

Evaluierung des EEG und des WindSeeG

Zwischenbericht

an:

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)

von:

Guidehouse Germany GmbH

Albrechtstr. 10 c

10117 Berlin

T +49 30 7262 1410

guidehouse.com

Vorhaben: IC4-23305/006#015 FA Nr.
15/22

Guidehouse-Projekt 222230

30.05.2024

in Zusammenarbeit mit den Unterauftragnehmern:

- Consentec GmbH
- Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI
- Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)

Dieser Bericht wurde von Guidehouse im Auftrag und zum alleinigen Gebrauch durch das BMWK im Rahmen der Berichtspflichten an die Europäische Kommission erstellt. Die Inhalte sind Arbeitsergebnisse, die auf den zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichtes verfügbaren Informationen basieren. Dieses Dokument ist nicht zur Vervielfältigung oder Weitergabe an Dritte bestimmt.

© 2024 Guidehouse Inc. All rights reserved.

Inhalt

1. Einleitung	1
1.1 Hintergrund	1
1.2 Ziel des Berichts	1
1.3 Gliederung des Berichts	1
2 Methodisches Vorgehen	2
2.1 Analyse der Daten zu Geboten und Zuschlägen innerhalb der Ausschreibungen	3
2.1.1 Zusammenhängende sowie sich wiederholende Gebote	3
2.1.2 Bietergruppe / Unternehmensgruppe	4
2.1.3 Bestimmung der Gütefaktoren für Windenergie an Land	4
2.2 Top-Down-Analyse Entwicklung und Nutzung eines kontrafaktischen Szenarios	5
2.2.1 Betrachtungsbereich der Top-Down-Analyse	6
2.2.1.1 <i>Umfang der Analysen</i>	6
2.2.1.2 <i>Geografischer und zeitlicher Betrachtungsbereich</i>	7
2.2.2 Konkrete Ausgestaltung der Szenarien	9
2.2.2.1 <i>Festlegung von Randbedingungen und Freiheitsgraden</i>	9
2.2.2.2 <i>Modellierung der Förderung im Beihilfeszenario und kontrafaktischen Szenario</i>	12
2.2.3 Detailannahmen und Parametrierung	13
2.2.3.1 <i>Übersicht</i>	13
2.2.3.2 <i>Datengrundlage für die Szenarioberechnungen</i>	14
2.2.3.3 <i>Stromsystementwicklung</i>	15
2.2.3.4 <i>Weitere Parameter und ihre Entwicklung</i>	18
2.2.3.5 <i>Eigene Prüfwerte und Annahmen</i>	21
2.2.4 Verwendete Modelle	25
2.3 Bottom-up-Analyse: Quasi-experimentelle statistische Verfahren – Difference-in-differences (DiD) und Regressions-Diskontinuitäts-Analyse (RDD)	26
3 Ergebnisse der Evaluierung	30
3.1 Direkte Effekte	30
3.1.1 Einfluss der Beihilfe: Auswirkungen auf den Zubau	30
3.1.2 Einfluss der Beihilfe: Kausalität der Beihilfe	31
3.1.3 Einfluss der Beihilfe: Einfluss des Ausschreibungsvolumens	31
3.1.3.1 <i>Solar-Freiflächenanlagen (erstes Segment)</i>	33
3.1.3.2 <i>Solar-Aufdachanlagen (zweites Segment)</i>	39
3.1.3.3 <i>Windenergie an Land</i>	42
3.1.3.4 <i>Windenergie auf See</i>	46
3.1.3.5 <i>Biomasseanlagen</i>	46

3.1.3.6	<i>Biomethananlagen</i>	51
3.1.3.7	<i>Innovationsausschreibungen</i>	54
3.1.3.8	<i>Fazit</i>	57
3.1.4	Zubau: Gegenüberstellung mit den Zielen des EEG und NECP	58
3.1.5	Zubau: Geförderte Projekte und Kapazität.....	64
3.1.5.1	<i>Geförderte Projekte und Kapazität in den Ausschreibungssegmenten</i>	65
3.1.5.2	<i>Geförderte Projekte und Kapazität außerhalb der Ausschreibungen</i>	69
3.1.6	Wechselwirkungen.....	77
3.1.6.1	<i>PV-Freiflächenanlagen</i>	78
3.1.6.2	<i>PV-Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen</i>	81
3.1.6.3	<i>Gebäude-Solaranlagen</i>	83
3.1.6.4	<i>Windenergie an Land</i>	85
3.1.6.5	<i>Windenergie auf See</i>	88
3.1.6.6	<i>Biomasse</i>	89
3.1.6.7	<i>Biomethan</i>	91
3.1.6.8	<i>Wechselwirkungen zwischen den Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments und den Innovationsausschreibungen</i>	92
3.1.6.9	<i>Wechselwirkungen zwischen den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und den Innovationsausschreibungen</i>	94
3.1.6.10	<i>Wechselwirkungen zwischen den Ausschreibungen für Biomasseanlagen und den Innovationsausschreibungen</i>	94
3.2	Indirekte Effekte	95
3.2.1	Emissionen.....	95
3.2.2	Wettbewerb: Auswirkungen auf die Wettbewerbssituation des Strommarktes.....	95
3.2.2.1	<i>Ungeförderter Strom</i>	96
3.2.2.2	<i>Geförderter Strom</i>	97
3.2.2.3	<i>Fazit</i>	100
3.2.3	Wettbewerb: Auswirkungen auf Wettbewerb und Preise am Großhandelsmarkt	101
3.2.4	Strommarkt: Auswirkungen auf den grenzüberschreitenden Stromhandel.....	102
3.2.5	Strommarkt: Auswirkungen auf die Verbraucherpreise	102
3.3	Verhältnismäßigkeit und Angemessenheit.....	102
3.3.1	Angemessenheit: Verhältnismäßigkeit von Beihilfe und Kosten für EE	102
3.3.1.1	<i>Solar-Freiflächenanlagen (erstes Segment)</i>	104
3.3.1.2	<i>Solar-Aufdachanlagen (zweites Segment)</i>	105
3.3.1.3	<i>Windenergieanlagen an Land</i>	107

3.3.1.4	<i>Biomasseanlagen</i>	109
3.3.1.5	<i>Innovationsausschreibungen</i>	112
3.3.2	Angemessenheit: Anzulegende Werte und Beihilfesummen	113
3.3.2.1	<i>Anzulegende Werte</i>	113
3.3.2.2	<i>Beihilfesummen</i>	121
3.3.3	Wettbewerb: Wettbewerbsintensität	129
3.3.3.1	<i>Solar-Freiflächenanlagen (erstes Segment)</i>	130
3.3.3.2	<i>Solar-Aufdachanlagen (zweites Segment)</i>	133
3.3.3.3	<i>Windenergie an Land</i>	137
3.3.3.4	<i>Windenergie auf See</i>	141
3.3.3.5	<i>Biomasseanlagen</i>	141
3.3.3.6	<i>Biomethananlagen</i>	145
3.3.3.7	<i>Innovationsausschreibungen</i>	147
3.3.3.8	<i>Fazit</i>	151
3.3.4	Wettbewerb: Zuschlagspreise	152
3.3.4.1	<i>Solar-Freiflächenanlagen (erstes Segment)</i>	152
3.3.4.2	<i>Solar-Aufdachanlagen (zweites Segment)</i>	154
3.3.4.3	<i>Windenergie an Land</i>	155
3.3.4.4	<i>Windenergie auf See</i>	157
3.3.4.5	<i>Biomasseanlagen</i>	157
3.3.4.6	<i>Biomethananlagen</i>	161
3.3.4.7	<i>Innovationsausschreibungen</i>	162
3.3.5	Wettbewerb: Anhebung der Ausschreibungsmengen	164
3.3.6	Wettbewerb: Mengensteuerungsmechanismen [Guidehouse]	168
3.3.6.1	<i>Solar-Freiflächenanlagen (erstes Segment)</i>	170
3.3.6.2	<i>Solar-Aufdachanlagen (zweites Segment)</i>	173
3.3.6.3	<i>Windenergie an Land</i>	175
3.3.6.4	<i>Windenergie auf See</i>	181
3.3.6.5	<i>Biomasseanlagen</i>	181
3.3.6.6	<i>Biomethananlagen</i>	184
3.3.6.7	<i>Innovationsausschreibungen</i>	185
3.3.6.8	<i>Fazit</i>	186
3.3.7	Ausschreibungsdesign: Bürgerenergie	187
3.3.8	Ausschreibungsdesign: Ausschreibungsbedingungen in den Biomasse-Ausschreibungen	190
3.3.8.1	<i>Biomasseanlagen</i>	190
3.3.8.2	<i>Biomethananlagen</i>	193
3.3.9	Ausschreibungsdesign: Endogene Rationierung in Innovations- und Biomasseausschreibungen und Mengenkürzung Wind an Land	193
3.3.10	Ausschreibungsdesign: Aufhebung des Verbots des Eigenverbrauchs	193

3.3.11	Realisierungsraten	199
3.3.12	Flexibilisierung Biomasse	206
3.3.13	Windenergie auf See: Nicht zentral voruntersuchte Flächen – Häufigkeit Null-Cent-Gebote und dynamisches Gebotsverfahren	207
3.3.14	Windenergie auf See: Nicht zentral voruntersuchte Flächen – Anzahl und Höhe der Gebote pro Fläche	209
3.3.15	Windenergie auf See: Nicht zentral voruntersuchte Flächen – Einfluss des dynamischen Gebotsverfahrens	209
3.3.16	Windenergie auf See: Vergleich der Ausschreibungssegment	210
3.3.17	Windenergie auf See: Wirkung der Eintrittsrechte	212
3.3.18	Windenergie auf See: Übergangsausschreibungen 2017/2018	214
3.3.19	Referenzertragsmodell Windenergie an Land: Einfluss des Modells	215
3.3.19.1	<i>Häufigkeitsverteilung der Gütefaktoren</i>	218
3.3.19.2	<i>Wie hat sich das Referenzertragsmodell auf das Ausschreibungsergebnis für Windenergieanlagen an Land ausgewirkt?</i>	221
3.3.19.3	<i>Welchen Einfluss hat das Referenzertragsmodell auf die Vergütungshöhe und die Gesamtförderungskosten zur Erreichung der EE-Ziele?</i>	224
3.3.19.4	<i>Welchen Einfluss hat das Referenzertragsmodell auf die räumliche Verteilung des Zubaus?</i>	227
3.3.19.5	<i>Welchen Einfluss hat das Referenzertragsmodell auf Systemkosten, insbe-sondere: a) Netzeingänge und damit einhergehende Kosten (z. B. für Redis-patch)? b) Netzentwicklungsplanung und den Bedarf an weiteren Stromnetzen sowie die damit einhergehenden Netzausbaukosten?</i>	230
3.3.19.6	<i>Hat das Referenzertragsmodell Mitnahmeeffekte verhindert?</i>	230
3.3.19.7	<i>Wird eine Mehrteilnahme durch das REM erreicht?</i>	230
3.3.20	Einfluss der Änderungen des Modells	233
3.3.21	Kleine PV-Dachanlagen	234
3.3.22	Garten-PV	237
3.3.23	Agri- und Moor-PV	239
3.3.24	Südquote Biomasse	242
3.3.24.1	<i>Biomasseanlagen</i>	242
3.3.24.2	<i>Biomethananlagen</i>	243
Anhang A.	Evaluierungsplan	A-1

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.2.1-1. Geografischer Betrachtungsbereich und Detailgrad der Modellierung (Top-Down-Analyse).....	8
Abbildung 2.2.1-2. Zeitlicher Betrachtungsbereich, Stützjahre und Anwendung EEG 2021 ggü. EEG 2023	8
Abbildung 2.2.2-1. Randbedingungen und Freiheitsgrade in der Investitionsoptimierung (Zubau)	10
Abbildung 2.2.2-2. Randbedingungen und Freiheitsgrade in der Dispatchoptimierung	10
Abbildung 2.2.3-1. Abgleich der realen und modellierten Stromerzeugungsmengen für das Jahr 2020 im Rahmen des Backtesting-Prozesses	14
Abbildung 2.2.3-2: Entwicklung der Erzeugungskapazitäten im Ausland (ohne DE).....	15
Abbildung 2.2.3-3. Aggregierte Handelskapazitäten (NTCs) zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern	16
Abbildung 2.2.3-4. Entwicklung der Stromnachfrage in Deutschland und im Ausland (EU).....	18
Abbildung 2.2.3-5. Entwicklung der Brennstoff- und CO ₂ -Preise	18
Abbildung 2.2.3-6. Abgleich der Investitionskostenentwicklung für Aufdach-PV zwischen den Langfristszenarien und dem TYNDP 2022	20
Abbildung 2.2.3-7. Ausbauziele Solarenergie gemäß EEG und Übersetzung in Stützjahre	21
Abbildung 2.2.3-8. Ausbauziele Windenergie an Land gemäß EEG und Übersetzung in Stützjahre	22
Abbildung 2.2.3-9. Ausbauziele Windenergie auf See gemäß WindSeeG und Übersetzung in Stützjahre	22
Abbildung 2.2.3-10. Strommengenpfade für Erneuerbare Energien gemäß EEG und Übersetzung in Stützjahre	23
Abbildung 3.1.3-1. Angebotskurve und Ausschreibungsvolumen für Solar-Freiflächenanlagen (01.03.2019)	34
Abbildung 3.1.3-2. Angebotskurve und Ausschreibungsvolumen für Solar-Freiflächenanlagen (01.03.2023)	34
Abbildung 3.1.3-3. Durchschnittlicher anzulegender Wert bei hypothetischer Änderung des Ausschreibungsvolumens für Solar-Freiflächenanlagen (01.03.2019)	35
Abbildung 3.1.3-4. Durchschnittlicher anzulegender Wert bei hypothetischer Änderung des Ausschreibungsvolumens für Solar-Freiflächenanlagen (01.03.2023)	35
Abbildung 3.1.3-5. Jährliche Kosten entsprechend anzulegendem Wert bei hypothetischer Änderung des Ausschreibungsvolumens für Solar-Freiflächenanlagen (01.03.2019)	36

Abbildung 3.1.3-6. Jährliche Kosten entsprechend anzulegendem Wert bei hypothetischer Änderung des Ausschreibungsvolumens für Solar-Freiflächenanlagen (01.03.2023)	36
Abbildung 3.1.3-7. Entwicklung der inversen Preiselastizität im Verlauf der Ausschreibungsrunden für Solar-Freiflächenanlagen (unterzeichnete Ausschreibungsrunden ohne Wert für Preiselastizität).....	37
Abbildung 3.1.3-8. Angebotskurve und Ausschreibungsvolumen für Solar-Aufdachanlagen (01.12.2021)	39
Abbildung 3.1.3-9. Durchschnittlicher anzulegender Wert bei hypothetischer Änderung des Ausschreibungsvolumens für Solar-Aufdachanlagen (01.12.2021).....	39
Abbildung 3.1.3-10. Jährliche Kosten entsprechend anzulegendem Wert in Abhängigkeit vom Ausschreibungsvolumen für Solar-Aufdachanlagen (01.12.2021)	40
Abbildung 3.1.3-11. Entwicklung der inversen Preiselastizität im Verlauf der Ausschreibungsrunden für Solar-Aufdachanlagen (unterzeichnete Ausschreibungsrunden ohne Wert für Preiselastizität)	41
Abbildung 3.1.3-12. Angebotskurve und Ausschreibungsvolumen für Windenergie an Land (01.09.2021)	42
Abbildung 3.1.3-13. Durchschnittlicher anzulegender Wert bei hypothetischer Änderung des Ausschreibungsvolumens für Windenergie an Land (01.09.2021).....	43
Abbildung 3.1.3-14. Jährliche Kosten entsprechend anzulegendem Wert bei hypothetischer Änderung des Ausschreibungsvolumens für Windenergie an Land (01.09.2021).....	43
Abbildung 3.1.3-15. Entwicklung der inversen Preiselastizität im Verlauf der Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land (unterzeichnete Ausschreibungsrunden ohne Wert für Preiselastizität)	44
Abbildung 3.1.3-16. Angebotskurve und Ausschreibungsvolumen für Biomasseanlagen (01.04.2023)	47
Abbildung 3.1.3-17. Durchschnittlicher anzulegender Wert bei hypothetischer Änderung des Ausschreibungsvolumens für Biomasseanlagen (01.04.2023).....	47
Abbildung 3.1.3-18. Jährliche Kosten entsprechend anzulegendem Wert bei hypothetischer Änderung des Ausschreibungsvolumens für Biomasseanlagen (01.04.2023)	48
Abbildung 3.1.3-19. Entwicklung der inversen Preiselastizität im Verlauf der Ausschreibungsrunden für Biomasseanlagen (unterzeichnete Ausschreibungsrunden ohne Wert für Preiselastizität)	49
Abbildung 3.1.3-20. Angebotskurve und Ausschreibungsvolumen für Biomethananlagen (01.12.2021)	51
Abbildung 3.1.3-21. Durchschnittlicher anzulegender Wert bei hypothetischer Änderung des Ausschreibungsvolumens für Biomethananlagen (01.12.2021).....	51

Abbildung 3.1.3-22. Jährliche Kosten entsprechend anzulegendem Wert bei hypothetischer Änderung des Ausschreibungsvolumens für Biomethananlagen (01.12.2021)	52
Abbildung 3.1.3-23. Entwicklung der inversen Preiselastizität im Verlauf der Ausschreibungsrunden für Biomethananlagen (unterzeichnete Ausschreibungsrunden ohne Wert für Preiselastizität; Ausschreibungsrunde 01.04.2023 ohne Gebote, daher nicht dargestellt)	52
Abbildung 3.1.3-24. Angebotskurve und Ausschreibungsvolumen einer Innovationsausschreibung (01.04.2022)	54
Abbildung 3.1.3-25. Durchschnittlicher anzulegender Wert bei hypothetischer Änderung des Ausschreibungsvolumens für eine Innovationsausschreibung (01.04.2022)	54
Abbildung 3.1.3-26. Jährliche Kosten entsprechend anzulegendem Wert bei hypothetischer Änderung des Ausschreibungsvolumens für eine Innovationsausschreibung (01.04.2022)	55
Abbildung 3.1.3-27. Entwicklung der inversen Preiselastizität im Verlauf der Ausschreibungsrunden für Innovationsausschreibungen (unterzeichnete Ausschreibungsrunden ohne Wert für Preiselastizität).....	56
Abbildung 3.1.4-1. Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch	58
Abbildung 3.1.4-2. Gegenüberstellung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit dem Strommengenpfad des EEG	59
Abbildung 3.1.4-3. Entwicklung des Ausbaus der erneuerbaren Energien	60
Abbildung 3.1.4-4. Gegenüberstellung des Ausbaus der Solarenergie mit den Zielen des EEG	61
Abbildung 3.1.4-5. Gegenüberstellung des Ausbaus der Windenergie an Land mit den Zielen des EEG	61
Abbildung 3.1.4-6. Gegenüberstellung des Ausbaus der Windenergie auf See mit den Zielen des WindSeeG	62
Abbildung 3.1.4-7. Gegenüberstellung des Ausbaus der Biomasse mit den Zielen des EEG	63
Abbildung 3.1.5-1. Anzahl und Kapazität geförderter Projekte (mit Inbetriebnahme) im Ausschreibungssegment Solar-Freiflächenanlagen (erstes Segment)	65
Abbildung 3.1.5-2. Anzahl und Kapazität geförderter Projekte (mit Inbetriebnahme) im Ausschreibungssegment Solar-Aufdachanlagen (zweites Segment)	66
Abbildung 3.1.5-3. Anzahl und Kapazität geförderter Projekte (mit Inbetriebnahme) im Ausschreibungssegment Windenergie an Land	67
Abbildung 3.1.5-4. Anzahl und Kapazität geförderter Projekte (mit Inbetriebnahme) im Ausschreibungssegment Biomasseanlagen	67

Abbildung 3.1.5-5. Anzahl und Kapazität geförderter Projekte (mit Inbetriebnahme) im Ausschreibungssegment Biomethananlagen.....	68
Abbildung 3.1.5-6. Anzahl und Kapazität geförderter Projekte (mit Inbetriebnahme) im Ausschreibungssegment Innovationsausschreibungen.....	69
Abbildung 3.1.5-7. Kapazität von Gebäudesolaranlagen außerhalb von Ausschreibungen	70
Abbildung 3.1.5-8. Anzahl von Gebäudesolaranlagen außerhalb von Ausschreibungen	71
Abbildung 3.1.5-9. Kapazität von Solar-Freiflächenanlagen außerhalb von Ausschreibungen	72
Abbildung 3.1.5-10. Anzahl von Solar-Freiflächenanlagen außerhalb von Ausschreibungen	72
Abbildung 3.1.5-11. Kapazität von PV-Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen außerhalb von Ausschreibungen.....	73
Abbildung 3.1.5-12. Anzahl von PV-Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen außerhalb von Ausschreibungen.....	73
Abbildung 3.1.5-13. Kapazität von Windenergieanlagen an Land außerhalb von Ausschreibungen	74
Abbildung 3.1.5-14. Anzahl von Windenergieanlagen an Land außerhalb von Ausschreibungen	75
Abbildung 3.1.5-15. Kapazität von Pilotwindenergieanlagen außerhalb von Ausschreibungen	75
Abbildung 3.1.5-16. Anzahl von Pilotwindenergieanlagen außerhalb von Ausschreibungen	76
Abbildung 3.1.5-17. Kapazität von Biomasse-Anlagen außerhalb von Ausschreibungen	77
Abbildung 3.1.5-18. Anzahl von Biomasse-Anlagen außerhalb von Ausschreibungen	77
Abbildung 3.1.6-1. Verteilung der installierten Leistung und der Anlagenanzahl von PV- Freiflächenanlagen nach Fördersegment und Inbetriebnahmejahr.....	79
Abbildung 3.1.6-2. Installierte Gesamtleistung von PV-Freiflächenanlagen nach Leistungsklassen im Umfeld der Ausschreibungsgrenze für die Inbetriebnahmejahre 2021/2022 (oben) und 2023 (unten)	80
Abbildung 3.1.6-3. Verteilung der installierten Leistung und der Anlagenanzahl von Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen nach Fördersegment und Inbetriebnahmejahr.....	81
Abbildung 3.1.6-4. Installierte Gesamtleistung von Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen nach Leistungsklassen im Umfeld der Ausschreibungsgrenze für die Inbetriebnahmejahre 2021/2022 (oben) und 2023 (unten).....	82
Abbildung 3.1.6-5. Verteilung der installierten Leistung und der Anlagenanzahl von Gebäude-Solaranlagen nach Fördersegment und Inbetriebnahmejahr.....	84

Abbildung 3.1.6-6. Installierte Gesamtleistung von Gebäude-Solaranlagen nach Leistungsklassen im Umfeld der Ausschreibungsgrenze für die Inbetriebnahmejahre 2021 bis 2023.....	85
Abbildung 3.1.6-7: Verteilung der installierten Leistung und der Anlagenanzahl von Wind Onshore-Anlagen nach Fördersegment und Inbetriebnahmejahr.....	86
Abbildung 3.1.6-8: Installierte Gesamtleistung von Windenergieanlagen an Land unterhalb und oberhalb der Ausschreibungsgrenze für die Inbetriebnahmejahre 2021 bis 2023.....	87
Abbildung 3.1.6-9. Bruttozubau von Pilotwindenergieanlagen an Land nach § 3 Nr. 37 EEG im Zeitraum 2019–2023 (mit/ohne Zuschlag)	88
Abbildung 3.1.6-10: Installierte Gesamtleistung von Wind Offshore-Anlagen unterhalb und oberhalb der Ausschreibungsgrenze für die Inbetriebnahmejahre 2021 bis 2023.....	89
Abbildung 3.1.6-11. Verteilung der installierten Leistung und der Anlagenanzahl von Biomasseanlagen nach Fördersegment und Inbetriebnahmejahr.....	90
Abbildung 3.1.6-12. Installierte Gesamtleistung von Biomasseanlagen unterhalb und oberhalb der Ausschreibungsgrenze für die Inbetriebnahmejahre 2021 bis 2023	91
Abbildung 3.1.6-13. Verteilung der installierten Leistung und der Anlagenanzahl von Biomethananlagen nach Fördersegment und Inbetriebnahmejahr	92
Abbildung 3.2.2-1. Portfolien der im deutschen Strommarkt tätigen Direktvermarkter	99
Abbildung 3.2.2-2. Schätzung der vermarkteten Strommenge der Direktvermarkter von EE auf dem deutschen Strommarkt	100
Abbildung 3.3.1-1. Vergleich der Zuschlagswerte in den Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments 2021-2023 mit den erwarteten Stromgestehungskosten.....	105
Abbildung 3.3.1-2. Vergleich der Zuschlagswerte in den Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments 2021-2023 mit den erwarteten Stromgestehungskosten.....	107
Abbildung 3.3.1-3. Vergleich der Zuschlagswerte in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land im Zeitraum 2021-2023 mit den erwarteten Stromgestehungskosten	109
Abbildung 3.3.1-4. Vergleich der Zuschlagswerte für Neuanlagen in den Ausschreibungen für Biomasseanlagen im Zeitraum 2021-2023 mit den erwarteten Stromgestehungskosten	110
Abbildung 3.3.1-5. Vergleich der Zuschlagswerte für Bestandsanlagen in den Ausschreibungen für Biomasseanlagen im Zeitraum 2021-2023 mit den erwarteten Stromgestehungskosten	111
Abbildung 3.3.1-6. Vergleich der Zuschlagswerte in den Innovationsausschreibungen im Zeitraum 2021-2023 mit den erwarteten Stromgestehungskosten	113

Abbildung 3.3.2-1. Verlauf der mengengewichteten Zuschlagswerte für Solaranlagen des ersten Segments (Solar-Freiflächenanlagen) in ct/kWh für alle Ausschreibungsrunden zwischen 2021 und 2023	114
Abbildung 3.3.2-2. Verlauf der monatlich anzulegenden Werte von Solar-Freiflächenanlagen in ct/kWh für das administrierte Segment im Betrachtungszeitraum 2021 bis 2023.....	115
Abbildung 3.3.2-3. Verlauf der mengengewichteten Zuschlagswerte für Solaranlagen des zweiten Segments (Gebäude-Solaranlagen) in ct/kWh für alle Ausschreibungsrunden zwischen 2021 und 2023	116
Abbildung 3.3.2-4. Verlauf der monatlich anzulegenden Werte von Gebäude-Solaranlagen nach Voll- und Teileinspeisung unterschiedlicher Leistungsklassen in ct/kWh für das administrierte Segment im Betrachtungszeitraum 2021 bis 2023.....	117
Abbildung 3.3.2-5. Verlauf der mengengewichteten Zuschlagswerte von Windenergieanlagen an Land in ct/kWh für alle Ausschreibungsrunden zwischen 2021 und 2023	118
Abbildung 3.3.2-6. Verlauf der anzulegenden Werte von Windenergieanlagen an Land in ct/kWh nach Inbetriebnahmejahr im Betrachtungszeitraum 2021 bis 2023.....	118
Abbildung 3.3.2-7. Verlauf der mengengewichteten Zuschlagswerte für neue (oben) und bestehende (unten) Biomasseanlagen in ct/kWh im Zeitraum 2021–2023	119
Abbildung 3.3.2-8. Quartalsweiser Verlauf der anzulegenden Werte von Biomasseanlagen nach unterschiedlichen Leistungsklassen und Substratkategorien in ct/kWh für das administrierte Segment im Betrachtungszeitraum 2021 bis 2023.....	121
Abbildung 3.3.2-9. Energieträgerspezifische Monatsmarktwerte im Zeitraum 2021–2022	122
Abbildung 3.3.2-10. Energieträgerspezifische Jahresmarktwerte im Zeitraum 2021–2022	122
Abbildung 3.3.2-11. Einspeisevergütungen für Solaranlagen 2021–2022	124
Abbildung 3.3.2-12. Marktprämien für Solaranlagen 2021–2022.....	125
Abbildung 3.3.2-13. Einspeisevergütungen für Windenergieanlagen an Land 2021–2022	126
Abbildung 3.3.2-14. Marktprämien für Windenergieanlagen an Land 2021–2022.....	126
Abbildung 3.3.2-15. Marktprämien für Windenergieanlagen auf See 2021–2022	127
Abbildung 3.3.2-16. Einspeisevergütungen für Biomasseanlagen 2021–2022.....	128
Abbildung 3.3.2-17. Marktprämien für Biomasseanlagen 2021–2022	128
Abbildung 3.3.2-18. Förderzahlungen für Flexibilität von Biomasseanlagen 2021–2022	129
Abbildung 3.3.3-1. Gegenüberstellung von Auktions-, Gebots- und Zuschlagsvolumen sowie der gebotsbezogenen Zuschlagswahrscheinlichkeit bei Ausschreibungen für Solar-Freiflächenanlagen (erstes Segment).....	130

Abbildung 3.3.3-2. Vergleich Ausschreibungsmengen und Anzahl Bietergruppen bei Ausschreibungen für Solar-Freiflächenanlagen (erstes Segment).....	131
Abbildung 3.3.3-3. Vergleich Bietergruppen pro Ausschreibungsvolumen und durchschnittliche Gebotsgröße bei Ausschreibungen für Solar-Freiflächenanlagen (erstes Segment)	132
Abbildung 3.3.3-4. Marktkonzentration in Ausschreibungen nach Bietern bei Geboten für Solar-Freiflächenanlagen (erstes Segment)	132
Abbildung 3.3.3-5. Marktkonzentration in Ausschreibungen nach Bietern bei Zuschlägen für Solar-Freiflächenanlagen (erstes Segment)	133
Abbildung 3.3.3-6. Gegenüberstellung von Auktions-, Gebots- und Zuschlagsvolumen sowie der gebotsbezogenen Zuschlagswahrscheinlichkeit bei Ausschreibungen für Solar-Aufdachanlagen (zweites Segment)	134
Abbildung 3.3.3-7. Vergleich Ausschreibungsmengen und Anzahl Bietergruppen bei Ausschreibungen für Solar-Aufdachanlagen (zweites Segment)	135
Abbildung 3.3.3-8. Vergleich Bietergruppen pro Ausschreibungsvolumen und durchschnittliche Gebotsgröße bei Ausschreibungen für Solar-Aufdachanlagen (zweites Segment)	135
Abbildung 3.3.3-9. Marktkonzentration in Ausschreibungen nach Bietern bei Geboten für Solar-Aufdachanlagen (zweites Segment)	136
Abbildung 3.3.3-10. Marktkonzentration in Ausschreibungen nach Bietern bei Zuschlägen für Solar-Aufdachanlagen (zweites Segment)	136
Abbildung 3.3.3-11. Gegenüberstellung von Auktions-, Gebots- und Zuschlagsvolumen sowie der gebotsbezogenen Zuschlagswahrscheinlichkeit bei Ausschreibungen für Windenergie an Land	138
Abbildung 3.3.3-12. Vergleich Ausschreibungsmengen und Anzahl Bietergruppen bei Ausschreibungen für Windenergie an Land	138
Abbildung 3.3.3-13. Vergleich Bietergruppen pro Ausschreibungsvolumen und durchschnittliche Gebotsgröße bei Ausschreibungen für Windenergie an Land.....	139
Abbildung 3.3.3-14. Marktkonzentration in Ausschreibungen nach Bietern bei Geboten für Windenergie an Land	140
Abbildung 3.3.3-15. Marktkonzentration in Ausschreibungen nach Bietern bei Zuschlägen für Windenergie an Land	140
Abbildung 3.3.3-16. Gegenüberstellung von Auktions-, Gebots- und Zuschlagsvolumen sowie der gebotsbezogenen Zuschlagswahrscheinlichkeit bei Ausschreibungen für Biomasseanlagen	142
Abbildung 3.3.3-17. Vergleich Ausschreibungsmengen und Anzahl Bietergruppen bei Ausschreibungen für Biomasseanlagen.....	142
Abbildung 3.3.3-18. Vergleich Bietergruppen pro Ausschreibungsvolumen und durchschnittliche Gebotsgröße bei Ausschreibungen für Biomasseanlagen	143

Abbildung 3.3.3-19. Marktkonzentration in Ausschreibungen nach Bietern bei Geboten für Biomasseanlagen	144
Abbildung 3.3.3-20: Marktkonzentration in Ausschreibungen nach Bietern bei Zuschlägen für Biomasseanlagen	144
Abbildung 3.3.3-21. Gegenüberstellung von Auktions-, Gebots- und Zuschlagsvolumen sowie der gebotsbezogenen Zuschlagswahrscheinlichkeit bei Ausschreibungen für Biomethananlagen.....	145
Abbildung 3.3.3-22. Vergleich Ausschreibungsmengen und Anzahl Bietergruppen bei Ausschreibungen für Biomethananlagen	146
Abbildung 3.3.3-23. Vergleich Bietergruppen pro Ausschreibungsvolumen und durchschnittliche Gebotsgröße bei Ausschreibungen für Biomethananlagen.....	146
Abbildung 3.3.3-24. Marktkonzentration in Ausschreibungen nach Bietern bei Zuschlägen für Windenergie an Land	147
Abbildung 3.3.3-25. Gegenüberstellung von Auktions-, Gebots- und Zuschlagsvolumen sowie der gebotsbezogenen Zuschlagswahrscheinlichkeit bei Innovationsausschreibungen	148
Abbildung 3.3.3-26. Vergleich Ausschreibungsmengen und Anzahl Bietergruppen bei Innovationsausschreibungen.....	148
Abbildung 3.3.3-27. Vergleich Bietergruppen pro Ausschreibungsvolumen und durchschnittliche Gebotsgröße bei Innovationsausschreibungen	149
Abbildung 3.3.3-28. Marktkonzentration in Ausschreibungen nach Bietern bei Geboten bei Innovationsausschreibungen.....	150
Abbildung 3.3.3-29: Marktkonzentration in Ausschreibungen nach Bietern bei Zuschlägen bei Innovationsausschreibungen.....	150
Abbildung 3.3.4-1. Auswertung der Zuschlagswerte in Ausschreibungen für Solar-Freiflächenanlagen (erstes Segment)	153
Abbildung 3.3.4-2. Boxplot der Zuschlagswerte in Ausschreibungen für Solar-Freiflächenanlagen (erstes Segment)	153
Abbildung 3.3.4-3. Auswertung der Zuschlagswerte in Ausschreibungen für Solar-Aufdachanlagen (zweites Segment)	155
Abbildung 3.3.4-4. Boxplot der Zuschlagswerte in Ausschreibungen für Solar-Aufdachanlagen (zweites Segment)	155
Abbildung 3.3.4-5. Auswertung der Zuschlagswerte in Ausschreibungen für Windenergie an Land.....	156
Abbildung 3.3.4-6. Boxplot der Zuschlagswerte in Ausschreibungen für Windenergie an Land	156
Abbildung 3.3.4-7. Auswertung der Zuschlagswerte in Ausschreibungen für neue Biomasseanlagen	158
Abbildung 3.3.4-8. Boxplot der Zuschlagswerte in Ausschreibungen für neue Biomasseanlagen	159

Abbildung 3.3.4-9. Auswertung der Zuschlagswerte in Ausschreibungen für Bestands-Biomasseanlagen > 150 kW.....	160
Abbildung 3.3.4-10. Boxplot der Zuschlagswerte in Ausschreibungen für Bestands-Biomasseanlagen > 150 kW.....	160
Abbildung 3.3.4-11. Auswertung der Zuschlagswerte in Ausschreibungen für Biomethananlagen.....	161
Abbildung 3.3.4-12. Boxplot der Zuschlagswerte für Biomethananlagen.....	162
Abbildung 3.3.4-13. Auswertung der Zuschlagswerte in Innovationsausschreibungen	163
Abbildung 3.3.4-14. Boxplot der Zuschlagswerte in Innovationsausschreibungen	163
Abbildung 3.3.5-1. Jährliche Ausschreibungsmengen nach EEG 2021/2023 für die verschiedenen Ausschreibungssegmente für die Jahre 2021 bis 2023	165
Abbildung 3.3.5-2. Verhältnis von Gebots- zu tatsächlichen Ausschreibungsvolumen auf Jahresbasis für die verschiedenen Ausschreibungssegmente für die Jahre 2021 bis 2023.....	166
Abbildung 3.3.5-3: Wirkungskette (Theory of Change) der Anhebung von Ausschreibungsmengen	167
Abbildung 3.3.6-1. Ausschreibungsvolumen und Mengensteuerung der Ausschreibungsrunden für Solar-Freiflächenanlagen.....	172
Abbildung 3.3.6-2. Verhältnis von Gebots- zu Auktionsvolumen mit und ohne Mengensteuerung bei Ausschreibungen für Solar-Freiflächenanlagen	173
Abbildung 3.3.6-3: Ausschreibungsvolumen und Mengensteuerung der Ausschreibungsrunden für Solar-Aufdachanlagen	174
Abbildung 3.3.6-4. Verhältnis von Gebots- zu Auktionsvolumen mit und ohne Mengensteuerung bei Ausschreibungen für Solar-Aufdachanlagen	175
Abbildung 3.3.6-5. Ausschreibungsvolumen und Mengensteuerung der Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land.....	177
Abbildung 3.3.6-6. Verhältnis von Gebots- zu Auktionsvolumen mit und ohne Mengensteuerung bei Ausschreibungen für Windenergie an Land	178
Abbildung 3.3.6-7. Wirkungskette (Theory of Change) der EE-Förderung mittels Ausschreibungen sowie endogener Mengensteuerung.....	180
Abbildung 3.3.6-8. Ausschreibungsvolumen und Mengensteuerung der Ausschreibungsrunden für Biomasseanlagen	182
Abbildung 3.3.6-9. Verhältnis von Gebots- zu Auktionsvolumen mit und ohne Mengensteuerung bei Ausschreibungen für Biomasseanlagen	184
Abbildung 3.3.6-10. Änderung des HHI durch Mengensteuerung in den Ausschreibungen für Biomasseanlagen.....	184

