42	56,70	0,00	0,00	0,00	0,00
Unteres Szenario		210,88	111,45	50,71	0,00	0,00	0,00	0,00

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

3.10 SOLARE STRAHLUNGSENERGIE AUS FREIFLÄCHENANLAGEN

3.10.1 ANALYSE DER BISHERIGEN ENTWICKLUNG

Wie bei den sonstigen Solaranlagen ist auch bei den Freiflächenanlagen ein sehr starker Zubau in den Jahren 2009 bis 2013 zu verzeichnen gewesen. Ab 2014 hat der jährliche Zubau um 600 MW betragen. Nur im Jahr 2017 ist der Zubau mit knapp 400 MW etwas schwächer ausgefallen, was auch der Abbildung 46 entnommen werden kann. Dieser Rückgang ist im Wesentlichen auf die geringere Ausschreibungsmenge für Freiflächenanlagen nach der Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV) im Jahr 2016 zurückzuführen (FFAV 2015).



[MW]	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Netto-Zubau	2	4	11	772	1.600	2.383	3.016	1.170	599	638	559	890
Jahresendbestand	19	23	34	806	2.406	4.789	7.805	8.975	9.575	10.212	10.771	11.661

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

Abbildung 46: Entwicklung der installierten Leistung und des Netto-Zubaus bei Solaranlagen - Freiflächenanlagen seit 2006

3.10.2 LEISTUNGSENTWICKLUNG 2018 BIS 2023

Seit der Neuregelung des EEG 2017 werden jährlich 600 MW Leistung für Anlagen die größer als 750 kW sind ausgeschrieben, was einer Erhöhung im Vergleich zu den Ausschreibungen der Jahre 2015 bis 2016 entspricht.

Die getroffenen Annahmen zur gesamten Leistungsentwicklung der Solaranlagen werden in Kapitel 3.9.1 beschrieben. Nach dem EEG 2017 fallen alle Anlagen ab einer installierten Leistung von 750 kW unter die Ausschreibungspflicht. Daher wird für den Zubau ab 2018 die Anlagenleistung, die über Ausschreibungen

bezuschlagt wird, anhand der Kapazitätsanteile der Anlagenstammdaten mit Baujahr 2017 und installierter Leistung größer 750 kW auf sonstige Anlagen und Freiflächenanlagen aufgeteilt. Dadurch ergibt sich ein Anteil der Freiflächenanlagen am Zubau aus ausgeschriebenen Anlagen von 96,3 %.

Die Kapazität der zugebauten Freiflächenanlagen unter 750 kW wird wiederum anhand der Kapazitätsanteile in den Veröffentlichungen der BNetzA (BNetzA 2018e) für die Jahre 2017 und 2018 auf Freiflächenanlagen und sonstige Anlagen bestimmt.

Da der Zubau von kleinen Freiflächenanlagen durch die Umstellung auf ein Ausschreibungssystem einen starken Rückgang im Jahr 2016 erfahren hat und sich gegenwärtig erholt, ist es hier nicht angemessen, auf die Anlagenstammdaten zurückzugreifen, die nur bis Ende 2017 vorliegen. Vielmehr werden daher die Entwicklungen des Jahres 2018 aus dem Anlagenregister einbezogen. Aus den genannten Daten ergibt sich ein Anteil von 6,1 % für Freiflächenanlagen für den Zubau in 2017 und 10,3 % für den Zubau in 2018. Für den Zubau der Jahre 2019-2023 von Anlagen mit einer Leistung unter 750 kW wird gemittelt ein Anteil von 8,2 % für Freiflächenanlagen angenommen. Tabelle 29 fasst die prognostizierte Entwicklung von Freiflächenanlagen bis 2023 für alle Szenarien zusammen.

Tabelle 29: Prognose der Leistungsentwicklung von Solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen zwischen 2018 und 2023 nach Szenarien

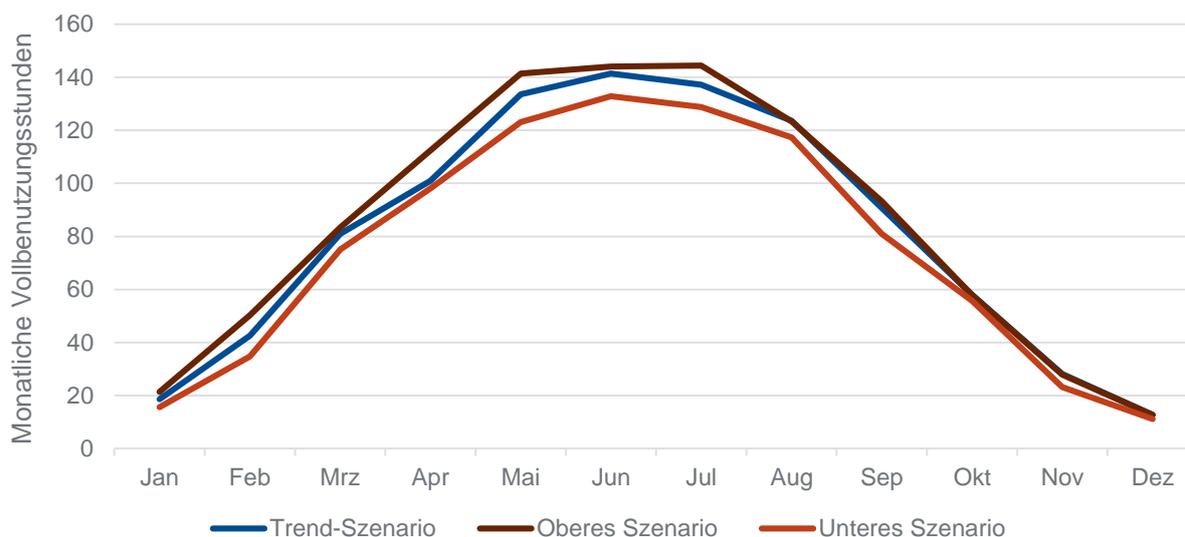
[MW]	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Trend-Szenario						
Zubau	684	895	971	914	670	475
Rückbau	0	0	0	0	0	0
Jahresendbestand	12.345	13.241	14.212	15.126	15.796	16.271
Oberes Szenario						
Zubau	735	975	1.524	1.815	1.632	1.488
Rückbau	0	0	0	0	0	0
Jahresendbestand	12.396	13.372	14.896	16.710	18.343	19.830
Unteres Szenario						
Zubau	602	816	916	875	709	478
Rückbau	0	0	0	0	0	0
Jahresendbestand	12.263	13.079	13.995	14.870	15.579	16.057

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

3.10.3 VOLLBENUTZUNGSSTUNDEN UND STROMERZEUGUNG

Die Modellierung der Produktion erfolgte analog zu dem in Kapitel 3.9.2 beschriebenen Vorgehen. Damit ergeben sich die in Abbildung 47 und Tabelle 30 dargestellten Vollbenutzungsstunden.

Tendenziell liegen die Vollbenutzungsstunden von Freiflächenanlagen über denen von sonstigen Anlagen, da diese in der Regel eine bessere Ausrichtung aufweisen. Die höchsten Vollbenutzungsstunden werden in allen Szenarien im Jahr 2018 erreicht. Dies ist damit zu begründen, dass das erste Halbjahr Jahr 2018 ein überdurchschnittlich sonnenreiches Jahr gewesen ist, was durch Verwendung der tatsächlich erzeugten Strommengen berücksichtigt wird. In den Jahren 2019 bis 2023 werden in den jeweiligen Szenarien nahezu konstante Vollbenutzungsstunden prognostiziert.



Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

Abbildung 47: Monatliche Vollbenutzungsstunden der Solaren Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Szenarien im Jahr 2019

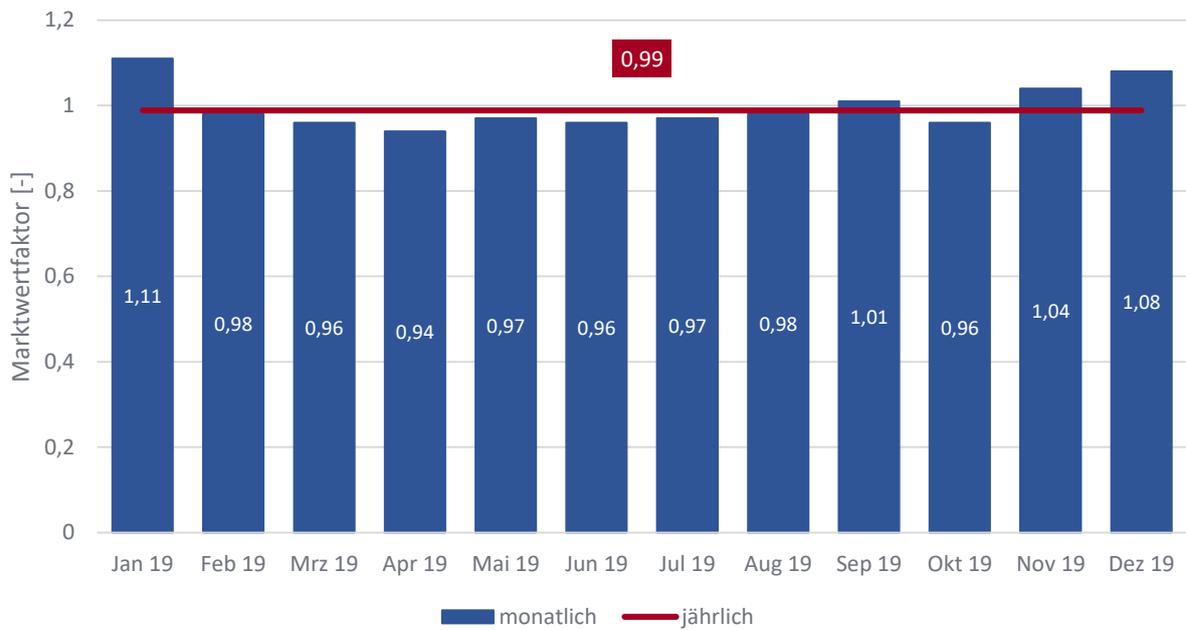
Tabelle 30: Jährliche Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung der Solaren Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Szenarien (2017-2023)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	954	1.029	968	970	967	967	967
Stromerzeugung [GWh/a]	10.949	12.342	12.405	13.330	14.203	14.966	15.517
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	954	1.039	1.013	1.013	1.009	1.010	1.010
Stromerzeugung [GWh/a]	10.949	12.470	13.059	14.343	15.976	17.715	19.289
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	954	995	897	897	896	896	896
Stromerzeugung [GWh/a]	10.949	11.920	11.376	12.166	12.948	13.657	14.189