Abbildung 3.3.6-11: Ausschreibungsvolumen und Mengensteuerung der Ausschreibungsrunden für Biomethananlagen	186
Abbildung 3.3.6-12: Ausschreibungsvolumen und Mengensteuerung der Innovationsausschreibungen.....	187
Abbildung 3.3.7-1: Anzahl Gebote und Zuschläge von Bürgerenergiegesellschaften bei Wind an Land und die Leistung der bezuschlagten Gebote seit 2021	189
Abbildung 3.3.8-1: Verteilung der bezuschlagten Menge [MW] je Ausschreibungsrunde auf Neu- und Bestandsanlagen.....	192
Abbildung 3.3.8-2: Verteilung der bezuschlagten Menge je Ausschreibungsrunde nach Brennstoffen.....	193
Abbildung 3.3.10-1: Kumulierte Leistung und Anlagenanzahl von PV-Freiflächenanlagen im Ausschreibungssegment nach Einspeiseart und Zuschlagsjahr (Stand: 01.02.2024).....	196
Abbildung 3.3.10-2: Kumulierte Leistung und Anzahl von Gebäude-Solaranlagen im Ausschreibungssegment nach Einspeiseart und Zuschlagsjahr (Stand: 01.02.2024).....	197
Abbildung 3.3.10-3: Anzahl und Leistung der in den Jahren 2021 bis 2023 bezuschlagten Windenergieanlagen getrennt nach Voll- und Teileinspeisung.....	198
Abbildung 3.3.10-4: Anzahl und Leistung der in den Jahren 2021 bis 2023 bezuschlagten Biomasseeinheiten getrennt nach Voll- und Teileinspeisung.....	199
Abbildung 3.3.10-5: Anzahl und Leistung der in den Innovationsausschreibungen der Jahre 2021 bis 2023 bezuschlagten Solareinheiten getrennt nach Voll- und Teileinspeisung	200
Abbildung 3.3.11-1: Realisierungsrate je Ausschreibungsrunde für Solar-Freiflächenanlagen (erstes Segment)	201
Abbildung 3.3.11-2: Kumulierte Leistung realisierter Projekte von Ausschreibungsrunden mit abgeschlossener Realisierungsfrist nach Realisierungsdauer in Monaten für Solar-Freiflächenanlagen (erstes Segment)	201
Abbildung 3.3.11-3: Realisierungsrate je Ausschreibungsrunde für Solar-Aufdachanlagen (zweites Segment)	202
Abbildung 3.3.11-4: Kumulierte Leistung realisierter Projekte nach Realisierungsdauer in Monaten für Solar-Aufdachanlagen (zweites Segment)	203
Abbildung 3.3.11-5: Realisierungsrate je Ausschreibungsrunde für Windenergieanlagen an Land	203
Abbildung 3.3.11-6: Kumulierte Leistung realisierter Projekte von Ausschreibungsrunden mit abgeschlossener Realisierungsfrist nach Realisierungsdauer in Monaten für Windenergieanlagen an Land	204
Abbildung 3.3.11-7: Realisierungsrate je Ausschreibungsrunde für Biomasseanlagen	205

Abbildung 3.3.11-8. Kumulierte Leistung realisierter Projekte von Ausschreibungsrunden mit abgeschlossener Realisierungsfrist nach Realisierungsdauer in Monaten für Biomasseanlagen	205
Abbildung 3.3.11-9. Realisierungsrate je Ausschreibungsrunde für Innovationsausschreibungen.....	206
Abbildung 3.3.11-10. Kumulierte Leistung realisierter Projekte von Ausschreibungsrunden mit abgeschlossener Realisierungsfrist nach Realisierungsdauer in Monaten für Innovationsausschreibungen.....	207
Abbildung 3.3.19-1. Stromgestehungskosten (SGK) von Windenergieanlagen an Land bei Inbetriebnahme 2022-2025 und Korrekturfaktoren gemäß EEG 2023	218
Abbildung 3.3.19-2. Häufigkeitsverteil der Gütefaktoren (Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 01.02.2021–01.05.2023)	220
Abbildung 3.3.19-3. Median der Gütefaktoren je Bundesland (Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 01.02.2021–01.05.2023)	221
Abbildung 3.3.19-4. Gebotskurve der Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land vom 01.09.2021	223
Abbildung 3.3.19-5. Zuschlagsquote nach Gütefaktor (Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land vom 01.09.2021)	224
Abbildung 3.3.19-6. Fiktive Gebotskurve auf Basis anzulegender Werte (Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land vom 01.09.2021)	226
Abbildung 3.3.19-7: Verteilung der Zuschlagsmenge über den anzulegenden Wert – tatsächlich und ohne Referenzertragsmodell (fiktiv) – für die Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 01.02.2021–01.05.2023	227
Abbildung 3.3.19-8. Zuschlagsquoten nach Bundesland in der Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land vom 01.09.2021	229
Abbildung 3.3.19-9. Regionale Verteilung der Zuschlagsmenge im Verhältnis zur Landesfläche in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 01.02.2021 bis 01.05.2023.....	230
Abbildung 3.3.19-10. Anteil der verfügbaren Flächenkulisse 2021 an der jeweiligen Landesfläche.....	233
Abbildung 3.3.19-11. Gegenüberstellung der Ausschlussflächen bei einer Mindestwindgeschwindigkeit in 150 m über Grund von 6,5 m/s bzw. 7,0 m/s	234
Abbildung 3.3.20-1: Häufigkeitsverteil der Gütefaktoren nach Ausschreibungsjahr (Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 01.02.2021–01.05.2023).....	235
Abbildung 3.3.21-1: Monatlicher Bruttozubau nach Einspeiseart in MW von PV-Dachanlagen bis 30 kW.....	237
Abbildung 3.3.21-2: Die orangenen Linien zeigen die installierte Leistung je Leistungsklasse zu installierter Gesamtleistung in % der	

Volleinspeiseanlagen vor und nach der Einführung des neuen Vergütungstatbestands. Die grünen Linien zeigen die installierte Leistung je Leistungsklasse zu installierter Gesamtleistung in % der Teileinspeiseanlagen vor und nach der Einführung des neuen Vergütungstatbestandes (Stand: 24.01.2024).	238
Abbildung 3.3.22-1: Leistung und Anzahl aller Freiflächenanlagen unter 20 kW (oben) sowie aller Gebäude-Solaranlagen unter 20 kW (unten) nach Inbetriebnahmejahren.....	239
Abbildung 3.3.24-1 Regionale Verteilung der Anzahl der bezuschlagten Gebote in den Biomasseausschreibungen	243
Abbildung 3.3.24-2 Regionale Verteilung der bezuschlagten Gebotsmenge in den Biomasseausschreibungen	244
Abbildung 3.3.24-3. Regionale Verteilung der Anzahl der bezuschlagten Gebote in den Biomethanausschreibungen	245
Abbildung 3.3.24-4. Regionale Verteilung der bezuschlagten Gebotsmenge in den Biomethanausschreibungen	245

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.2.3-1. Übersicht zu Parametern und Annahmen der Investitions- und Dispatchoptimierung.....	13
Tabelle 2.2.3-2. Investitionskostenentwicklung und Lebensdauer einzelner Technologien	19
Tabelle 3.1.4-1. Entwicklung der durchschnittlichen Volllaststunden der erneuerbaren Energien	63
Tabelle 3.1.4-2. Entwicklung der Abregelungen von EE-Kapazitäten in GWh sowie als Anteil der möglichen Stromerzeugung ohne Abregelungen.....	64
Tabelle 3.2.2-1. Entwicklung der Anteile der größten Anbieter am deutschen Strommarkt für ungeforderten Strom	97
Tabelle 3.2.2-2. Entwicklung der Anteile der größten Betreiber von fossilen Kraftwerken am Kraftwerkspark bezüglich installierter Leistung ²¹	97
Tabelle 3.2.2-3. Entwicklung der Anteile der größten Portfolien von Direktvermarkter an der vermarkteten EE-Leistung	98
Tabelle 3.2.2-4. Auswertung der Anteile der größten Direktvermarkter nach geschätztem Stromabsatz.....	99
Tabelle 3.3.1-1. Angenommene Realisierungszeiten in Monaten je Anlagentechnologie	103
Tabelle 3.3.2-1. Einspeisevergütungen 2021–2022 in Euro.....	123
Tabelle 3.3.2-2. Marktprämien 2021–2022 in Euro.....	123
Tabelle 3.3.5-1. Jährliche Ausschreibungsmengen gemäß EEG 2021/2023 für die verschiedenen Ausschreibungssegmente für die Jahre 2021 bis 2023	164
Tabelle 3.3.6-1. Ausschreibungsvolumina und Mengenanpassungen bei Ausschreibungen für Solar-Freiflächenanlagen	171
Tabelle 3.3.6-2. Ausschreibungsvolumina und Mengenanpassungen bei Ausschreibungen für Solar-Aufdachanlagen	174
Tabelle 3.3.6-3. Ausschreibungsvolumina und Mengenanpassungen bei Ausschreibungen für Windenergie an Land.....	176
Tabelle 3.3.6-4. Ausschreibungsvolumina und Mengenanpassungen bei Ausschreibungen für Biomasseanlagen	182
Tabelle 3.3.6-5. Ausschreibungsvolumina und Mengenanpassungen bei Ausschreibungen für Biomasseanlagen	185
Tabelle 3.3.6-6. Ausschreibungsvolumina und Mengenanpassungen bei Ausschreibungen für Innovationsausschreibungen.....	187
Tabelle 3.3.7-1. Gebots- und Zuschlagswerte von Bürgerenergie-Projekte in den vier relevanten Ausschreibungsrunden von Wind an Land	190
Tabelle 3.3.8-1. Höchstwerte für Neu- und Bestandsanlagen in den Biomasseausschreibungen 2021-2023	191

Tabelle 3.3.8-2. Verteilung der Zuschläge auf Bestands- und Neuanlagen in den Ausschreibungsrunden 2021-2023	191
Tabelle 3.3.8-3. Anzahl bezuschlagte Anlagen je Ausschreibungsrunde und Brennstofftyp	192
Tabelle 3.3.8-4. Höchstwerte für Biomethananlagen 2021-2023	193
Tabelle 3.3.14-1. Ergebnisse der Ausschreibungen für nicht zentral voruntersuchte Flächen im Jahr 2023	210
Tabelle 3.3.16-1. Ergebnisse der Ausschreibungen für zentral voruntersuchte Flächen im Jahr 2023	212
Tabelle 3.3.17-1. Übersicht der Eintrittsrechte in den Ausschreibungen für zentral voruntersuchte Flächen in den Jahren 2021-2023	215
Tabelle 3.3.18-1. Stand der Realisierung der bezuschlagten Projekte aus den Übergangsausschreibungen der Jahre 2017 und 2018	216
Tabelle 3.3.19-1. Korrekturfaktoren gemäß § 36h EEG 2021/2023	218
Tabelle 3.3.19-2. Ausschreibungsvolumina und Gebotsmengen der Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2021–2023	219
Tabelle 3.3.19-3. Statistiken zur Verteilung der Gütefaktoren (Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 01.02.2021–01.05.2023)	221
Tabelle 3.3.19-4. Zuschlagsquote nach Gütefaktor (Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land vom 01.09.2021)	224
Tabelle 3.3.19-5. Zuschlagswerte und anzulegende Werte in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land	227
Tabelle 3.3.19-6. Zuschlagsquoten nach Bundesland in der Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land vom 01.09.2021	229
Tabelle 3.3.19-7. Regionale Verteilung der Zuschlagsmenge im Verhältnis zur Landesfläche in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 01.02.2021 bis 01.05.2023.	231
Tabelle 3.3.23-1. Gebote für besondere Solaranlagen nach Ausschreibungsrunden und Anlagentyp	241
Tabelle 3.3.23-2. Zuschläge für besondere Solaranlagen nach Ausschreibungsrunden und Anlagentyp	242

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
BauBG	Baugesetzbuch
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
DiD	Difference-in-Difference
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
KOM	Europäische Kommission
MaStR	MaStR
MaStRV	Marktstammdatenregisterverordnung
NEWA	New European Wind Atlas
NTC	Netznebenbedingungen
PPA	Power Purchase Agreement (Stromliefervertrag)
RDD	Regression Discontinuity Design
REM	Referenzertragsmodell
WindBG	Windenergieflächenbedarfsgesetz
WindSeeG	Windenergie-auf-See-Gesetz
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

Disclaimer

Dieser Bericht wurde durch Guidehouse Germany GmbH (Guidehouse) für das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz im Rahmen der Berichtspflichten an die Europäische Kommission erstellt. Die in diesem Bericht vorgestellte Arbeit stellt eine professionelle Einschätzung von Guidehouse auf der Grundlage von Informationen dar, die zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts zur Verfügung standen. Guidehouse ist weder für die Verwendung des Berichts oder das Vertrauen auf den Bericht seitens des Lesers noch für irgendwelche Entscheidungen auf Grundlage des Berichts verantwortlich. Leser des Berichts werden darauf hingewiesen, dass sie sämtliche Haftungspflichten tragen, die für sie oder Dritte entstehen, weil sie sich auf den Bericht oder die in dem Bericht enthaltenen Daten, Informationen, Erkenntnisse und Meinungen verlassen.

1. Einleitung

1.1 Hintergrund

Das europäische Beihilfe-Regelwerk verpflichtet jeden Mitgliedstaat, von der Europäischen Kommission (KOM) genehmigte Beihilfen umfassend zu evaluieren. Dies trifft auch auf das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und das Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) zu.

Die beihilferechtliche Evaluierung muss dabei den Leitlinien der KOM folgen und sowohl die direkten und indirekten Effekte als auch die Verhältnismäßigkeit und Angemessenheit der Beihilfe aufzeigen. Hierfür hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) in Zusammenarbeit mit der KOM einen Evaluierungsplan vereinbart. Dieser spezifiziert die konkret zu beantwortenden Evaluierungsfragen sowie die anzuwendende Methodik für eine wissenschaftlich fundierte Beantwortung der Fragen. Der Evaluierungsplan ist Teil der beihilferechtlichen Genehmigungen des EEG und WindSeeG und durch ein externes Gutachten zu erfüllen.

1.2 Ziel des Berichts

Ziel des vorliegenden Berichts ist die wissenschaftliche Beantwortung der Evaluierungsfragen zum EEG und WindSeeG. Grundlage bilden das EEG 2021 sowie WindSeeG 2020 sowie aktuellere, genehmigte Änderungen (aktuell EEG 2023 und WindSeeG 2023).

Der vorliegende Zwischenbericht stellt den Entwurf des Evaluierungsberichts dar. Ziel dieses Zwischenberichts ist es, die notwendigen Informationen und Analysen bzw. das geplante methodische Vorgehen zur Beantwortung der Evaluierungsfragen mit dem BMWK und der KOM abzustimmen. Für eine möglichst konkrete Abstimmung wurden soweit möglich bereits die Ergebnisse der Auswertungen inklusive der grafischen und tabellarischen Darstellungen aufgenommen. Sofern für die Beantwortung der Fragen komplexere und zeitintensive Untersuchungen notwendig sind (insb. die Modellierung eines Beihilfeszenarios und eines kontrafaktischen Szenarios), werden die zentralen Analyseschritte und Annahmen detailliert beschrieben. Die Umsetzung und Beantwortung der entsprechenden Evaluierungsfragen erfolgt nach Abstimmung der Eingangsparameter und Vorgehensweise mit der KOM.

1.3 Gliederung des Berichts

Der Bericht teilt sich in zwei wesentliche Abschnitte. In Kapitel 2 erfolgt die Darstellung des methodischen Vorgehens sowie der zentralen Datensätze und Informationen zur Beantwortung der Evaluierungsfragen. Es wird auf die Anforderungen der KOM für beihilferechtliche Evaluierungen eingegangen und die hier gewählte Umsetzung vorgestellt. Zentrale Annahmen werden aufgezeigt.

In Kapitel 3 folgt die Beantwortung der Evaluierungsfragen. Die Gliederung des Kapitels 3 entspricht der Struktur des abgestimmten Fragenkatalogs und untergliedert sich in die drei Fragenblöcke „1 – Direkte Effekte“ (Abschnitt 3.1), „2 – Indirekte Effekte“ (Abschnitt 3.2) und „3 – Verhältnismäßigkeit und Angemessenheit“ (Abschnitt 3.3). Innerhalb dieser Fragenblöcke werden die Evaluierungsfragen der Reihe nach in eigenen Abschnitten beantwortet. Die Frage 3.7 bspw. findet sich entsprechend in Abschnitt 3.3.7. Dies ermöglicht einen direkten Abgleich der Evaluierung mit den Anforderungen des Fragenkatalogs. Der Fragenkatalog selbst ist dem Bericht in Anhang A angehängt.

2 Methodisches Vorgehen

Der Evaluierungsplan umfasst 35 Fragen, welche im Rahmen der Evaluierung zu beantworten sind. Zu jeder Frage wurden ein oder mehrere Indikatoren festgelegt, die zu betrachten sind. Die einzelnen Fragen und Indikatoren bedürfen zu ihrer Beantwortung unterschiedliche methodische Vorgehensweisen, die in diesem Kapitel übergreifend vorgestellt werden. Weiterhin werden die hierzu heranzuziehenden Datenquellen sowie Ansätze zur Vervollständigung relevanter Datenlücken aufgezeigt.

Der Evaluierungsplan berücksichtigt die Vorgaben der „gemeinsamen Methodik für die Evaluierung staatlicher Beihilfen“ der Europäischen Kommission¹. Er strukturiert die Fragen in die drei Ebenen direkte Auswirkungen der Beihilfe auf die Empfänger, indirekte Auswirkungen der Beihilferegulung sowie Geeignetheit und Angemessenheit der Beihilferegulung. Der Evaluierungsplan umfasst zudem die Methoden, die zur Beantwortung der Fragen genutzt werden sollen.

Bei der Evaluierung wird neben der deskriptiven Statistik zwischen zwei Kernmethoden unterschieden²: Der erste Ansatz zielt darauf ab, die einer Intervention zugrundeliegende Theorie zu ermitteln und zu beurteilen, ob sie gemäß dieser Theorie umgesetzt wurde, um den Beitrag der Intervention zu den beobachteten Wirkungen zu beurteilen (Theory-based impact evaluation - TBIE). Der zweite Ansatz konzentriert sich darauf, ob eine bestimmte Intervention die gewünschten Auswirkungen auf eine bestimmte Dimension von Interesse hat. Die Schlüsselfrage lautet hier: "Macht sie einen Unterschied?" Diese Frage wird beantwortet, indem die kausalen Auswirkungen durch eine kontrafaktische Bewertung ermittelt und geschätzt werden (Counterfactual impact evaluation - CIE).

Konkret folgt die Evaluierung des EEG und WindSeeG den folgenden vier zentralen methodischen Vorgehensweisen:

1. **Deskriptive Statistik:** Auswertung der Gebotsdaten der Bundesnetzagentur (BNetzA) unter Berücksichtigung weiterer Datenquellen.
2. **Theory Based Impact Evaluation:** Analyse der einer Intervention zugrunde liegenden Theorie.
3. **Top-Down-Analyse:** Modellierung eines kontrafaktischen Szenarios (welche Entwicklung wäre ohne die Beihilfe zu erwarten gewesen?) und Gegenüberstellung mit einem Beihilfeszenario.
4. **Bottom-up-Analyse:** Statistische Methoden auf Basis eines Vergleichs zwischen Behandlungsgruppe und Kontrollgruppe.

In den folgenden Abschnitten wird vertieft auf die Methodik zur Analyse der Daten zu Geboten und Zuschlägen innerhalb der Ausschreibungen, der Top-Down-Analyse sowie der Bottom-up-Analyse eingegangen.

¹ SWD (2014) 179

² s. u. a. das Evalsed Sourcebook – Method and Techniques der Europäischen Kommission

2.1 Analyse der Daten zu Geboten und Zuschlägen innerhalb der Ausschreibungen

Für die Untersuchung der Ausschreibungen wurde seitens der BNetzA ein Datensatz der Gebotsdaten aller Ausschreibungsrunden ab 2019 mit Stand 22.06.2023 zur Verfügung gestellt. Die Auswertungen erfolgen in der Regel ab den Ausschreibungsrunden 2021³, da die Evaluierung die Regelungen ab 2021 untersucht. Der Datensatz enthält Informationen zu allen eingereichten Geboten, den Zuschlägen und den Inbetriebnahmen für die folgenden Ausschreibungssegmente:

- Solar-Freiflächenanlagen (erstes Segment)
- Solar-Aufdachanlagen (zweites Segment)
- Windenergieanlagen an Land
- Biomasseanlagen
- Biomethananlagen
- Innovationsausschreibungen

Für die Windenergie auf See wurde aufgrund des kleinen Akteursumfelds und der noch höheren Sensibilität der Daten (Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der Bieter) kein entsprechender Datensatz von der BNetzA zur Verfügung gestellt. Die Auswertungen zur Windenergie auf See konnten somit nicht in der gleichen Detailtiefe vorgenommen werden. Stattdessen wurden die veröffentlichten Informationen der BNetzA herangezogen und die Beantwortung der Fragen im persönlichem Gespräch mit der BNetzA durchgeführt, sodass einzelne ergänzende Aussagen aufgenommen werden konnten.

Die Analyse der Ausschreibungsdaten wird ergänzt um die öffentlich zugänglichen Daten des Marktstammdatenregisters (MaStR) sowie die Stamm- und Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber. Diese Daten enthalten weiterführende Informationen zu den konkreten Einzelprojekten sowie den administrativ geförderten EEG-Anlagen.

Herausforderungen bei diesen Daten bestehen in der Identifizierung zusammenhängender sowie sich wiederholender Gebote und der Identifizierung des hinter einem Gebot stehenden Unternehmens. Weiterhin bestehen im MaStR erhebliche Datenlücken in Bezug auf die Gütefaktoren jüngerer Windenergieprojekte, die über eine wissenschaftlich fundierte Analyse geschlossen werden. Weitergehende Informationen hierzu sind in den folgenden Abschnitten zusammengefasst.

2.1.1 Zusammenhängende sowie sich wiederholende Gebote

Für einige Analysen ist es notwendig, Informationen über die (rundenspezifische) Zusammengehörigkeit von Geboten zu haben. Die BNetzA vergibt für jedes eingereichte Gebot ein Aktenzeichen. Zur Kennzeichnung von zusammenhängenden und sich wiederholenden Geboten wurde durch die Auftragnehmer der Begriff Projekt eingeführt. Ein Projekt entspricht

³ Ausnahmen werden dort gemacht, wo die Informationen ab 2021 zum Stand des Zwischenberichts keine Rückschlüsse zur Beantwortung der Frage zulassen, z. B. bei der Untersuchung der Realisierungsraten.

einem oder einer Menge an Geboten, die gemäß Einschätzung der Auftragnehmer zusammengehören. Die zugehörige Identifikationsnummer ist die Projekt-ID.

Dieselbe Projekt-ID erhalten Gebote, die identische Standortangaben aufweisen und/oder bei Windenergie an Land dasselbe Genehmigungsaktenzeichen führen. Zuerst wurde eine automatische Abfrage durchgeführt. Anschließend wurden die Angaben zum Genehmigungsaktenzeichen und zum Standort manuell geprüft, um gegebenenfalls auftretende Abweichung in der Schreibweise auszugleichen. Bei der Identifizierung identischer Standortangaben wurden außerdem Gebote zusammengefasst, deren Standortangaben weitgehend übereinstimmen. Im Ergebnis wurde jedem Gebot eine Projekt-ID zugewiesen, die Zusammenhänge der Gebote über mehrere Runden sowie innerhalb einer Runde (z. B. Teilgebote bei Photovoltaik, Gebote mit Einzelanlagen bei der Windenergie an Land) aufzeigt.

2.1.2 Bietergruppe / Unternehmensgruppe

Die Zusammengehörigkeit von Bietern wird von der BNetzA nur dann in den Daten verzeichnet, wenn das Gebot von derselben Gesellschaft oder derselben Person eingereicht wurde. Verflechtungen zwischen Unternehmen werden nicht systematisch erfasst. In der Praxis wird für jedes Projekt häufig eine eigenständige Projektgesellschaft gegründet, die keine direkte bzw. eindeutigen Rückschlüsse auf den dahinterstehenden Bieter zulässt. Die dahinterstehenden Unternehmen werden in hier als Bietergruppen bzw. Unternehmensgruppen bezeichnet und mit einer Bieter-ID versehen.

Zur Ermittlung der Bietergruppe wurde einerseits die Anschrift des bietenden Akteurs betrachtet. Konkret wurden hierzu identische Kombinationen aus Straße, Hausnummer und PLZ oder Straße, Hausnummer und Ort identifiziert und mit derselben Bieter-ID versehen. Weiterhin wurde der Name der Projektgesellschaft manuell betrachtet, da eine Bieter- bzw. Unternehmensgruppe oftmals eine ähnliche Namensgebung nutzt. Somit können zum Teil auch Bieter, die von mehreren Standorten aus Gebote eingereicht haben, als zusammengehörig identifiziert werden, jedoch ohne Garantie der Vollständigkeit.

2.1.3 Bestimmung der Gütefaktoren für Windenergie an Land

Durch das Referenzertragsmodell (REM) werden in den Ausschreibungen für Windenergie an Land Unterschiede in der Windhöffigkeit der jeweiligen Standorte teilweise ausgeglichen. Basierend auf den Vorgaben des EEG werden dabei die Gebote auf den sog. "Referenzstandort" normiert. Während die Gebotsreihung auf den normalisierten Gebotswerten beruht, wird der tatsächliche, anzulegende Wert der bezuschlagten Anlagen mit Hilfe der sog. Korrekturfaktoren der Gütefaktoren bestimmt.

Da die auf Messdaten basierende Standortgüte einer Anlage erst zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme im MaStR verpflichtend anzugeben ist, ist für einen Großteil der Anlagen zum Zeitpunkt unserer Auswertung keine Standortgüte angegeben. Da diese jedoch für mehrere Evaluierungsfragen benötigt wird, wurde die Standortgüte mithilfe eines Berechnungsverfahrens ermittelt.

Dabei wurde zunächst der Jahresenergieertrag des spezifischen Anlagentyps für den im Gebot angegebenen Standort berechnet. Hierzu wurden die Anlagen- und Standortdaten aus dem Anlagen- und MaStR, Daten zur mittleren Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe

aus dem New European Wind Atlas (NEWA)⁴, sowie öffentlich und kommerziell zugängliche Leistungskennlinien der verschiedenen Anlagentypen herangezogen. Der Bruttoenergieertrag ergibt sich aus der Summe der jeweiligen elektrischen Leistung einer Windenergieanlage bei einer bestimmten Windgeschwindigkeit, gewichtet mit deren Häufigkeit auf Basis der Rayleigh-Verteilung. Dieser theoretisch erzielbare Standortertrag wird in der Praxis durch eine Reihe von Verlusten vermindert. Dazu zählen die gegenseitige Abschattung von Windenergieanlagen in einem Windpark, verminderte Verfügbarkeit durch Wartung und Instandhaltung, sowie Abweichungen vom normalen Betriebsmodus oder sonstige technisch oder behördlich bedingte Betriebsbeschränkungen, etwa Auflagen zum Bundesimmissionsschutzgesetz (BimSchG)⁵. Ein weiterer Aspekt, der zu zusätzlichen Verlusten führen kann, ist die begrenzte räumliche Auflösung des Modells zur Simulation der Windgeschwindigkeit am jeweiligen Standort und die dadurch fehlende Berücksichtigung von lokalen orographischen Bedingungen. Alle genannten Verluste wurden zur Berechnung des Nettoenergieertrags mittels eines pauschalen Verlustfaktors von 35 % berücksichtigt, welcher die mittlere Abweichung zwischen ermittelter und (für manche Anlagen) angegebener Standortgüte minimiert.

Der Energieertrag am Referenzstandort wurde entsprechend den Berechnungsmethoden des EEG (Anlage 2) auf Basis der Rayleigh-Verteilung ermittelt. Die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe ergibt sich am Referenzstandort auf Basis eines Höhenprofils mit einem Hellmann-Exponenten von 0,25 und einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 6,45 m/s auf 100 m über Grund.

Die Standortgüte ergibt sich als Verhältnis des Nettoenergieertrags am tatsächlichen Standort zum Referenzenergieertrag. Sofern aufgrund von fehlenden Daten keine Berechnung der Standortgüte möglich war, wurde der Mittelwert zwischen angegebenen und berechneten Standortgüten im jeweiligen Bundesland herangezogen.

Basierend auf den Standortgüten/Gütefaktoren konnte der jeweilige Korrekturfaktor für die anzulegenden Werte mit Hilfe der Übersicht im EEG ermittelt werden. Es sollte beachtet werden, dass die Korrekturfaktoren in der Novelle des EEG 2023 angepasst wurden, insbesondere im Hinblick auf Anlagen in der Südregion. Für die im Jahr 2023 bezuschlagten Anlagen wurden die geänderten Korrekturfaktoren gemäß § 36h EEG 2023 verwendet.

Abschließend wurden mit Hilfe der Korrekturfaktoren die tatsächlichen anzulegenden Werte in den Ausschreibungen für Wind an Land ermittelt.

2.2 Top-Down-Analyse Entwicklung und Nutzung eines kontrafaktischen Szenarios

Unter Anwendung einer Strommarktsimulation soll ein Beihilfeszenario, bestehend aus einer Modellierung mit der zu evaluierenden Beihilfe, einem kontrafaktischen Szenario ohne die Beihilfe gegenübergestellt werden (Top-Down-Analyse). Ziel dieser Analysen ist es, mithilfe

⁴ Disclaimer: Der neue Europäische Windatlas ist nach dem neuesten Stand der Wissenschaft erstellt worden. Um die beste Konfiguration der Simulationen zu ermitteln, wurden die Simulationen mit verschiedenen Messmastdaten verglichen und die beste Möglichkeit ausgewählt. Trotzdem können die Angaben des Windatlas in manchen Regionen auch deutlich von den realen Windverhältnissen abweichen. Schließlich waren die verwendeten Messergebnisse begrenzt und lokale orographische Bedingungen können einen großen Einfluss auf Windfelder haben, die noch nicht optimal durch den Atlas abgebildet werden. Als Fraunhofer IWES übernehmen wir daher keine Garantie bezüglich der Genauigkeit der Angaben der Winddaten an den Standorten.

⁵ Fördergesellschaft Windenergie e.V., Technische Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 6

einer zeitgekoppelten Investitions- und Dispatch-Optimierung systemische Effekte der Beihilfe in Deutschland zu isolieren. Zu diesen Effekten gehören insbesondere Änderungen im (modellendogen ermittelten) Zubau von Erneuerbare-Energien (EE-)Anlagen durch die Beihilfe. Weitere mögliche Effekte der Beihilfe sind die Auswirkungen auf importierte oder exportierte Strommengen, Strompreise und EE-Marktwerte. Der Einfluss der Beihilfe wird isoliert betrachtet, indem Szenarien mit und ohne Förderung unter sonst gleichen Bedingungen verglichen werden. Bei dieser Isolation der systemischen Effekte der Beihilfe im Modell wird naturgemäß von der Realität abstrahiert. Daher muss bei der Beantwortung einiger Fragen mit Hilfe der Top-Down-Analyse neben dem Vergleich des Beihilfeszenarios mit dem kontrafaktischen Szenario zusätzlich eine Einordnung des Beihilfeszenarios im Vergleich zu statistisch beobachteten historischen Entwicklungen erfolgen.

Für die durchzuführende Top-Down-Analyse, also die Entwicklung und Nutzung eines kontrafaktischen Szenarios im Vergleich zu einem Beihilfe-Szenario, werden zunächst energie-wirtschaftliche Szenarien erstellt. Diese Szenarien werden anschließend mit Modellen zur Stromsystemanalyse („Strommarktssimulation“) berechnet. Zur Beschreibung der Vorgehensweise werden im Folgenden der Betrachtungsbereich (Abschnitt 2.2.1), die konkrete Ausgestaltung der Szenarien (Abschnitt 2.2.2) sowie Hinweise zu Detailannahmen und zur Parametrierung (Abschnitt 2.2.3) vorgestellt. Abschließend wird in Abschnitt 2.2.4 eine kurze Einführung in das verwendete Modell zur Stromsystemanalyse gegeben.

2.2.1 Betrachtungsbereich der Top-Down-Analyse

2.2.1.1 Umfang der Analysen

Grundsätzlich ist das Ziel dieses Vorhabens sowohl die Evaluierung des EEG als auch des WindSeeG, also aller geförderten Technologien von Solar über Windenergie bis hin zu Biomasse. Die Bewertung der Förderung im Beihilfeszenario und im kontrafaktischen Szenario kann in den verwendeten Modellen für alle Technologien erfolgen. An dieser Stelle erscheint es jedoch nicht zielführend, auch Windenergieanlagen auf See im Hinblick auf die Beihilfe zu bewerten, da entsprechend der Ausschreibungsergebnisse (Null-Cent-Gebote) faktisch keine Beihilfe gezahlt wird und aus aktueller Perspektive auch nicht absehbar ist, dass aufgrund der anscheinend hohen wirtschaftlichen Attraktivität des Ausschreibungssegments künftig Förderungen ausgezahlt werden. Daher werden die Leistungen für Windenergie auf See-Anlagen sowohl im Beihilfe- als auch im kontrafaktischen Szenario entsprechend der Ziele des WindSeeG zugebaut (da der Ausbau von Windenergie auf See nur auf den dafür ausgeschriebenen Flächen möglich ist, wird das Ziel als Obergrenze des Ausbaus betrachtet, das unter Berücksichtigung obiger Ausführungen auch erreicht wird). *Inhaltlicher Betrachtungsbereich* der Szenariodifferenzierung ist damit die Untersuchung des EEG.

Zum Zeitpunkt der Vorlage dieses Berichts liegt neben dem EEG 2021 auch bereits das EEG 2023 vor, das bereits in den Jahren bis 2030 höhere Ausbauziele ausweist als das EEG 2021. Speziell für die Top-Down-Analysen und damit im Bereich der Szenarienmodellierung erscheint es nicht sinnvoll, auch für die Zukunft auf überholte Zubauziele abzustellen. Daher werden wir entsprechend der Aufgabenstellung zum einen das EEG 2021 evaluieren und dies für den rechtlichen Gültigkeitszeitraum berücksichtigen (hier ist also der Zeitraum 1. Januar 2021 bis 31. Dezember 2022 relevant). Zum anderen soll dann für den Zeitraum ab dem 1. Januar 2023 entsprechend der Gültigkeit das EEG 2023 für die weiteren Ausbauziele herangezogen werden, um dem aus aktueller Sicht faktisch korrekten Sachstand zu entsprechen.

Die Abbildung der Förderung erfolgt im Beihilfeszenario differenziert nach Technologien und Größenklassen, um darüber sowohl die feste Einspeisevergütung als auch die Marktprämie

zu bewerten. Für die Marktprämie wird dabei von unterjährigen Ausschreibungsrunden abstrahiert und es wird ein durchschnittlicher anzulegender Wert für jedes Betrachtungsjahr verwendet. Zusätzlich wird das Referenzertragsmodell bei Windenergie an Land berücksichtigt. Kleinteilige Sonderregelungen wie Bürgerenergie oder Mieterstrom werden hingegen ebenso wie ausgeforderte Anlagen nicht berücksichtigt. Weitere Beschreibungen zur Umsetzung der Förderung in der Modellierung des Beihilfeszenarios erfolgen in Abschnitt 2.2.2.2.

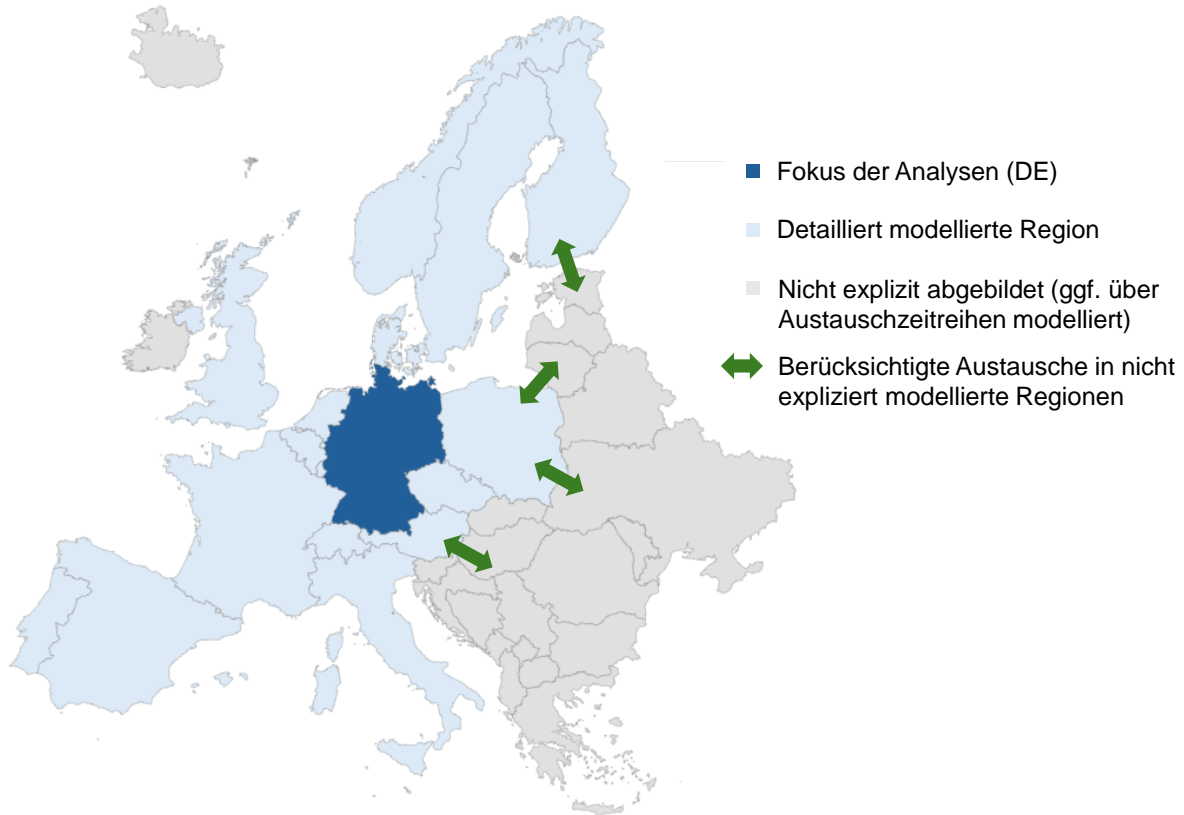
2.2.1.2 Geografischer und zeitlicher Betrachtungsbereich

Als modellierter *geografischer Betrachtungsbereich* für die Szenarien in der Top-Down-Analyse wird grundsätzlich das europäische Stromsystem gewählt. Auch wenn der Fokus der Analysen auf den Wirkungen im deutschen Stromsystem liegt, dient die konsistente Modellierung Europas dazu, Wechselwirkungen abzubilden und damit plausible Ergebnisse für die Bewertung der Beihilfe in Deutschland erzeugen zu können. Für die Modellierung des europäischen Stromsystems werden dabei für die abgebildeten Länder unterschiedliche Detailgrade verwendet. So werden für die durchzuführenden Analysen Deutschland und die zugehörigen Nachbarländer, aber auch die iberische Halbinsel, Italien, Großbritannien und Skandinavien detailliert modelliert. Dies bedeutet, dass in diesen Ländern detailliert Angebot und Nachfrage abgebildet und der Dispatch optimiert wird. Die Integration weiterer europäischer Länder in das Modell wird darüber hinaus mithilfe von Austauschzeitreihen (Exporte und Importe aus bzw. in die o. g. detailliert modellierten Länder) erreicht. Der Betrachtungsbereich mit entsprechendem Detailgrad in der Modellierung je Land ist in Abbildung 2.2.1-1 dargestellt.

Der zeitliche Betrachtungsbereich in der Top-Down-Analyse wird für beide Szenarien bis zum Jahr 2050 (Zieljahr) modelliert. Als *Stützjahre* für die Analysen werden die Jahre 2020 bis 2050 in 5-Jahres-Schritten modelliert. Eine Auswertung des Pfades und der Unterschiede zwischen den Szenarien für einzelne Jahre innerhalb dieser 5-Jahres-Schritte kann über eine lineare Fortschreibung vorgenommen werden und ermöglicht es, auch einzelne Zwischenjahre für die Top-Down-Analyse auszuweisen und Unterschiede zwischen dem Beihilfeszenario und dem kontrafaktischen Szenario darzustellen. Die Modellierung des Jahres 2020 beruht als Aufsatzpunkt für die Analysen auf historischen Daten und beinhaltet somit u. A. die tatsächlich in diesem Jahr installierten Kapazitäten von EE-Anlagen.

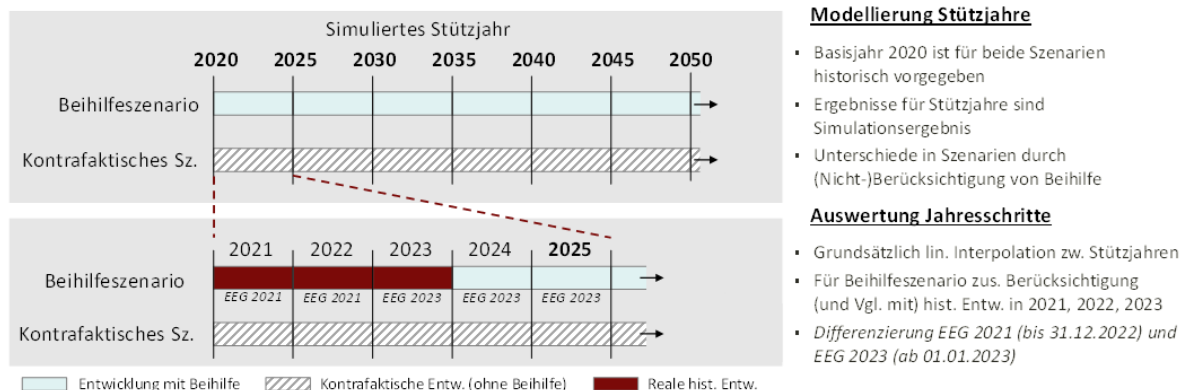
Entsprechend der obigen Beschreibung ist dies auch für die Einordnung des Beihilfeszenarios gegenüber der tatsächlichen historischen Entwicklung erforderlich. Dabei können die Entwicklungen direkt nach dem ersten Stützjahr (2020) sowohl für das Beihilfeszenario als auch für das kontrafaktische Szenario ab 2021 fortgeschrieben werden, sodass eine Auswertung auch für die historischen Jahre 2021, 2022 und 2023 möglich ist. Die Ergebnisse für diesen Zeitraum werden zum einen für die Darstellung der Plausibilität des Beihilfeszenarios, aber auch die Auswirkungen der Förderung in der Vergangenheit (wenn auch im begrenzten Zeitraum) ausgewertet.

Abbildung 2.2.1-1. Geografischer Betrachtungsbereich und Detailgrad der Modellierung (Top-Down-Analyse)



Die Vorgehensweise für die Modellierung des zeitlichen Betrachtungsbereichs inklusive der Darstellung der o. g. Stützjahre und Differenzierung zwischen EEG 2021 und EEG 2023 ist in Abbildung 2.2.1-2 als Übersicht dargestellt.

Abbildung 2.2.1-2. Zeitlicher Betrachtungsbereich, Stützjahre und Anwendung EEG 2021 ggü. EEG 2023



2.2.2 Konkrete Ausgestaltung der Szenarien

2.2.2.1 Festlegung von Randbedingungen und Freiheitsgraden

Für die Strommarktsimulation werden einzelne Parameter vorgegeben (Randbedingungen), während andere aus der Simulation heraus frei optimiert werden können (Freiheitsgrade). Bezüglich der Freiheitsgrade und Randbedingungen des Optimierungsverfahrens im Rahmen der Strommarktsimulation wird für die Szenarientwicklung zwischen der Investitionsoptimierung und der Dispatch-Optimierung unterschieden.

Die Investitionsoptimierung bildet im Wesentlichen Markteintritts- und Marktaustrittsentscheidungen für das gesamte Stromsystem (Erzeugung, Verbrauch, Speicher, Netz) ab. Während für konventionelle Erzeugungstechnologien, also nukleare, fossile und hydraulische Kraftwerke, Zubau- und Rückbauentscheidungen gebotszonenscharf modelliert werden, erfolgt für EE-Technologien eine räumlich hoch aufgelöste Modellierung anhand von technologiespezifischen Zubaupotenzialen. Dies ermöglicht neben Erkenntnissen zur Entwicklung der installierten Leistung von EE-Anlagen je Gebotszone auch Aussagen über deren räumliche Verteilung innerhalb des Betrachtungsbereichs sowie die standort- und technologiespezifische Generierung von Erzeugungszeitreihen. Zusätzlich zu den Erzeugungstechnologien können grundsätzlich auch Lastflexibilitäten und Speicher sowie Handelskapazitäten im Rahmen der Optimierung zugebaut werden, um eine kostenminimale oder wohlfahrtsmaximale Deckung der Stromnachfrage zu gewährleisten. Gleichzeitig zur modellendogenen Ermittlung des Entwicklungspfades des Stromsystems ist es möglich, innerhalb der Investitionsoptimierung verschiedene Randbedingungen vorzugeben, um z. B. vorgegebene Stilllegungs- und Ausbaupfade oder Restriktionen für den Zubau von Stromnetzkapazitäten abzubilden.

Die Investitionsoptimierung ermittelt also die Ausprägung des Stromsystems (Entwicklung der Kapazitäten von Erzeugung, Speichern, Handel, etc.), während die Dispatch-Optimierung den Einsatz der flexibel einsetzbaren Kapazitäten optimiert. Der wohlfahrtsoptimale Einsatz dieser flexibel einsetzbaren Kapazitäten wird unter Berücksichtigung von zeitlich und räumlich hochaufgelösten Erzeugungszeitreihen für dargebotsabhängige EE-Anlagen sowie von Netznebenbedingungen (NTC) ermittelt. Weitere Informationen zum verwendeten Strommarktmodell können den Darstellungen in Abschnitt 2.2.4 entnommen werden.

Um die Aussagekraft der Wirkungsanalyse im Rahmen der Top-Down-Analyse zu erhöhen, erscheint eine *Eingrenzung der Freiheitsgrade* auf die wesentlichen Aspekte zur Bewertung der Beihilfe sinnvoll, vor allem um eine Analyse „unter sonst gleichen Bedingungen“ zu ermöglichen. Die Differenzierung zwischen Randbedingungen (Parameter wird anhand einer konsistenten Quelle vorgegeben) und Freiheitsgraden (Parameter wird modellendogen optimiert) ist in den folgenden beiden Abbildungen übersichtlich für die Investitionsoptimierung (Abbildung 2.2.2-1) und die Dispatchoptimierung (Abbildung 2.2.2-2) dargestellt.

Abbildung 2.2.2-1. Randbedingungen und Freiheitsgrade in der Investitionsoptimierung (Zubau)

Investitionsoptimierung	Ausland	Deutschland
Nachfrage	• <i>Randbedingung</i>	▪ <i>Randbedingung</i>
Speicher	▪ <i>Randbedingung</i>	▪ <i>Randbedingung</i>
NTC (Stromhandel)	▪ <i>Randbedingung</i>	▪ <i>Randbedingung</i>
Konventionelle Kraftwerke	▪ <i>Randbedingung</i>	▪ Freiheitsgrad
EE-Anlagen	▪ <i>Randbedingung</i>	▪ Freiheitsgrad

Abbildung 2.2.2-2. Randbedingungen und Freiheitsgrade in der Dispatchoptimierung

Dispatchoptimierung	Ausland	Deutschland
Nachfrage	• <i>Inflexibel: Randbedingung</i> Flexibel: Freiheitsgrad	▪ <i>Inflexibel: Randbedingung</i> ▪ Flexibel: Freiheitsgrad
Speicher	▪ Freiheitsgrad	▪ Freiheitsgrad
NTC (Stromhandel)	▪ Freiheitsgrad	▪ Freiheitsgrad
Konventionelle Kraftwerke	▪ Freiheitsgrad	▪ Freiheitsgrad
EE-Anlagen	▪ <i>Zeitreihen: Randbedingung</i> ▪ Abregelung: Freiheitsgrad	▪ Freiheitsgrad

In den Szenarienrechnungen werden insbesondere mit Blick auf die Investitionsoptimierung die möglichen Freiheitsgrade (modellendogene Optimierung) auf den Abtausch zwischen Zubau von EE-Anlagen sowie von konventionellen Kraftwerken reduziert. Explizit bedeutet dies, dass für die Entwicklung der Stromnachfrage, den Speicherzubau sowie den Netzausbau Vorgaben auf Basis einer konsistenten Quelle getroffen werden, die für beide Szenarien gleichermaßen als Randbedingung umgesetzt werden. Für die Dispatch-Berechnung hingegen werden neben den EE-Anlagen (inklusive Abregelungen) und konventionellen Kraftwerken auch Flexibilitäten wie Speicher, flexible Verbraucher oder Handelsflüsse optimiert. Dadurch können Wechselwirkungen im Einsatz der verschiedenen Elemente zwischen dem Beihilfe- und dem kontrafaktischen Szenario berücksichtigt werden.

Neben der Unterscheidung von Freiheitsgraden in der Investitions- und der Dispatch-Optimierung wird für die angestrebten Modellierungen auch zwischen Deutschland (Fokus der Analysen) und dem modellierten europäischen Ausland unterschieden. Da die Evaluierung der Beihilfe auf die Förderung in Deutschland abzielt, wird die modellendogene Optimierung

des EE-Zubaus nur in Deutschland modelliert. Im Ausland hingegen werden die installierten Erzeugungskapazitäten ebenso wie die weiteren Bestandteile im gesamten europäischen Stromsystem (Speicher, Handelskapazitäten, etc.) auf Basis einer konsistenten Quelle festgelegt und lediglich der Einsatz der Kapazitäten über die Dispatch-Optimierung bestimmt – wiederum im Zusammenspiel mit Wechselwirkungen durch etwaig unterschiedliche (EE-)Erzeugungskapazitäten und sonstigen Flexibilitäten in Deutschland. Im Ergebnis wird also durch die Vorgabe bestimmter Randbedingungen und damit die Reduktion von Freiheitsgraden insbesondere in der Investitionsoptimierung der Effekt der Beihilfe im Szenarienvergleich besonders gut isoliert, was die Bewertung des Einflusses der Förderung auf die unterschiedlichen Auswertungsgrößen (EE-Zubau, Stromhandel, Großhandelspreise, etc.) sinnvoll ermöglicht.

Auswirkungen der Beihilfe und der resultierende Zubau von EE-Anlagen unter Berücksichtigung der obigen Randbedingungen und Freiheitsgrade werden unmittelbar als Ergebnis der Investitionsoptimierung ermittelt. Da die Entwicklung der Nachfrage, der Speicherezubau sowie der Zubau von Handelskapazitäten sowohl im Ausland als auch in Deutschland als Randbedingung vorgeben werden, bedeutet dies, dass die Unterschiede, die es zwischen den Szenarien zu untersuchen gibt, im Zubau von EE-Anlagen und einem etwaigen Abtausch mit konventionellen Kraftwerken liegen. Dieser etwaige Abtausch von EE-Anlagen und konventionellen Kraftwerken zwischen den modellierten Szenarien wäre erforderlich, weil die Nachfragemenge im Modell vorgegeben ist und zur Deckung dieser Nachfrage in jedem Fall Erzeugungskapazitäten erforderlich sein werden. Um einen echten Vergleich der beiden Szenariovarianten zu ermöglichen, wird eine technologieoffene Investitionsoptimierung modelliert. Konkret bedeutet dies, dass in beiden Szenarien auch der Zubau von Kraftwerken mit fossiler Befeuerung eine Option ist, wenngleich jedoch bereits vorgegebene technologiespezifische Ausstiegspfade (z. B. Kohleverstromung, Kernenergie) in beiden Szenarien als vorgegebene Randbedingung berücksichtigt werden. Dadurch wird sichergestellt, dass nicht durch das Verbot von Technologien oder etwa die Vorgabe von zu erreichenden Treibhausgasemissionen indirekt eine Erreichung von EE-Ausbauzielen forciert wird, die hier gemäß der Zielstellung der Top-Down-Analysen im Beihilfeszenario über die entsprechende Förderung realisiert werden. In der Konsequenz kann dies möglicherweise im kontrafaktischen Szenario dazu führen, dass das Klimaneutralitätsziel Deutschlands (2045) und der EU (2050) aufgrund der nicht vorhandenen Förderung verfehlt wird.

Im Modell erfolgt zwar eine Abbildung des europäischen Stromsystems, aber keine vollständige Modellierung der ETS-Sektoren (insbesondere nicht der industriellen Emissionen in ganz Europa), sodass CO₂-Preise nicht vollständig modellendogen bestimmt werden können. Gleichwohl wird jedoch ein CO₂-Preis für beide Szenarien analog berücksichtigt, sodass dieses Instrument, das den Einsatz von Technologien mit fossiler Befeuerung (und entsprechenden Treibhausgasemissionen) mit zusätzlichen variablen Kosten belegt, im Modell abgebildet wird. Die Annahme, dass der CO₂-Ausstoß sowohl im Beihilfeszenario als auch im kontrafaktischen Szenario in derselben Höhe bepreist wird, ist aus der hier eingenommenen Akteursperspektive zu begründen. Ein potenzieller Investor für die Errichtung von EE-Anlagen wird für die langfristige Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die zu untersuchende Anlage zunächst davon ausgehen, dass die Klimaziele in Europa erreicht werden und die Funktionalität des ETS zu entsprechenden CO₂-Preisen führt. Daher würde ein Akteur hier mit und ohne Förderung dieselbe Annahme treffen, was über die Umsetzung der CO₂-Preise in gleicher Höhe sowohl im Beihilfeszenario als auch im kontrafaktischen Szenario konsistent umgesetzt ist. Darüber hinaus soll – wie oben bereits beschrieben – in den Top-Down-Analysen der Effekt der Beihilfe isoliert werden, weswegen hier keine Rückkopplung mit dem ETS-System modelliert wird.

Als Grundlage für die Vorgabe der o. g. Parameter (Randbedingungen) wird das Szenario T45-Strom* herangezogen, das im Vorhaben „Langfristszenarien“ des BMWK berechnet wurde und das einen starken Grad von Elektrifizierung unterstellt. Diesem Szenario liegt eine komplexe europäische Energiesystemmodellierung (inklusive detaillierter Modellierung der Stromnachfrage) zugrunde und die Szenarien sind weitestgehend als konsistente Quelle und Abbildung einer plausiblen Entwicklungsrichtung des Stromsystems unter Berücksichtigung verschiedener Ausbauziele (z. B. EE-Zubauziele in Deutschland) anerkannt. Durch die Verwendung dieses Szenarios wird Plausibilität und Konsistenz hinsichtlich der Entwicklung von Kapazitäten im Ausland, aber auch für Speicher- und Nachfrageentwicklung in Deutschland, hergestellt – was letztlich dem Ziel einer plausiblen Modellierung sowohl im Beihilfeszenario als auch im kontrafaktischen Szenario dienlich ist. Weitere Informationen zu diesem Szenario, das als energiewirtschaftliches Rahmenszenario und die Festlegung der genannten Randbedingungen für die Top-Down-Analyse (sowohl im Beihilfe- als auch im kontrafaktischen Szenario) Anwendung finden soll, folgen in Abschnitt 2.2.3.

2.2.2.2 Modellierung der Förderung im Beihilfeszenario und kontrafaktischen Szenario

Für die Top-Down-Analyse soll im Beihilfeszenario und im kontrafaktischen Szenario dasselbe energiewirtschaftliche Rahmenszenario verwendet werden. Dieses beruht wie oben beschrieben im Wesentlichen auf dem Szenario T45-Strom* der Langfristszenarien des BMWK. Die Unterscheidung zwischen den beiden Szenarien ergibt sich entsprechend des Ziels der Analysen durch die Berücksichtigung der Förderung im Beihilfeszenario, die wiederum im kontrafaktischen Szenario nicht berücksichtigt wird. Dadurch können die kausalen Zusammenhänge zwischen dem Zubau von EE-Anlagen und der Beihilfe mithilfe von Stromsystemanalysen modelliert und bewertet werden.

Neben dem grundsätzlichen energiewirtschaftlichen Szenario und den zugehörigen Detailannahmen zur Parametrierung wird im Beihilfeszenario als wesentlicher Unterschied zum kontrafaktischen Szenario eine Förderung von EE-Anlagen modelliert. Ziel dieser Förderung ist es, die im EEG ausgewiesenen EE-Zubau-Ziele zu erreichen. Für die Investitions- und Dispatchoptimierung muss eine konkrete Höhe der Förderung differenziert nach EEG-Vergütungsarten angenommen werden. Dies dient dazu, im Ergebnis aufzeigen zu können, dass ein kausaler Zusammenhang zwischen der Förderung und der Erreichung von EE-Zubau-Zielen besteht. Die absolute Höhe und resultierende Gesamtmengen der Beihilfe werden dabei entsprechend der Zielvorgabe parametrisiert (und können ggf. iterativ ermittelt werden, um ein konsistentes Beihilfeszenario zu modellieren). Diese Werte sind somit ein aus dem Ziel der Analysen heraus getriebener und erforderlicher Modellfaktor, der wiederum nicht als tatsächlich festzulegende Höhe der Förderung oder relevantes auszuweisendes Ergebnis zu interpretieren ist.

Im kontrafaktischen Szenario wird entsprechend der Charakteristik des Szenarios keine Förderung modelliert.

2.2.3 Detailannahmen und Parametrierung

2.2.3.1 Übersicht

Für die Investitions- und Dispatchoptimierung werden zahlreiche Parameter und entsprechende Annahmen benötigt. Untenstehende Tabelle gibt einen ersten Überblick über die benötigten Daten und die verwendeten Quellen für die Strommarktmodellierung in den Top-Down-Analysen. Eine detaillierte Beschreibung der einzelnen Parameter und Annahmen folgt in den nachfolgenden Abschnitten.

Tabelle 2.2.3-1. Übersicht zu Parametern und Annahmen der Investitions- und Dispatchoptimierung

Parameter/Daten	Annahmen/Quellen
Vollständig parametrisiertes und validiertes Ausgangsszenario für das europäische Stromsystem für das Basisjahr 2020 als Grundlage für die Investitionsoptimierung bis 2050	Consentec Szenario basierend auf eigenen „Backtesting“-Analysen auf Grundlage historischer Verbrauchs- und Erzeugungswerte (ENTSO-E Transparency Platform) unter Berücksichtigung detaillierter Daten zum Erzeugungspark (Platts Kraftwerksdatenbank, MaStR, BnetzA Kraftwerksliste, ...)
Technologierestriktionen (z. B. technologiespezifische Ausstiegspfade)	Politische Rahmenbedingungen für Deutschland
Entwicklung der Erzeugungskapazitäten im Ausland	Annahmen für das Jahr 2020 basieren auf Consentec Szenario („Backtesting“). Annahmen zur zukünftigen Entwicklung stützen sich auf die Langfristszenarien (Szenario T45-Strom*) und einem Abgleich mit weiteren einschlägigen Quellen (z. B. TYNDP)
Handelskapazitäten und Austauschzeitreihen	
Details zur Wasserkraft (z. B. Speicherbecken)	
Anlagenverfügbarkeiten	
Annahmen zu KWK	
Stromnachfrage	
Brennstoff- und CO ₂ -Preise	
Technische Anlagenparameter	
Spezifische Investitionskostenparameter	TYNDP 2022 (National Trends Szenario) und Abgleich mit weiteren einschlägigen Quellen (z. B. Langfristszenarien)
Ausbauziele und Strommengenpfade erneuerbare Energien in Deutschland	EEG 2021 und EEG 2023; fehlende Werte auf Basis der Historie oder des Szenarios T45-Strom* der Langfristszenarien
Kalkulationszinssatz	Abgeleitet aus „Adequacy and flexibility study for Belgium 2024-2034“ (Elia); „Analysis of hurdle rates for Belgian electricity capacity adequacy and flexibility analysis over the period 2024- 2034“ (Prof. Boudt)

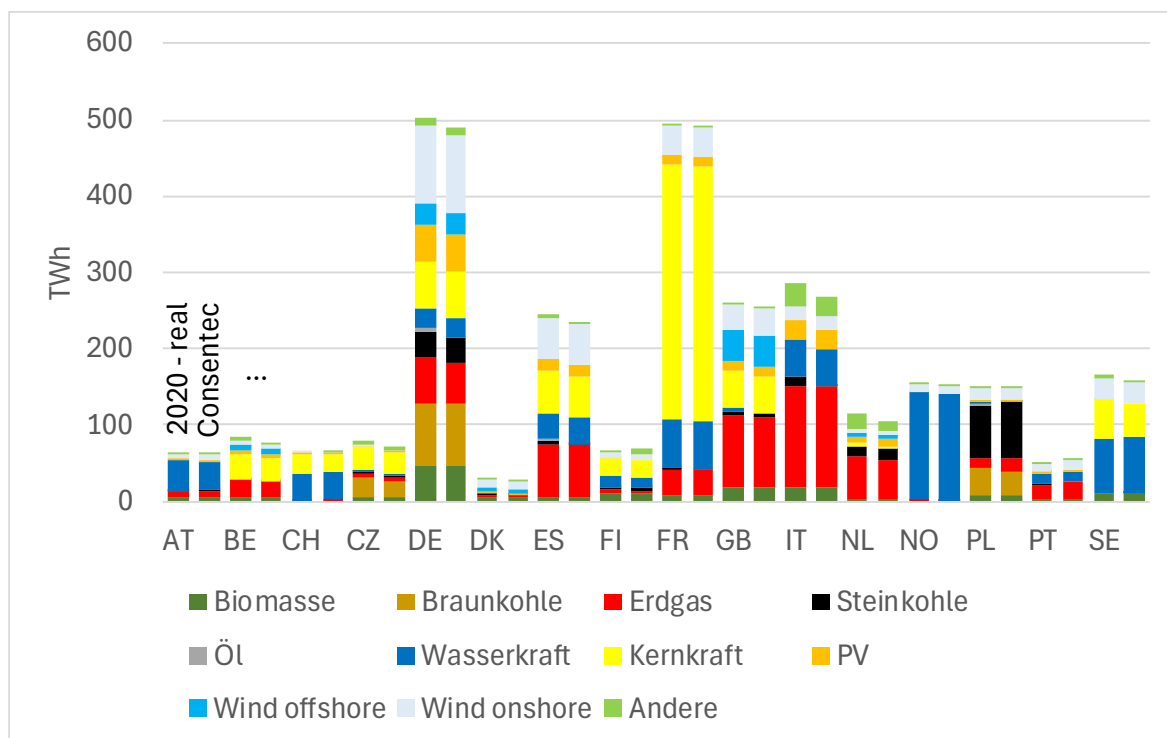
Die Verwendung der Langfristszenarien (und teilweise des TYNDP) als primäre Datenquelle lässt sich insbesondere damit begründen, dass diese in der Fachwelt breite Anerkennung finden und die zugrunde liegenden Annahmen mit den Stakeholdern abgestimmt sind. Darüber hinaus berücksichtigen die Langfristszenarien auch die Entwicklungen der erneuerbaren Energien in Deutschland gemäß EEG 2021/2023 und bilden damit ein System ab, das mit diesen Entwicklungen, insbesondere in der Abbildung des Auslands, konsistent ist (siehe auch Darstellung der Randbedingungen und Freiheitsgrade in Abschnitt 2.2.2).

2.2.3.2 Datengrundlage für die Szenarioberechnungen

Die Datengrundlage für die Szenarioberechnungen bilden im Wesentlichen zwei Quellen. Die Grundlage für die Abbildung des Stromsystems im Jahr 2020 als Basis für die Berechnungen ist ein Consentec vorliegendes Szenario. Dieses wurde im Rahmen eines umfangreichen Backtestings für das Jahr 2020 auf Basis historischer Verbrauchs- und Erzeugungswerte (ENTSO-E Transparency Platform) und unter Berücksichtigung detaillierter Daten zum

Erzeugungspark (Platts Kraftwerksdatenbank, MaStR, BNetzA Kraftwerksliste, etc.) verifiziert. Die Ergebnisse für die jährliche Stromerzeugung der einzelnen im Modell detailliert abgebildeten Länder sind in Abbildung 2.2.3-1 dargestellt.

Abbildung 2.2.3-1. Abgleich der realen und modellierten Stromerzeugungsmengen für das Jahr 2020 im Rahmen des Backtesting-Prozesses



Quellen: ENTSO-E Transparency, Consentec Szenario

Dabei zeigt sich, dass die aus der Modellierung resultierenden Stromerzeugungsmengen (Consentec bzw. rechter Balken je Land in Abbildung 2.2.3-1) und die statistischen Werte (real – 2020 bzw. linker Balken je Land in Abbildung 2.2.3-1) grundsätzlich gut übereinstimmend sind. Die Abweichung der Gesamterzeugung im betrachteten Modellgebiet beträgt nur etwa 3 %, wobei diese Abweichung z. B. aufgrund von unterschiedlichen Übertragungsverlusten resultieren kann. Grundsätzlich wird jedoch im Consentec-Modell eine konsistente Abbildung von Stromverbrauch und Stromangebot modelliert. Das Backtesting-Szenario spiegelt somit die historische Realität für das Jahr 2020 wider und bietet damit eine plausible Ausgangsbasis für eine konsistente Gesamtmodellierung in Europa und Investitionsoptimierung in Deutschland ab dem Stützjahr 2025.

Die **Langfristszenarien**⁶, die im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz von Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu und der TU Berlin entwickelt wurden, bilden die Grundlage für die Abbildung der zukünftigen Entwicklungen für die Jahre 2025 bis 2050 sowie weiterer Grundannahmen. Während die Langfristszenarien mehrere konsistente Szenarien mit verschiedenen Entwicklungsschwerpunkten umfassen, wird in diesem Projekt das jüngste, kürzlich veröffentlichte Szenario (Stand 15. Februar 2024) **T45-Strom*** verwendet, das einen starken Einsatz von Elektrifizierung unterstellt.

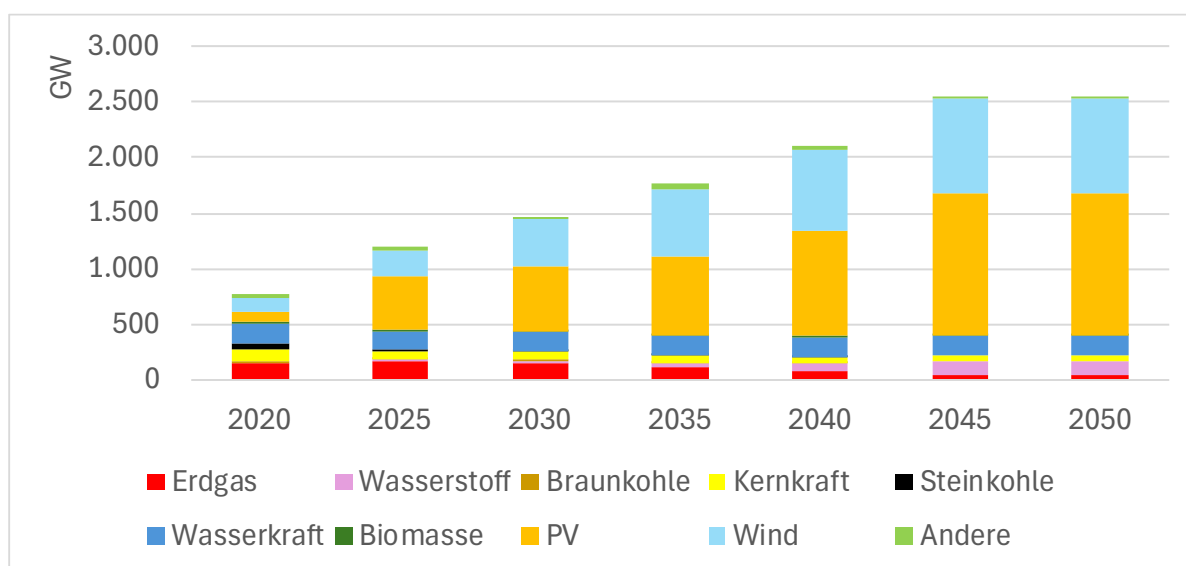
⁶ <https://langfristszenarien.de>

Für einzelne Informationen/Daten aus diesen beiden Quellen, die nicht verfügbar sind, werden andere verfügbare Quellen, die für die Modellierung solcher Szenarien geeignet sind, herangezogen (u. a. TYNDP).

2.2.3.3 Stromsystementwicklung

Um die Entwicklung des Stromsystems im Rahmen der Modellierung detailliert abbilden zu können, muss eine Vielzahl von Annahmen und Parametern definiert werden. Während die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten von erneuerbaren Energien und konventionellen Kraftwerken in Deutschland im Rahmen der Investitionsoptimierung endogen im Modell bestimmt wird (vgl. Abschnitt 2.2.2), werden die Erzeugungskapazitäten im Ausland exogen vorgegeben (siehe nachfolgende Abbildung).

Abbildung 2.2.3-2: Entwicklung der Erzeugungskapazitäten im Ausland (ohne DE)



Quellen: 2020 Consentec Szenario; 2025 – 2045, 2050 LFS T45-Strom*

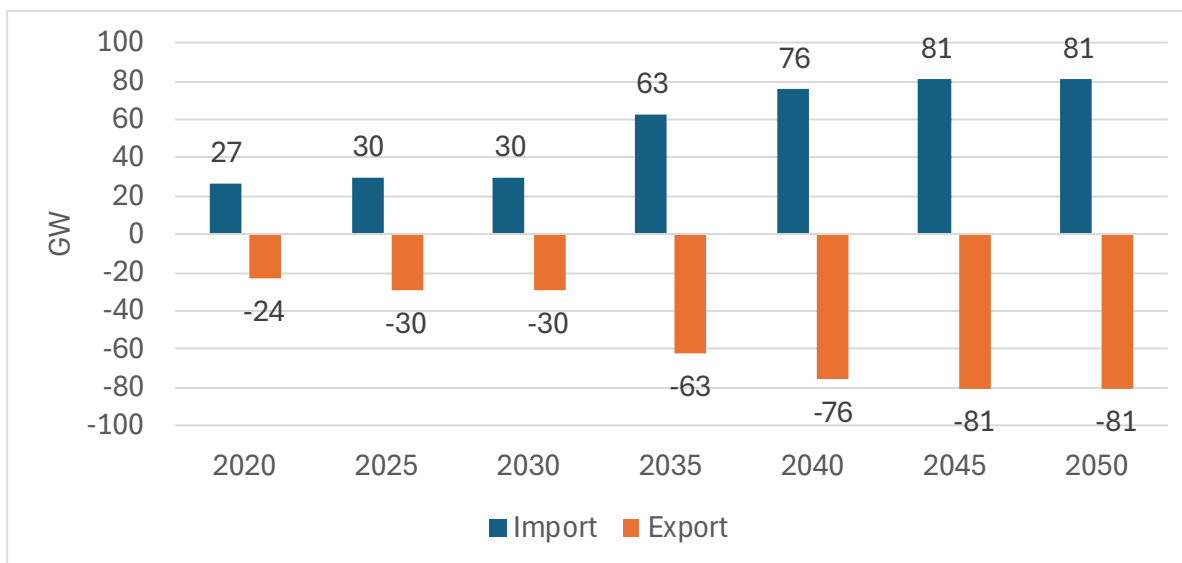
Das Ausland umfasst Belgien, Dänemark, Finnland, Frankreich, Großbritannien, Italien, Luxemburg, die Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, die Schweiz, Spanien, Schweden und die Tschechische Republik. Während die Erzeugungskapazitäten für das Jahr 2020 aus dem Consentec-Szenario stammen, basieren die Werte für die Jahre 2025 bis 2045 auf den Langzeitszenarien (Szenario T45-Strom*). Da das Szenario T45-Strom* nur einen Horizont bis 2045 betrachtet, dieses Projekt aber bis 2050 vorausschau, um einen ausreichend langen Horizont für die langfristigen Investitionsentscheidungen zu berücksichtigen, werden die Erzeugungskapazitäten von 2045 für 2050 beibehalten. Betrachtet man die technologiespezifische Entwicklung über die Jahre, so ist bis zum Jahr 2050 ein starker Anstieg insbesondere bei Wind und PV zu beobachten. Gleichzeitig zeichnet sich ein Rückgang der Kohle- und Kernenergie und die schrittweise Ablösung von Erdgas durch Wasserstoff ab.

Der Rückgang fossiler Kraftwerke kann auch auf technologiespezifische Ausstiegspfade zurückgeführt werden. Die einzelnen Länder in Europa haben unterschiedliche nationale Ausstiegspfade, die aber in den Langfristszenarien (Szenario T45-Strom*) konsistent abgebildet werden. Für Deutschland, für das die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in der Investitionsoptimierung bestimmt wird, müssen jedoch Angaben zur Verfügbarkeit fossiler Kraftwerke gemacht werden, um die in Deutschland geplanten nationalen Ausstiegspfade abbilden zu können. Dies betrifft im Wesentlichen den geplanten Kohleausstieg in Deutschland.

Dabei wird der gesetzliche Kohleausstieg bis 2038 bei der Entwicklung der Kohlekraftwerkskapazitäten berücksichtigt⁷.

Der grenzüberschreitende Handel spielt, insbesondere mit Blick auf die Zukunft, eine zentrale Rolle im europäischen Stromsystem. Um dem Rechnung zu tragen, wird der Stromaustausch (Exporte und Importe) an den nationalen Grenzen durch konsistente Annahmen zu entsprechenden Handelskapazitäten, den sogenannten Net Transfer Capacities (NTC), begrenzt (Abbildung 2.2.3-3).