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

3.10.4 MARKTWERTFAKTOREN

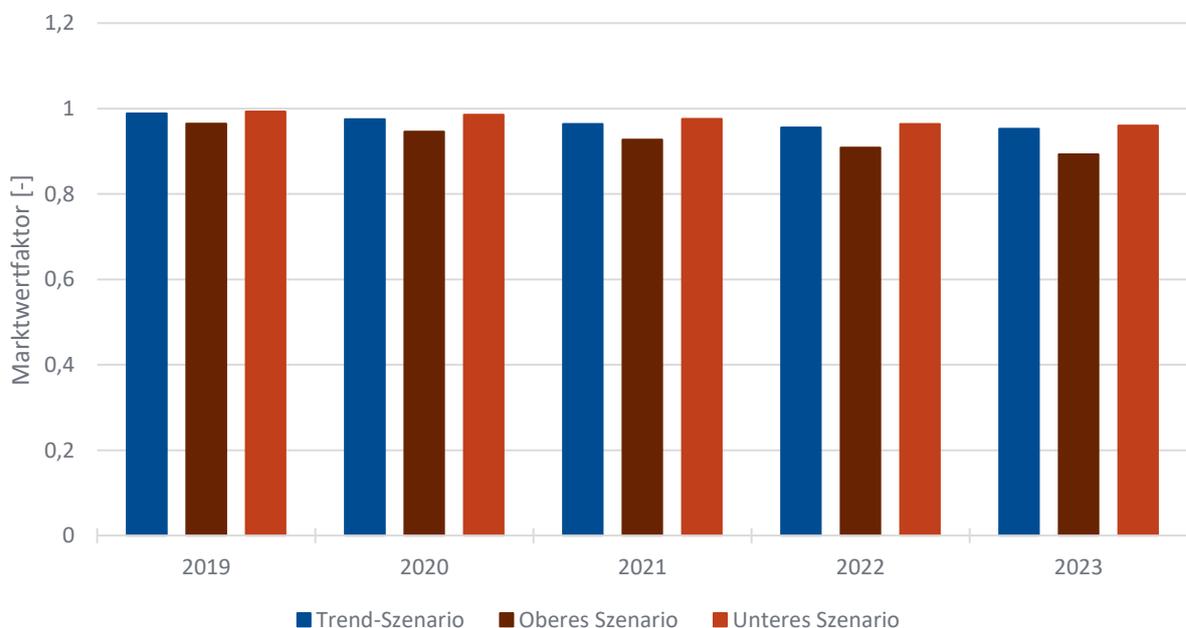
Die Marktwertfaktoren für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen werden gemeinsam mit den Marktwertfaktoren für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen ermittelt. Die Erzeugung aus solarer Strahlungsenergie ist wie auch die Windenergie stark dargebotsabhängig. Bei der solaren Strahlungsenergie sind jedoch klare tägliche und saisonale Muster zu erkennen, die sich auch unmittelbar in den Marktwertfaktoren niederschlagen. Abbildung 48 stellt die monatlichen und jährlichen Marktwertfaktoren für solare Strahlungsenergie im Jahr 2019 dar.



Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

Abbildung 48: Marktwertfaktoren für solare Strahlungsenergie im Jahr 2019 im Trend-Szenario

Die Marktwertfaktoren für solare Strahlungsenergie liegen oberhalb der Marktwertfaktoren von Windenergie an Land und auf See. In den Wintermonaten mit besonders geringer solarer Erzeugung steigen die Marktwertfaktoren teilweise auf Werte deutlich über 1, wohingegen in den Sommermonaten Werte um die 0,97 erreicht werden. Abbildung 49 zeigt die Entwicklung der Marktwertfaktoren für solare Strahlungsenergie in den drei Szenarien bis zum Jahr 2023 auf.



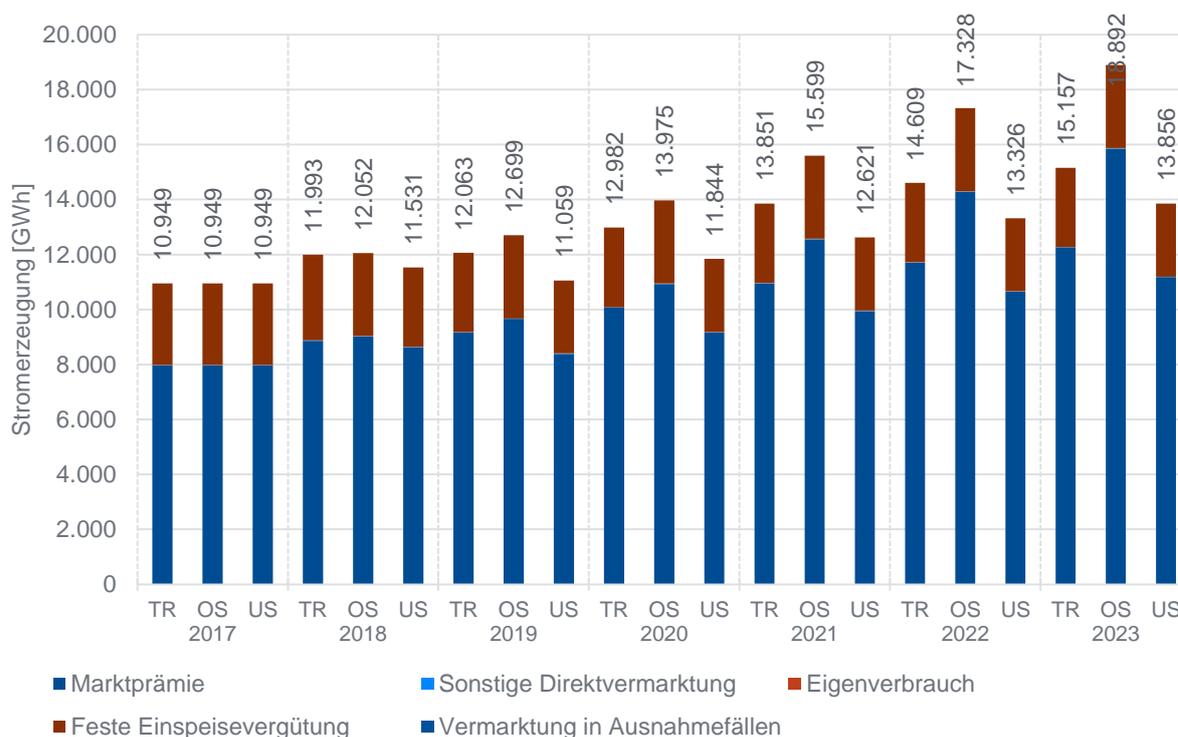
Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

Abbildung 49: Marktwertfaktoren für solare Strahlungsenergie nach Szenarien bis 2023

Da Strom aus solarer Strahlungsenergie vor allem in den Mittagsstunden produziert wird und in diesen Stunden aufgrund hoher Nachfrage in der Regel die höchsten Marktpreise auftreten, sind die Marktwertfaktoren für solare Strahlungsenergie höher als die Marktwertfaktoren für Windenergie an Land und auf See. Durch die steigende installierte Kapazität erhöht sich in den Prognosejahren die Erzeugung aus solarer Strahlungsenergie in den Mittagsstunden. Aufgrund des Merit-Order-Effektes sinkt somit in diesen Stunden der Marktpreis. Insbesondere nimmt das Verhältnis der Peak-Stunden zu den tagesmittleren Preisen in den Prognosejahren ab. Es ergeben sich somit kontinuierlich sinkende Marktwertfaktoren in den Jahren 2019 bis 2023. Die unterschiedlichen Annahmen hinsichtlich eingespeister erneuerbarer Energien sowie der Stromnachfrage und den entsprechend resultierenden Strompreisen führen im unteren Szenario zu höheren und im oberen Szenario zu niedrigeren Marktwertfaktoren als im Trendszenario.

3.10.5 ENTWICKLUNG DER AUFGESCHLÜSSELTEN GESETZLICHEN VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2023

Da der Anteil von Freiflächenanlagen mit Einspeisevergütung in 2017 (ÜNB 2018c) verschwindend gering gewesen ist, wird für den weiteren Zubau ausschließlich eine Vermarktung in der vergüteten Direktvermarktung angenommen. Ab Januar 2021 wechseln erste Anlagen nach Wegfall der EEG-Vergütung in die sonstige Direktvermarktung. Eine Übersicht der prognostizierten Veräußerungsformen ist in Abbildung 50 für die drei Szenarien und alle betrachteten Jahre dargestellt.



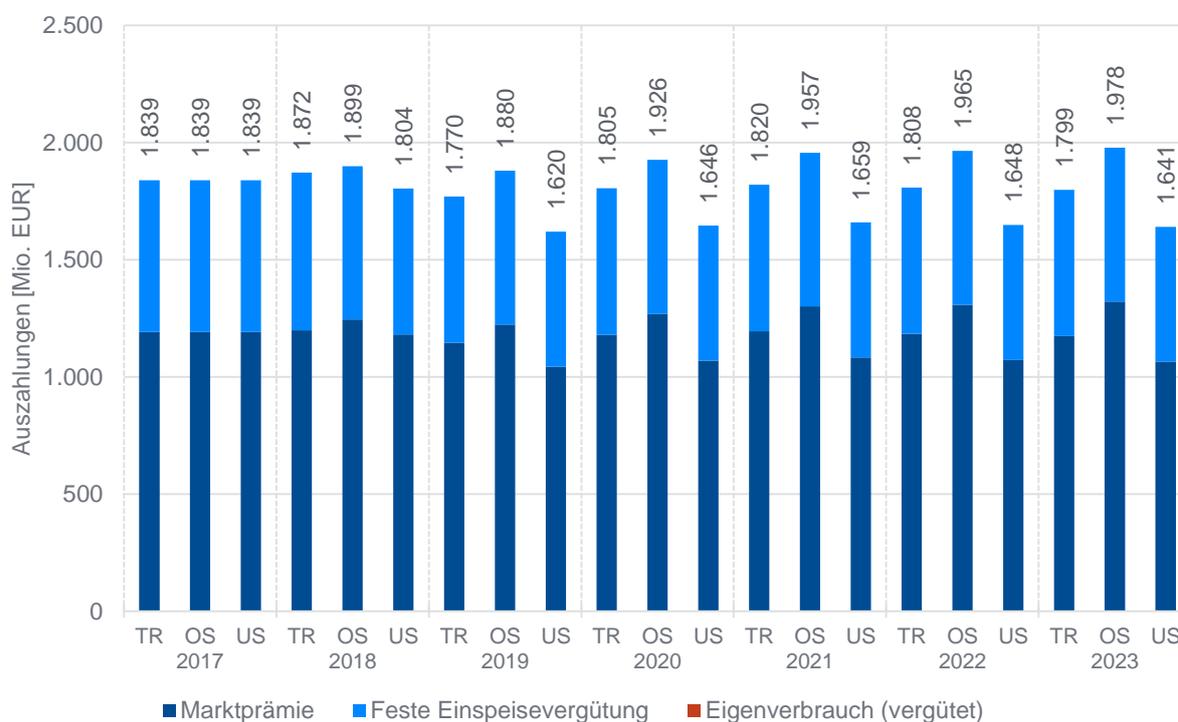
Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

Abbildung 50: Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus Freiflächen nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023

3.10.6 ENTWICKLUNG DER EEG-ZAHLUNGEN NACH VERÄUßERUNGSFORMEN BIS 2023

Für Bestandsanlagen werden wiederum die bisherigen Vergütungssätze anlagenscharf identisch bis zum Ende des Förderzeitraums fortgeschrieben. Dahingegen wird die Vergütung für zugebaute Kleinanlagen bis 750 kW anhand der Durchschnittsvergütung in den entsprechenden Klassen des Jahres 2017 und unter Berücksichtigung der Degression nach EEG 2017 (ÜNB 2018b) ermittelt.

Bei Anlagen, die im Rahmen der Ausschreibungen zugebaut werden, wird die Vergütung auf Basis der durchschnittlichen Zuschlagpreise bestimmt. Dabei wird wiederum von einer Abnahme der Zuschlagpreise von 45,9 €/MWh für die Ausschreibung im Juni 2018 auf 40 €/MWh für die Ausschreibungen in 2023 ausgegangen (vgl. Abschnitt 3.9.6). Damit ergibt sich die in Abbildung 51 dargestellte Entwicklung der Auszahlungsbeträge nach Veräußerungsform für solare Freiflächenanlagen in den drei Szenarien bis zum Jahr 2023.



Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

Abbildung 51: Entwicklung der Auszahlungen für Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Veräußerungsformen je Szenario bis 2023

Wiederum werden zur Ermittlung der Gesamtauszahlung der ausgezahlte Betrag an die Anlagenbetreiber um die Summe der vermiedenen Netzentgelte reduziert. Die Berechnung der vermiedenen Netzentgelte erfolgt nach der in Abschnitt 2.6.4 beschriebenen Methode und berücksichtigt entsprechend den Regelungen des NEMOG die Reduzierung bis 2020 in drei Stufen auf null (s. Tabelle 31)

Tabelle 31: Vermiedene Netzentgelte für Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus Freiflächen nach Szenarien bis 2023

Mio. EUR	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Trend-Szenario	56,49	33,57	15,82	0,00	0,00	0,00	0,00
Oberes Szenario	56,49	33,88	16,49	0,00	0,00	0,00	0,00
Unteres Szenario	56,49	32,52	14,65	0,00	0,00	0,00	0,00

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von ÜNB 2018b und weiteren Quellen

LITERATURVERZEICHNIS

- AGEB (2018): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2017. AG Energiebilanzen e.V. Online verfügbar unter <https://ag-energiebilanzen.de/20-0-Berichte.html>, zuletzt geprüft am 24.09.2018.
- AGEE (2018): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik (AGEE-Stat). Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik.
- Beran, P.; Pape, C.; Weber, C. (2018): Modelling German electricity wholesale spot prices with a parsimonious fundamental model: Validation and application. Hg. v. HEMF. Essen (HEMF Working Paper, submitted to Utilities Policy, 01/2018). Online verfügbar unter https://www.wiwi.uni-due.de/fileadmin/fileupload/BWL-ENERGIE/Arbeitspapiere/RePEc/pdf/wp1801_ModellingGermanElectricitySpotMarketPricesWithAParsimoniousFundamentalModel.pdf, zuletzt geprüft am 21.09.2018.
- Beran, P.; Vogler, A.; Weber, C. (2017): Kurz- und mittelfristige Preisprognosen: Auswahl optimaler Modellierungsansätze unter Berücksichtigung des Prognosehorizonts. Hg. v. VDI. Düsseldorf (VDI-Berichte, 2303).
- BH&W; Prognos (2017): Rechtliche Einordnung, Organisationsformen, Potenziale und Wirtschaftlichkeit von Mieterstrommodellen. Auftraggeber: BMWi. Berlin.
- BMWi (2015): Marktanalyse Wasserkraft. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/marktanalyse-freiflaeche-photovoltaik-wasserkraft.html>.
- BMWi (2017): Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2016. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erneuerbare-energien-in-zahlen-2016.pdf?__blob=publicationFile&v=19, zuletzt geprüft am 24.09.2018.
- BNetzA (2016): Ergebnisse der sechs Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen. Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen/BeendeteAusschreibungen/Ausschreibungen2015_2016/Ausschreibungen2015_16_node.html, zuletzt geprüft am 21.09.2018.
- BNetzA (2017a): Ausschreibungen 2017 - Windenergie an Land. Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/Ausschreibungen2017/Ausschreibungen2017_node.html.
- BNetzA (2017b): Zahlen, Daten und Informationen zum EEG. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html, zuletzt geprüft am 21.09.2018.

- BNetzA (2017c): Ergebnisse der Ausschreibung für Biomasse vom 1. September 2017. Hintergrundpapier. Bundesnetzagentur.
- BNetzA (2018a): Aktuelle Veröffentlichung der PV-Meldezahlen vom (07/2017 bis 06/2018). Bundesnetzagentur.
- BNetzA (2018b): Archivierte EEG-Vergütungssätze und Datenmeldungen. Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/ArchivDatenMeldgn/ArchivDatenMeldgn_node.html.
- BNetzA (2018c): Beendete Ausschreibungen: Solaranlagen - Statistiken zum Ausschreibungsverfahren für Solaranlagen. Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html.
- BNetzA (2018d): Beendete Ausschreibungen: Windenergieanlagen an Land - Statistiken zum Ausschreibungsverfahren für Windenergieanlagen an Land. Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html.
- BNetzA (2018e): EEG-Anlagenstammdaten - Veröffentlichung der Registerdaten (08/2014 bis 06/2018). Bundesnetzagentur.
- BNetzA (2018f): EEG-Registerdaten und EEG-Fördersätze. Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html.
- BNetzA (2018g): Ergebnisse der 2. Ausschreibung vom 01.04.2018. Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2018/2018_0001bis0999/BK6-18-001/Ergebnisse_zweite_ausschreibung.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 25.09.2018.
- BNetzA (2018h): Gemeinsame Ausschreibungen zur Ermittlung der finanziellen Förderung von Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen. Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Technologieuebergreifend/GemeinsAusschr_node.html;jsessionid=FC5FFAB50ED6F6150E6FEEFB76C390BE.
- BNetzA (2018i): Hinweispapier zur Zuordnung von Zuschlägen zu genehmigten Windenergieanlagen an Land § 36g EEG. Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unter>

- nehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Onshore/Hinweis36gEEG.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 25.09.2018.
- BNetzA (2018j): Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur. Bundesnetzagentur. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Kraftwerksliste_2018_2.xlsx?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt aktualisiert am 02.02.2018, zuletzt geprüft am 21.09.2018.
- BNetzA (2018k): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen - Gesamtjahr und Viertes Quartal 2017. Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Quartalsbericht_Q4_Gesamt_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 24.09.2018.
- BNetzA (2018l): Veröffentlichung der PV Mieterstrom Meldezahlen von Juli 2017 bis Juli 2018. Bundesnetzagentur.
- BNetzA (2018m): Zu- und Rückbau von Kraftwerken. Bundesnetzagentur. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Veroeff_ZuUndRueckbau_2018_2.xlsx?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt aktualisiert am 27.04.2018, zuletzt geprüft am 21.09.2018.
- Brandt, A. (2018): Persönliche Mitteilung, 2018. Mingas-Power GmbH und Minegas GmbH.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018): Erfahrungsbericht zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht). Vorabfassung.
- Bundesnetzagentur (2015): Verordnung zur Einführung von Ausschreibungen der finanziellen Förderung für Freiflächenanlagen sowie zur Änderung weiterer Verordnungen zur Förderung der erneuerbaren Energien. FFAV 2015. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/PV-Freiflaechenanlagen/Ausschreibung/Lesefassung_FFAV.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 04.10.2018.
- Bundesregierung (2018): Ein neuer Aufbruch für Europa Eine neue Dynamik für Deutschland Ein neuer Zusammenhalt für unser Land. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD 2018. Online verfügbar unter https://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2018/03/2018-03-14-koalitionsvertrag.pdf;jsessionid=546B49FF0745BAF60DF6970BA96A4F64.s7t1?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 04.10.2018.
- Bundesverband Geothermie (2018): Nachrichten-Archiv und Liste der tiefen Geothermieprojekte in Deutschland. Online verfügbar unter <http://www.geothermie.de>.
- Bundesverband Solarwirtschaft (2018): Solarstrom-Nachfrage zieht kräftig an. Christian Hallerberg. Online verfügbar unter <https://www.solarwirtschaft.de/presse/pressemeldungen/pressemeldungen-im-detail/news/solarstrom-nachfrage-zieht-kraeftig-an-1.html>.

- Destatis (2017): Erhebung über Gewinnung, Verwendung und Abgabe von Klärgas. Statistisches Bundesamt. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Qualitaetsberichte/Energie/GewinnungVerwendungAbgabeKlaergas073.pdf?__blob=publicationFile.
- Destatis (2018): Monatserhebung über die Elektrizitätsversorgung - Statistik 43311. Statistisches Bundesamt.
- DWD (2018): Regionalmodell COSMO-DE. Hg. v. Deutscher Wetterdienst (DWD). Online verfügbar unter https://www.dwd.de/DE/forschung/wettervorhersage/num_modellierung/01_num_vorhersagemodelle/regionalmodell_cosmo_de.html.
- EEX (2018): EEX Transparency. Hg. v. EEX. Leipzig. Online verfügbar unter <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/futures/>, zuletzt aktualisiert am 21.09.2018, zuletzt geprüft am 21.09.2018.
- energate messenger (2018a): BBE: "Die Politik muss uns auch lassen". In: *energate messenger*, 07.06.2018. Online verfügbar unter <https://www.energate-messenger.de/news/183699/bbe-die-politik-muss-uns-auch-lassen->, zuletzt geprüft am 26.09.2018.
- energate messenger (2018b): FDP: Wachsende Biogas-Förderkosten eindämmen. In: *energate messenger*, 08.08.2018. Online verfügbar unter <https://www.energate-messenger.de/news/185216/fdp-wachsende-biogas-foerderkosten-eindaemmen>, zuletzt geprüft am 26.09.2018.
- Energy Brainpool (2015): Ermittlung des Marktwertes der deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken. Hg. v. Energy Brainpool GmbH. Berlin.
- ENTSO-E (2018): Transparency Platform. Hg. v. ENTSO-E. Brussels (Central collection and publication of electricity generation, transportation and consumption data and information for the pan-European market). Online verfügbar unter <https://transparency.entsoe.eu/dashboard/show>, zuletzt geprüft am 25.09.2018.
- BNetzA (13.01.2017): Entwurf einer Verordnung zur Änderung der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung und zur Einrichtung und Ausgestaltung eines Netzausbaugebiets. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/ExterneLinks/DE/Sachgebiete/Energie/Gesetze_und_Verordnungen/NAGV/Entwurf2_NAGV.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 24.09.2018.
- Erdwärme Oberland GmbH (2018): Einstellung der Testarbeiten in Weilheim/Wielenbach. München. Online verfügbar unter <http://erdwaerme-oberland.de/einstellung-der-testarbeiten/>.
- Fachverband Biogas (2018): Branchenzahlen 2017 und Prognose der Branchenentwicklung 2018. Fachverband Biogas.
- Fraunhofer IEE (2018): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß §97 Erneuerbare-Energien-Gesetz - Teilvorhaben II a: Biomasse. Zwischenbericht. Unter Mitarbeit von Uwe Hoffstede, Manuel Stelzer, Henning Hahn, Michael Beil, Bernd Krautkremer, Julia Kasten et al. Hg. v. Fraunhofer IEE. Kassel.

- Fraunhofer ISI (2018): Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2019 bis 2023. Hg. v. Fraunhofer ISI. Karlsruhe.
- gec-co (2018): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz - Teilvorhaben II b): Geothermie. Hg. v. Global Engineering & Consulting-Company GmbH. Augsburg.
- 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 1 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist.
- EEG 2000: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG) sowie zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Mineralölsteuergesetzes vom 29. März 2000 (BGBl. I S. 305).
- Haeming, H. (2018): Persönliche Mitteilung, 2018. Abfallentsorgungs- und Verwertungsgesellschaft (AVG) Köln mbH.
- Ingenieurbüro Floecksmühle GmbH (2018): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz - Teilvorhaben II d: Wasserkraft. Hg. v. Ein Unternehmen der FICHTNER Water & Transportation GmbH. Aachen, zuletzt geprüft am 01.08.2018.
- Kallabis, T.; Pape, C.; Weber, C. (2016): The plunge in German electricity futures prices – Analysis using a parsimonious fundamental model. In: *Energy Policy* 95, S. 280–290. DOI: 10.1016/j.enpol.2016.04.025.
- Kelm, T.; Metzger, J.; Jachmann, H. (2018): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Hg. v. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg. Online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bericht-eeg-4-solar.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 26.09.2018.
- Lorenz, H. (2018): Persönliche Mitteilung, 2018. f.u.n.k.e. SENERGIE GmbH.
- NEMoG (2017): Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur Bundesgesetzblatt Teil I Nr. 48. NEMoG 2017. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/nemog-bgbl.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 25.09.2018.
- Open Power System Data (OPSD) (2018): Time series. Unter Mitarbeit von Jonathan Muehlenpfordt. Online verfügbar unter https://data.open-power-system-data.org/time_series/2018-06-30/, zuletzt geprüft am 21.09.2018.
- P3 energy (2015): Mittelfrostprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Jahre 2016 bis 2020. Unter Mitarbeit von RWTH Aachen, Institut für Hochspannungstechnik. Hg. v. P3 Energy & Storage GmbH. Aachen.
- Pape, C.; Hagemann, S.; Weber, C. (2016): Are fundamentals enough? Explaining price variations in the German day-ahead and intraday power market. In: *Energy Economics* 54, S. 376–387. DOI: 10.1016/j.eneco.2015.12.013.
- r2b (2017): Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Jahre 2018 bis 2022. Endbericht. r2b energy consulting GmbH. Köln.

- Rauh, S. (2018): Persönliche Mitteilung, 2018. Fachverband Biogas.
- Saint-Drenan, Y.-M. (2015): A probabilistic approach to the estimation of regional photovoltaic power generation using meteorological data - Application of the approach to the German case, zuletzt geprüft am 26.09.2018.
- The Wind Power: Germany wind farms database. Hg. v. Michaël Pierott. Online verfügbar unter https://www.thewindpower.net/country_en_2_germany.php, zuletzt geprüft am 21.09.2018.
- ÜNB (2018a): Informationen zur Direktvermarktung nach 21b Absatz 1 Nr. 4 EEG. Übertragungsnetzbetreiber: 50 Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/EEG/Monatliche-Direktvermarktung>, zuletzt geprüft am 31.08.2018.
- ÜNB (2018b): Stammdaten der EEG-Anlagen zum 31.12.2017. Übertragungsnetzbetreiber: 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH.
- ÜNB (2018c): Testierte Bewegungsdaten der EEG-Anlagen zum 31.12.2017. Übertragungsnetzbetreiber: 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH.
- StromNEV (25.07.2005): Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung), zuletzt geprüft am 26.09.2018.
- Biomasseverordnung (2016): Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung - BiomasseV) vom 21. Juni 2001 (BGBl. I S. 1234), die zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258) geändert worden ist 2016.
- Weniger, J.; Tjaden, T.; Quaschnig, V. (2014): Sizing of Residential PV Battery Systems. In: *Energy Procedia* 46, S. 78–87. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.01.160.
- Winatschek, R. (2018): Persönliche Mitteilung, 2018. gec-co Global Engineering & Consulting-Company GmbH.
- ZSW et al. (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.

Annex A MONATSSCHARFE DARSTELLUNG DER ERGEBNISSE DER DEUTSCHLANDPROGNOSE IM TRENDSZENARIO FÜR DAS JAHR 2019

Nachfolgend werden die monatlichen Prognoseergebnisse im Trendszenario für das Jahr 2019 tabellarisch dargestellt.⁸

⁸ Alle Tabellen in diesem Anhang basieren auf eigenen Berechnungen auf Grundlage von ÜNB 2018b, ÜNB 2018c und weiteren Quellen.