Abbildung 2.2.3-3. Aggregierte Handelskapazitäten (NTCs) zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern



Quellen: 2020 Consentec Szenario; 2025 – 2045, 2050 LFS T45-Strom*

Für das Jahr 2020 basieren die dargestellten Handelskapazitäten auf dem Consentec-Szenario und damit auf den historisch beobachteten Werten. Für die Zukunft basieren diese wiederum auf dem Szenario T45-Strom* der Langfristszenarien. Wie in Abbildung 2.2.3-3 am Beispiel der aggregierten NTCs für Deutschland dargestellt, steigen die Handelskapazitäten über die Jahre deutlich an. Durch die Berücksichtigung dieser Entwicklung im Modell wird der zunehmenden Bedeutung des grenzüberschreitenden Stromhandels in den Szenario-rechnungen dieser Studie Rechnung getragen. Da im verwendeten Strommarktmodell zwar nicht alle Länder Europas detailliert modelliert werden (siehe auch Abbildung 2.2.1-1), aber auch mit Ländern, die nicht im Modell enthalten sind, ein Stromaustausch stattfinden kann, werden diese Austausche in Form von stündlichen Austauschzeitreihen entsprechend des Szenarios T45-Strom* der Langfristszenarien erfasst.

Wie in Abbildung 2.2.3-1 dargestellt, spielt auch die Wasserkraft im europäischen Stromsystem eine wichtige Rolle. Auch wenn sie im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien eine geringere Kapazität hat, können insbesondere Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke zur Flexibilität des Systems beitragen. Um diese Flexibilität im Modell abzubilden, sind zusätzliche Annahmen und Parameter erforderlich. Dazu gehören insbesondere Annahmen über die Kapazität und die Füllstände der Speicherbecken sowie die natürlichen Zuflüsse. Auch bei diesen Daten stützen wir uns auf das Szenario T45-Strom* der Langfristszenarien.

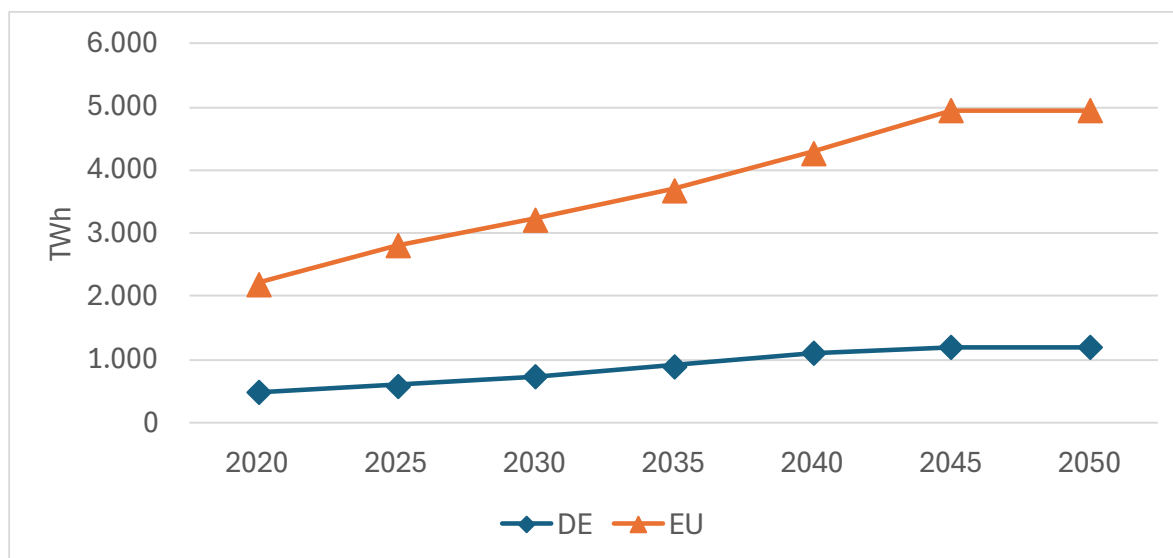
⁷ Der vorgezogenen, im Koalitionsvertrag verankerte Kohleausstieg bis ins Jahr 2030, wird vorerst nicht berücksichtigt, da dieser noch nicht gesetzlich verankert ist.

Neben den Annahmen über die Kapazitäten der einzelnen Technologien selbst müssen auch Annahmen über deren Verfügbarkeit im Modell berücksichtigt werden. Dazu werden im Strommarktmodell anlagen- bzw. technologiespezifische Ganglinien hinterlegt, die sich einerseits aus dem historischen Consentec-Szenario ergeben und andererseits auf Basis der Langfristszenarien (Szenario T45-Strom*) zur Modellierung des zukünftigen Systems angepasst werden. Diese Ganglinien spiegeln auch wider, inwieweit z. B. fossile Kraftwerke zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden und damit in ihrem Einsatz am Strommarkt und ihrer Flexibilität stark eingeschränkt sind.

Neben einem starken Anstieg der erneuerbaren Energien ist das künftige Stromsystem in Europa gemäß dem Szenario T45-Strom* der Langfristszenarien durch einen Anstieg der Stromnachfrage gekennzeichnet (Abbildung 2.2.3-4). Dies kann insbesondere auf die zunehmende Elektrifizierung zurückgeführt werden.

Die entsprechenden Entwicklungen werden auch im Modell berücksichtigt. Die in Abbildung 2.2.3-4 dargestellten jährlichen Nachfragewerte beinhalten jedoch sowohl unflexible als auch flexible Verbraucher. Während erstere über stündliche Zeitreihen aus dem Consentec-Szenario (Jahr 2020) und dem Szenario T45-Strom* der Langfristszenarien (Jahre 2025 bis 2050) im Modell berücksichtigt werden, werden für die flexiblen Verbraucher die Leistungen, Energiemengen und Annahmen zu ihrer Flexibilität (z. B. wie viele Stunden Lastverschiebung möglich ist) in das Modell übernommen und ihr stündlicher Einsatz endogen im Modell optimiert. Abgesehen von möglichen Unterschieden bei den zeitlichen Einsätzen der flexiblen Verbraucher werden in beiden Szenarien, d. h. dem Beihilfeszenario und dem kontrafaktischen Szenario, identische Nachfrageannahmen verwendet. Dies erleichtert es, den Effekt der Beihilfe bei der Auswertung der Modellergebnisse zu identifizieren, da unterschiedliche Investitions- und Dispatchentscheidungen in den beiden Szenarien nicht auf unterschiedliche Nachfrageannahmen zurückzuführen sind.

Abbildung 2.2.3-4. Entwicklung der Stromnachfrage in Deutschland und im Ausland (EU)

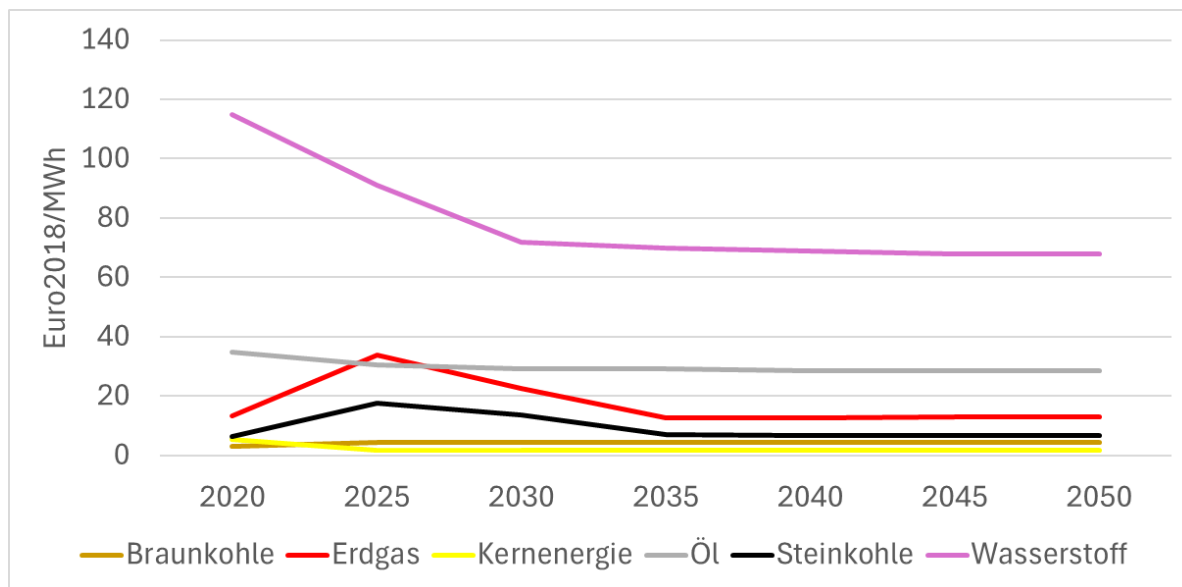


Quellen: 2020 Consentec Szenario; 2025 – 2045, 2050 LFS T45-Strom*.

2.2.3.4 Weitere Parameter und ihre Entwicklung

Neben der Entwicklung des zukünftigen Stromsystems müssen auch Annahmen zu weiteren Parametern und deren Entwicklung im Strommarktmodell getroffen werden. Dies umfasst auch die Entwicklung der Brennstoff -Preise bis in das Jahr 2050 (Abbildung 2.2.3-5).

Abbildung 2.2.3-5. Entwicklung der Brennstoffpreise



Quellen: 2020 Consentec Szenario; 2025 – 2045, 2050 LFS T45-Strom*

Während die Preise für Kernenergie, Braunkohle und Öl gemäß den Langfristszenarien (Szenario T45-Strom*) im Laufe der Zeit eher konstant bleiben, sind andere Preise dynamischer. So steigen insbesondere die Preise für Erdgas und Steinkohle bis 2025 an und gehen danach zurück. Der Anstieg zwischen 2020 und 2025 lässt sich insbesondere durch die jüngsten weltpolitischen Ereignisse wie den Angriffskrieg gegen die Ukraine und die daraus resultierenden Preisverwerfungen erklären, auch wenn die extremen Preissteigerungen, die zum Teil in den Jahren 2021 bis 2023 zu beobachten waren, hier nicht dargestellt sind. Wasserstoff, der bis 2030 günstiger wird, weist ein deutlich höheres Preisniveau auf als die anderen Energieträger. Zusätzlich zu den Brennstoffpreisen finden auch CO₂-Preise Eingang in die Stromsystemmodellierung. Hier kann jedoch nicht auf die Annahmen der Langfristszenarien zurückgegriffen werden, da die dort abgebildete Entwicklung letztendlich CO₂-Preise repräsentiert, die zu einer Zielerreichung in Bezug auf den Zubau von Erneuerbaren Energien führen. Da im Rahmen der hier angestrebten Modellierungen aber die systemischen Effekte der Beihilfe in Deutschland aufgezeigt werden sollen, müssen entsprechend auch realistische CO₂-Preise modelliert werden. Als Grundlage für die angestrebten Modellierungen werden daher z. B. Angaben aus dem TYNDP oder weiteren einschlägigen Quellen herangezogen.

Die Brennstoff- und CO₂-Preise werden in die kurzfristigen variablen Kosten der einzelnen Anlagen umgerechnet, die wiederum zur Ermittlung des kostenoptimalen Dispatches für jede Stunde im Strommarktmodell verwendet werden. Um die variablen Kosten aus den Brennstoff- und CO₂-Preisen zu ermitteln, müssen jedoch weitere technische Anlagenparameter definiert werden. Dazu gehören sowohl der Wirkungsgrad der Anlagen als auch ihre CO₂-Intensität. Diese und weitere technische Anlagenparameter, wie beispielsweise der Rotordurchmesser von Windenergieanlagen, basieren ebenfalls auf dem Consentec-Szenario und den Langfristszenarien (Szenario T45-Strom*).

Um die kostenoptimalen Investitionsentscheidungen für Deutschland im Strommarktmodell simulieren zu können, sind spezifische Annahmen für die entsprechenden Kostenparameter erforderlich. Dazu gehören neben den spezifischen Investitionskosten auch die Lebensdauer der verschiedenen Technologien (Tabelle 2.2.3-2).

Tabelle 2.2.3-2. Investitionskostenentwicklung und Lebensdauer einzelner Technologien

Investitions-kosten (EUR/kW)	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Lebens-dauern (Jahre)
Wind an Land	1.111	1.040	997	954	932	909	30
Wind auf See	2.063	1.930	1.860	1.791	1.739	1.689	30
PV (Freifläche)	455	380	355	330	315	300	40
PV (Aufdach)	1.000	870	800	730	660	590	40
Gas- und Dampfturbine	855	830	815	800	800	800	25
Gasturbine	445	435	430	424	418	412	25
Elektrolyseur	693	340	305	270	235	200	25

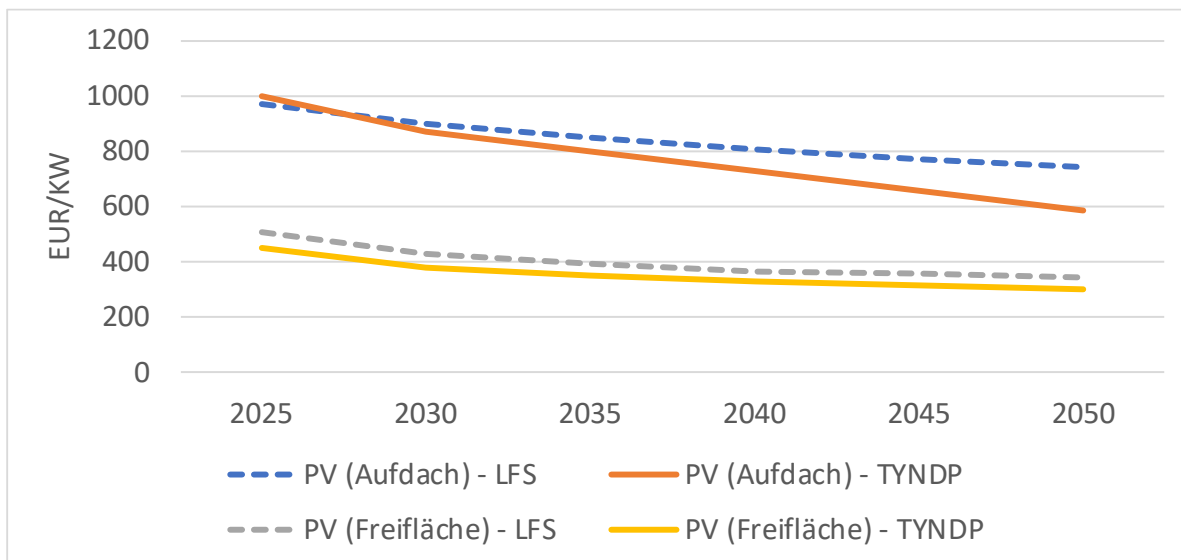
Quelle: TYNDP 2022 National Trends Szenario⁸

Die Investitionskosten sinken über die Jahre bei allen Technologien. Während die Investitionskosten für Gaskraftwerke lediglich geringfügig sinken, weisen die erneuerbaren Energien ein noch größeres Kostensenkungspotenzial auf, z. B. aufgrund von Lernraten.

Im Gegensatz zu den meisten bisherigen Daten basieren die Daten zu den spezifischen Kostenparametern in Tabelle 2.2.3-2 auf dem TYNDP 2022 und nicht dem Szenario T45-Strom* der Langfristszenarien, da zum jetzigen Zeitpunkt keine umfassenden Kostennahmen für alle Technologien veröffentlicht sind. Für die Investitionsoptimierung erscheint es jedoch sinnvoll, die Kostennahmen für alle Technologien auf eine Datenquelle zu stützen, da die relativen Kostenunterschiede zwischen den Technologien einen erheblichen Einfluss auf Investitionsentscheidungen haben können. Die dargestellten Werte sollen daher im weiteren Verlauf der Modellierung (unter Berücksichtigung etwaig noch veröffentlichter Daten aus den Langfristszenarien oder weiterer einschlägiger Studien) verwendet werden. Ein erster Vergleich der Investitionskosten für PV zwischen dem TYNDP 2022 und dem Szenario T45-Strom* der Langfristszenarien (Abbildung 2.2.3-6) zeigt aber bereits, dass sich die Kostennahmen nicht grundlegend unterscheiden.

⁸ https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2022/04/TYNDP_2022_Szenario_Building_Guidelines_Version_April_2022.pdf

Abbildung 2.2.3-6. Abgleich der Investitionskostenentwicklung für Aufdach-PV zwischen den Langfristszenarien und dem TYNDP 2022



Quelle: LFS T45-Strom*, TYNDP 2022

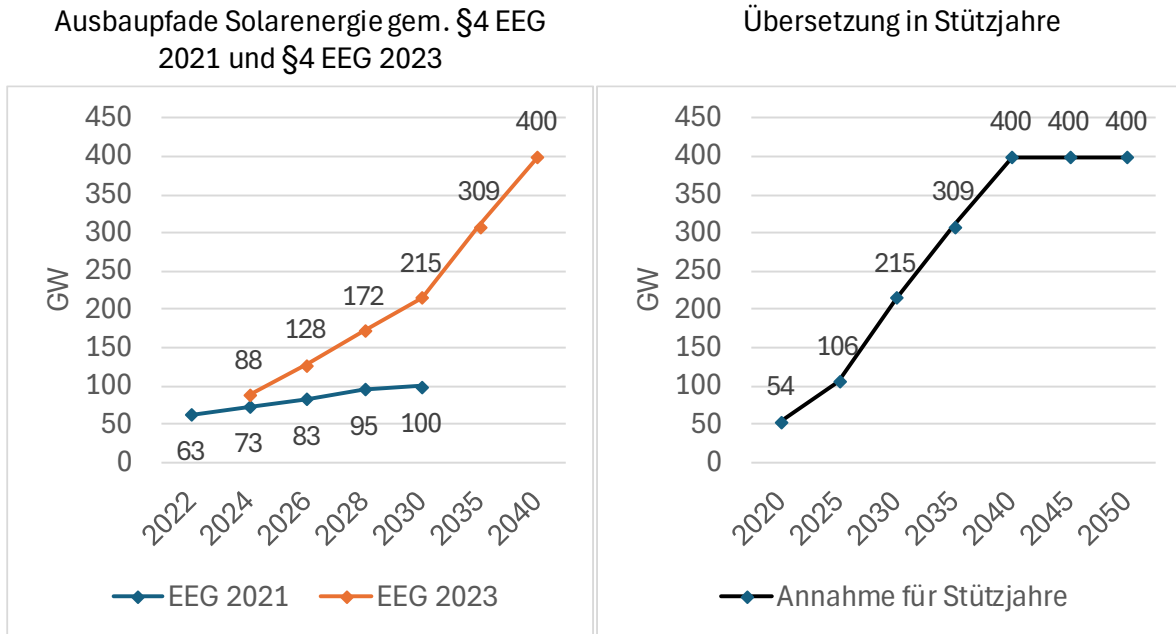
Während das Kostenniveau insbesondere für die Aufdach-PV in den Jahren 2040 bis 2050 im TYNDP 2022 etwas niedriger ist, zeigen die Kostenannahmen in beiden Studien einen vergleichbaren Trend.

2.2.3.5 Eigene Prüfwerte und Annahmen

Neben den bisher genannten Annahmen und Parametern, die größtenteils auf dem Consentec-Szenario und den Langfristszenarien basieren, sind weitere Prüfwerte und Annahmen erforderlich. Dazu gehören die entsprechenden Entwicklungen der erneuerbaren Energien nach dem EEG in Deutschland. Die Ausbaupfade nach dem EEG fließen nicht direkt in das Strommarktmodell ein, sondern dienen primär als Referenzwert. Der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland wird im Zuge der Investitionsoptimierung im Modell selbst bestimmt, wobei der primäre Unterschied zwischen den beiden Szenarien (Beihilfe und kontrafaktisches Szenario) die Förderung der erneuerbaren Energien ist. Im Beihilfeszenario muss die Förderung jedoch so gestaltet werden, dass die unten dargestellten Ausbaupfade nach dem EEG auch erreicht werden.

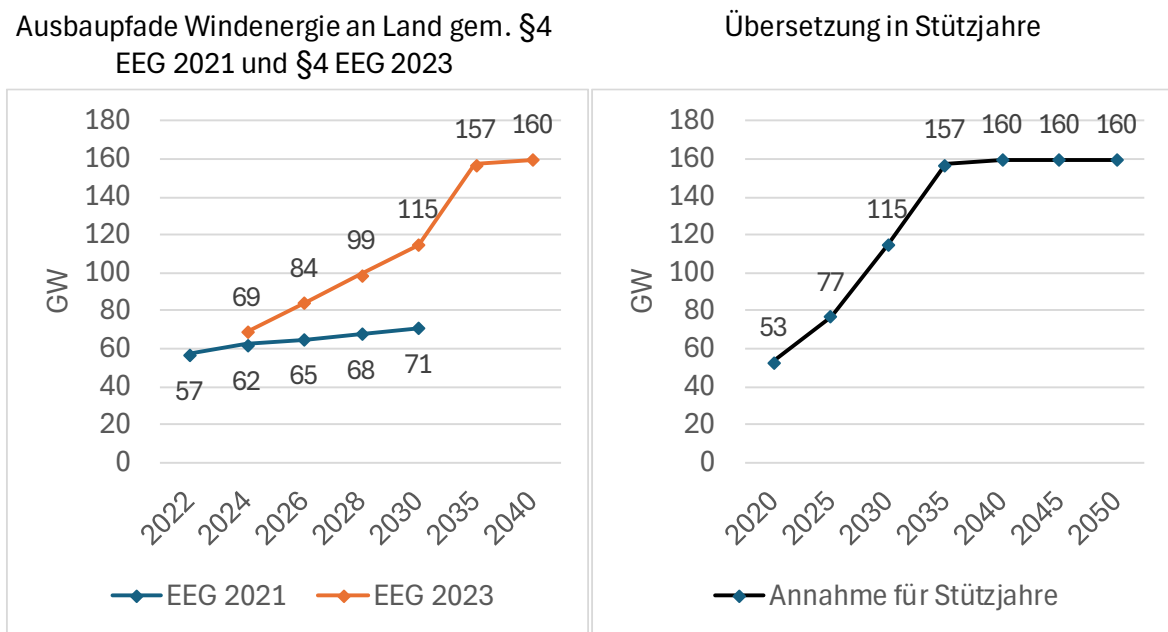
Da die Jahre, für die die Mengen an erneuerbaren Energien im EEG definiert sind, jedoch nicht immer mit den Stützjahren des Strommarktmodells übereinstimmen, müssen diese auf die Stützjahre umgerechnet werden. Abbildung 2.2.3-7 zeigt auf der linken Seite die Ausbaupfade für Solarenergie nach dem EEG 2021 und EEG 2023 und auf der rechten Seite die Übersetzung dieser Werte in die im Modell verwendeten Stützjahre. Die Anpassung wird so vorgenommen, dass für die fehlenden Werte für 2020 die historischen Werte verwendet werden. Der Wert für 2025 ergibt sich durch Interpolation der Werte für 2024 und 2026 aus dem EEG 2023. Für die Jahre 2030 bis 2040, für die die Werte aus dem EEG 2023 vorliegen, werden diese auch verwendet. Die endgültigen Ausbauziele in Deutschland werden nach dem EEG 2023 bis 2040 erreicht. Die installierten Kapazitäten werden auch als erforderliche Kapazitäten für die weiteren Stützjahre 2045 und 2050 beibehalten. Für Anlagen, die aufgrund des Erreichens des Endes ihrer Lebensdauer aus dem System fallen, müssen Ersatzinvestitionen getätigt werden.

Abbildung 2.2.3-7. Ausbauziele Solarenergie gemäß EEG und Übersetzung in Stützjahre



Das Vorgehen für Windenergie an Land (Abbildung 2.2.3-8) entspricht dem für Solarenergie.

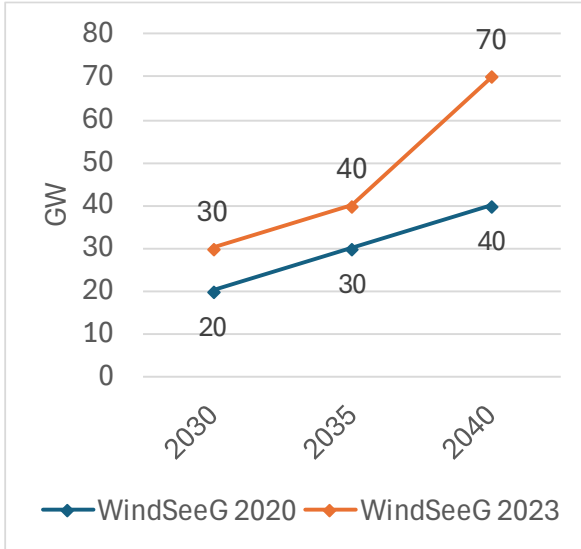
Abbildung 2.2.3-8. Ausbauziele Windenergie an Land gemäß EEG und Übersetzung in Stützjahre



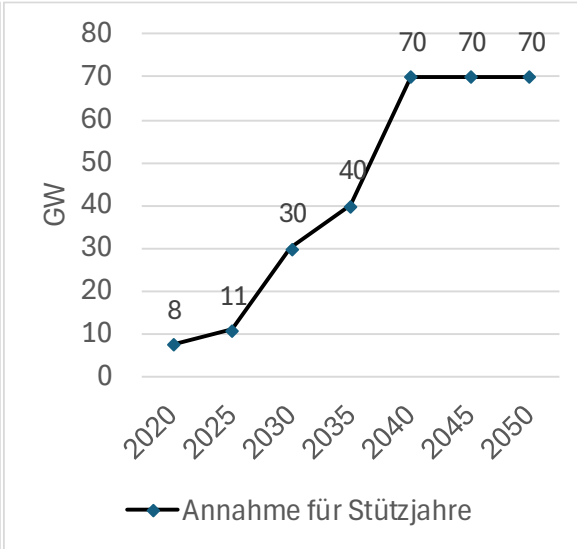
Das Vorgehen für Windenergie auf See folgt ebenfalls dem oben beschriebenen Vorgehen, auch wenn das WindSeeG als Grundlage verwendet wird und der fehlende Wert für das Jahr 2025 im Gegensatz zum oben beschriebenen Vorgehen aus dem Szenario T45-Strom* der Langfristszenarien übernommen wird (Abbildung 2.2.3-9).

Abbildung 2.2.3-9. Ausbauziele Windenergie auf See gemäß WindSeeG und Übersetzung in Stützjahre

Ausbaupfad Windenergie auf See gem. §1 WindSeeG 2020 und §1 WindSeeG 2023



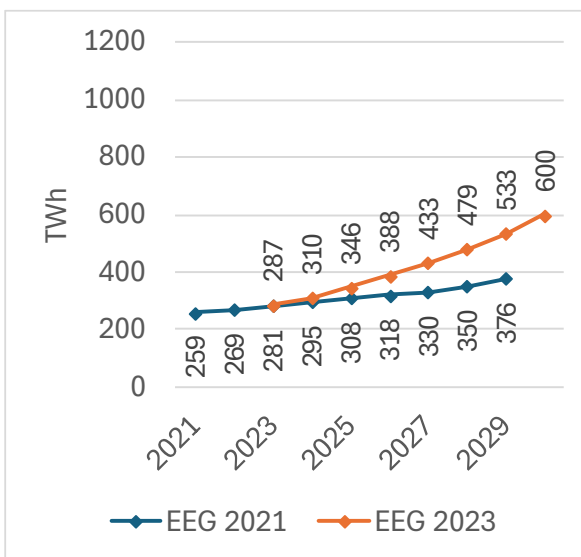
Übersetzung in Stützjahre



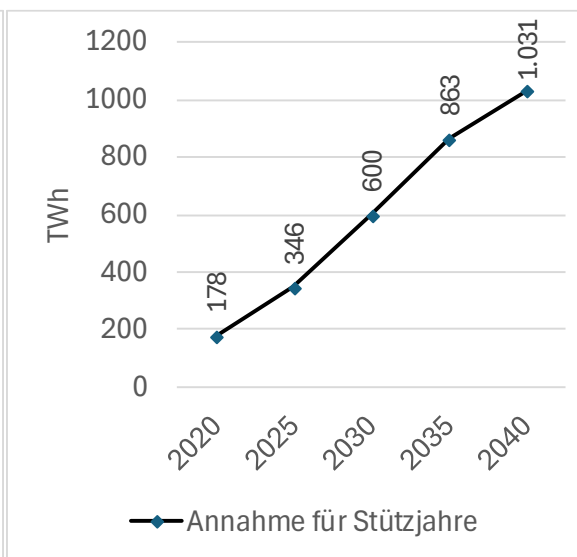
Zusätzlich zu den in den obigen Abbildungen dargestellten Kapazitäten enthält das EEG auch Angaben zur Entwicklung der Strommengen (TWh) aus erneuerbaren Energien, allerdings nur bis zum Jahr 2030 (Abbildung 2.2.3-10). Entsprechend können für die Stützjahre 2025 und 2030 die Werte aus dem EEG 2023 zur Plausibilisierung der Modellierung (Volllaststunden je Technologie, etc.) herangezogen werden. Für die späteren Jahre wird auf die Ergebnisse des Szenarios T45-Strom* der Langfristszenarien zurückgegriffen.

Abbildung 2.2.3-10. Strommengenpfade für Erneuerbare Energien gemäß EEG und Übersetzung in Stützjahre

Strommengenpfad Erneuerbare Energien gem. §4 EEG 2021 und §4 EEG 2023



Übersetzung in Stützjahre



Ein weiterer Parameter, der einen Einfluss auf die Investitionsoptimierung hat, ist der Kalkulationszinssatz. Für diesen Wert werden nicht die Annahmen aus den Langfristszenarien

(Zinssatz von 2 %) übernommen, da es sich bei den Langfristszenarien um eine Systemstudie handelt, die eine volkswirtschaftliche Perspektive betrachtet. In diesem Projekt wird jedoch die Sicht von Akteuren eingenommen, was bedeutet, dass ein volkswirtschaftlicher Zinssatz aus Gesamtsystemsicht keine konsistente Annahme darstellen würde. Daher werden die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC), die für die einzelnen Akteure relevant sein werden, als Kalkulationszinssatz verwendet. Allerdings hat auch die Förderung einen Einfluss auf den Zinssatz, sodass für die Parametrierung zwischen dem Beihilfeszenario und dem kontrafaktischen Szenario unterschieden werden muss. Mit Förderung ist ein niedrigerer Zinssatz für Investitionen in erneuerbare Energien zu erwarten als ohne Förderung, da ohne Förderung ein zusätzlicher Risikoaufschlag (Risikoprämie) zu berücksichtigen ist. Dementsprechend unterscheidet sich auch die Höhe des Kalkulationszinssatzes zwischen den beiden Szenarien (Beihilfe und kontrafaktisches Szenario) sowie zwischen geförderten und nicht geförderten Technologien. Konkret wird im Beihilfeszenario für erneuerbare Energien ein Zinssatz von 5 % (WACC ohne Risikozuschlag) und für andere Technologien 8 % (WACC plus 3 % Risikozuschlag) angesetzt. Im kontrafaktischen Szenario wird für alle Technologien ein Zinssatz von 8 % angesetzt, da die erneuerbaren Energien in diesem Szenario ebenfalls keine Förderung erhalten. Die spezifischen Annahmen bezüglich des angenommenen Zinses (WACC und Risikoprämie) beruhen auf umfassenden Untersuchungen im Rahmen des Adequacy Assessment in Belgien⁹.

⁹ „Adequacy and flexibility study for Belgium 2024-2034“ (Elia). Die Zinsannahmen basieren auf der spezifischen Untersuchung „Analysis of hurdle rates for Belgian electricity capacity adequacy and flexibility analysis over the period 2024- 2034“ (Prof. Boudt).

2.2.4 Verwendete Modelle

Strommarktsimulation OptEK

Das Marktsimulationsverfahren OptEK wird von Consentec sowohl als Dispatch-Optimierungs- als auch als Investitions-Optimierungs-Verfahren eingesetzt. Es basiert je nach Parametrierung auf einer gemischt-ganzzahligen oder linearen Programmierung und kann zum einen zur Ermittlung des grenzkostenbasierten europaweit und grenzüberschreitend wohlfahrtsoptimalen Kraftwerkseinsatzes („Dispatch-Optimierung“) für eine gegebene Nachfragesituation unter Berücksichtigung von Flexibilitäten wie Speichern und flexiblen Nachfragen und von begrenzten Netztransportkapazitäten verwendet werden. Zum anderen ermöglicht es eine über mehrere Stützjahre gekoppelte Investitionsoptimierung (z. B. bis 2050), die u. A. zur endogenen Ermittlung des wohlfahrtsoptimalen Zubaus von Erzeugungskapazitäten unter flexibel vorgebbaren Nebenbedingungen verwendet werden kann. Das Verfahren kann hinsichtlich Modellannahmen, Berechnungsmethoden und Auswertungsgrößen flexibel an die Projekterfordernisse angepasst werden. Zielfunktion der Marktsimulation ist die Ermittlung des systemweiten Erzeugungs- und Speichereinsatzes und -ausbaus, der in wohlfahrtsoptimaler Weise die jeweilige Nachfrage (unter Berücksichtigung von Flexibilitäten) deckt, ohne dass dabei Restriktionen (z. B. limitierte grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten bzw. summarischer Import/Export, technische Restriktionen der Kraftwerke, energetische Nebenbedingungen der Speicher, etc.) verletzt werden. Die zeitlich hohe Auflösung innerhalb des Verfahrens ermöglicht die Auswertung von stündlichen Strommarktpreisen, EE-Marktwerten, grenzüberschreitendem Handel u. v. m.

Für die **Modellierung von Investitionsentscheidungen** insb. bei erneuerbaren Energien dienen neben dem als Grundlage verwendeten Bestandsystem (Erzeugung, Verbrauch, Speicher, Netz) weitere relevante Parameter für Investitionsentscheidungen. Letztere umfassen neben typischen Anlagenlebensdauern unterschiedliche investitionsrelevante Parameter wie Investitions- und Betriebskosten von Anlagen sowie CO₂-Preise und räumlich hochaufgelöste EE-Potenziale in Europa. Zusätzlich sind auch die Abbildung einer Obergrenze für die durch die Stromversorgung erzeugte CO₂-Menge, für Investitionsentscheidungen relevante Risikopräferenzen und Finanzierungskosten sowie Fördersysteme mit kapazitäts- und einsatzabhängigen Förderungen als weitere Nebenbedingung modellierbar. Durch die flexible Parametrierungsmöglichkeit können über die Investitionsparameter auch Förderinstrumente und deren Auswirkung auf EE-Investitionsentscheidungen modelliert werden.

OptEK ist sowohl in der Dispatch- als auch in der Investitionsoptimierung auf eine **Simulation des gesamten europäischen Strommarkts** ausgelegt und damit insbesondere für den in der Leistungsbeschreibung genannten geographischen Betrachtungsbereich, wobei dieser flexibel gewählt werden kann. Stromhandelskapazitäten zwischen den flexibel vorgebbaren Gebotszonen können wahlweise als NTC oder als lastflussbasierte Kapazität (PTDF-Modell) vorgegeben werden. Flexibilitäten können in OptEK sowohl erzeugungsseitig als auch lastseitig (z. B. Lastmanagementpotenziale) modelliert werden. Neben dem nuklearen, fossilen und hydraulischen Kraftwerkspark in Europa, der konventionellen, unflexiblen Nachfrage und Erzeugungen aus Erneuerbaren Energien können daher auch Technologien der Sektorkopplung wie Elektrolyse, Elektromobilität und Wärmepumpen sowie KWK-Systeme inklusive Wärmenetze in geeigneter Weise modelliert werden.

Die **EE-Zubaupotenziale** können räumlich hochaufgelöst (insbesondere unabhängig von den Gebotszonen am Strommarkt) abgebildet werden. Als Grundlage für die Ermittlung der Potenziale, die z. B. als installierbare Leistung einer räumlich abgegrenzten Fläche beschrieben werden, können Datensätze wie „Corine Land Cover“ oder das „Digitale Basis-Landschaftsmodell“ herangezogen werden. Diese Datensätze, die Informationen über flächenspezifische Kategorien für den jeweiligen Betrachtungsraum (für unsere Analysen insbesondere Europa) enthalten, ermöglichen unter Anwendung technologiespezifischer Annahmen

zur Möglichkeit der Nutzung bestimmter Flächen zur Anlagenerrichtung die Bestimmung räumlich aufgelöster Potenziale. Die Potenzialermittlung erfolgt dabei differenziert nach EE-Technologie, hier also insbesondere Wind an Land, PV-Dachanlagen und PV-Freiflächenanlagen. Diese Unterscheidung ist erforderlich, da zur Errichtung von Anlagen unterschiedlicher Erzeugungstechnologien auch unterschiedliche Flächen genutzt werden können. Beispielsweise kann angenommen werden, dass Windanlagen an Land und PV-Freiflächenanlagen unter anderem in der Kategorie „Brachland“ und „Buschland“ errichtet werden können, während PV-Dachanlagen ausschließlich auf bebauter Fläche angesiedelt sein werden.

In Ergänzung zur Ermittlung von EE-Zubaupotenzialen erfordert eine detaillierte Abbildung innerhalb einer Strommarktsimulation eine Methodik zur **Generierung von stündlichen Einspeisezeitreihen** für die dargebotsabhängigen EE-Technologien. Hierzu werden meteorologische Bedingungen anhand von Wetterdaten abgebildet, die aus öffentlich verfügbaren Quellen wie dem „COSMO-REA6“-Datensatz stammen. Diese Daten enthalten in hoher regionaler Auflösung die für die Einspeisezeitreihenerstellung relevanten Wetterdaten wie Windgeschwindigkeiten, Temperaturen, Luftdruck, Rauigkeit (Grad der Oberflächenunebenheit) und Globalstrahlung für vergangene Jahre (historische Wetterjahre). Weitere Eingangsdaten für die Simulation von stündlichen Einspeisezeitreihen sind geokodierte Standorte, installierte Leistungen und technische Parameter (Nabenhöhe, Rotordurchmesser, etc.) der Anlagen. Diese Daten basieren für Bestands-, in Bau befindliche und geplante Anlagen auf realen Daten entsprechend MaStR und weiteren uns vorliegenden Quellen (z. B. thewindpower.net-Datenbank). Für den Anlagenzubau treffen wir hierzu Annahmen unter Berücksichtigung von Abschätzungen zu spezifischen Technologiefortschritten der einzelnen Erzeugungstechnologien.

2.3 Bottom-up-Analyse: Quasi-experimentelle statistische Verfahren – Difference-in-differences (DiD) und Regressions-Diskontinuitäts-Analyse (RDD)

Um die Frage zu beantworten, welche direkten kausalen Auswirkungen die Förderung im Rahmen des EEG auf den Zubau von Erneuerbaren Energien hatte (Frage 1.1) ist eine quantitative ökonomische Analyse vorgesehen.

Im Allgemeinen wird zur Ermittlung des kausalen Effekts einer Behandlung die Behandlungsgruppe mit einer Kontrollgruppe hinsichtlich eines bestimmten Merkmals verglichen. Im Fall der EE-Ausschreibungen besteht die Behandlungsgruppe aus den Beihilfeempfängern, bzw. den bezuschlagten Projekten. Die Kontrollgruppe sollte aus ähnlichen Projekten bestehen, welche jedoch keine Beihilfe, bzw. keinen Zuschlag, erhalten haben. Als zu untersuchendes Merkmal soll in dieser Analyse die Realisierung des Vorhabens gewählt werden.

Bei der Ermittlung des kausalen Effekts sollten sich Projekte in der Behandlungsgruppe und in der Kontrollgruppe idealerweise nur durch die Tatsache unterscheiden, ob sie Beihilfe erhalten haben oder nicht. In diesem Fall wäre jeglicher Unterschied in der Realisierungsrate zwischen beiden Gruppen auf die Förderung zurückzuführen. Diese Annahme wäre etwa in einem experimentellen Setting erfüllt, in dem identische Projekte zufällig für die Förderung ausgewählt werden. Da die Auswahl der geförderten Projekte in der Praxis jedoch nicht zufällig ist, sondern systematisch auf Basis des abgegebenen Gebots auf den anzulegenden Wert in einer Ausschreibung erfolgt, ist die Verwendung von quasi-experimentellen statistischen Methoden erforderlich.

Bei der Erstellung der Kontrollgruppe ist es wichtig, explizit zwischen solchen Projekten zu unterscheiden, die an einer Ausschreibung teilgenommen haben und nicht bezuschlagt wurden, und solchen, die entweder freiwillig nicht an einer Ausschreibung teilgenommen haben

(z. B. aufgrund von Vermarktung über PPAs) oder aus verschiedenen Gründen nicht an der Ausschreibung teilnahmeberechtigt waren (z. B. aufgrund von Größenvoraussetzungen). Bei Projekten, welche an der Ausschreibung teilgenommen haben und nicht bezuschlagt wurden, kann eine Vergleichbarkeit (innerhalb eines gewissen Rahmens) angenommen werden. Im Gegensatz hierzu unterscheiden sich die Projekte, welche nicht an den Ausschreibungen teilgenommen haben (entweder freiwillig oder nicht teilnahmeberechtigt), systematisch von den bezuschlagten Projekten und kommen daher als Kontrollgruppe grundsätzlich nicht in Frage. Neben der fehlenden Vergleichbarkeit ist es außerdem methodisch schwierig, die Realisierungsrate der nicht an den Ausschreibungen teilgenommenen Projekte zu bestimmen. Im Normalfall sind nur Informationen über bereits realisierte Projekte außerhalb der Ausschreibungen zu finden. Daten zu der Grundgesamtheit aller außerhalb der Ausschreibungen geplanter Projekte sind nicht verfügbar, welche aber nötig wären, um die Realisierungsrate zu bestimmen. Daher kommen als sinnvolle Kontrollgruppe einzig Projekte in Frage, welche an den Ausschreibungen teilgenommen haben und nicht bezuschlagt wurden.

Als statistische Methoden eignen sich für diese Art der empirischen Analyse von staatlichen Beihilfeprogrammen der **Difference-in-Difference (DiD)** Ansatz sowie das **Regression Discontinuity Design (RDD)**¹⁰. Im Grundsatz vergleichen beide Methoden die Realisierungen der Projekte in der Behandlungsgruppe (bezuschlagte Projekte) und Kontrollgruppe (nicht bezuschlagte Projekte), um den Effekt der Beihilfe/des Zuschlags auf die Realisierung statistisch zu bestimmen.

Der DiD Ansatz vergleicht im Wesentlichen die Realisierungen der bezuschlagten Projekte (Behandlungsgruppe) mit den nicht bezuschlagten Projekten (Kontrollgruppe) zu zwei verschiedenen Zeitpunkten: einmal vor der Ausschreibung und einmal nach Ende des Realisierungszeitraums. Unter der Annahme, dass sich Behandlungs- und Kontrollgruppe ohne die Förderung gleich entwickelt hätten ("Parallelität"), lässt sich der Unterschied zwischen den zwei Zeitpunkten zwischen beiden Gruppen einzig auf die Beihilfe/den Zuschlag zurückführen. Konkret geht man unter der Annahme der Parallelität davon aus, dass bezuschlagte und nicht bezuschlagte Projekte ohne die Beihilfe die gleiche Realisierungsrate hätten. Die Annahme der Parallelität scheint hier jedoch zweifelhaft, da bezuschlagte Projekte in der Regel niedrigere Stromgestehungskosten und somit (aufgrund ihrer höheren Wirtschaftlichkeit) per se eine höhere Realisierungsrate in Abwesenheit der Förderung aufweisen würden als nicht bezuschlagte Projekte.

Beim RDD-Verfahren werden die Realisierungen in der Behandlungs- und Kontrollgruppe nicht im zeitlichen Verlauf miteinander verglichen, sondern lediglich nach dem Ende des Realisierungszeitraums. Dabei werden jedoch nur die Realisierungen von Projekten beider Gruppen nahe eines Schwellenwerts miteinander verglichen. Dieser Schwellenwert sollte entscheiden, ob Projekte eine Förderung/einen Zuschlag erhalten oder nicht. Außerdem sollten die Bieter/Projekte nicht selbstständig entscheiden können, ob sie oberhalb/unterhalb des Schwellenwerts liegen und somit die Förderung erhalten. Unter diesen Voraussetzungen und der Annahme, dass sich Projekte (sehr) nahe des Schwellenwerts nur durch die Förderung/den Zuschlag unterscheiden, lässt sich ein etwaiger Unterschied zwischen den Realisierungsraten der Behandlungs- und Kontrollgruppe einzig auf den Zuschlag zurückführen.

Im Rahmen der EE-Ausschreibungen stellt der höchste noch bezuschlagte Gebotswert einen natürlichen Schwellenwert dar. Alle Projekte mit einem Gebotswert unterhalb werden bezuschlagt und erhalten eine Förderung, alle Projekte mit einem höheren Gebotswert werden nicht bezuschlagt und erhalten keine Förderung. Unter der Annahme, dass Projekte in einer gewissen Bandbreite um den Schellenwert herum nahezu identisch sind hinsichtlich

¹⁰ SWD (2014) 179 final

der Stromgestehungskosten und anderer Merkmale, lässt sich ein Unterschied in den Realisierungsraten der bezuschlagten und nicht bezuschlagten Projekte auf die Förderung/den Zuschlag zurückführen. Diese Annahme erscheint zumindest für geringe Bandbreiten plausibel, da Projekte mit geringen Unterschieden im Gebotswert hinsichtlich Kostenstruktur und anderer struktureller Eigenschaften höchstwahrscheinlich sehr ähnlich sind.

Auch wenn beide Methoden grundsätzlich geeignet sind, den kausalen Effekt der Förderung auf die Realisierung zu bestimmen, ergeben sich mehrere Herausforderungen bei der praktischen Umsetzung im Rahmen der Evaluierung der EE-Ausschreibungen.

Erstens sind für die Bildung einer geeigneten Kontrollgruppe nicht bezuschlagte Projekte zwingend notwendig.

Bei Gebäude-PV, Windenergie an Land und Biomethan wurden im Berichtszeitraum (fast) alle teilnehmenden Projekte bezuschlagt (siehe Abbildung 3.3.3-6, Abbildung 3.3.3-11 und Abbildung 3.3.3-21), so dass für diese Technologien keine geeignete Kontrollgruppe existiert.

Bei Windenergie auf See ist eine Realisierung von Projekten außerhalb des WindSeeG ausgeschlossen, da hier die Flächen zum Bau der Windparks ausgeschrieben werden und keine weiteren Flächen zur Verfügung stehen. Daher existiert für Windenergie auf See keine geeignete Kontrollgruppe zur Durchführung einer ökonometrischen Analyse.

Hinsichtlich der Anzahl nicht bezuschlagter Projekte ist das Ausschreibungssegment der Freiflächen-PV am vielversprechendsten, da die meisten Ausschreibungsrunden überzeichnet waren. Unter Umständen könnte auch bei der Biomasse die Anzahl an nicht bezuschlagten Projekten ausreichend sein, allerdings ist diese deutlich geringer als bei der Freiflächen-PV.

Zweitens, der Realisierungszeitraum muss bereits abgelaufen sein, andernfalls lassen sich keine belastbaren Aussagen hinsichtlich der Realisierungsraten treffen. Erteilte Zuschläge für Solaranlagen des ersten Segments erlöschen laut § 37d EEG 2023, wenn die Anlagen nicht innerhalb von 24 Monaten in Betrieb genommen wurden. Im EEG 2021, d. h. bis Ende 2022, lag die Realisierungsfrist noch bei 32 Monaten. Die Realisierungsfrist für Windenergieanlagen an Land betrug im EEG 2021 30 Monate, jedoch wurden im Zuge der Corona-Pandemie Verlängerungen gewährt, und wurde im EEG 2023 endgültig auf 36 Monate erhöht. Daher war mit Datenstand der Gebotsdaten Juni 2023 für keine Ausschreibungsrunde die Realisierungsfrist abgelaufen und es können zum aktuellen Zeitpunkt für diese statistischen Analysen keine Ausschreibungsrunden untersucht werden.

Drittens existieren methodische Schwierigkeiten hinsichtlich der Stichprobengröße und der Regressionsmethodik. Je geringer die verwendete Stichprobengröße in einer Regressionsanalyse, desto weniger robust werden die Ergebnisse und damit die Aussagekraft der Analyse. Dies erscheint insbesondere bei dem RDD-Verfahren als Herausforderung, da nur ein kleiner Teil der Projekte (nahe des höchsten bezuschlagten Gebotswertes) in die Analyse miteinfließen. Grundsätzlich besteht die Möglichkeit die Bandbreite um den Schwellenwert zu erhöhen, jedoch ist dann nicht mehr sichergestellt, dass die Annahme von ähnlichen/gleichen Projekten aus beiden Gruppen erfüllt ist. Eine weitere denkbare Alternative wäre es, die Behandlungs- und Kontrollgruppen aus Projekten mehrerer Ausschreibungsrunden zu bilden. Dabei ist jedoch fraglich, ob eine Vergleichbarkeit in den Charakteristika der einzelnen Projekte über die unterschiedlichen Runden/Jahre gegeben ist, weswegen wir von diesem Vorgehen absehen.

Darüber hinaus wird bei beiden Verfahren eine geeignete Regressionsmethodik benötigt. Aufgrund des binären Charakters der zu untersuchenden Variable, d. h. der Realisierung der

Projekte, ist es notwendig, eine logistische Regression anzuwenden. Um sinnvolle Ergebnisse zu erhalten, ist es zwingend notwendig, dass sowohl in der Behandlungs- als auch in der Kontrollgruppe realisierte und nicht realisierte Projekte existieren. Andernfalls führt die Analyse zu wenig sinnvollen (statistischen) Ergebnissen. Um dies an einem konkreten Beispiel zu verdeutlichen: falls bei der Anwendung des RDD-Verfahrens alle bezuschlagten Projekte nahe des Schwellenwerts realisiert wurden, jedoch alle nicht bezuschlagten Projekte nahe des Schwellenwerts nicht realisiert wurden, ergibt sich ein statistisch nicht-signifikanter Effekt der Förderung. In anderen Worten bedeutet dies, dass aus statistischer Sicht die Förderung keinen Einfluss auf die Realisierung hatte, obwohl nur die bezuschlagten Projekte realisiert wurden. Hintergrund dieser scheinbaren Nicht-Signifikanz der Behandlung ist das sogenannte "Overfitting", welches im genannten Beispiel dadurch zustandekommt, dass die logistische Funktion ihre Extremwerte 0 und 1 nur asymptotisch erreicht. Wenn wie im obigen Beispiel innerhalb einer bestimmten Bandbreite eine perfekte Separation der Daten auftritt (Realisierung = 1 für alle bezuschlagten Projekte und 0 für alle nicht bezuschlagten), so ist die Förderung ein perfekter Prädiktor für die Realisierung. Bei der Anpassung der logistischen Funktion an die Daten kommt es als Konsequenz zu möglichst (bzw. unendlich) hohen Schätzern, welche statistisch nicht signifikant sind. Im Rahmen der DiD ist dieser Fall aufgrund der tendenziell größeren Stichprobe im Vergleich zur RDD weniger wahrscheinlich. Im Falle der RDD besteht die Möglichkeit, die Bandbreite um den Schwellenwert zu erhöhen, jedoch würde dies wiederum die RDD-Annahmen unrealistischer gestalten (siehe vorheriger Absatz). Eine mögliche Lösung dieses Problems wäre die Durchführung von vergleichenden, statistischen Verfahren (bspw. "t-Test") zwischen der Behandlungs- und Kontrollgruppe in Bezug auf die Realisierung in den Ausschreibungsrunden, in welchen es zu Overfitting kam.

Basierend auf den vorangehenden Überlegungen erscheint das Segment der Freiflächen-PV als einziges Ausschreibungssegment grundsätzlich geeignet für die statistische Analyse. Es herrschte in den meisten Ausschreibungsrunden Wettbewerb, eine Grundvoraussetzung für das Bilden einer geeigneten Kontrollgruppe. Außerdem wird vorgeschlagen, das RDD-Verfahren durchzuführen, da die Anforderungen an die Annahmen der RDD am ehesten erfüllt werden.

Für das weitere Vorgehen wird vorgeschlagen, die Gebotsdaten, insbesondere der Freiflächen-PV, anhand der Zuschlagsnummer und den Standortangaben mit den zugehörigen Einträgen im MaStR zu verschneiden, um den Realisierungsstatus der zu untersuchenden Projekte (bezuschlagt und nicht-bezuschlagt) für die weitere Analyse zu bestimmen. Ein erster Versuch zu Testzwecken zeigte die grundsätzliche technische Machbarkeit der Verschneidung. Die Ergebnisse sind aufgrund der noch nicht verstrichenen Realisierungsfristen allerdings unvollständig. Es sollte jedoch beachtet werden, dass die Verschneidung bei den nicht bezuschlagten Geboten anhand der Standortangaben vorgenommen werden muss, der tatsächliche Standort der realisierten Anlage allerdings vom Gebotsstandort abweichen kann. Dies kann zu einer Unterschätzung der Realisierungen der nicht bezuschlagten Projekte führen.

3 Ergebnisse der Evaluierung

3.1 Direkte Effekte

3.1.1 Einfluss der Beihilfe: Auswirkungen auf den Zubau

Frage 1.1

- Welche Auswirkung hatte die Beihilfe auf den Zubau an Kapazität pro Technologie (Vergleich zu nicht geförderten Projekten)?
- Gibt es Realisierungen außerhalb des EEG?
- Wenn ja, wie ist das Verhältnis zwischen innerhalb und außerhalb des EEG zugebauter Kapazität pro Technologie?

Um die Auswirkung der Beihilfe auf den Zubau an Kapazität pro Technologie zu bestimmen, wird im Rahmen der Bottom-Up-Analyse angestrebt, den kausalen Effekt der Förderung auf die Realisierungswahrscheinlichkeit eines Projektes mithilfe quasi-experimenteller statistischer Verfahren zu ermitteln. Eine detaillierte Beschreibung der anzuwendenden Methodik und deren Limitationen, welche eine Anwendung im Rahmen des Zwischenberichts nicht sinnvoll machen, kann Kapitel 2.3 entnommen werden. Daher kann zum gegenwärtigen Zeitpunkt nur auf deskriptive Statistik zurückgegriffen werden.

Für alle Segmente wurde betrachtet, ob es Realisierungen von Projekten außerhalb der Förderung gab und wie sich das Verhältnis von innerhalb und außerhalb des EEG zugebauter Kapazität und Anlagenzahl je nach Technologie unterscheidet. Alle im Folgenden genannten Zahlen beziehen sich auf die Jahre 2021 - 2023 und basieren auf der Analyse in Kapitel 3.1.6.

Bei der Freiflächen-PV wurden rund 29 % der zugebauten Kapazität in den Jahren 2021-2023 außerhalb der Förderung durch das EEG realisiert (Abbildung 3.1.6-1). Dieser relativ hohe Anteil an ungeförderten Anlagen¹¹ spiegelt sowohl den vorhandenen Wettbewerb in den Ausschreibungen als auch die zunehmende Wirtschaftlichkeit der Freiflächen-PV wider. Ein weiterer Aspekt sind bestehende Größenbeschränkungen, die eine Teilnahme an den Ausschreibungen verhindern.

Bei den PV-Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen wurden hingegen lediglich rund 3,3 % der zugebauten Kapazität außerhalb des EEG realisiert (Abbildung 3.1.6-3). Es zeigt sich ein leicht ansteigender Anteil der außerhalb der Förderung realisierten Anlagen: ausgehend von 0,4 % im Jahr 2021 erhöhte sich der Anteil auf 1,9 % im Jahr 2022 und 7,8 % im Jahr 2023.

Bei den Gebäude-Solaranlagen wurde ein geringer Teil der Kapazität im niedrigen einstelligen Prozentbereich außerhalb des EEG zugebaut (Abbildung 3.1.6-5).

Bei der Windenergie an Land wurde im Zeitraum 2021-2023 lediglich eine einzige Anlage (von 1955 Anlagen insgesamt) außerhalb der Förderung zugebaut (Abbildung 3.1.6-7). Dies lässt sich durch die Unterzeichnung der Ausschreibungen für Windenergie an Land in diesem Zeitraum erklären.

¹¹ Ungeförderte Anlagen sind Anlagen, die größer sind als die jeweilige Untergrenze zur Ausschreibungsteilnahme, aber keinen Zuschlag aus den Ausschreibungen aufweisen.

Bei der Windenergie auf See sind Realisierungen außerhalb des EEG bzw. WindSeeG per se nicht möglich, da eine Genehmigung zur Errichtung eines Offshore-Windparks an einen Zuschlag in einer Ausschreibung für die jeweilige Fläche gebunden ist.

Bei der Biomasse wurden rund 3,9 % der in den Jahren 2021-2023 zugebauten Kapazität außerhalb der Förderung im Rahmen des EEG realisiert (Abbildung 3.1.6-11).

Bei Biomethan wurde im Zeitraum 2021-2023 eine Anlage (von insgesamt 35) außerhalb der Förderung realisiert, was einem Anteil von etwa 2,6 % der zugebauten Kapazität entspricht (Abbildung 3.1.6-13).

Insgesamt lässt sich festhalten, dass es in den Jahren 2021-2023 in allen Segmenten zu Realisierungen außerhalb des EEG kam. Bis auf die Freiflächen-PV bewegte sich die zugebaute Kapazität außerhalb der Förderung des EEG jedoch lediglich im einstelligen Prozentbereich. Einzig bei der Freiflächen-PV wurden rund 29 % der insgesamt zugebauten Kapazität außerhalb des EEG realisiert. Der (kausale) Einfluss der Beihilfe auf den Zubau der einzelnen Technologien wird im Zuge des Endberichts näher untersucht.

3.1.2 Einfluss der Beihilfe: Kausalität der Beihilfe

Frage 1.2

- Führt die Beihilfe kausal dazu, dass Anlagen zugebaut werden (relativ zu einem modellierten kontrafaktischen Szenario)?

Um den kausalen Zusammenhang zwischen der Beihilfe und dem Zubau von Anlagen zu bewerten, werden im Rahmen der Top-Down-Analyse Szenarioberechnungen mithilfe einer Strommarktsimulation (Investitions- und Dispatchoptimierung) durchgeführt. Eine Beschreibung der angewendeten Methodik und Modellierung kann Abschnitt 2.2 entnommen werden.

Die Modellierung ermöglicht die Auswertung und den Vergleich von Zubauleistungen von EE-Anlagen in einem Szenario mit Förderung (Beihilfeszenario) und einem Szenario ohne Förderung (kontrafaktisches Szenario).

Da für die Durchführung dieser Top-Down-Analysen zum Zeitpunkt der Vorlage dieses Berichts noch vorbereitende Arbeiten zur Parametrierung durchgeführt werden, liegen aktuell noch keine Ergebnisse vor. Die Beantwortung dieser Frage erfolgt daher im Endbericht.

3.1.3 Einfluss der Beihilfe: Einfluss des Ausschreibungsvolumens

Frage 1.3

- Was wäre der marginale Zuschlagspreis der Ausschreibungen, wenn das Ausschreibungsvolumen bei gleichbleibender Angebotskurve (also auch gleichbleibenden Gebotswerten) erhöht oder verringert würde? Wie würden sich die Gesamtkosten der Förderung in diesem Fall verändern (absolut und per MWh)?

Frage 1.3 zielt darauf ab, den Einfluss einer **hypothetischen Variation des Ausschreibungsvolumens auf die Ausschreibungsergebnisse** zu untersuchen. Entscheidend ist hierfür der Verlauf der vorliegenden Angebotskurven, also die Länge der Kurve entsprechend dem gesamten Gebotsvolumen sowie der Gradient im Kurvenverlauf, insbesondere auch Sprünge oder Änderungen des Gradienten. Schließlich bestimmt der Schnittpunkt der Angebotskurve mit dem Ausschreibungsvolumen den marginalen Zuschlagspreis. Ist der

Gradient der Angebotskurve im Schnittpunkt sehr hoch, hat eine Erhöhung oder Verringerung des Ausschreibungsvolumens einen starken Einfluss auf den marginalen Zuschlagspreis und damit das Ausschreibungsergebnis und die Förderkosten insgesamt.

Aus den Zuschlagspreisen können die Gesamtkosten der Förderung jedoch nicht unmittelbar abgeleitet werden. Durch das Fördersystems der **gleitenden Marktprämie** werden in den Ausschreibungen nicht die Förderkosten selbst, sondern der anzulegende Wert bestimmt. Der anzulegende Wert setzt sich zusammen aus Förderkosten und dem Marktwert der erneuerbaren Energien. Die Förderkosten sind damit abhängig von den variablen Marktwerten (siehe hierzu auch Frage 3.2, Abschnitt 3.3.2). Um Vergleichbarkeit zwischen Gebotsrunden zu erreichen und den Rückgriff auf Marktwerte und Marktwertszenarien zu vermeiden, werden hier daher nur die anzulegenden Werte als Proxy für die Förderkosten dargestellt.

Weiterhin ist zu beachten, das in den **pay-as-bid-Auktionen** des EEG – anders als in einer pay-as-cleared-Auktion – der marginale Zuschlagspreis keinen Rückschluss auf die Gesamtkosten zulässt. Die Gesamtkosten können nur aus dem mengengewichteten durchschnittlichen anzulegenden Werten abgeleitet werden. Neben der Darstellung der Gebotskurven selbst aus denen sich der marginale Zuschlagspreis abgelesen werden kann, werden im Folgenden daher auch die mengengewichteten durchschnittlichen anzulegenden Werte der Gebotsrunden dargestellt. Aus diesen werden unter Annahme einer bestimmten Zahl an technologiespezifischen Volllaststunden die Gesamtkosten je Ausschreibungsrunde abgeschätzt¹².

Unter Berücksichtigung der dargestellten Überlegungen zum Gradient der Angebotskurve sowie zum Ausschreibungssystem mit gleitender Marktprämie und pay-as-bid-Auktion wird im Folgenden als **zentraler Indikator** die inverse Preiselastizität¹³ des Angebots gewählt. Dieser Indikator gibt an, wie stark sich der durchschnittliche anzulegende Wert bei einer Änderung des Ausschreibungsvolumens verändern würde. Dementsprechend wird der Indikator in EURct/kWh je Änderung des Ausschreibungsvolumens um ± 100 MW angegeben. Der Indikator wird ermittelt, indem die Durchschnittspreise bei Erhöhung/Verringerung des Ausschreibungsvolumens um 10 % ermittelt werden und daraus der Gradient errechnet wird.

Dieser Indikator der inversen Preiselastizität wird im Folgenden genutzt, um eine **rundenübergreifende Auswertung** vorzunehmen. Durch die vergleichende Analyse aller Angebotskurven im Zeitverlauf können Unterschiede zwischen den Runden und Entwicklungen über die Zeit herausgearbeitet werden. Eine Voraussetzung hierfür ist, dass eine hinreichende Anzahl an überzeichneten Ausschreibungsrunden vorliegen. Für diese Runden kann davon ausgegangen werden, dass die Angebotskurve unverzerrt ist, also näherungsweise die Kosten der Anbieter widerspiegelt. Schließlich wird der Verlauf einer Angebotskurve von vielfältigen Faktoren beeinflusst. Neben Markt- bzw. Angebotsstruktur (Anzahl Anbieter, Wettbewerb, Kosten und erwartete Erlöse der Anbieter) spielen auch Elemente des Ausschreibungsdesigns wie Höchstpreise, maximale Gebotsgröße und Ausschreibungsvolumen eine Rolle. Beide Aspekte können dabei von Jahr zu Jahr bzw. Ausschreibungsrunde zu Runde variieren.

Darüber hinaus werden **einzelne exemplarische Gebotskurven** genutzt, um deren Verlauf zu diskutieren und für diese Gebotsrunden weitere Indikatoren wie Kosten je kWh und Gesamtkosten darzustellen. Für diese Detailbetrachtung werden ausschließlich Gebotskurven

¹² Wiederum nicht die Gesamtförderkosten selbst, sondern die Gesamtkosten entsprechend anzulegendem Wert als Summe aus Marktwerten und Förderkosten.

¹³ Die Preiselastizität ist definiert als Änderung der Angebotsmenge (MW) bei Änderung des Preises (EURct/kWh). Hier wird die inverse Preiselastizität genutzt, da diese leichter zu Interpretieren ist.

überzeichneter Ausschreibungsrunden genutzt. Grund hierfür ist, dass bei absehbar unterzeichneten Ausschreibungsrunden Anreize bestehen, die die Gebotskurven zum Höchstpreis hin verzerren und damit keinen Rückschluss mehr auf die unverzerrte Preisstruktur zulassen. Darüber hinaus wird der Einfluss der Ausschreibungsmenge und Mengensteuerungsmechanismen bei unterzeichneten Ausschreibungsrunden in Frage 3.6, Abschnitt 3.3.6, diskutiert.

Die **Analyse zum Einfluss von Änderungen der Ausschreibungsmenge wird auf Basis der vorliegenden Angebotskurven** vorgenommen. Bieter lassen jedoch bereits bei der Erstellung ihrer Angebote die ihnen vorliegende Information zum Ausschreibungsvolumen einfließen – bspw. wird bei hohen Ausschreibungsvolumina und dadurch steigender Zuschlagswahrscheinlichkeit das Angebotsvolumen tendenziell höher ausfallen. Somit lässt die Analyse auf Basis einer hypothetischen Änderung des Ausschreibungsvolumens nur eingeschränkt Rückschlüsse auf die tatsächlichen Ausschreibungsergebnisse bei einer im Vorfeld stattfindenden Änderung des Ausschreibungsvolumens zu (siehe hierzu auch Frage 3.6, Abschnitt 3.3.6).

Über diese Betrachtung einzelner exemplarischer Gebotskurven hinaus, wird **für die nächste Berichtsiteration** eine übergreifende Betrachtung des Verlaufs aller Gebotskurven ergänzt (absolut und normiert). Dadurch kann eingeordnet werden, inwiefern einzelne Angebotskurven repräsentativ für das gesamte Ausschreibungssegment sind und ob sich die Ergebnisse generalisieren lassen.

3.1.3.1 Solar-Freiflächenanlagen (erstes Segment)

Um den Einfluss einer hypothetischen Änderung des Ausschreibungsvolumens auf die Ausschreibungsergebnisse zu untersuchen, werden zwei **beispielhafte Ausschreibungsrunden** dieses Ausschreibungssegments analysiert (01.03.2019, 01.03.2023). Eine rundenübergreifende Darstellung und Diskussion aller Gebotskurven folgt im Endbericht. Die gewählten Runden sind überzeichnet und somit von Wettbewerb gekennzeichnet. Die Ausschreibungsrunden liegen vier Jahre auseinander. An ihnen lässt sich beispielhaft die Entwicklung des Ausschreibungssegments in diesem Zeitraum ablesen. Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die beiden Angebotskurven (Abbildung 3.1.3-1, Abbildung 3.1.3-2), die durchschnittlichen anzulegenden Werte in Abhängigkeit vom Ausschreibungsvolumen (Abbildung 3.1.3-3, Abbildung 3.1.3-4) sowie die jährlichen Kosten entsprechend den anzulegenden Werten in Abhängigkeit vom Ausschreibungsvolumen (Abbildung 3.1.3-5, Abbildung 3.1.3-6). Über die Auswertung der beispielhaften Ausschreibungsrunden hinausgehend, werden nachfolgend zudem alle Ausschreibungsrunden übergreifend miteinander verglichen. Die anhand zweier Angebotskurven illustrierte Entwicklung im Zeitverlauf kann dabei auch auf übergreifender Ebene nachgewiesen werden (siehe Abbildung 3.1.3-7 und zugehörige Diskussion).

Im Segment Solar-Freifläche wurde im Jahr 2023 die maximale Gebotsmenge von 20 MW auf 100 MW erhöht. Rund 28 % des Gebotsvolumens der Ausschreibungsrunde vom 01.03.2023 entfällt auf Gebote >20 MW. Auf die Darstellung einer fiktiven Gebotskurve ohne Gebote oberhalb von 20 MW wird verzichtet, da nicht abgeschätzt werden kann, ob diese Gebote nicht abgegeben worden wären bzw. inwieweit sie auf 20 MW gedeckelt worden wären. Dargestellt werden im Folgenden also die tatsächlichen Angebotskurven.

Im Folgenden sind die Ergebnisse der Analyse dargestellt:

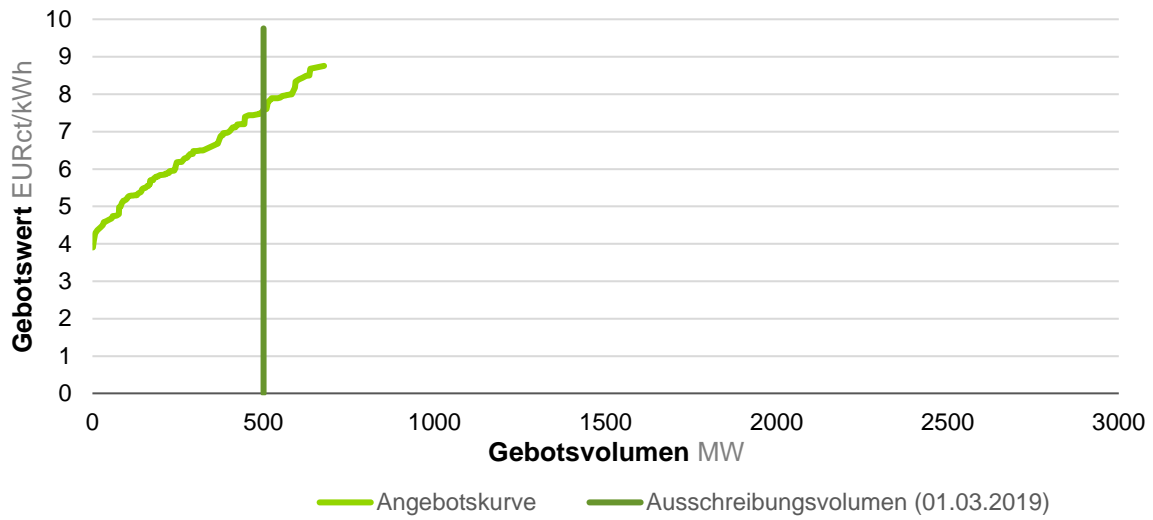
- Die gewählten **Angebotskurven** zeigen einen deutlich unterschiedlichen Verlauf. Die Gebotskurve der früheren Ausschreibungsrunde ist zum einen wesentlich kürzer,

weil das Ausschreibungsvolumen dieser Runde lediglich rund ein Viertel der Runde vom 01.03.2023 betrug. Zum anderen lagen die Gebotswerte in der Runde vom 01.03.2023 trotz hohem Wettbewerb höher. Dies ist vermutlich höheren Anlagenpreiserwartungen und insbesondere den gestiegenen Zinsen zuzurechnen.

- Beide Ausschreibungen sind deutlich überzeichnet. Das Ausschreibungsvolumen (Nachfragekurve) schneidet die Angebotskurve im oberen Drittel. In diesem Bereich der Angebotskurven, geringfügig ober- und unterhalb des Ausschreibungsvolumen, zeigen beide Ausschreibungen einen näherungsweise linearen Verlauf. Die frühere Ausschreibungsrunde (2019) zeigt jedoch einen deutlich steileren Verlauf der Angebotskurve am Schnittpunkt mit dem Ausschreibungsvolumen als in der späteren Ausschreibungsrunde (2023). Die 2023er-Angebotskurve verläuft nahezu waagrecht.
- Dies spiegelt sich auch in der **Kurve der durchschnittlichen anzulegenden Werte** wider. Während die 2019er-Kurve fast über den gesamten Kurvenverlauf einen starken linearen Anstieg zeigt, verläuft die 2023er Kurve im oberen Bereich nahezu waagrecht.
- Ebenfalls kann dieser Unterschied am **Kurvenverlauf der Kosten gemäß anzulegenden Werten** bei hypothetischer Änderung des Ausschreibungsvolumens festgestellt werden. Der Vergleich mit einer linearen Regressionskurve zeigt in der 2019er-Kurve der absoluten Förderkosten einen geringfügig überproportionalen Verlauf. In der 2023er-Kurve hingegen ist ein linearer Anstieg der absoluten Förderkosten mit dem Ausschreibungsvolumen erkennbar¹⁴.

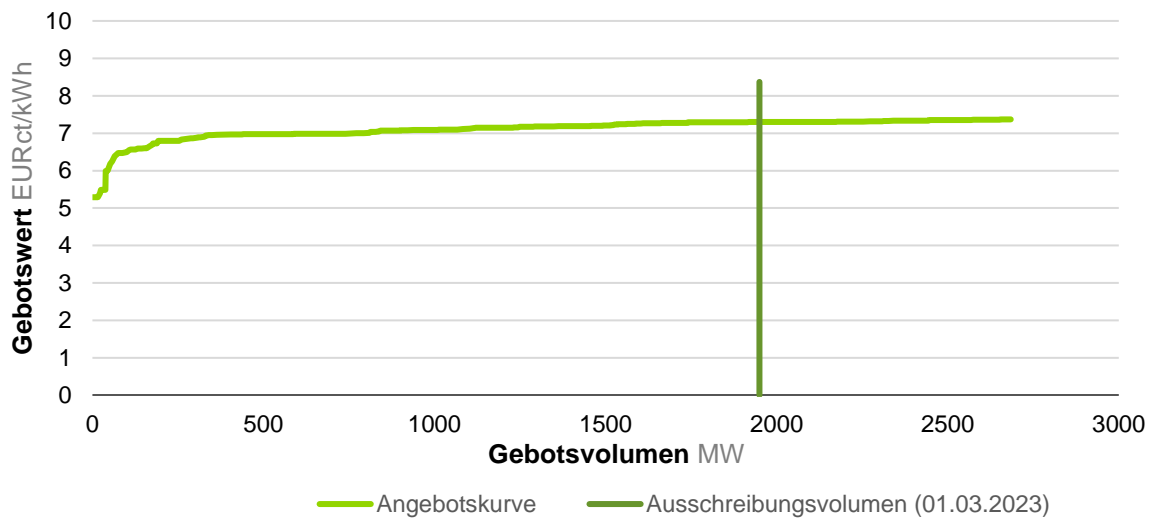
¹⁴ Die Betrachtung erfolgt mit einem einheitlichen Ansatz für die Volllaststunden. Damit wird vernachlässigt, dass teurere Gebote im oberen Bereich der Gebotskurve tendenziell eher Gebote für Anlagen an schlechteren Standorten sein könnten, womit sich ein leicht abgeschwächter Kurvenverlauf der absoluten Förderkosten zeigen würde. Umgekehrt wird vernachlässigt, dass die günstigsten Gebote solche für Anlagen an besseren Standorten mit überdurchschnittlichen Volllaststunden sein dürften.