Tabelle 32: Prognose der monatlichen Leistungsentwicklung je Energieträger in Deutschland im Trendszenario im Jahr 2019

Energieträger	[MW]	Jan 19	Feb 19	Mrz 19	Apr 19	Mai 19	Jun 19	Jul 19	Aug 19	Sep 19	Okt 19	Nov 19	Dez 19
Wasserkraft	Zubau	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
	Rückbau	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
	Bestand	1.606,9	1.607,9	1.608,8	1.609,8	1.610,8	1.611,7	1.612,7	1.613,7	1.614,6	1.615,6	1.616,6	1.617,5
DKG-Gase	Zubau	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	Rückbau	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	Bestand	501,6	501,5	501,4	501,3	501,2	501,1	501,0	501,0	500,9	500,8	500,7	500,6
Biomasse	Zubau	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5
	Rückbau	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
	Bestand	7.612,6	7.636,5	7.660,3	7.684,2	7.708,0	7.731,9	7.755,7	7.779,6	7.803,4	7.827,3	7.851,2	7.875,0
Geothermie	Zubau	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	Rückbau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Bestand	43,6	44,0	44,3	44,6	44,9	45,3	45,6	45,9	46,2	46,6	46,9	47,2
Windenergie an Land	Zubau	167,0	151,1	167,3	161,9	167,3	161,9	167,3	167,3	161,9	167,3	161,9	167,3
	Rückbau	28,7	49,2	54,4	52,7	54,4	52,7	54,4	54,4	52,7	54,4	52,7	54,4
	Bestand	53.496,4	53.598,3	53.711,1	53.820,2	53.933,0	54.042,2	54.155,0	54.267,8	54.377,0	54.489,8	54.599,0	54.711,8
Windenergie auf See	Zubau	55,5	113,5	125,6	121,6	125,6	121,6	125,6	125,6	121,6	125,6	121,6	125,6
	Rückbau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Bestand	6.304,5	6.418,1	6.543,8	6.665,5	6.791,2	6.912,8	7.038,6	7.164,3	7.285,9	7.411,6	7.533,3	7.659,0
Solare Strahlungsenergie	Zubau	228,0	206,2	228,3	220,9	228,3	220,9	228,3	228,3	220,9	228,3	220,9	228,3
	Rückbau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Bestand	44.932,3	45.138,5	45.366,8	45.587,8	45.816,0	46.037,0	46.265,3	46.493,6	46.714,5	46.942,8	47.163,7	47.392,0

Tabelle 33: Prognose der monatlichen Vollbenutzungsstunden je Energieträger in Deutschland im Trendszenario im Jahr 2019

	[h/Monat]	Jan 19	Feb 19	Mrz 19	Apr 19	Mai 19	Jun 19	Jul 19	Aug 19	Sep 19	Okt 19	Nov 19	Dez 19
Wasserkraft		341	306	358	369	390	373	366	347	311	296	286	300
Deponiegas		148	134	148	143	148	143	148	148	143	148	143	148
Klärgas		470	425	470	455	470	455	470	470	455	470	455	470
Grubengas		321	290	321	311	321	311	321	321	311	321	311	321
Biomasse		461	415	458	442	456	440	453	451	436	449	433	446
Geothermie		535	484	535	518	535	518	535	535	518	535	518	535
Windenergie an Land		227	190	167	135	125	105	96	96	126	156	182	223
Windenergie auf See		415	357	349	295	277	241	229	245	268	331	366	422
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen		18	37	77	98	118	121	128	114	81	53	26	12
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen		19	43	81	101	134	141	137	124	91	58	28	13

Tabelle 34: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Wasserkraft in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019

	[GWh]	Jan 19	Feb 19	Mrz 19	Apr 19	Mai 19	Jun 19	Jul 19	Aug 19	Sep 19	Okt 19	Nov 19	Dez 19
Marktprämie		291	261	306	315	334	320	314	298	267	255	246	259
Sonstige Direktvermarktung		40	36	42	43	46	44	43	41	36	35	33	35
Eigenverbrauch		8	7	8	8	9	8	8	8	7	7	6	7
Feste Einspeisevergütung		209	188	220	227	240	229	225	213	191	182	176	185
Vermarktung in Ausnahmefällen		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe		548	492	576	594	628	601	590	559	502	478	462	485

Tabelle 35: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Deponiegas in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019

[GWh]	Jan 19	Feb 19	Mrz 19	Apr 19	Mai 19	Jun 19	Jul 19	Aug 19	Sep 19	Okt 19	Nov 19	Dez 19
Marktprämie	12	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Sonstige Direktvermarktung	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	13	12	13	12	13	12	13	13	12	13	12	13
Vermarktung in Ausnahmefällen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	26	23	26	25	26	25	26	26	25	26	25	26

Tabelle 36: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Klärgas in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019

[GWh]	Jan 19	Feb 19	Mrz 19	Apr 19	Mai 19	Jun 19	Jul 19	Aug 19	Sep 19	Okt 19	Nov 19	Dez 19
Marktprämie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige Direktvermarktung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eigenverbrauch	40	36	40	38	40	38	40	40	39	40	39	40
Feste Einspeisevergütung	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Vermarktung in Ausnahmefällen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	44	40	45	43	45	43	45	45	43	45	43	45

Tabelle 37: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Grubengas in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019

[GWh]	Jan 19	Feb 19	Mrz 19	Apr 19	Mai 19	Jun 19	Jul 19	Aug 19	Sep 19	Okt 19	Nov 19	Dez 19
Marktprämie	66	60	66	64	66	64	66	66	64	66	64	66
Sonstige Direktvermarktung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eigenverbrauch	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Feste Einspeisevergütung	9	8	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Vermarktung in Ausnahmefällen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	75	68	75	72	75	72	75	75	72	75	72	75

Tabelle 38: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Biomasse in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019

[GWh]	Jan 19	Feb 19	Mrz 19	Apr 19	Mai 19	Jun 19	Jul 19	Aug 19	Sep 19	Okt 19	Nov 19	Dez 19
Marktprämie	2.704	2.443	2.704	2.617	2.704	2.617	2.704	2.704	2.617	2.704	2.617	2.704
Sonstige Direktvermarktung	7	6	7	6	7	6	7	7	6	7	6	7
Eigenverbrauch	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Feste Einspeisevergütung	800	723	800	775	801	775	801	801	776	802	776	802
Vermarktung in Ausnahmefällen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	3.511	3.171	3.511	3.398	3.512	3.399	3.512	3.512	3.399	3.513	3.400	3.513

Tabelle 39: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Geothermie in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019

[GWh]	Jan 19	Feb 19	Mrz 19	Apr 19	Mai 19	Jun 19	Jul 19	Aug 19	Sep 19	Okt 19	Nov 19	Dez 19
Marktprämie	14	13	14	14	15	14	15	15	15	15	15	16
Sonstige Direktvermarktung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eigenverbrauch	5	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Feste Einspeisevergütung	5	4	5	4	5	4	5	5	4	5	4	5
Vermarktung in Ausnahmefällen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	23	21	24	23	24	23	24	25	24	25	24	25

Tabelle 40: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Windenergie an Land in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019

[GWh]	Jan 19	Feb 19	Mrz 19	Apr 19	Mai 19	Jun 19	Jul 19	Aug 19	Sep 19	Okt 19	Nov 19	Dez 19
Marktprämie	11.676	9.806	8.636	6.987	6.526	5.496	5.014	5.028	6.657	8.200	9.582	11.793
Sonstige Direktvermarktung	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Eigenverbrauch	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2
Feste Einspeisevergütung	438	368	307	252	226	193	174	168	213	274	340	415
Vermarktung in Ausnahmefällen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	12.117	10.177	8.946	7.241	6.755	5.691	5.190	5.198	6.872	8.476	9.925	12.211

Tabelle 41: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus Windenergie auf See in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019

[GWh]	Jan 19	Feb 19	Mrz 19	Apr 19	Mai 19	Jun 19	Jul 19	Aug 19	Sep 19	Okt 19	Nov 19	Dez 19
Marktprämie	2.616	2.290	2.283	1.968	1.878	1.666	1.611	1.758	1.950	2.453	2.759	3.232
Sonstige Direktvermarktung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eigenverbrauch	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Feste Einspeisevergütung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Vermarktung in Ausnahmefällen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	2.616	2.290	2.283	1.968	1.878	1.666	1.611	1.758	1.950	2.453	2.759	3.232

Tabelle 42: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019

[GWh]	Jan 19	Feb 19	Mrz 19	Apr 19	Mai 19	Jun 19	Jul 19	Aug 19	Sep 19	Okt 19	Nov 19	Dez 19
Marktprämie	39	86	175	227	291	306	318	288	213	140	70	32
Sonstige Direktvermarktung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eigenverbrauch	74	134	279	367	446	461	493	443	319	212	105	48
Feste Einspeisevergütung	485	993	2.063	2.652	3.177	3.265	3.474	3.088	2.208	1.450	714	335
Vermarktung in Ausnahmefällen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	598	1.213	2.518	3.246	3.914	4.032	4.286	3.820	2.740	1.803	889	416

Tabelle 43: Prognose der monatlichen Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019

[GWh]	Jan 19	Feb 19	Mrz 19	Apr 19	Mai 19	Jun 19	Jul 19	Aug 19	Sep 19	Okt 19	Nov 19	Dez 19
Marktprämie	172	399	765	964	1.288	1.376	1.340	1.215	898	578	283	128
Sonstige Direktvermarktung	0	1	1	1	2	2	2	2	1	1	0	0
Eigenverbrauch	1	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
Feste Einspeisevergütung	58	131	252	311	408	428	423	381	281	179	87	40
Vermarktung in Ausnahmefällen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	231	531	1.018	1.277	1.698	1.807	1.765	1.599	1.181	759	370	169

Tabelle 44: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Wasserkraft in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019

[Mio.€]	Jan 19	Feb 19	Mrz 19	Apr 19	Mai 19	Jun 19	Jul 19	Aug 19	Sep 19	Okt 19	Nov 19	Dez 19
Feste Einspeisevergütung	22,1	19,8	23,2	23,9	25,3	24,2	23,7	22,5	20,2	19,2	18,6	19,5
Marktprämie	13,5	12,0	14,3	14,9	15,8	15,1	13,0	12,9	11,7	11,7	11,2	12,8
Eigenverbrauch (vergütet)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	35,6	31,8	37,5	38,8	41,1	39,3	36,8	35,4	31,9	30,9	29,7	32,3

Tabelle 45: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Deponiegas in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019

[Mio.€]	Jan 19	Feb 19	Mrz 19	Apr 19	Mai 19	Jun 19	Jul 19	Aug 19	Sep 19	Okt 19	Nov 19	Dez 19
Feste Einspeisevergütung	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Marktprämie	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Eigenverbrauch (vergütet)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	1,4	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,4	1,3	1,4	1,3	1,4

Tabelle 46: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Klärgas in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019

[Mio.€]	Jan 19	Feb 19	Mrz 19	Apr 19	Mai 19	Jun 19	Jul 19	Aug 19	Sep 19	Okt 19	Nov 19	Dez 19
Feste Einspeisevergütung	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Marktprämie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Eigenverbrauch (vergütet)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3

Tabelle 47: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Grubengas in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019

[Mio.€]	Jan 19	Feb 19	Mrz 19	Apr 19	Mai 19	Jun 19	Jul 19	Aug 19	Sep 19	Okt 19	Nov 19	Dez 19
Feste Einspeisevergütung	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Marktprämie	2,0	1,8	2,0	2,0	2,1	2,0	1,7	1,8	1,8	2,0	1,9	2,2
Eigenverbrauch (vergütet)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	2,6	2,3	2,7	2,6	2,7	2,6	2,3	2,4	2,4	2,6	2,5	2,8

Tabelle 48: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Biomasse in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019

[Mio.€]	Jan 19	Feb 19	Mrz 19	Apr 19	Mai 19	Jun 19	Jul 19	Aug 19	Sep 19	Okt 19	Nov 19	Dez 19
Feste Einspeisevergütung	168,8	152,4	168,8	163,4	168,8	163,4	168,9	168,9	163,4	168,9	163,5	168,9
Marktprämie	409,3	368,1	410,4	398,5	412,6	399,3	397,8	403,2	392,8	412,2	399,2	426,3
Eigenverbrauch (vergütet)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	578,1	520,5	579,2	561,8	581,4	562,7	566,7	572,1	556,2	581,1	562,7	595,2

Tabelle 49: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Geothermie in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019

[Mio.€]	Jan 19	Feb 19	Mrz 19	Apr 19	Mai 19	Jun 19	Jul 19	Aug 19	Sep 19	Okt 19	Nov 19	Dez 19
Feste Einspeisevergütung	1,1	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Marktprämie	3,0	2,7	3,1	3,0	3,1	3,1	3,1	3,2	3,1	3,3	3,2	3,4
Eigenverbrauch (vergütet)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	4,1	3,8	4,2	4,1	4,3	4,2	4,2	4,3	4,2	4,4	4,3	4,5

Tabelle 50: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie an Land in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019

[Mio.€]	Jan 19	Feb 19	Mrz 19	Apr 19	Mai 19	Jun 19	Jul 19	Aug 19	Sep 19	Okt 19	Nov 19	Dez 19
Feste Einspeisevergütung	38,4	32,3	27,0	22,1	19,9	16,9	15,2	14,7	18,7	24,0	29,9	36,5
Marktprämie	679,0	576,7	504,2	411,4	371,4	317,2	261,2	260,2	350,2	452,8	539,9	744,0
Eigenverbrauch (vergütet)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	717,4	609,0	531,1	433,5	391,2	334,2	276,4	274,8	368,8	476,8	569,8	780,5

Tabelle 51: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie auf See in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019

[Mio.€]	Jan 19	Feb 19	Mrz 19	Apr 19	Mai 19	Jun 19	Jul 19	Aug 19	Sep 19	Okt 19	Nov 19	Dez 19
Feste Einspeisevergütung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Marktprämie	397,4	345,5	343,9	296,8	285,3	256,3	239,3	260,2	288,8	368,0	411,1	499,9
Eigenverbrauch (vergütet)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	397,4	345,5	343,9	296,8	285,3	256,3	239,3	260,2	288,8	368,0	411,1	499,9

Tabelle 52: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019

[Mio.€]	Jan 19	Feb 19	Mrz 19	Apr 19	Mai 19	Jun 19	Jul 19	Aug 19	Sep 19	Okt 19	Nov 19	Dez 19
Feste Einspeisevergütung	162,4	330,7	688,3	881,4	1.050,5	1.078,9	1.149,6	1.020,2	728,1	477,7	235,2	111,2
Marktprämie	6,1	13,6	27,6	35,4	44,5	46,3	46,0	41,6	30,2	20,2	9,7	4,7
Eigenverbrauch (vergütet)	3,6	4,6	9,5	12,4	14,9	15,3	16,1	14,3	10,1	6,7	3,3	1,5
Summe	172,1	349,0	725,4	929,1	1.109,8	1.140,5	1.211,8	1.076,2	768,4	504,5	248,2	117,4

Tabelle 53: Prognose der monatlichen Auszahlungen für Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen in Deutschland nach Veräußerungsformen im Trendszenario im Jahr 2019

[Mio.€]	Jan 19	Feb 19	Mrz 19	Apr 19	Mai 19	Jun 19	Jul 19	Aug 19	Sep 19	Okt 19	Nov 19	Dez 19
Feste Einspeisevergütung	12,7	28,5	54,6	67,4	88,3	92,5	91,7	82,7	61,2	38,9	18,8	8,9
Marktprämie	21,7	51,6	99,5	125,2	165,8	175,2	162,3	148,4	108,4	71,6	33,7	15,6
Eigenverbrauch (vergütet)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	34,4	80,1	154,2	192,7	254,1	267,7	254,0	231,1	169,6	110,5	52,5	24,5

Tabelle 54: Prognose der monatlichen vermiedenen Netzentgelte für die Stromerzeugung im Trendszenario im Jahr 2019

[h/Monat]	Jan 19	Feb 19	Mrz 19	Apr 19	Mai 19	Jun 19	Jul 19	Aug 19	Sep 19	Okt 19	Nov 19	Dez 19
Wasserkraft	2,81	2,52	2,95	3,04	3,22	3,08	3,02	2,87	2,58	2,45	2,37	2,49
Deponiegas	0,19	0,17	0,19	0,18	0,19	0,18	0,19	0,19	0,18	0,19	0,18	0,19
Klärgas	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Grubengas	0,42	0,38	0,42	0,41	0,42	0,41	0,42	0,42	0,41	0,42	0,41	0,42
Biomasse	27,60	24,93	27,60	26,71	27,60	26,71	27,60	27,60	26,71	27,60	26,71	27,60
Geothermie	0,16	0,15	0,17	0,16	0,17	0,16	0,17	0,17	0,17	0,18	0,17	0,18
Windenergie an Land	13,46	11,44	9,51	7,85	7,67	6,40	5,40	5,58	7,26	9,62	10,30	13,65
Windenergie auf See	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	1,07	2,25	4,61	5,99	7,30	7,62	7,83	6,98	4,90	3,24	1,58	0,70
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	0,30	0,70	1,31	1,64	2,19	2,33	2,24	2,01	1,47	0,95	0,46	0,21

Annex B ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG JE ENERGIE TRÄGER NACH VERÄÜBERUNGSFORMEN

Nachfolgend werden die Prognoseergebnisse der Stromerzeugung nach Energieträger und Szenarien in den verschiedenen Veräußerungsformen tabellarisch dargestellt.⁹

Tabelle 55: Prognose der Stromerzeugung aus Wasserkraft nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in GWh

Jahr	Szenario	Marktprämie	sonstige Direktvermarktung	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Summe
2017		3.265	494	90	2.564	0,6	6.413
2018	TS	3.411	492	91	2.478	0,1	6.472
	OS	3.707	533	96	2.660	0,1	6.997
	US	3.246	468	86	2.349	0,1	6.149
2019	TS	3.465	474	91	2.484	0,0	6.515
	OS	3.777	512	97	2.671	0,0	7.057
	US	3.291	450	87	2.352	0,0	6.179
2020	TS	3.518	474	92	2.495	0,0	6.579
	OS	3.845	512	98	2.687	0,0	7.143
	US	3.332	449	87	2.359	0,0	6.228
2021	TS	3.551	472	93	2.493	0,0	6.608
	OS	3.892	510	100	2.688	0,0	7.190
	US	3.355	447	87	2.353	0,0	6.242
2022	TS	3.593	472	93	2.496	0,0	6.654
	OS	3.949	510	101	2.697	0,0	7.257
	US	3.386	447	88	2.353	0,0	6.274
2023	TS	3.635	472	94	2.500	0,0	6.701
	OS	4.007	510	102	2.705	0,0	7.324
	US	3.417	447	88	2.353	0,0	6.305

⁹ Alle Tabellen in diesem Anhang basieren auf eigenen Berechnungen auf Grundlage von ÜNB 2018b, ÜNB 2018c und weiteren Quellen.