Abbildung 3.1.3-1. Angebotskurve und Ausschreibungsvolumen für Solar-Freiflächenanlagen (01.03.2019)



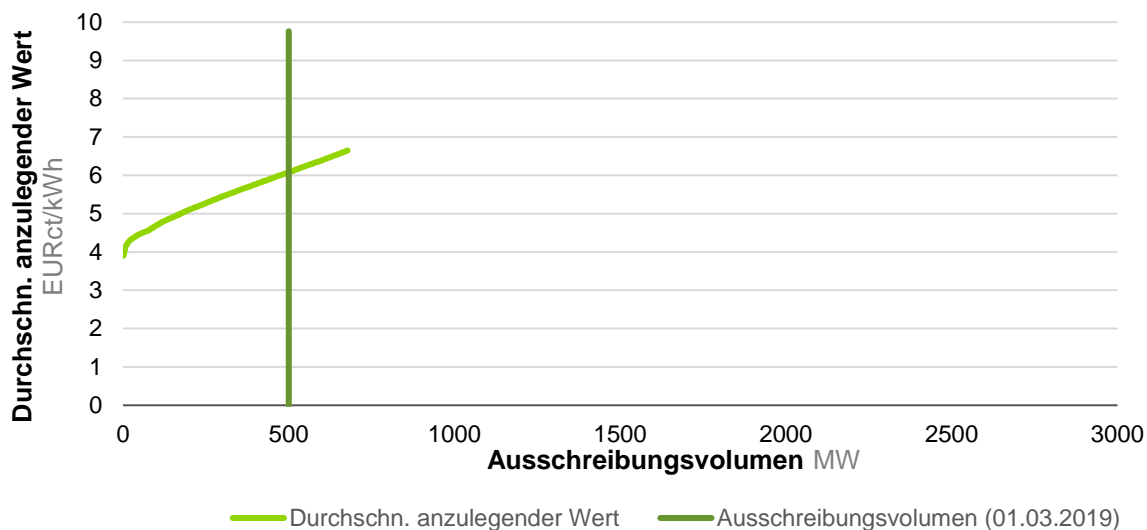
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Abbildung 3.1.3-2. Angebotskurve und Ausschreibungsvolumen für Solar-Freiflächenanlagen (01.03.2023)



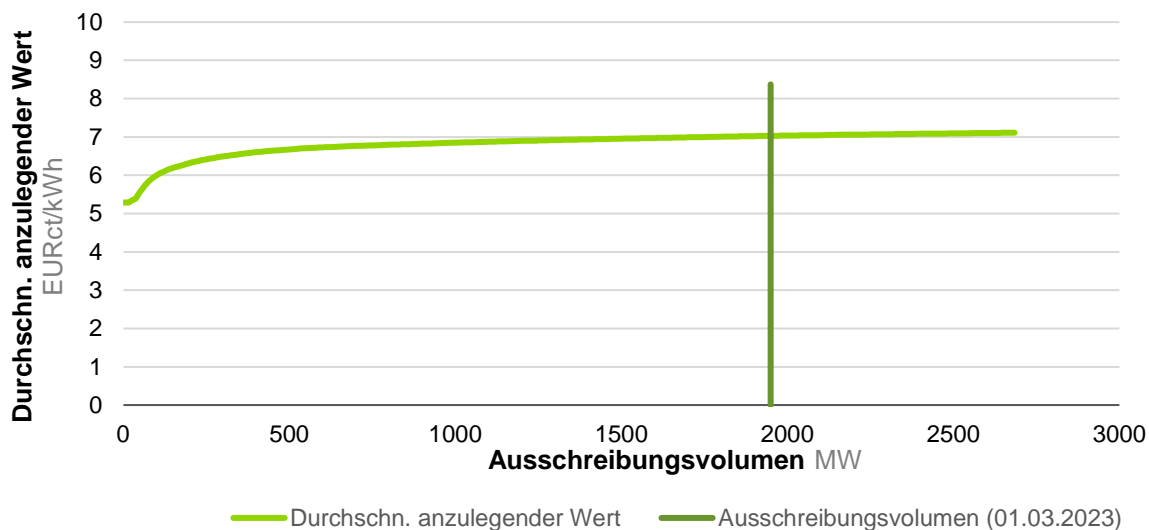
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Abbildung 3.1.3-3. Durchschnittlicher anzulegender Wert bei hypothetischer Änderung des Ausschreibungsvolumens für Solar-Freiflächenanlagen (01.03.2019)



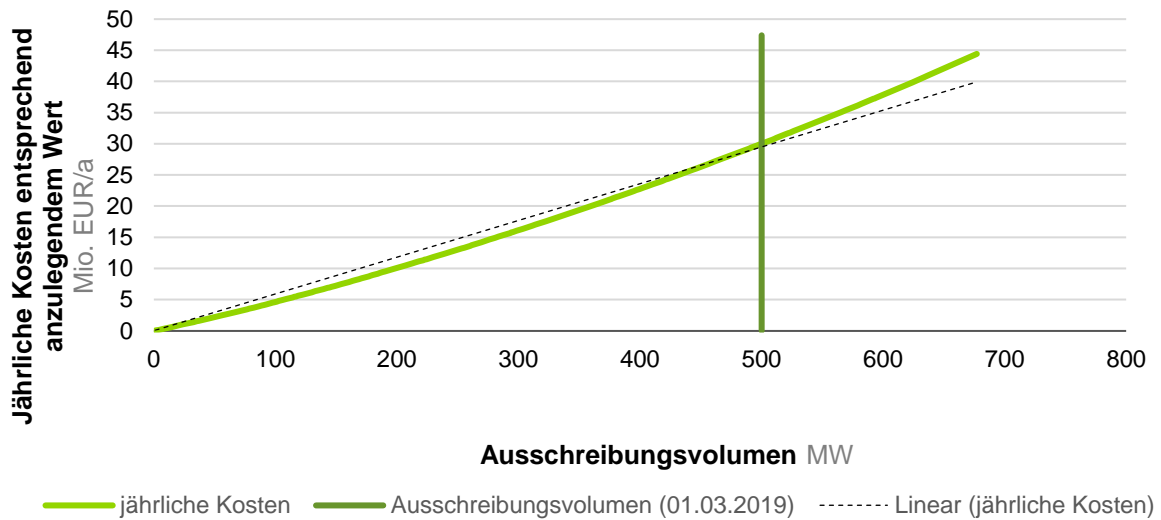
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Abbildung 3.1.3-4. Durchschnittlicher anzulegender Wert bei hypothetischer Änderung des Ausschreibungsvolumens für Solar-Freiflächenanlagen (01.03.2023)



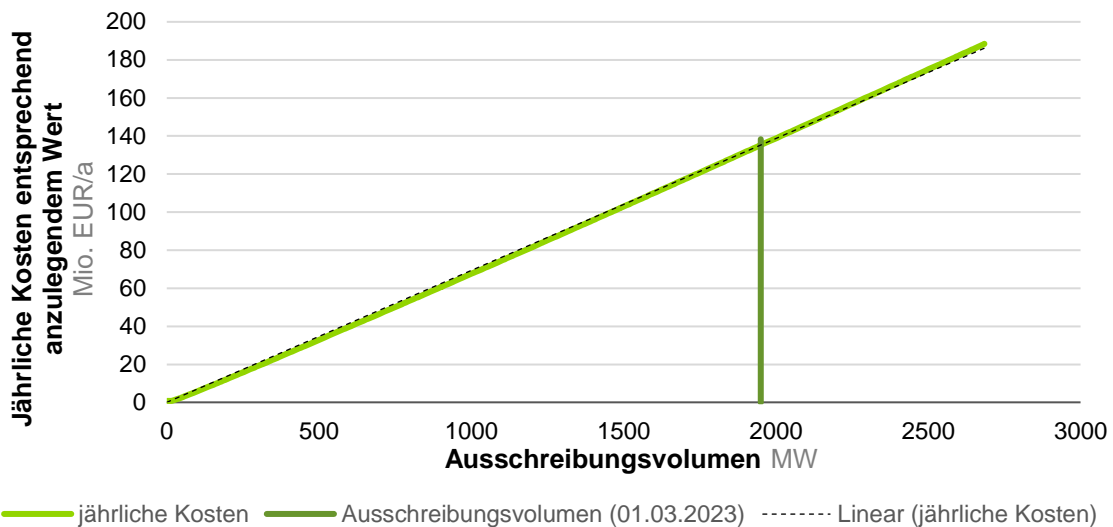
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Abbildung 3.1.3-5. Jährliche Kosten entsprechend anzulegendem Wert bei hypothetischer Änderung des Ausschreibungsvolumens für Solar-Freiflächenanlagen (01.03.2019)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Abbildung 3.1.3-6. Jährliche Kosten entsprechend anzulegendem Wert bei hypothetischer Änderung des Ausschreibungsvolumens für Solar-Freiflächenanlagen (01.03.2023)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

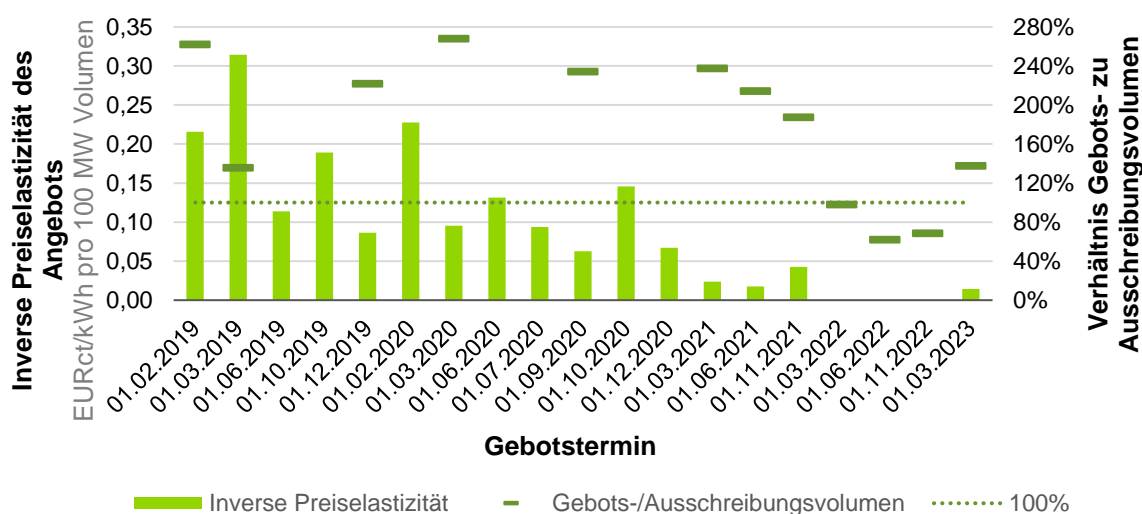
Der Einfluss des Ausschreibungsvolumens auf die Ausschreibungsergebnisse zeigt eine zeitliche Entwicklung auf. Diese **Entwicklung der inversen Preiselastizität über die Ausschreibungsrunden** kann anhand von Abbildung 3.1.3-7 nachvollzogen werden. Folgende Entwicklung ist erkennbar:

- Die anhand beispielhafter Angebotskurven aus 2019 und 2023 geschilderte Entwicklung von steileren Angebotskurven hin zu deutlich flacheren Angebotskurven zeigt sich auch in den weiteren Ausschreibungsrunden des betrachteten Zeitraums. Die Inverse der Preiselastizität ist also im Zeitraum von 2019 bis 2023 deutlich gefallen.

Eine Änderung der Ausschreibungsvolumina hätte in jüngeren Ausschreibungsrounden damit zu deutlich geringeren Änderungen der durchschnittlichen Zuschlagspreise (d. h. anzulegende Werte) geführt als in früheren Ausschreibungsrounden.

- Die Abbildung zeigt zudem das Verhältnis von Gebots- zu Ausschreibungsvolumen über die Ausschreibungsrounden hinweg. Die Mehrheit der Ausschreibungsrounden war überzeichnet. Lediglich die Ausschreibungen des Jahres 2022 waren unterzeichnet und lassen damit keine Interpretation der Preiselastizität im Schnittpunkt mit dem Ausschreibungsvolumen zu.

Abbildung 3.1.3-7. Entwicklung der inversen Preiselastizität im Verlauf der Ausschreibungsrounden für Solar-Freiflächenanlagen (unterzeichnete Ausschreibungsrounden ohne Wert für Preiselastizität)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Die Ergebnisse lassen sich wie folgt einordnen und interpretieren:

- Das Ausschreibungsvolumen wurde im Zeitverlauf sukzessive erhöht und liegt nunmehr ungefähr zehnmal so hoch wie zum Start der Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen. Ausgehend von 0,4 bis 0,6 GW/a in den Jahren 2015 bis 2018 wurde das Ausschreibungsvolumen auf 1,3 bis 1,6 GW/a in den Jahren 2019 bis 2021 und schließlich auf 3,1 GW (2022) und 5,2 GW erhöht.
- Das Gebotsvolumen konnte mit dieser Erhöhung weitgehend Schritt halten. Bis auf lediglich 3 unterzeichnete Runden lag das Gebotsvolumen stets und z. T. deutlich über dem Ausschreibungsvolumen. Die Ausschreibungen waren folglich größtenteils von hohem und z. T. sehr hohem Wettbewerb gekennzeichnet.
- Das ausgeweitete Gebotsvolumen und das hohe Wettbewerbsniveau spiegeln sich in den ausgewiesenen Abbildungen wider. Die Preisdifferenzierung ist zunehmend gesunken (vgl. die flachere Preiskurve und die relativ geringe Preisdifferenz für einen großen Teil des Gebotsvolumens), womit auch die inverse Preiselastizität zurückgegangen ist.
- In diesem Ausschreibungssegment mit hohem Wettbewerb und hoher Marktreife ist die inverse Preiselastizität des Angebots sehr gering. Dies spricht für ähnliche Kosten bei den Anbietern. Eine Anpassung des Ausschreibungsvolumens hat – unter der Annahme unveränderten Gebotsverhaltens – damit nur einen sehr geringen Einfluss

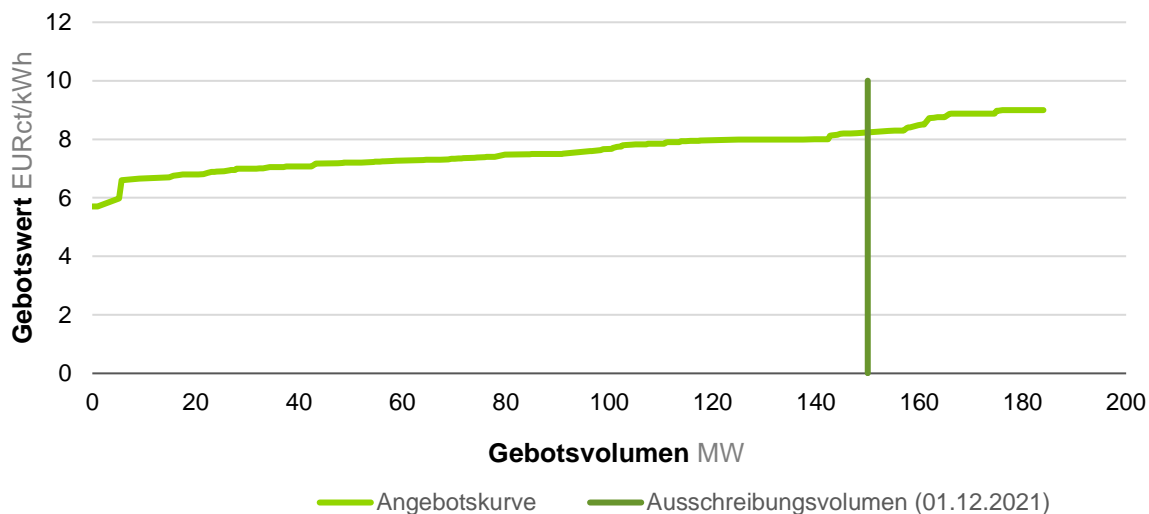
auf das Ausschreibungsergebnis. Die Gesamtförderkosten (gemessen am anzulegenden Wert) steigen/fallen damit nahezu proportional mit dem Ausschreibungsvolumen. Ein moderates Senken der Ausschreibungsmenge führt nicht zu einem Absinken der spezifischen Förderkosten.

3.1.3.2 Solar-Aufdachanlagen (zweites Segment)

Um den Einfluss des Ausschreibungsvolumens auf die Ausschreibungsergebnisse zu untersuchen, wird eine **beispielhafte Ausschreibungsrunde** dieses Ausschreibungssegments ausgewertet (01.12.2021). Dabei wird eine überzeichnete Ausschreibungsrunde gewählt, um eine wettbewerbliche Gebotskurve zu zeigen. Die Gebotskurve dieser Ausschreibungsrunde zeigt beispielhaft Charakteristika auf, die sich auch in anderen Ausschreibungsrunden des Segments widerspiegeln. Eine rundenübergreifende Darstellung und Diskussion aller Gebotskurven folgt im Endbericht. Wichtige Charakteristika der Angebotskurve, die die Wirkung des Ausschreibungsvolumens auf das Ausschreibungsergebnis beeinflussen sind der Gradient der Kurve im Schnittpunkt mit dem Ausschreibungsvolumen sowie auftretende Sprünge und Änderungen des Gradienten. Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die Angebotskurve (Abbildung 3.1.3-8) sowie den durchschnittlichen anzulegenden Wert (Abbildung 3.1.3-9) und die jährlichen Kosten entsprechend anzulegendem Wert (Abbildung 3.1.3-10) bei hypothetischer Änderung des Ausschreibungsvolumens. Im Folgenden sind die Ergebnisse der Analyse dargestellt:

- Die **Angebotskurve** zeigt einen ungleichmäßigen Verlauf. Am unteren Ende der Angebotskurve, also bei niedrigen Gebotswerten, sowie am oberen Ende bei sehr hohen Gebotswerten sind signifikante Sprünge in der Angebotskurve sichtbar.
- Die gewählte Ausschreibungsrunde ist überzeichnet. Das Ausschreibungsvolumen (Nachfragekurve) schneidet die Angebotskurve im oberen Fünftel. Oberhalb des Schnittpunktes von Ausschreibungsvolumen und Angebotskurve zeigt die Angebotskurve einen deutlichen Anstieg der Gebotswerte. Am Schnittpunkt selbst zeigt die Kurve eine moderate Steigung.
- Die fast über den gesamten Verlauf der Angebotskurve einheitliche Steigung spiegelt sich auch in der **Kurve der durchschnittlichen anzulegenden Werte** bei einer hypothetischen Änderung des Ausschreibungsvolumen wider. Die durchschnittlichen Werte steigen mit Ausnahme des unteren Endes über den gesamten Kurvenverlauf moderat an.
- Die **Kurve der Kosten entsprechend anzulegenden Werten** bei einer hypothetischen Änderung des Ausschreibungsvolumen hingegen zeigt einen leicht überproportionalen Verlauf. Dies gilt insbesondere am oberen Ende der Kurve, oberhalb des Schnittpunktes mit dem tatsächlichen Ausschreibungsvolumen.

Abbildung 3.1.3-8. Angebotskurve und Ausschreibungsvolumen für Solar-Aufdachanlagen (01.12.2021)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Abbildung 3.1.3-9. Durchschnittlicher anzulegender Wert bei hypothetischer Änderung des Ausschreibungsvolumens für Solar-Aufdachanlagen (01.12.2021)

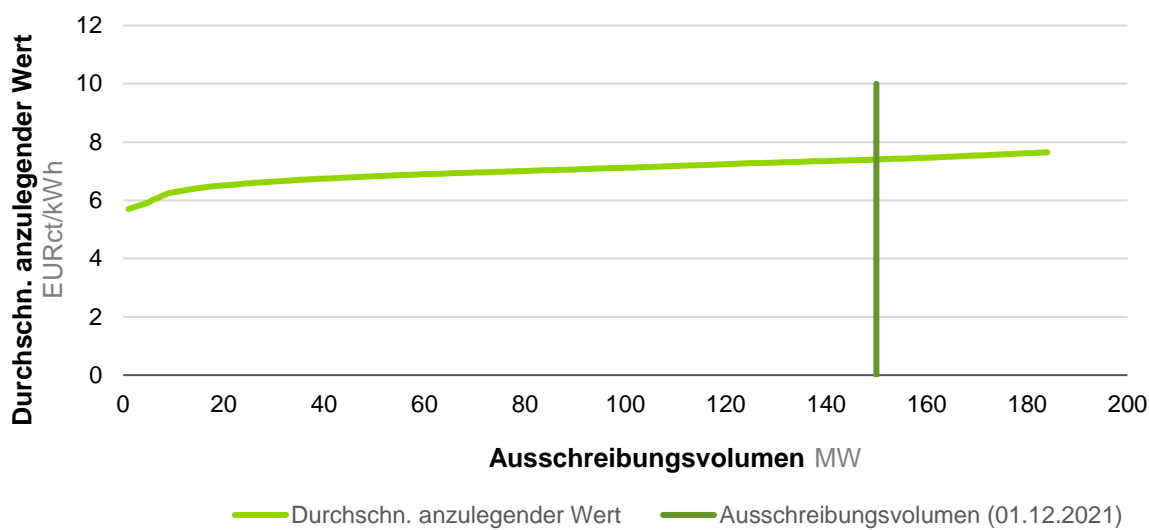
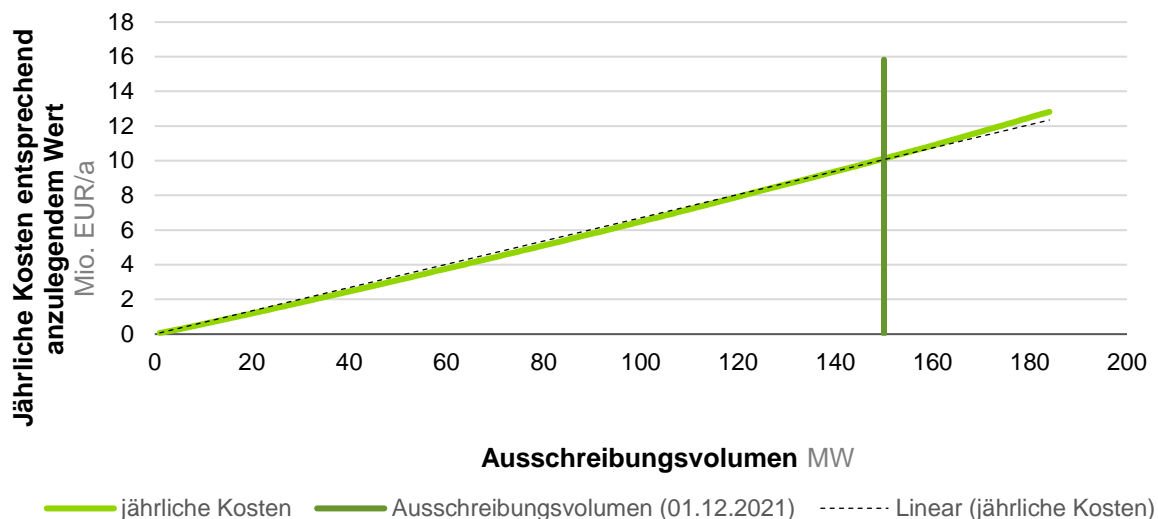


Abbildung 3.1.3-10. Jährliche Kosten entsprechend anzulegendem Wert in Abhängigkeit vom Ausschreibungsvolumen für Solar-Aufdachanlagen (01.12.2021)

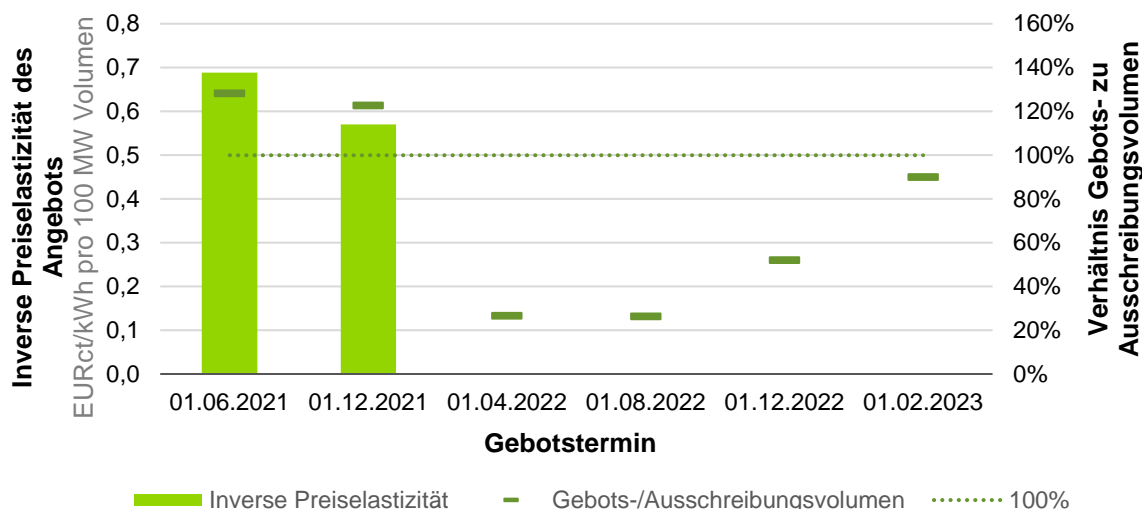


Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Die nachfolgende Abbildung 3.1.3-11 gibt einen Überblick über die verschiedenen Ausschreibungsrunden des Segments hinweg. Dargestellt sind die **Entwicklung der inversen Preiselastizität über die Ausschreibungsrunden** sowie das Verhältnis von Gebots- zu Ausschreibungsvolumen. Folgende Entwicklung ist erkennbar:

- Lediglich zwei der sechs betrachteten Ausschreibungsrunden waren überzeichnet. Nur für diese Runden können anhand der Angebotskurven Rückschlüsse auf den Einfluss des Ausschreibungsvolumens gezogen werden.
- Da lediglich für die beiden Ausschreibungsrunden des Jahres 2021 interpretierbare Werte für die Preiselastizität vorliegen, können keine Rückschlüsse über die zeitliche Entwicklung gezogen werden. Im Vergleich zum Ausschreibungssegment der Solar-Freiflächenanlagen (siehe Abbildung 3.1.3-7) zeigt sich für Solar-Aufdachanlagen in den Ausschreibungsrunden des Jahres 2021 eine mehr als 10-fach höhere inverse Preiselastizität. Das heißt, dass die Gebotskurven für Solar-Aufdachanlagen wesentlich steiler verlaufen. Eine Erhöhung der Ausschreibungsvolumina hätte im Vergleich zum Freiflächensegment also einen deutlichen stärkeren Anstieg des durchschnittlichen Zuschlagspreises zur Folge.

Abbildung 3.1.3-11. Entwicklung der inversen Preiselastizität im Verlauf der Ausschreibungsrunden für Solar-Aufdachanlagen (unterzeichnete Ausschreibungsrunden ohne Wert für Preiselastizität)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Die Ergebnisse lassen sich wie folgt einordnen und interpretieren:

- Da von den betrachteten Ausschreibungsrunden die letzten vier Runden unterzeichnet waren, ist die Aussagekraft der Analysen zum Zeitpunkt der Berichterstellung stark eingeschränkt.
- Die beispielhaft ausgewählte Gebotskurve einer überzeichneten Ausschreibungsrunde zeigt oberhalb des bezuschlagten Volumens eine leicht überproportionale Steigerung der Zuschlagswerte. In diesem Fall ist mit höherem Volumen eine tendenziell höhere spezifische Förderung (€/MWh) zu erwarten.
- Aufgrund der derzeit begrenzten Aussagekraft erfolgt eine vertiefte Analyse im Endbericht.

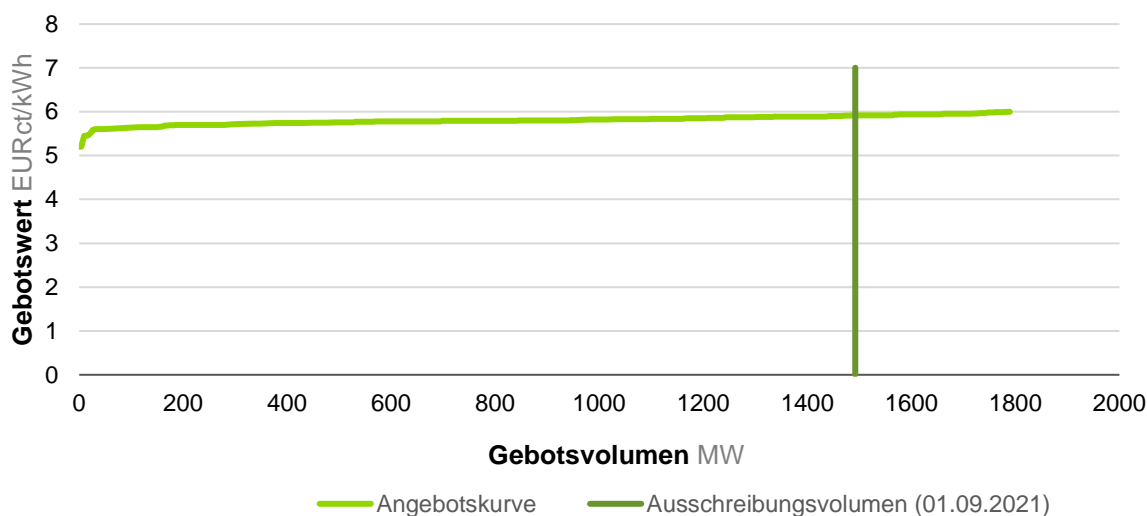
3.1.3.3 Windenergie an Land

Der Einfluss des Ausschreibungsvolumens auf die Ausschreibungsergebnisse im Segment Windenergie an Land wird anhand einer **beispielhaften Ausschreibungsrunde** ausgewertet (01.09.2021). Diese Runde wird gewählt, da sie die Einzige aus insgesamt neun Ausschreibungsrunden im betrachteten Zeitraum 2021 bis 2023 ist, die überzeichnet war. Damit können für diese Runde auch nur in begrenztem Maße anhand der Angebotskurve Rückschlüsse auf den Einfluss des Ausschreibungsvolumens gezogen werden.

Die Gebotskurve der gewählten Ausschreibungsrunde zeigt beispielhaft Charakteristika auf, aus denen sich Rückschlüsse auf den Einfluss des Ausschreibungsvolumens ziehen lassen. Relevante Charakteristika der Angebotskurve, die die Wirkung des Ausschreibungsvolumens auf das Ausschreibungsergebnis beeinflussen, sind der Gradient der Kurve im Schnittpunkt mit dem Ausschreibungsvolumen sowie auftretende Sprünge und Änderungen des Gradienten. Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die Angebotskurve (Abbildung 3.1.3-12) sowie den durchschnittlichen anzulegenden Wert (Abbildung 3.1.3-13) und die jährlichen Gesamtförderkosten bei hypothetischer Änderung des Ausschreibungsvolumens (Abbildung 3.1.3-14). Im Folgenden sind die Ergebnisse der Analyse dargestellt:

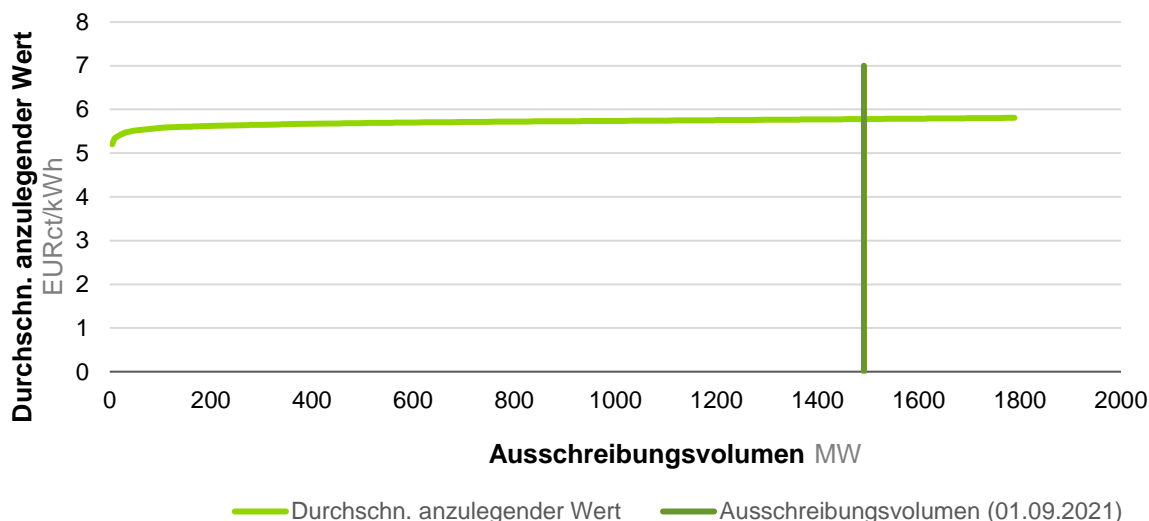
- Die **Angebotskurve** zeigt – vom untersten Ende der Kurve abgesehen – einen gleichmäßigen linearen Anstieg über den gesamten Kurvenverlauf. Es sind keine sprunghaften Änderungen des Preisniveaus oder Änderungen in der Steigung der Kurve zu verzeichnen.
- Die Ausschreibung ist überzeichnet. Das Ausschreibungsvolumen (Nachfragekurve) schneidet die Angebotskurve im oberen Fünftel. Wie im gesamten Verlauf der Angebotskurve ist die Steigung auch im Bereich des Schnittpunktes von Ausschreibungsvolumen und Angebotskurve gleichmäßig und gering. Auch im Bereich oberhalb und unterhalb des Schnittpunktes sind keine Änderungen im Kurvenverlauf erkennbar.
- Der einheitliche Verlauf der Angebotskurve prägt auch den gleichmäßigen **Kurvenverlauf des durchschnittlichen anzulegenden Werts** in Abhängigkeit vom Ausschreibungsvolumen. Im Bereich des Schnittpunktes der Kurve mit dem Ausschreibungsvolumen verläuft die Kurve nahezu waagrecht. Das Ändern des Ausschreibungsvolumens würde hier nur zu einer vernachlässigbaren Änderung der durchschnittlichen Werte führen
- Dementsprechend verläuft die **Kurve der jährlichen Kosten entsprechend anzulegendem Wert** in Abhängigkeit vom Ausschreibungsvolumen nahezu proportional, wie der Vergleich mit einer Regressionskurve zeigt.