Tabelle 56: Prognose der Stromerzeugung aus Deponiegas nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in GWh

Jahr	Szenario	Marktprämie	sonstige Direktvermarktung	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Summe
2017		179	8	0	162	0,0	349
2018	TS	155	8	0	163	0,0	325
	OS	161	8	0	171	0,0	340
	US	150	7	0	158	0,0	315
2019	TS	143	7	0	151	0,0	301
	OS	155	8	0	165	0,0	328
	US	132	7	0	140	0,0	279
2020	TS	133	7	0	140	0,0	279
	OS	151	7	0	159	0,0	318
	US	118	6	0	124	0,0	248
2021	TS	74	0	0	70	0,0	143
	OS	88	0	0	83	0,0	172
	US	62	0	0	57	0,0	119
2022	TS	58	0	0	48	0,0	106
	OS	74	0	0	61	0,0	134
	US	46	0	0	37	0,0	83
2023	TS	53	0	0	42	0,0	95
	OS	72	0	0	55	0,0	127
	US	40	0	0	30	0,0	70

Tabelle 57: Prognose der Stromerzeugung aus Klärgas nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in GWh

Jahr	Szenario	Marktprämie	sonstige Direktvermarktung	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Summe
2017		4	5	455	48	0,0	511
2018	TS	4	4	464	49	0,1	521
	OS	4	4	479	51	0,1	538
	US	4	4	449	47	0,1	505
2019	TS	5	4	468	49	0,0	526
	OS	6	4	488	50	0,0	549
	US	5	4	449	47	0,0	504
2020	TS	6	4	473	48	0,0	531
	OS	8	4	500	50	0,0	562
	US	6	4	449	46	0,0	504
2021	TS	6	28	475	25	0,0	534
	OS	9	28	509	25	0,0	572
	US	6	27	446	22	0,0	502
2022	TS	7	33	478	19	0,0	538
	OS	10	34	519	20	0,0	584
	US	6	32	445	17	0,0	500
2023	TS	7	34	482	19	0,0	541
	OS	12	35	530	19	0,0	595
	US	7	33	444	16	0,0	499

Tabelle 58: Prognose der Stromerzeugung aus Grubengas nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in GWh

Jahr	Szenario	Marktprämie	sonstige Direktvermarktung	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Summe
2017		826	0	0	125	0,0	952
2018	TS	802	0	0	112	0,0	914
	OS	811	0	0	113	0,0	923
	US	785	0	0	109	0,0	895
2019	TS	776	0	0	105	0,0	881
	OS	793	0	0	108	0,0	901
	US	743	0	0	101	0,0	844
2020	TS	751	0	0	102	0,0	853
	OS	778	0	0	106	0,0	883
	US	703	0	0	95	0,0	798
2021	TS	724	0	0	28	0,0	752
	OS	758	0	0	30	0,0	789
	US	662	0	0	25	0,0	687
2022	TS	664	0	0	27	0,0	691
	OS	705	0	0	29	0,0	734
	US	593	0	0	23	0,0	617
2023	TS	424	0	0	18	0,0	442
	OS	458	0	0	20	0,0	479
	US	368	0	0	15	0,0	383

Tabelle 59: Prognose der Stromerzeugung aus Biomasse nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in GWh

Jahr	Szenario	Marktprämie	sonstige Direktvermarktung	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Summe
2017		30.436	15	0	10.582	2,6	41.036
2018	TS	31.926	79	0	9.268	5,7	41.279
	OS	33.523	83	0	9.735	6,0	43.347
	US	30.331	75	0	8.802	5,4	39.214
2019	TS	31.842	79	0	9.431	0,0	41.352
	OS	33.461	83	0	9.915	0,0	43.458
	US	30.229	75	0	8.949	0,0	39.252
2020	TS	31.957	79	0	9.481	0,0	41.517
	OS	33.655	83	0	9.980	0,0	43.718
	US	30.285	75	0	8.986	0,0	39.346
2021	TS	30.578	79	0	9.216	0,0	39.873
	OS	32.406	83	0	9.714	0,0	42.203
	US	28.861	74	0	8.723	0,0	37.658
2022	TS	30.220	3	0	9.073	0,0	39.297
	OS	32.156	3	0	9.576	0,0	41.735
	US	28.407	3	0	8.575	0,0	36.985
2023	TS	29.966	3	0	8.974	0,0	38.943
	OS	31.956	3	0	9.484	0,0	41.443
	US	28.076	3	0	8.468	0,0	36.548

Tabelle 60: Prognose der Stromerzeugung aus Geothermie nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in GWh

Jahr	Szenario	Markt- prämie	sonstige Direkt- vermarktung	Eigen- verbrauch	Feste Einspeise- vergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Summe
2017		159	0	48	33	0,0	239
2018	TS	160	0	52	48	0,0	260
	OS	174	0	39	54	0,0	267
	US	154	0	50	47	0,0	251
2019	TS	176	0	57	53	0,0	286
	OS	178	0	59	60	0,0	297
	US	170	0	56	52	0,0	278
2020	TS	196	0	62	53	0,0	312
	OS	200	0	65	60	0,0	325
	US	180	0	58	52	0,0	290
2021	TS	215	0	67	53	0,0	336
	OS	299	0	90	60	0,0	448
	US	191	0	61	52	0,0	303
2022	TS	235	0	72	53	0,0	360
	OS	385	0	111	60	0,0	556
	US	200	0	63	52	0,0	315
2023	TS	255	0	77	53	0,0	385
	OS	407	0	117	60	0,0	583
	US	211	0	66	52	0,0	329

Tabelle 61: Prognose der Stromerzeugung aus Windenergie an Land nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in GWh

Jahr	Szenario	Markt- prämie	sonstige Direkt- vermarktung	Eigen- verbrauch	Feste Einspeise- vergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Summe
2017		82.991	13	17	4.150	0,0	87.171
2018	TS	89.337	10	17	4.472	0,0	93.836
	OS	94.018	11	16	4.812	0,0	98.858
	US	83.752	10	17	4.275	0,0	88.054
2019	TS	95.401	11	17	3.371	0,0	98.799
	OS	104.757	13	17	3.859	0,0	108.646
	US	86.105	11	17	3.069	0,0	89.202
2020	TS	100.039	11	17	3.148	0,0	103.215
	OS	111.261	13	17	3.618	0,0	114.909
	US	89.479	11	17	2.871	0,0	92.378
2021	TS	103.422	2.191	17	2.745	0,0	108.375
	OS	115.688	2.977	17	3.072	0,0	121.754
	US	92.710	1.070	17	2.560	0,0	96.356
2022	TS	106.218	4.853	17	2.340	0,0	113.428
	OS	120.292	6.067	17	2.625	0,0	129.001
	US	95.027	2.530	17	2.180	0,0	99.754
2023	TS	108.292	7.540	17	1.919	0,0	117.768
	OS	124.586	9.261	17	2.155	0,0	136.019
	US	96.571	3.954	17	1.794	0,0	102.336

Tabelle 62: Prognose der Stromerzeugung aus Windenergie auf See nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in GWh

Jahr	Szenario	Markt- prämie	sonstige Direkt- vermarktung	Eigen- verbrauch	Feste Einspeise- vergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Summe
2017		17.414	0	0	0	0,0	17.414
2018	TS	20.671	0	0	0	0,0	20.671
	OS	21.322	0	0	0	0,0	21.322
	US	20.278	0	0	0	0,0	20.278
	TS	26.466	0	0	0	0,0	26.466
2019	OS	27.851	0	0	0	0,0	27.851
	US	24.572	0	0	0	0,0	24.572
2020	TS	29.388	0	0	0	0,0	29.388
	OS	30.854	0	0	0	0,0	30.854
	US	27.341	0	0	0	0,0	27.341
	TS	29.374	0	0	0	0,0	29.374
2021	OS	32.160	0	0	0	0,0	32.160
	US	28.219	0	0	0	0,0	28.219
2022	TS	31.353	0	0	0	0,0	31.353
	OS	34.191	0	0	0	0,0	34.191
	US	28.219	0	0	0	0,0	28.219
	TS	33.372	0	0	0	0,0	33.372
2023	OS	34.870	0	0	0	0,0	34.870
	US	30.169	0	0	0	0,0	30.169

Tabelle 63: Prognose der Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in GWh

Jahr	Szenario	Markt- prämie	sonstige Direkt- vermarktung	Eigen- verbrauch	Feste Einspeise- vergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Summe
2017		1.316	1	2.538	23.640	0,0	27.495
2018	TS	1.759	2	3.056	24.592	0,0	29.410
	OS	1.781	2	3.081	24.813	0,0	29.678
	US	1.694	2	2.961	23.877	0,0	28.534
	TS	2.184	2	3.381	23.905	0,0	29.473
2019	OS	2.439	2	3.725	25.450	0,0	31.616
	US	1.830	2	2.959	22.053	0,0	26.845
2020	TS	2.682	2	3.893	24.553	0,0	31.131
	OS	3.129	3	4.448	26.369	0,0	33.949
	US	2.154	2	3.291	22.458	0,0	27.904
	TS	3.168	52	4.414	25.064	0,0	32.698
2021	OS	3.661	55	5.028	26.907	0,0	35.651
	US	2.471	48	3.627	22.755	0,0	28.901
2022	TS	3.544	133	4.863	25.459	0,0	33.999
	OS	4.032	141	5.475	27.262	0,0	36.910
	US	2.788	123	3.988	23.060	0,0	29.959
	TS	3.791	222	5.205	25.696	0,0	34.915
2023	OS	4.400	236	5.880	27.586	0,0	38.101
	US	3.028	206	4.288	23.268	0,0	30.790