Abbildung 3.1.3-12. Angebotskurve und Ausschreibungsvolumen für Windenergie an Land (01.09.2021)



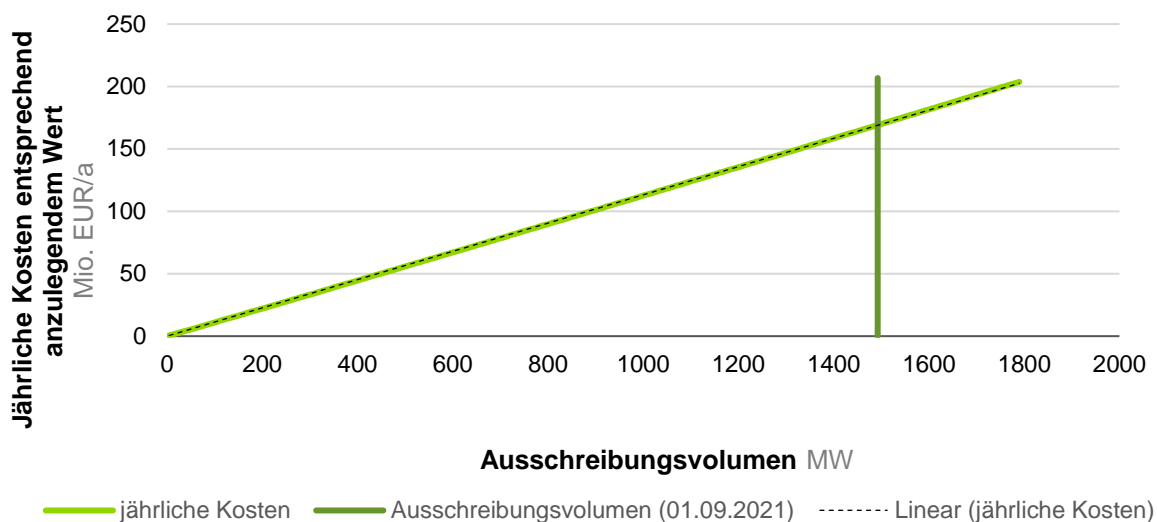
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Abbildung 3.1.3-13. Durchschnittlicher anzulegender Wert bei hypothetischer Änderung des Ausschreibungsvolumens für Windenergie an Land (01.09.2021)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Abbildung 3.1.3-14. Jährliche Kosten entsprechend anzulegendem Wert bei hypothetischer Änderung des Ausschreibungsvolumens für Windenergie an Land (01.09.2021)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

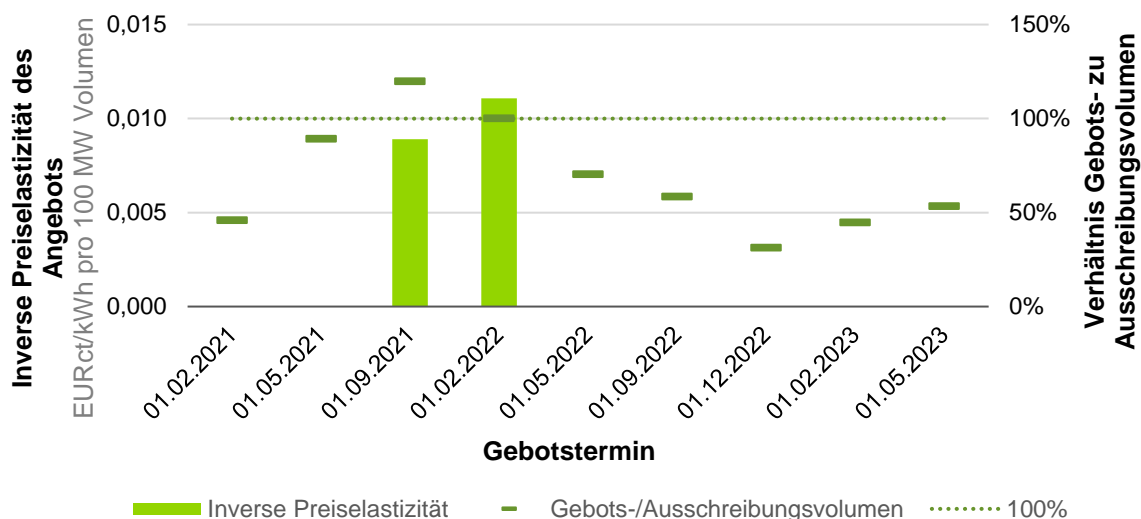
Diese Ergebnisse lassen sich wie folgt einordnen und interpretieren:

- Das Wettbewerbsniveau im Segment Windenergie an Land im Untersuchungszeitraum ist gering, was sich an der Vielzahl unterzeichneter Runden ablesen lässt. Es ist daher wahrscheinlich, dass auch in der dargestellten überzeichneten Ausschreibungsrunde eine verzerrte Angebotskurve vorliegt. Das heißt, dass Gebote nahe am maximalen Gebotswert abgegeben wurden und Bieter sich nicht zwingend an ihrer Kostenstruktur und Erlöserwartungen orientiert haben. Hierfür spricht der nahezu waagerechte Verlauf über einen weiten Bereich der Angebotskurve, mit wenigen Ausnahmen im unteren Kurvenbereich. Wichtigster Grund für die langfristig vorherrschenden Unterzeichnungen ist das durch die mangelnde Flächenverfügbarkeit eingeschränkte Angebot (siehe auch Frage 3.6, Abschnitt 3.3.6).

- Unabhängig von dem rundenübergreifend zu geringen Wettbewerbsniveau können weitere Einflussfaktoren identifiziert werden, die zu einem flachen Verlauf der Angebotskurve beitragen können. Durch das Referenzertragsmodell werden Standortbedingungen für Projekte angeglichen, womit sich Erlöserwartungen und damit auch die Gebote angleichen und zu einem engen Preiskorridor beitragen (siehe auch Frage 3.19, Abschnitt 3.3.19). Darüber hinaus kann aufgrund des Reifegrades der Branche und langer Erfahrung mit Windenergie-Ausschreibungen davon ausgegangen werden, dass die Anbieter eine gute Informationsbasis über das Marktumfeld haben. Bieter sind damit in der Lage ihre Gebote zu optimieren, was ebenfalls zu einer geringen Preisdifferenz zwischen Anbietern beitragen kann. Weiterhin trägt der Reifegrad der Branche zum Wettbewerb unter Technologieanbietern bei und damit auch zu vergleichbaren Kosten der Bieter.
- Die Höhe des Ausschreibungsvolumens hat aufgrund der sehr flach verlaufenden Angebotskurve nur einen sehr geringen, nahezu linearen Einfluss auf die durchschnittlichen Förderkosten. Bei Erhöhung (Verringerung) des Ausschreibungsvolumens würde ein proportionaler Anstieg (Sinken) der absoluten jährlichen Kosten entsprechend anzulegendem Wert folgen. Unter Berücksichtigung der Wettbewerbssituation hätte rein bezogen auf die betrachtete Ausschreibungsrunde also das Ausschreibungsvolumen ohne negative Effekte um mehr als 200 MW erhöht werden können.

Die nachfolgende Abbildung 3.1.3-15 gibt einen Überblick über die verschiedenen Ausschreibungsrunden des Segments hinweg. Eine Aussage über die zeitliche Entwicklung der Preiselastizität der Angebotskurven in diesem Ausschreibungssegment ist nicht möglich, da nahezu alle Runden unterzeichnet waren. Dies kann am dargestellten Verhältnis von Gebots- zu Ausschreibungsvolumen für die verschiedenen Runden abgelesen werden.

Abbildung 3.1.3-15. Entwicklung der inversen Preiselastizität im Verlauf der Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land (unterzeichnete Ausschreibungsrunden ohne Wert für Preiselastizität)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Im Hinblick auf die Vielzahl von **unterzeichneten Ausschreibungsrunden** lässt sich festhalten, dass im Betrachtungszeitraum bis Mai 2023 kein Wettbewerb zwischen den Anbie-

tern bestand und die Zuschlagswahrscheinlichkeit damit 100 % betrug– bei Einhaltung formaler Kriterien bei der Angebotsabgabe¹⁵. Anbieter haben demnach bei Kenntniss des Marktumfeldes und Wettbewerbniveaus einen Anreiz Gebote nahe Nahe des zulässigen Höchstpreises abzugeben.

Die Angebotskurven verlaufen in unterzeichneten Ausschreibungsrunden damit im Allgemeinen sehr flach, d. h. mit einer geringen inversen Preiselastizität. Eine geringfügige Variation des Ausschreibungsvolumens, die für Bieter absehbar weiterhin zu einer Unterzeichnung führt, hat keinen Einfluss auf das Ausschreibungsergebnis.

Die Einschränkung des Ausschreibungsvolumens zur Erhöhung des Wettbewerbsniveaus bei absehbarer oder realisierter Unterzeichnung wird als **endogene Mengensteuerung** (ex-ante oder ex-post) bezeichnet. Diese Art der Mengensteuerung wurde im EEG 2021 zunächst für die Ausschreibungssegmente Windenergie an Land und Biomasseanlagen eingeführt. Mit der 2023er Novelle des EEG wurde die endogene Mengensteuerung auf alle Ausschreibungssegmente ausgeweitet¹⁶. So hat die BNetzA die Möglichkeit für Windenergie an Land bei drohender Unterzeichnung eine Rationierung im Vorfeld der Ausschreibung vorzunehmen. Dieser Mechanismus wird im Detail in Frage 3.6, Abschnitt 3.3.6, diskutiert.

3.1.3.4 Windenergie auf See

Eine analoge Untersuchung der Auswirkung des Ausschreibungsvolumens auf die Ausschreibungsergebnisse, wie für die restlichen Fördersegmente, war im Bereich der Windenergie auf See aufgrund fehlender Daten nicht möglich. Da im Ausschreibungssegment Windenergie auf See jedoch in allen Ausschreibungsrunden Null-Cent-Gebote bezuschlagt wurden, kann abgeleitet werden, dass die Preiselastizität des Angebots hier Null beträgt – eine Erhöhung oder Verringerung des Ausschreibungsvolumens hätte keine Änderung der Ergebnisse bewirkt¹⁷.

3.1.3.5 Biomasseanlagen

Der Einfluss des Ausschreibungsvolumens auf die Ausschreibungsergebnisse wird anhand einer **beispielhaften Ausschreibungsrunde** dieses Ausschreibungssegments ausgewertet (01.04.2023). Diese Runde wird gewählt, da sie die Einzige aus insgesamt neun Ausschreibungsrunden im betrachteten Zeitraum 2019 bis 2023 ist, die überzeichnet war. Damit können für diese Runde auch nur in begrenztem Maße anhand der Angebotskurve Rückschlüsse auf den Einfluss des Ausschreibungsvolumens gezogen werden.

Im Segment der Biomasseanlagen gelten unterschiedliche Zuschlagsverfahren für unterschiedliche Gebotsvolumina (pay-as-cleared für Anlagen bis 150 kW, pay-as-bid für größere

¹⁵ Als Folge energiepolitischer Maßnahmen ist die Angebotsmenge in 2023 gegenüber den Vorjahren deutlich angestiegen. Die Genehmigungszahlen aus 2023 unterstützen den Trend eines steigenden Angebots. Bei Anhalten dieses Trends und voraussichtlich spätestens mit einer deutlichen Zunahme der Ausweisung von Windenergiegebieten zur Erfüllung der im WindBG verankerten Flächenbeitragswerte für 2027 sind Überzeichnungen in den Ausschreibungen für Windenergie an Land zu erwarten. Die jüngsten Ausschreibungsergebnisse liegen jedoch außerhalb des betrachteten Zeitraumes des Zwischenberichts und wurden daher in der Analyse nicht berücksichtigt.

¹⁶ Die endogene Mengensteuerung ist im EEG 2023 nach Ausschreibungssegmenten geregelt: Windenergie an Land § 28 (6), Solar-Freiflächenanlagen – § 28a (6), Solar-Aufdachanlagen § 28b (6), Biomasseanlagen – § 39d, Biomethananlagen – § 28d (6), Innovationsausschreibungen § 28e (6)

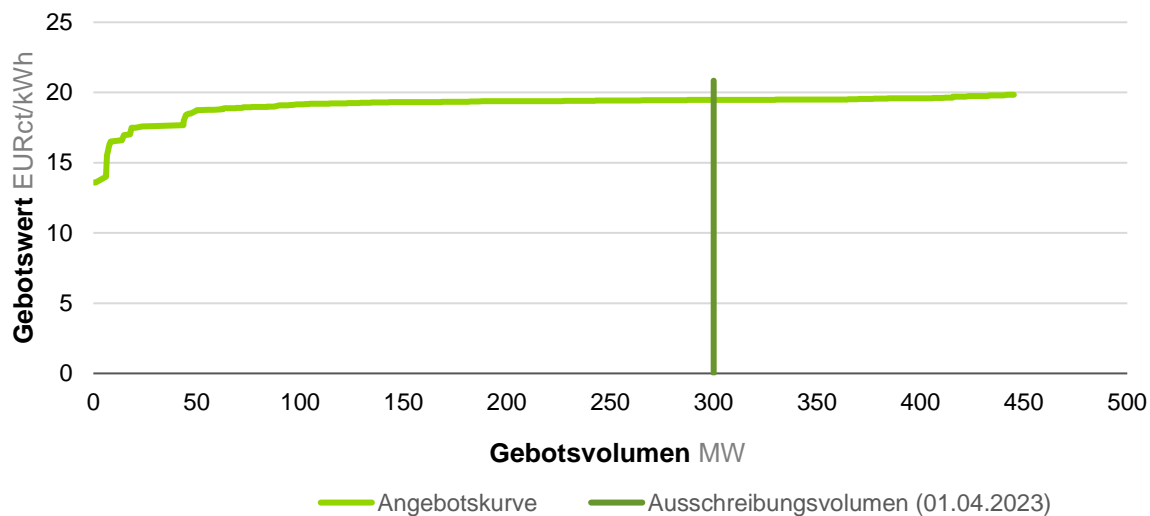
¹⁷ Eine Ausnahme bildet das dynamische Gebotsverfahren für nicht-zentral-voruntersuchte Flächen ab 2023. Hierbei könnte eine Erhöhung des Ausschreibungsvolumens zu einer Erhöhung des Zuschlagswerts führen.

Anlagen). In der betrachteten Ausschreibungsrunde lagen lediglich 3 von mehr als 200 Geboten unterhalb der Schwelle (1,3 %). Das abweichende Zuschlagsverfahren für Gebote mit kleinem Volumen wurde daher vernachlässigt und alle Gebote unter pay-as-bid-Zuschlagsverfahren ausgewertet. Aufgrund des sehr geringen Anteils der Anlagen unterhalb der Schwelle für pay-as-cleared ist die dadurch entstehende Abweichung vernachlässigbar. In vergangenen, deutlich unterzeichneten Ausschreibungsrunden lag dieser Anteil jedoch teils deutlich höher bei über 10 %.

Anhand der Gebotskurve dieser Ausschreibungsrunde können beispielhaft Charakteristika aufgezeigt werden, die die Wirkung des Ausschreibungsvolumens auf das Ausschreibungsergebnis beeinflussen. Diese sind der Gradient der Kurve im Schnittpunkt mit dem Ausschreibungsvolumen sowie auftretende Sprünge und Änderungen des Gradienten. Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die Angebotskurve (Abbildung 3.1.3-16), die durchschnittlichen Förderkosten (Abbildung 3.1.3-17) sowie die jährlichen Gesamtkosten (Abbildung 3.1.3-18) bei hypothetischer Variation des Ausschreibungsvolumens. Im Folgenden sind die Ergebnisse der Analyse dargestellt:

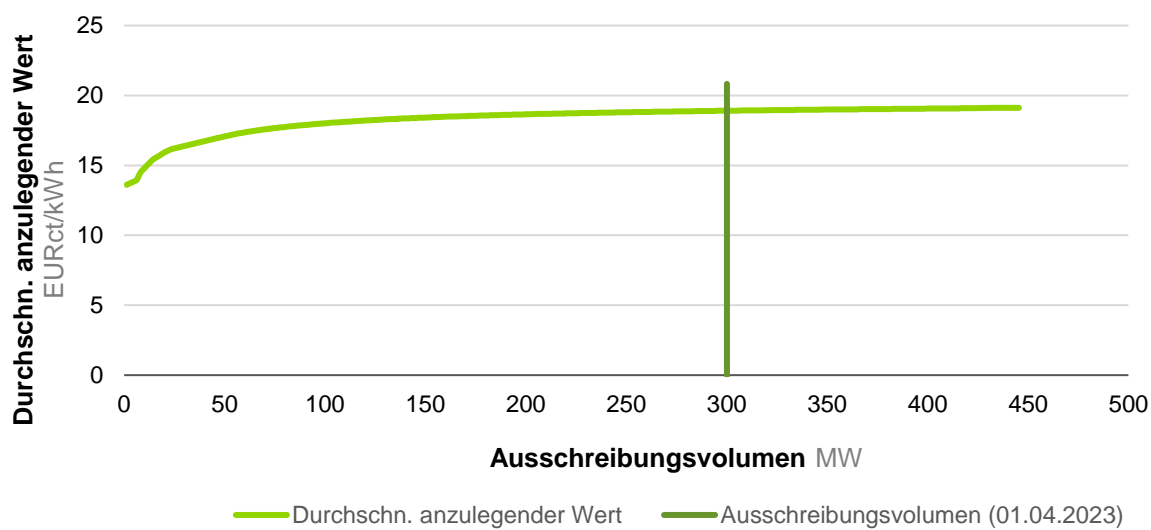
- Die **Angebotskurve** zeigt oberhalb von rund 100 MW Gebotsvolumen einen geradlinigen, flachen Verlauf ohne Sprünge oder Änderungen der Steigung. Lediglich am unteren Ende der Angebotskurve, unterhalb von 100 MW Gebotsvolumen, sind signifikante Sprünge in der Angebotskurve sichtbar.
- Die Ausschreibung ist deutlich überzeichnet. Das Ausschreibungsvolumen (Nachfragekurve) schneidet die Angebotskurve bei zwei Dritteln des gesamten Gebotsvolumens. Im Bereich des Schnittpunktes von Ausschreibungsvolumen und Angebotskurve verläuft die Kurve sehr flach. Auch im Bereich oberhalb und unterhalb des Schnittpunktes sind keine Änderungen im Kurvenverlauf erkennbar.
- Die starke Spreizung der Gebotswerte im unteren Bereich der Angebotskurve prägt auch den **Kurvenverlauf der durchschnittlichen anzulegenden Werte** bei hypothetischer Änderung des Ausschreibungsvolumens. Die durchschnittlichen Werte steigen im unteren Drittel des Kurvenverlaufs bis zu einem Gebotsvolumen von 150 MW noch deutlich an. Darüber hinaus flacht die Kurve ab und verläuft nahezu waagrecht.
- Die **Kurve der jährlichen Kosten entsprechend anzulegenden Werten** bei hypothetischer Änderung des Ausschreibungsvolumens zeigt damit auch einen nahezu proportionalen Verlauf. Insbesondere im Bereich des Schnittpunktes mit dem Ausschreibungsvolumen ist der Verlauf der Kurve nahezu parallel mit der linearen Regressionskurve.

Abbildung 3.1.3-16. Angebotskurve und Ausschreibungsvolumen für Biomasseanlagen (01.04.2023)



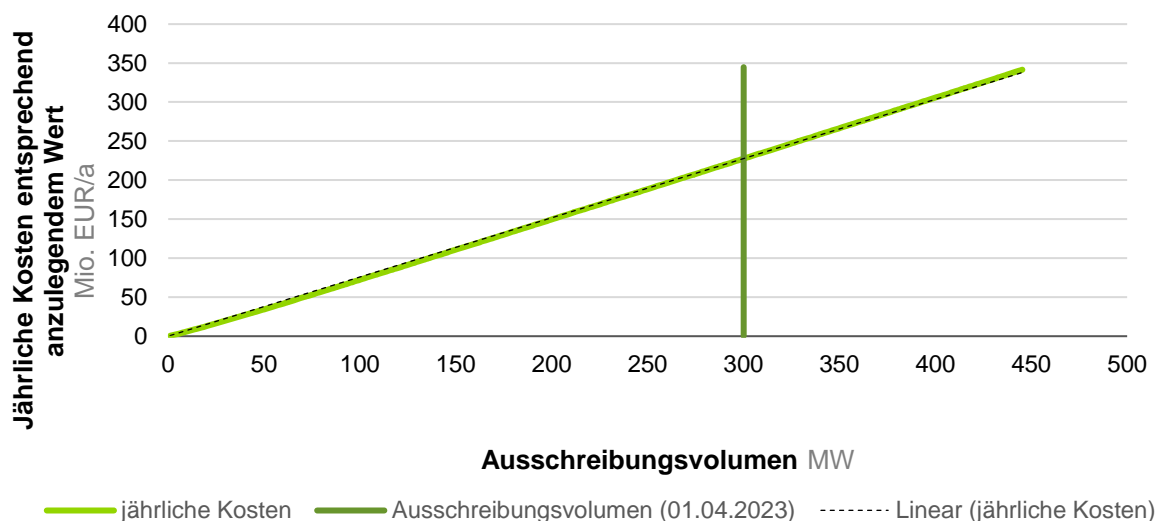
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Abbildung 3.1.3-17. Durchschnittlicher anzulegender Wert bei hypothetischer Änderung des Ausschreibungsvolumens für Biomasseanlagen (01.04.2023)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Abbildung 3.1.3-18. Jährliche Kosten entsprechend anzulegendem Wert bei hypothetischer Änderung des Ausschreibungsvolumens für Biomasseanlagen (01.04.2023)



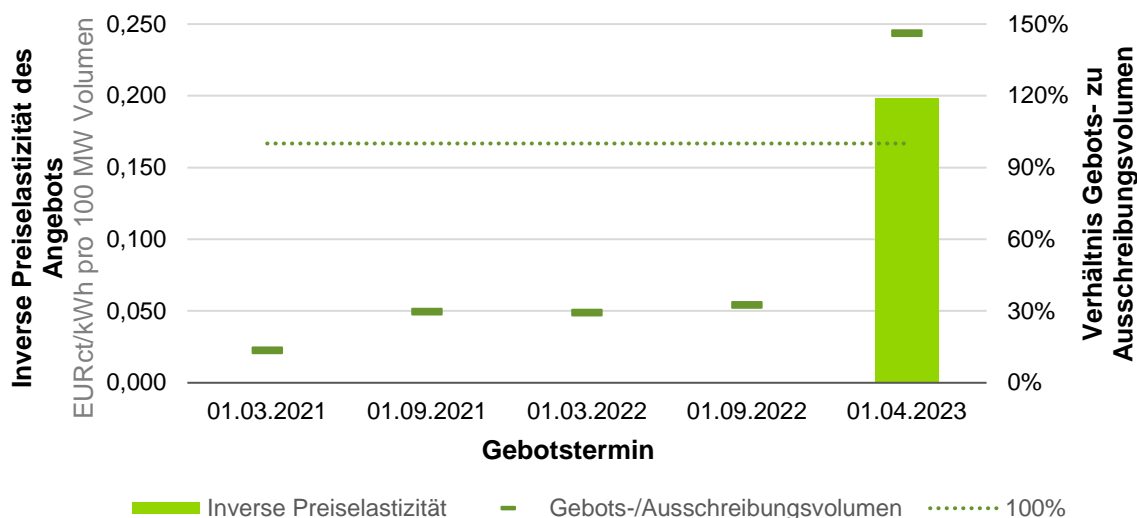
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Die nachfolgende Abbildung 3.1.3-19 gibt einen Überblick über die verschiedenen Ausschreibungsrunden des Segments hinweg. Dargestellt sind die **Entwicklung der inversen Preiselastizität über die Ausschreibungsrunden** sowie das Verhältnis von Gebots- zu Ausschreibungsvolumen. Folgende Entwicklung ist erkennbar:

- Lediglich eine der fünf betrachteten Ausschreibungsrunden im Zeitraum 2021 bis 2023 war überzeichnet¹⁸. Damit kann auch nur für diese Runde anhand der Angebotskurve Rückschluss auf den Einfluss des Ausschreibungsvolumens gezogen werden. Eine Aussage über die zeitliche Entwicklung der Preiselastizität der Angebotskurven in diesem Ausschreibungssegment ist nicht möglich.

¹⁸ In der Ausschreibungsrunde im Oktober 2023, welche außerhalb des Betrachtungszeitraums liegt, zeigte sich eine deutliche Ausweitung des Gebotsvolumens, welches zu einer mehrfach überzeichneten Gebotsrunde führte. Dies ist vor allem auf die deutlich erhöhte Anzahl von Geboten von Bestandsanlagen zurückzuführen, welche auch in den nächsten Gebotsrunden erwartet werden. Siehe hierzu auch Abschnitt 3.3.8. Diese Ausschreibungsrunden befinden sich außerhalb des Untersuchungszeitraumes und wurden daher hier nicht diskutiert.

Abbildung 3.1.3-19. Entwicklung der inversen Preiselastizität im Verlauf der Ausschreibungsrunden für Biomasseanlagen (unterzeichnete Ausschreibungsrunden ohne Wert für Preiselastizität)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Diese Ergebnisse lassen sich wie folgt interpretieren

- Das Wettbewerbsniveau im Segment Biomasse im war bis Ende 2022 gering, was sich an der Vielzahl unterzeichneter Runden ablesen lässt. Es ist daher wahrscheinlich, dass auch in der dargestellten überzeichneten Ausschreibungsrunde eine verzerrte Angebotskurve vorliegt. Das heißt, dass Gebote nahe am maximalen Gebotswert abgegeben wurden und Bieter sich nicht zwingend an ihrer Kostenstruktur und Erlöserwartungen orientiert haben. Hierfür spricht der nahezu waagerechte Verlauf über einen weiten Bereich der Angebotskurve, mit Ausnahme des unteren Kurvenbereichs¹⁹.
- Bei der Interpretation der Gebotskurven ist zu beachten, dass in den Biomasseauschreibungen drei Kategorien von Bietern teilnehmen. Neuanlagen mit einem für sie geltenden Höchstwert, Bestandsanlagen größer 150 kW mit einem Höchstwert, der oberhalb des Wertes für Neuanlagen gilt, sowie Bestandsanlagen bis 150 kW, welche den letzten noch bezuschlagten Gebotswert der großen Bestandsanlagen erhalten. In der dargestellten Ausschreibungsrunde vom 01.04.2023 stammte nur 10 % der bezuschlagten Menge von Neuanlagen.
- Die Ausschreibungsmenge hat sich im Zeitverlauf fast verdoppelt. In den Jahren 2019 und 2020 wurden im Mittel etwa 150 MW je Ausschreibungsrunde ausgeschrieben, seitdem bewegt sich das Ausschreibungsvolumen bei (knapp) 300 MW je Ausschreibung.
- Die Angebotsmenge hat sich zwar ebenfalls erhöht, konnte mit der Erhöhung der Angebotsmenge jedoch nicht Schritt halten. Erst in der Ausschreibung im April 2023 ist eine Überzeichnung der Ausschreibung aufgetreten, welche damit begründet werden

¹⁹ Die beiden Ausschreibungsrunden 2023 zeigen einen deutlichen Anstieg des Gebotsvolumens sowie Überzeichnungen womit sich auch die Einschätzung der Bieter zum Wettbewerbsniveau ändert. Entsprechend hat sich in jüngsten Ausschreibungsrunden gegenüber dem Untersuchungszeitraum bis April 2023 vermutlich auch das Gebotsverhalten der Bieter verändert. Siehe hierzu auch Abschnitt 3.3.8.

kann, dass vermehrt Bestandsanlagen das Ende des Förderzeitraums erreichen und somit für eine Anschlussförderung an der der Ausschreibung teilnehmen können.

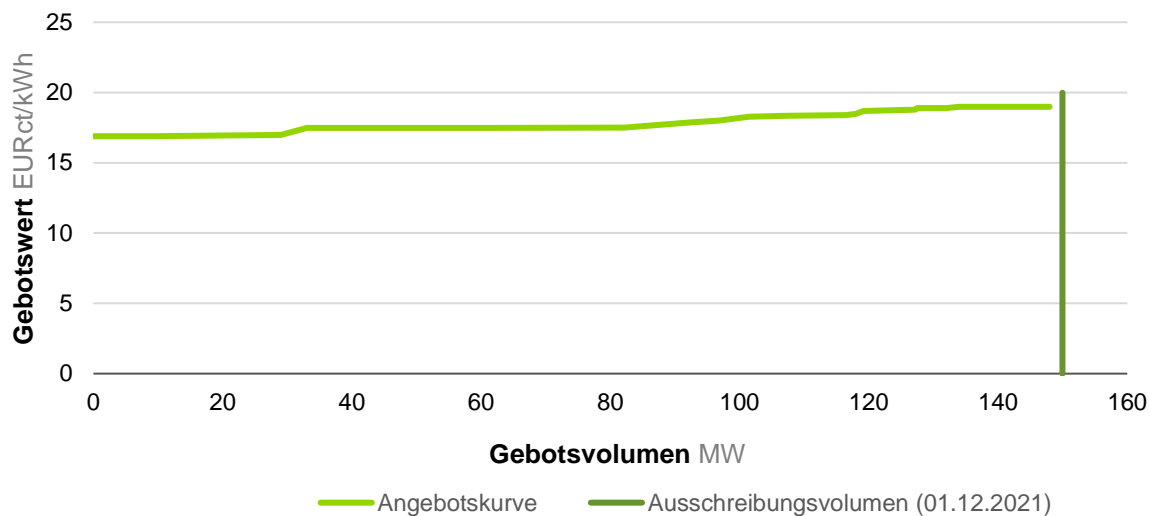
3.1.3.6 Biomethananlagen

Für das Segment der Biomethananlagen liegen lediglich Daten über drei Ausschreibungsrunden vor. Alle Runden waren unterzeichnet, eine sogar komplett ohne Gebote, womit die Aussagekraft der Angebotskurven begrenzt ist. Es können somit aus den Auktionsergebnissen nur sehr eingeschränkt Rückschlüsse auf den Einfluss des Ausschreibungsvolumens auf die Ausschreibungsergebnisse gezogen werden.

Dargestellt sind im Folgenden die Ergebnisse einer beispielhaften **Ausschreibungsrunde** vom 01.12.2021. Da keine überzeichneten Ausschreibungsrunden vorliegen, wird die Runde mit der geringsten Unterzeichnung gewählt. Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die Angebotskurve (Abbildung 3.1.3-20), den durchschnittlichen anzulegenden Wert (Abbildung 3.1.3-21) sowie die jährlichen Kosten entsprechend anzulegendem Wert bei hypothetischer Variation des Ausschreibungsvolumens (Abbildung 3.1.3-22). Im Folgenden sind die Ergebnisse der Analyse dargestellt:

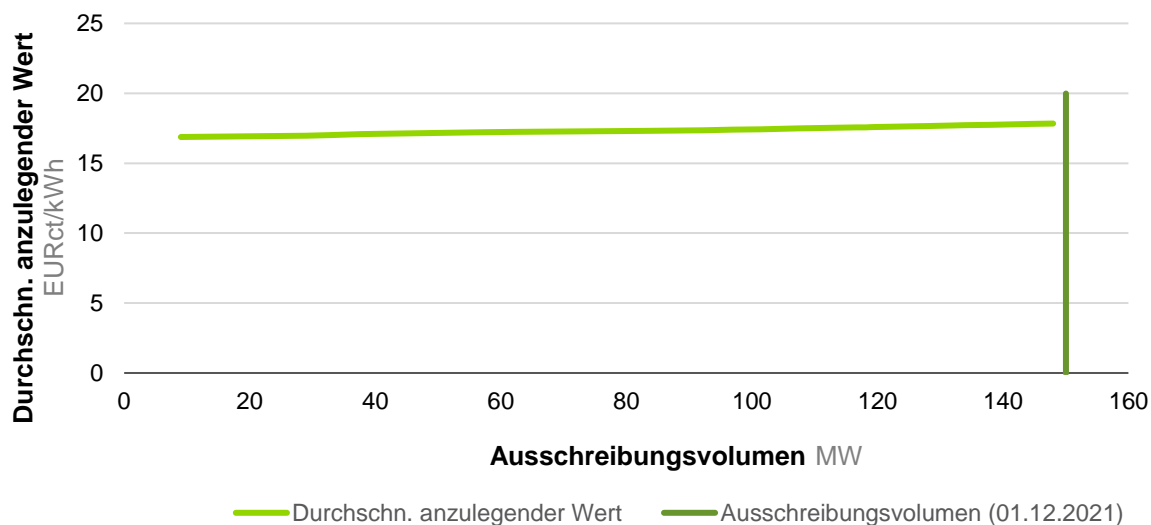
- Die **Angebotskurve** zeigt einen flachen Verlauf über den gesamten Kurvenverlauf hinweg; im unteren Teil der Kurve nahezu waagrecht; im oberen Drittel mit geringfügiger Steigung. Alle Gebote bewegen sich in einem engen Preiskorridor. Einen starken Anstieg im untersten Bereich der Kurve, der in anderen Ausschreibungssegmenten wie bspw. den Biomassenanlagen zu verzeichnen ist, zeigt sich in dieser Angebotskurve nicht.
- Die Ausschreibung ist geringfügig unterzeichnet. Das Ausschreibungsvolumen (Nachfragekurve) liegt knapp über dem Gebotsvolumen.
- Der Verlauf der **Kurve des durchschnittlichen anzulegenden Werts** ist über den gesamten Kurvenverlauf flach mit geringem Anstieg.
- Gleichfalls verläuft die **Kurve der jährlichen Kosten entsprechend anzulegendem Wert** nahezu linear und damit parallel zur linearen Regressionskurve.

Abbildung 3.1.3-20. Angebotskurve und Ausschreibungsvolumen für Biomethananlagen (01.12.2021)



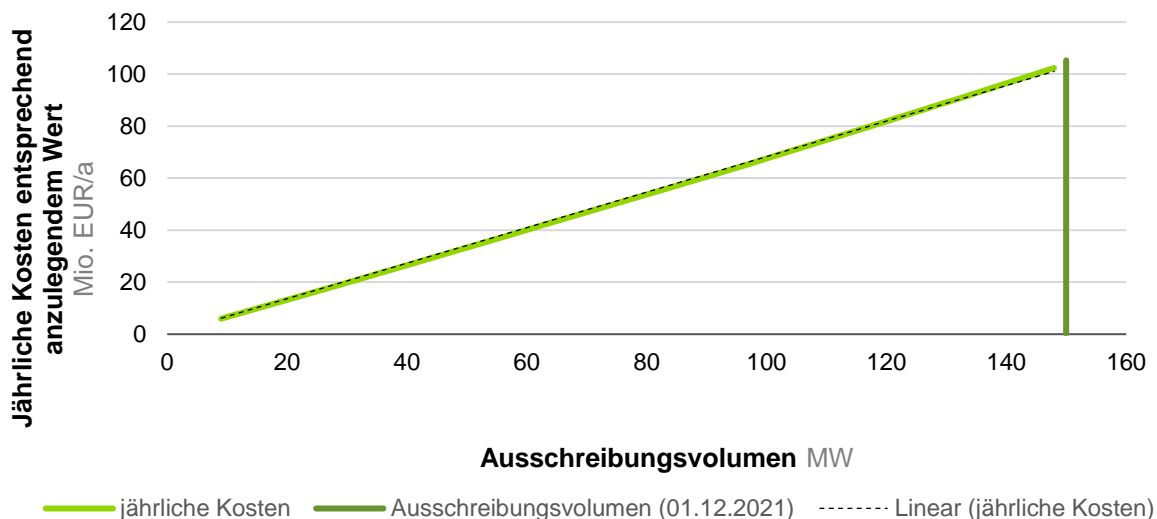
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Abbildung 3.1.3-21. Durchschnittlicher anzulegender Wert bei hypothetischer Änderung des Ausschreibungsvolumens für Biomethananlagen (01.12.2021)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

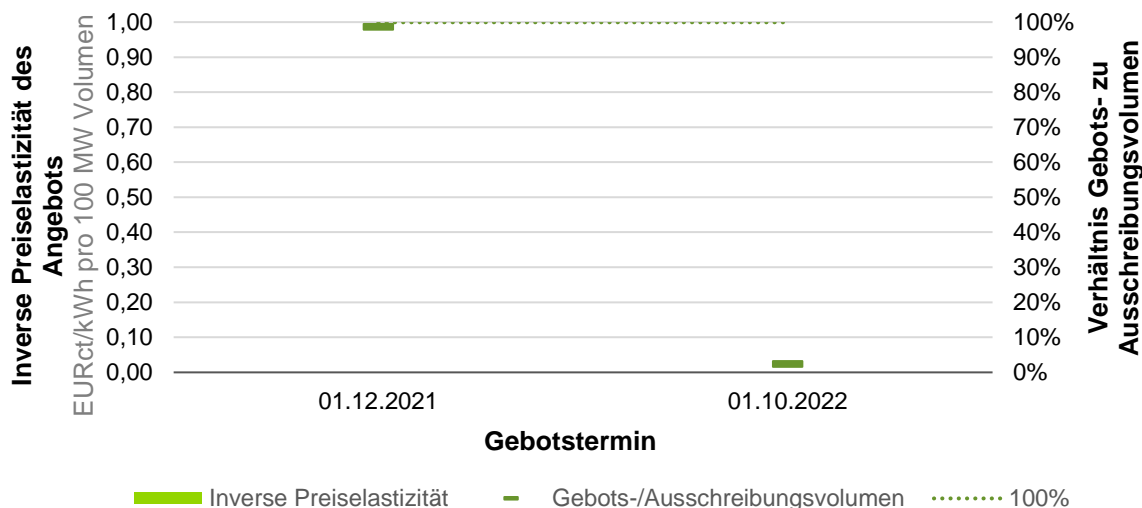
Abbildung 3.1.3-22. Jährliche Kosten entsprechend anzulegendem Wert bei hypothetischer Änderung des Ausschreibungsvolumens für Biomethananlagen (01.12.2021)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Ergänzend gibt die nachfolgende Abbildung 3.1.3-23 einen Überblick über die verschiedenen Ausschreibungsrunden des Segments. Dargestellt ist das **Verhältnis von Gebots- zu Ausschreibungsvolumen**. Da alle Runden unterzeichnet sind, ist auch keine Aussage über die zeitliche Entwicklung der Preiselastizität der Angebotskurven in diesem Ausschreibungssegment möglich.

Abbildung 3.1.3-23. Entwicklung der inversen Preiselastizität im Verlauf der Ausschreibungsrunden für Biomethananlagen (unterzeichnete Ausschreibungsrunden ohne Wert für Preiselastizität; Ausschreibungsrunde 01.04.2023 ohne Gebote, daher nicht dargestellt)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Diese Ergebnisse der Analysen lassen sich wie folgt interpretieren und einordnen:

- Bei der ausgewerteten Ausschreibungsrunde handelt es sich um die erstmalige Ausschreibung speziell für Biomethananlagen.
- Die ausgewertete Ausschreibung war leicht unterzeichnet. Die Angebotskurve lässt möglicherweise keine Rückschlüsse auf tatsächliche Kostenstruktur zu, da die Unterzeichnung durch die Bieter aufgrund der Historie der unterzeichneten Biomasseausschreibungen antizipierbar gewesen sein könnte war.
- Die Ausschreibung im Dezember 2021 stellte zum damaligen Zeitpunkt die voraussichtlich letzte Möglichkeit für Biomethananlagen außerhalb der Südregion die Möglichkeit zur Teilnahme in diesem Ausschreibungssegment dar²⁰. Tatsächlich werden erst seit 2023 nur noch Anlagen im Süden für die Biomethanausschreibung zugelassen.
- In der Ausschreibungsrunde des Jahres 2022 wurden lediglich 2 Gebote eingereicht und bezuschlagt und in 2023 wurden keinerlei Gebote eingereicht. Als Grund für die Unterzeichnungen in den Jahren 2022 und 2023 gilt die Nichtverfügbarkeit von Biomethan, da dieses bevorzugt im Kraftstoffsektor, der eine höhere Zahlungsbereitschaft aufweist, eingesetzt wird²¹.