Tabelle 64: Prognose der Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in GWh

Jahr	Szenario	Marktprämie	sonstige Direktvermarktung	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Vermarktung in Ausnahmefällen	Summe
2017		7.966	11	6	2.966	0,0	10.949
2018	TS	8.963	15	8	3.351	0,0	12.338
	OS	9.056	15	8	3.386	0,0	12.466
	US	8.658	15	8	3.234	0,0	11.914
2019	TS	9.407	12	8	2.979	0,0	12.405
	OS	9.913	12	8	3.126	0,0	13.059
	US	8.609	11	7	2.750	0,0	11.376
2020	TS	10.325	12	8	2.985	0,0	13.330
	OS	11.189	12	8	3.134	0,0	14.343
	US	9.395	11	7	2.753	0,0	12.166
2021	TS	11.203	13	8	2.979	0,0	14.203
	OS	12.828	14	8	3.126	0,0	15.976
	US	10.179	12	7	2.750	0,0	12.948
2022	TS	11.966	13	8	2.979	0,0	14.966
	OS	14.568	14	8	3.126	0,0	17.715
	US	10.888	12	7	2.750	0,0	13.657
2023	TS	12.517	13	8	2.979	0,0	15.517
	OS	16.141	14	8	3.126	0,0	19.289
	US	11.421	12	7	2.750	0,0	14.189

Annex C ENTWICKLUNG DER AUSZAHLUNGEN JE ENERGIETRÄGER NACH VERÄUßERUNGSFORMEN

Nachfolgend werden die Prognoseergebnisse der Auszahlungen für die Stromerzeugung nach Energieträger und Szenarien in den verschiedenen Veräußerungsformen tabellarisch dargestellt.¹⁰

Tabelle 65: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Wasserkraft nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in Mio. €

Jahr	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Summe
2017		176	274	0	450
2018	TS	160	261	0	421
	OS	176	280	0	456
	US	150	248	0	398
2019	TS	159	262	0	421
	OS	178	282	0	460
	US	147	248	0	395
2020	TS	166	264	0	430
	OS	187	284	0	471
	US	153	249	0	402
2021	TS	169	264	0	433
	OS	192	284	0	476
	US	155	249	0	404
2022	TS	164	264	0	429
	OS	188	285	0	474
	US	149	249	0	398
2023	TS	163	265	0	428
	OS	188	286	0	475
	US	147	249	0	396

¹⁰ Alle Tabellen in diesem Anhang basieren auf eigenen Berechnungen auf Grundlage von ÜNB 2018b, ÜNB 2018c und weiteren Quellen

Tabelle 66: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Deponiegas nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in Mio. €

Jahr	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Summe
2017		7	13	0	20
2018	TS	5	13	0	18
	OS	6	13	0	19
	US	5	12	0	17
2019	TS	5	12	0	16
	OS	5	13	0	18
	US	4	11	0	15
2020	TS	5	11	0	15
	OS	5	12	0	18
	US	4	10	0	14
2021	TS	3	6	0	8
	OS	3	7	0	10
	US	2	5	0	7
2022	TS	2	4	0	6
	OS	3	5	0	7
	US	1	3	0	4
2023	TS	2	3	0	5
	OS	3	4	0	7
	US	1	2	0	4

Tabelle 67: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Klärgas nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in Mio. €

Jahr	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Summe
2017		0	4	0	4
2018	TS	0	4	0	4
	OS	0	4	0	4
	US	0	4	0	4
2019	TS	0	4	0	4
	OS	0	4	0	4
	US	0	4	0	4
2020	TS	0	4	0	4
	OS	0	4	0	4
	US	0	4	0	4
2021	TS	0	2	0	2
	OS	0	2	0	2
	US	0	2	0	2
2022	TS	0	2	0	2
	OS	0	2	0	2
	US	0	2	0	2
2023	TS	0	2	0	2
	OS	0	2	0	2
	US	0	1	0	1

Tabelle 68: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Grubengas nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in Mio. €

Jahr	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Summe
2017		30	9	0	39
2018	TS	25	8	0	32
	OS	25	8	0	33
	US	23	7	0	31
2019	TS	23	7	0	31
	OS	25	7	0	32
	US	21	7	0	28
2020	TS	24	7	0	31
	OS	26	7	0	33
	US	21	7	0	28
2021	TS	23	2	0	25
	OS	26	2	0	28
	US	21	2	0	22
2022	TS	20	2	0	22
	OS	23	2	0	25
	US	17	2	0	19
2023	TS	13	1	0	14
	OS	15	2	0	16
	US	11	1	0	12

Tabelle 69: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Biomasse nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in Mio. €

Jahr	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Summe
2017		4843	2180	0	7023
2018	TS	4819	1969	0	6788
	OS	5075	2069	0	7143
	US	4563	1870	0	6433
2019	TS	4830	1988	0	6818
	OS	5113	2091	0	7204
	US	4555	1886	0	6441
2020	TS	4928	1994	0	6922
	OS	5223	2099	0	7322
	US	4609	1890	0	6499
2021	TS	4845	1945	0	6790
	OS	5162	2050	0	7212
	US	4523	1841	0	6364
2022	TS	4753	1912	0	6665
	OS	5081	2019	0	7099
	US	4416	1807	0	6223
2023	TS	4708	1889	0	6597
	OS	5049	1997	0	7046
	US	4364	1782	0	6146

Tabelle 70: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Geothermie nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in Mio. €

Jahr	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Summe
2017		34	7	0	41
2018	TS	34	12	0	46
	OS	37	13	0	51
	US	32	12	0	44
2019	TS	37	13	0	50
	OS	38	15	0	53
	US	36	13	0	49
2020	TS	42	13	0	55
	OS	43	15	0	58
	US	38	13	0	51
2021	TS	46	13	0	59
	OS	63	15	0	78
	US	40	13	0	53
2022	TS	49	13	0	63
	OS	80	15	0	95
	US	42	13	0	55
2023	TS	53	13	0	66
	OS	84	15	0	99
	US	43	13	0	56

Tabelle 71: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie an Land nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in Mio. €

Jahr	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Summe
2017		5.410	366	0	5.777
2018	TS	5.217	392	0	5.609
	OS	5.549	422	0	5.971
	US	4.884	374	0	5.259
2019	TS	5.468	296	0	5.764
	OS	6.179	338	0	6.518
	US	4.925	269	0	5.194
2020	TS	5.668	276	0	5.944
	OS	6.465	317	0	6.782
	US	5.046	251	0	5.297
2021	TS	5.684	240	0	5.924
	OS	6.540	269	0	6.810
	US	5.082	224	0	5.306
2022	TS	5.482	204	0	5.686
	OS	6.413	229	0	6.642
	US	4.843	190	0	5.033
2023	TS	5.353	166	0	5.519
	OS	6.409	187	0	6.596
	US	4.685	155	0	4.840

Tabelle 72: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Windenergie auf See nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in Mio. €

Jahr	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Summe
2017		2.770	0	0	2.770
2018	TS	3.152	0	0	3.152
	OS	3.260	0	0	3.260
	US	3.078	0	0	3.078
2019	TS	3.992	0	0	3.992
	OS	4.228	0	0	4.228
	US	3.696	0	0	3.696
2020	TS	4.456	0	0	4.456
	OS	4.713	0	0	4.713
	US	4.130	0	0	4.130
2021	TS	4.465	0	0	4.465
	OS	4.751	0	0	4.751
	US	4.275	0	0	4.275
2022	TS	4.440	0	0	4.440
	OS	4.733	0	0	4.733
	US	4.220	0	0	4.220
2023	TS	4.441	0	0	4.441
	OS	4.734	0	0	4.734
	US	4.212	0	0	4.212

Tabelle 73: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in Mio. €

Jahr	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Summe
2017		284	8.077	115	8.476
2018	TS	309	8.278	118	8.705
	OS	314	8.356	119	8.789
	US	297	8.039	115	8.452
2019	TS	326	7.914	112	8.352
	OS	358	8.391	119	8.867
	US	289	7.360	105	7.754
2020	TS	356	7.987	113	8.456
	OS	401	8.494	119	9.015
	US	313	7.412	106	7.830
2021	TS	379	7.999	113	8.490
	OS	429	8.503	119	9.052
	US	334	7.420	106	7.860
2022	TS	380	7.983	113	8.475
	OS	439	8.493	119	9.052
	US	349	7.423	106	7.878
2023	TS	368	7.941	113	8.421
	OS	450	8.476	119	9.044
	US	353	7.405	107	7.865

Tabelle 74: Prognose der Auszahlungen für Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen nach Veräußerungsformen je Szenario, 2017-2023, in Mio. €

Jahr	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeisevergütung	Summe
2017		1.192	647	0	1.839
2018	TS	1.213	727	0	1.940
	OS	1.231	735	0	1.967
	US	1.166	700	0	1.867
2019	TS	1.179	646	0	1.825
	OS	1.259	679	0	1.939
	US	1.075	596	0	1.671
2020	TS	1.214	648	0	1.861
	OS	1.305	681	0	1.986
	US	1.100	597	0	1.697
2021	TS	1.229	646	0	1.875
	OS	1.337	679	0	2.016
	US	1.114	596	0	1.710
2022	TS	1.218	646	0	1.864
	OS	1.345	679	0	2.024
	US	1.103	596	0	1.699
2023	TS	1.208	646	0	1.854
	OS	1.359	679	0	2.038
	US	1.095	596	0	1.691