3.1.3.7 Innovationsausschreibungen

Der Einfluss des Ausschreibungsvolumens auf die Ausschreibungsergebnisse wird anhand einer **beispielhaften Ausschreibungsrunde** dieses Ausschreibungssegments ausgewertet (01.04.2021). Dabei wird eine überzeichnete Ausschreibungsrunde gewählt. Anhand der Gebotskurve dieser Ausschreibungsrunde können beispielhaft Charakteristika abgelesen werden, welche die Wirkung des Ausschreibungsvolumens auf das Ausschreibungsergebnis beeinflussen. Dies sind der Gradient der Kurve im Schnittpunkt mit dem Ausschreibungsvolumen sowie auftretende Sprünge und Änderungen des Gradienten. Eine rundenübergreifende Darstellung und Diskussion aller Gebotskurven folgt im Endbericht. Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die Angebotskurve (Abbildung 3.1.3-24), die durchschnittlichen Förderkosten in Abhängigkeit vom Ausschreibungsvolumen (Abbildung 3.1.3-25) sowie die jährlichen Gesamtförderkosten in Abhängigkeit vom Ausschreibungsvolumen (Abbildung 3.1.3-26). Im Folgenden sind die Ergebnisse der Analyse dargestellt:

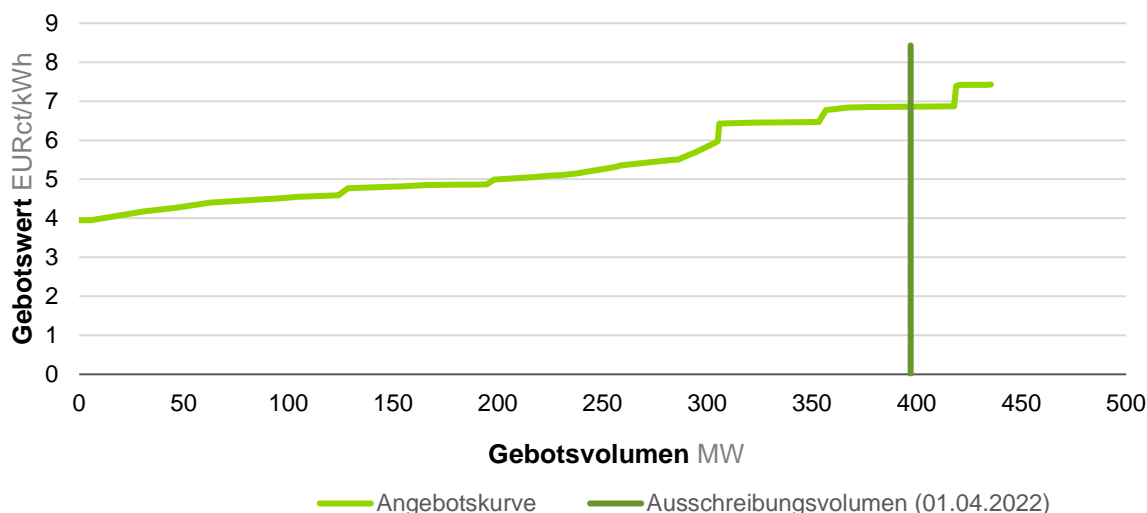
- Die **Angebotskurve** zeigt mehrere prägnante Sprünge im Kurvenverlauf. Zudem sind deutliche Änderungen der Steigung im Kurvenverlauf erkennbar. Vor allem im oberen Bereich der Kurve zeigt sich eine Treppenfunktion, mit mehreren Stufen auf unterschiedlichem Preisniveau und flachem Verlauf zwischen den „Treppenabsätzen“.
- Die Ausschreibung ist geringfügig überzeichnet. Das Ausschreibungsvolumen (Nachfragekurve) schneidet die Angebotskurve im oberen Zehntel der Kurve. Der Schnittpunkt liegt im Bereich der erwähnten Treppenfunktion. Eine geringfügige Änderung des Ausschreibungsvolumens von weniger als rund 20 MW (rund 5 % des Gebotsvolumens) würde also zu keiner Änderung des marginalen Zuschlagspreises führen. Erst bei Änderungen des Ausschreibungsvolumens darüber hinaus würde ein „Treppenabsatz“ erreicht, womit es würde es zu einer starken Änderung des marginalen Zuschlagspreises kommen würde.

²⁰ Siehe Erfahrungsbericht zum spartenspezifischen Vorhaben »Stromerzeugung aus Biomasse sowie Klär-, Deponie- und Grubengas« <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/erfahrungsbericht-biomkdq-230818.pdf?blob=publicationFile&v=2>

²¹ Siehe hierzu auch Darstellung in Abschnitt 3.3.8.2.

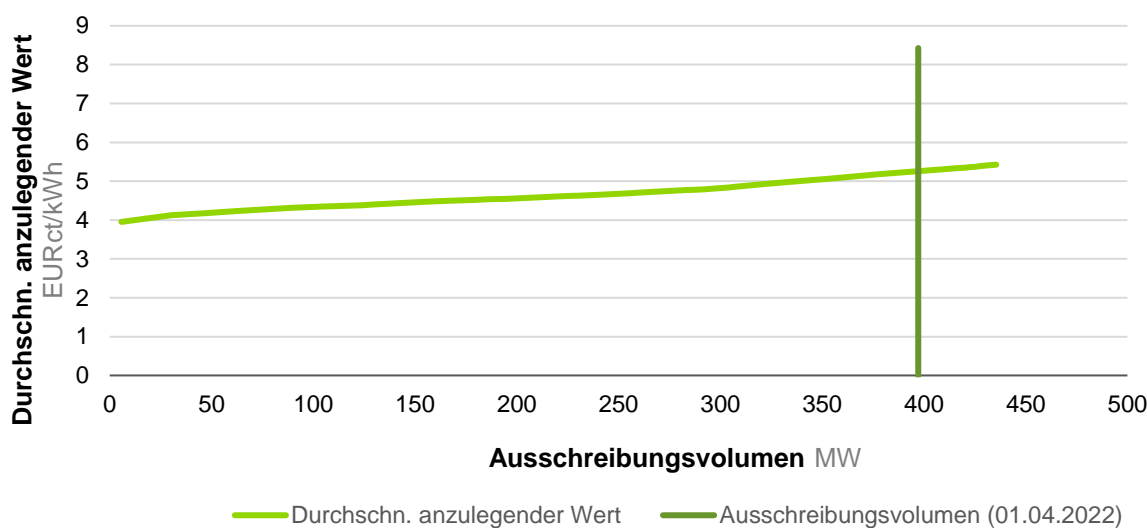
- Die Sprünge der Gebotskurve sind im **Kurvenverlauf des durchschnittlichen anzulegenden Werts** nicht zu erkennen. Die Kurve zeigt vielmehr einen gleichmäßigen flachen Anstieg. Im oberen Drittel fällt die Steigung der Kurve höher aus. In diesem Bereich führen Änderungen des Ausschreibungsvolumens zu stärkeren Änderungen der durchschnittlichen Förderkosten.
- Dies zeigt sich auch in der **Kurve der jährlichen Kosten entsprechend anzulegendem Wert**. Der Vergleich mit einer linearen Regressionsgerade zeigt, dass die Kurve überproportional verläuft, insbesondere im oberen Teil der Kurve.

Abbildung 3.1.3-24. Angebotskurve und Ausschreibungsvolumen einer Innovationsausschreibung (01.04.2022)



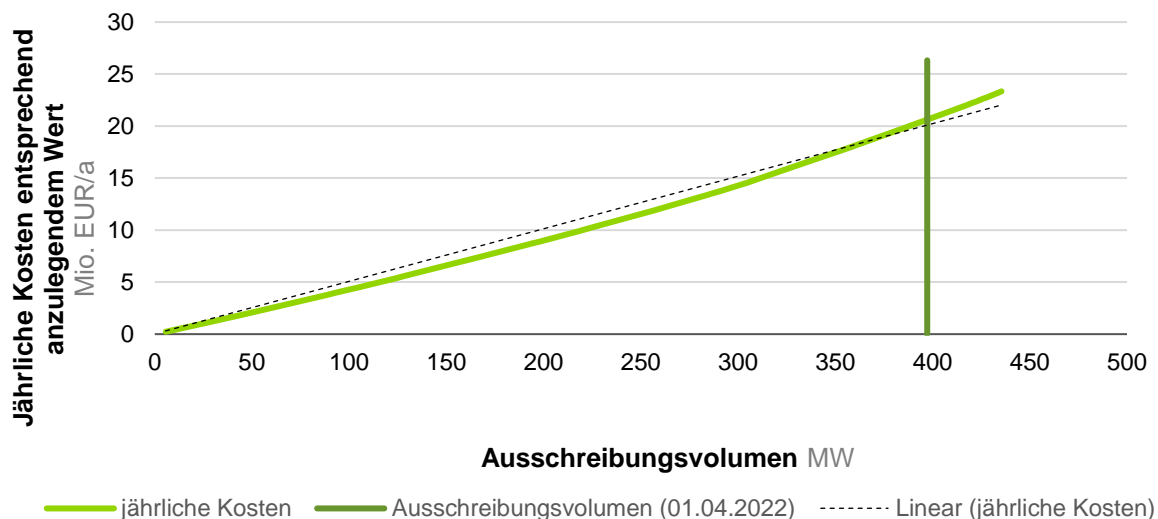
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Abbildung 3.1.3-25. Durchschnittlicher anzulegender Wert bei hypothetischer Änderung des Ausschreibungsvolumens für eine Innovationsausschreibung (01.04.2022)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Abbildung 3.1.3-26. Jährliche Kosten entsprechend anzulegendem Wert bei hypothetischer Änderung des Ausschreibungsvolumens für eine Innovationsausschreibung (01.04.2022)

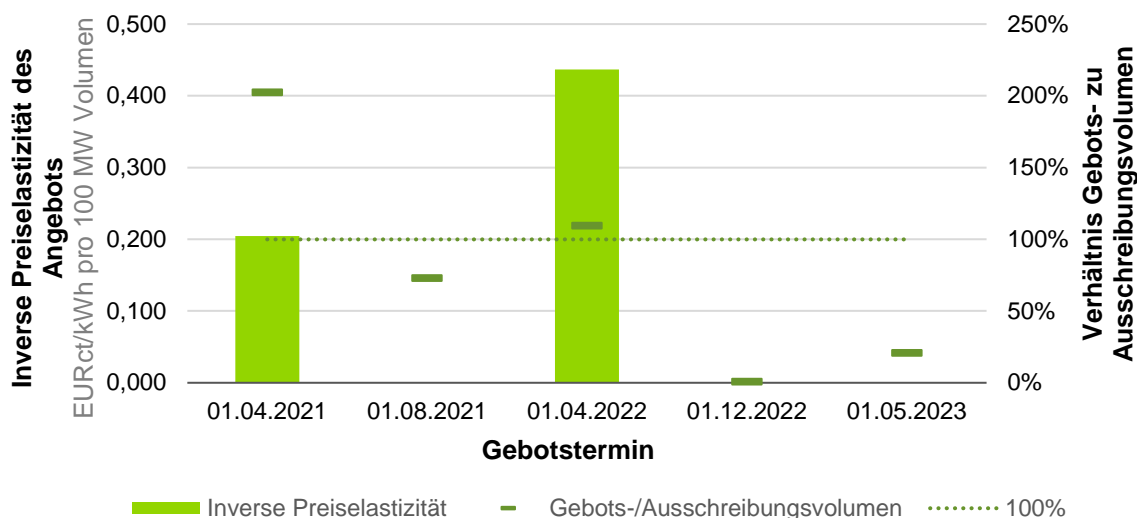


Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Die nachfolgende Abbildung 3.1.3-27 gibt einen Überblick über die verschiedenen Ausschreibungsrunden des Segments im betrachteten Zeitraum 2021 bis 2023. Dargestellt sind die **Entwicklung der inversen Preiselastizität über die Ausschreibungsrunden** sowie das Verhältnis von Gebots- zu Ausschreibungsvolumen. Folgende Entwicklung ist erkennbar:

- Nur zwei der fünf betrachteten Ausschreibungsrunden im Zeitraum 2021 bis 2023 war überzeichnet. Damit kann auch nur für diese Runden anhand der Angebotskurven eine Preiselastizität am Schnittpunkt mit dem Ausschreibungsvolumen ermittelt werden.
- Die wenigen zur Verfügung stehenden Werte für Preiselastizitäten in den Ausschreibungsrunden lassen keinen Rückschluss auf deren zeitliche Entwicklung zu. Ein Vergleich mit den ermittelten Preiselastizitäten aus den Solar-Ausschreibungssegmenten zeigt, dass Innovationsausschreibungen eine Preiselastizität ähnlich der von Solar-Aufdachanlagen aufweisen aber deutlich oberhalb der von Solar-Freiflächenanlagen liegen.

Abbildung 3.1.3-27. Entwicklung der inversen Preiselastizität im Verlauf der Ausschreibungsrunden für Innovationsausschreibungen (unterzeichnete Ausschreibungsrunden ohne Wert für Preiselastizität)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Die Ergebnisse lassen sich wie folgt einordnen und interpretieren:

- Da von den betrachteten Ausschreibungsrunden die Hälfte unterzeichnet war, ist die Aussagekraft der Analysen zum Zeitpunkt der Berichterstellung stark eingeschränkt.
- Die beispielhaft ausgewählte Gebotskurve einer leicht überzeichneten Ausschreibungsrunde zeigt oberhalb des bezuschlagten Volumens einestufenartige Steigerung der Zuschlagswerte. In diesem Fall ist mit höherem Volumen eine tendenziell höhere spezifische Förderung (€/MWh) zu erwarten.
- Aufgrund der derzeit begrenzten Aussagekraft erfolgt eine vertiefte Analyse im Endbericht.

3.1.3.8 Fazit

Die Analyse betrachtet den Einfluss einer exogenen Änderung des Ausschreibungsvolumens auf die Ausschreibungsergebnisse. Für die Analyse wurden die vorliegenden Angebotskurven genutzt, die das Gebotsverhalten der Bieter unter Berücksichtigung der tatsächlichen Ausschreibungsmengen widerspiegeln. Eine Änderung des Ausschreibungsvolumens würde sich gegebenenfalls auch in einem veränderten Gebotsverhalten der Bieter zeigen. Im Rahmen dieser Analyse musste auf Basis der vorhandenen Daten davon ausgegangen werden, dass das Gebotsverhalten der Bieter bei einer hypothetischen Änderung des Ausschreibungsvolumens unverändert bleibt. Diese Annahme ist nur für geringe Änderungen der Ausschreibungsmenge haltbar und scheint auch bei der im Rahmen der Analyse untersuchten Erhöhung/Verringerung des Ausschreibungsvolumens um 10 % fraglich. Insbesondere dann, wenn eine Erhöhung (Verringerung) des Ausschreibungsvolumens um 10 % einen Wechsel von Unter- zu Überzeichnung (oder anders herum) mit sich bringt.

Eine weitere Herausforderung für die Analyse stellte das geringe Wettbewerbsniveau in nahezu allen Ausschreibungsemengenteilen im betrachteten Zeitraum dar, mit der Ausnahme der Solar-Freiflächenanlagen. Dies resultierte in einer hohen Zahl an unterzeichneten Ausschrei-

bungsrounden. Einerseits ist bei absehbar unterzeichneter Ausschreibung davon auszugehen, dass die Form der Angebotskurve verzerrt ist. Andererseits konnte für unterzeichnete Runden keine Preiselastizität (als Steigung der Kurve der Durchschnittspreise im Schnittpunkt mit dem Ausschreibungsvolumen) ermittelt werden.

Eine aussagekräftige rundenübergreifende Auswertung der Preiselastizitäten konnte daher nur für das Segment Solar-Freifläche vorgenommen werden. Hier zeigte sich eine deutliche Entwicklung im Laufe der Zeit hin zu wesentlich flacher verlaufenden Angebotskurven. Das heißt, dass der Einfluss des Ausschreibungsvolumens auf die Ausschreibungsergebnisse abgenommen hat. Eine Verringerung des Ausschreibungsvolumens hat in diesem von hohem Wettbewerb und hoher Marktreife geprägten Segment damit keine bis sehr geringe preisdämpfende Wirkung.

Für die Analyse der anderen Ausschreibungssegmente wurden exemplarisch einzelne überzeichnete Ausschreibungsrounden herangezogen. Anhand dieser lässt sich ablesen, dass der Einfluss des Ausschreibungsvolumens auf die Durchschnittspreise stark zwischen den Segmenten variiert. Unter den näher betrachteten Ausschreibungsrounden weisen die Segmenten Windenergie an Land und Solar-Freifläche die geringsten Elastizitäten (flach verlaufende Kurven) auf. Diese Segmente weisen zugleich die höchsten Ausschreibungsvolumina auf. Eine Größenordnung höher liegen die Elastizitäten hingegen bei Biomasse- und Innovationsausschreibungen sowie bei Solar-Aufdachanlagen. In diesen Segmenten kann eine Variation des Ausschreibungsvolumens – unter der zuvor benannten Annahme unveränderten Gebotsverhaltens – deutlichen Einfluss auf die erzielten Durchschnittspreise und Gesamtkosten nehmen.

Für den Endbericht wird eine rundenübergreifende Darstellung und Diskussion aller Gebotskurven angestrebt, um die Generalisierbarkeit der anhand exemplarischer Gebotskurven erzielten Erkenntnisse zu überprüfen. Für eine Analyse der Auswirkungen von Anpassungen der Ausschreibungsmenge bei unterzeichneten Ausschreibungen sei zudem auf Frage 3.6 zur endogenen Mengensteuerung verwiesen.

3.1.4 Zubau: Gegenüberstellung mit den Zielen des EEG und NECP

Frage 1.4

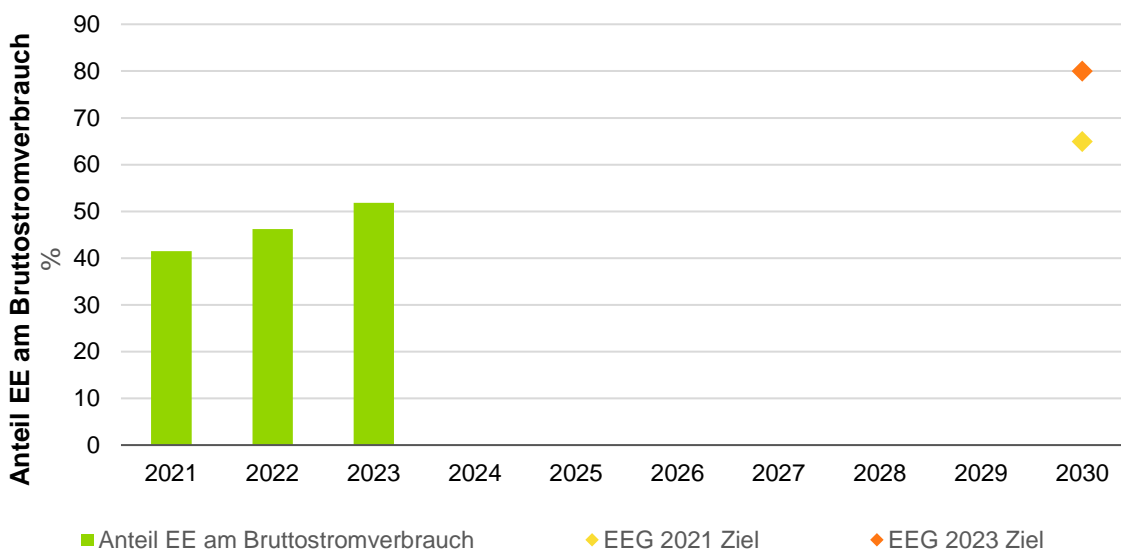
- War der geförderte Zubau von Erneuerbaren Energien ausreichend, dass Deutschland seinen jährlichen Ausbaupfad und Strommengenpfad aus dem EEG 2021 und den Zielen des NECP erreicht?

Die nationalen Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien sind als Strommengen- und Leistungsziele im EEG verankert. Mit dem EEG 2023 wurden die Ziele für einen ambitionierteren, beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien deutlich erhöht. Der NECP 2020 bildet noch die Ziele des EEG 2021 ab bzw. antizipiert diese. Der neu vorgelegte Entwurf für den NECP-U verweist auf die Ziele des EEG 2023. Das EEG und WindSeeG werden im Abschnitt zu den zentralen Strategien und Maßnahmen entlang der Dimensionen der Energieunion als Kerngesetze im Bereich der Maßnahmen zur Dekarbonisierung bzw. dem Ausbau erneuerbarer Energien aufgeführt.

Im Folgenden werden die Ziele des EEG 2021 und EEG 2023 der bisher installierten Leistung erneuerbarer Energien sowie den eingespeisten Strommengen gegenübergestellt.

Die folgende Abbildung zeigt den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch. Mit dem EEG 2023 wurde das Ziel verankert, den Anteil bis 2030 auf 80 % zu erhöhen. Mit dem EEG 2021 wurde noch das Ziel verfolgt, den Anteil auf 65 % bis 2030 zu steigern. Der Anteil der erneuerbaren Energien lag 2023 bei 51,8 %, 2022 bei 46,2 %. 2021 betrug der Anteil 41,5 %.

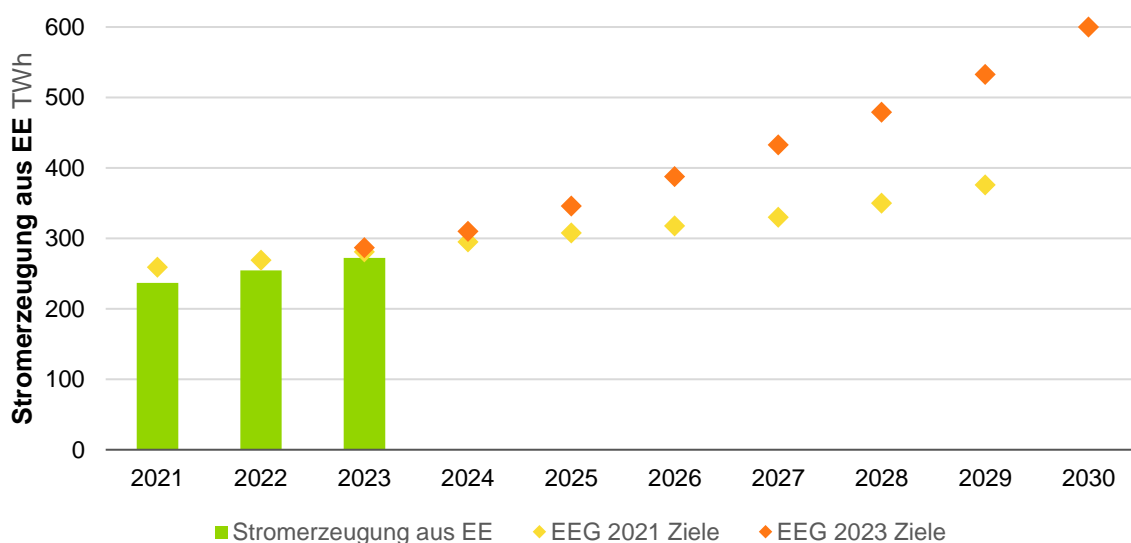
Abbildung 3.1.4-1. Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch



Quelle: Daten der AGEE Stat, Stand Februar 2024

Neben der Erhöhung des Ziels des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch wurden mit dem EEG 2023 auch die Annahmen zum Bruttostromverbrauch unter Berücksichtigung der zunehmenden Elektrifizierung der Sektoren Verkehr, Wärme und Industrie deutlich nach oben korrigiert. Dementsprechend wurde der Strommengenpfad der erneuerbaren Energien ebenfalls deutlich angehoben und soll bis 2030 um mehr als das Doppelte gegenüber 2022 steigen. Abbildung 3.1.4-2 vergleicht die aktuelle Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit den Strommengenpfaden des EEG 2021 und EEG 2023. In 2022 lag die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bei 255 TWh und in 2023 bei 272 TWh. Dies entspricht einer Steigerung um 7 %.

Abbildung 3.1.4-2. Gegenüberstellung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit dem Strommengenpfad des EEG

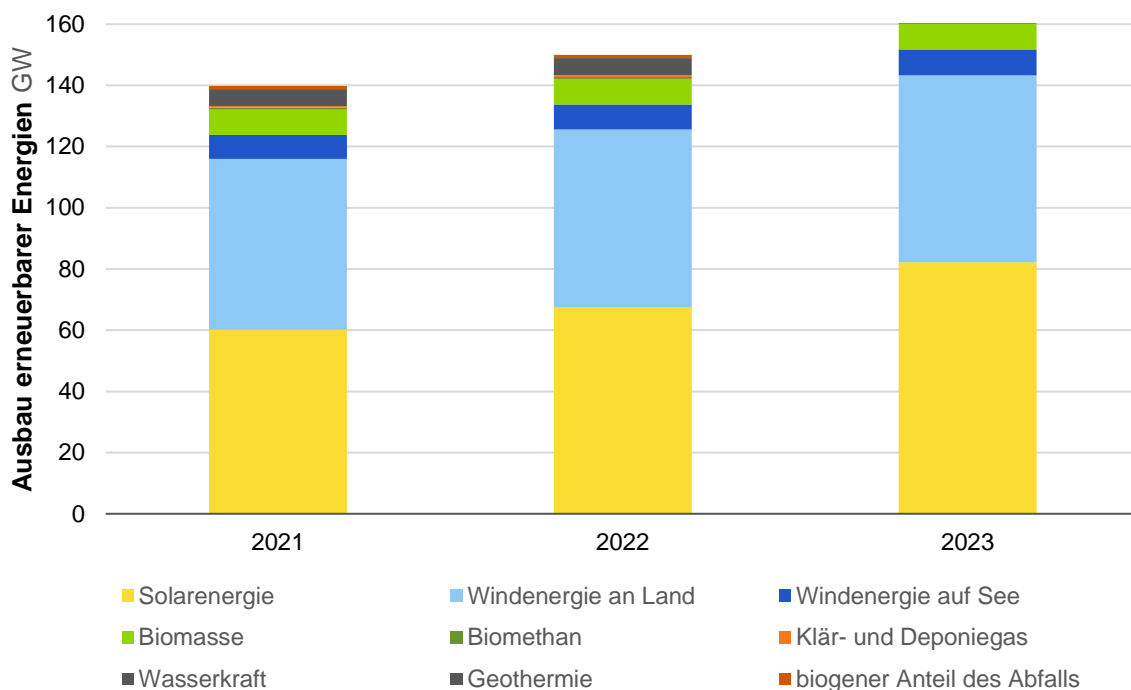


Quelle: Daten der AGEE Stat, Stand Februar 2024

Das EEG enthält kurz- und langfristige Leistungsziele für die Solarenergie und Windenergie an Land sowie ein Leistungsziel für 2030 für Biomasse. Für die Leistungsziele der Windenergie auf See wird auf die mittel- und langfristigen Leistungsziele im WindSeeG verwiesen. Die Leistungsziele werden im Folgenden der Entwicklung der installierten Leistung seit 2021 gegenübergestellt.

Die nachstehende Abbildung zeigt die installierte Leistung aller Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland. Die installierte Leistung dieser Anlagen stieg von 139,8 GW in 2021 um 7,2 % auf 149,9 GW in 2022 und um weitere 12 % auf 167,9 GW in 2023. Die größten Anteile an der installierten Leistung erneuerbarer Energien haben die Solarenergie und die Windenergie an Land gefolgt von der Biomasse, der Windenergie auf See und der Wasserkraft. Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomethan, Klär- und Deponiegas, Geothermie und dem biogenen Anteil des Abfalls erreichen zusammen eine Leistung von 2,2 GW (2023).

Abbildung 3.1.4-3. Entwicklung des Ausbaus der erneuerbaren Energien

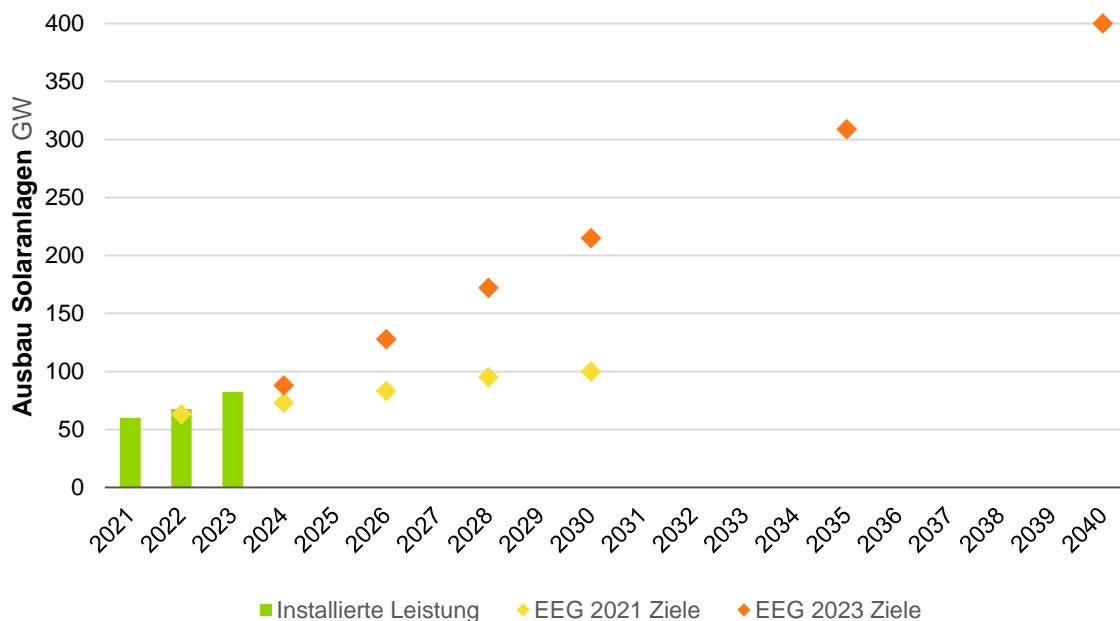


Quelle: Daten der AGEE Stat, Stand Februar 2024

Die installierte Leistung der Solarenergie betrug Ende 2023 82,2 GW und stieg mit 14,6 GW Zubau in 2023 gegenüber 2022 um über 21 % an (s. Abbildung 3.1.4-4). Das Leistungsziel Ende 2024 beträgt 88 GW. Das alte Leistungsziel des EEG 2021 in Höhe von 73 GW Ende 2024 wurde somit mit den Maßnahmen des EEG 2023 bereits 2023 übertroffen. Zur Erreichung des neuen Leistungsziels 2024 ist hingegen ein weiterer Nettozubau von 6 GW in 2024 notwendig.

Mit dem EEG 2023 wurde das Leistungsziel der Solarenergie für 2030 von 100 GW auf 215 GW angehoben. Hierzu ist ein Nettozubau von über 20 GW jährlich ab 2025 erforderlich. Zur Erreichung des langfristigen Ziels von 400 GW in 2040 ist weiterhin nach 2030 ein Nettozubau von knapp 20 GW pro Jahr erforderlich.

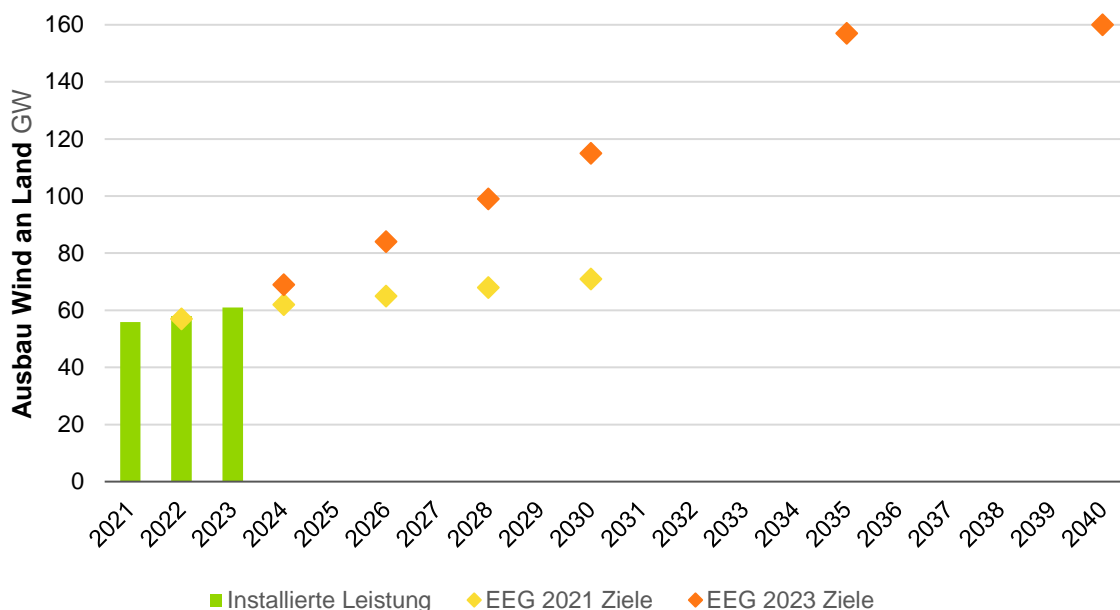
Abbildung 3.1.4-4. Gegenüberstellung des Ausbaus der Solarenergie mit den Zielen des EEG



Quelle: Daten der AGEE Stat, Stand Februar 2024

Auch die Leistungsziele der Windenergie an Land wurden mit dem EEG 2023 deutlich angehoben. 2030 soll die installierte Leistung 115 GW betragen, 2035 bereits 157 GW und ab 2040 das langfristige Level von 160 GW erreichen. 2023 waren Windenergieanlagen an Land mit einer Leistung von 61 GW installiert. Der Nettozubau betrug damit 2023 3 GW. Zur Erreichung des neuen Leistungsziels 2024 ist ein Nettozubau 2024 von 7 GW notwendig. Anschließend beträgt der notwendige Nettozubau bis 2030 mehr als 7 GW pro Jahr und darüber hinaus bis 2035 mehr als 8 GW pro Jahr.

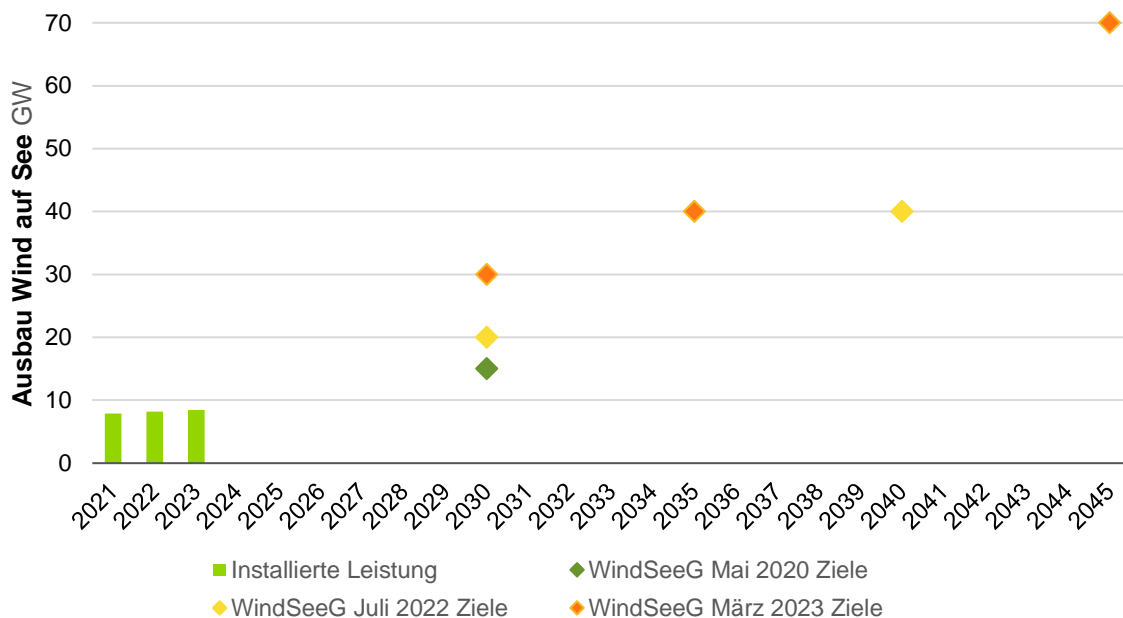
Abbildung 3.1.4-5. Gegenüberstellung des Ausbaus der Windenergie an Land mit den Zielen des EEG



Quelle: Daten der AGEE Stat, Stand Februar 2024

Mit dem WindSeeG 2023 wurde das Leistungsziel für die Windenergie auf See 2030 von 20 GW auf 30 GW erhöht. Das Leistungsziel von 40 GW wurde zudem von 2040 auf 2035 vorgezogen und ein langfristiges Leistungsziel von 70 GW für 2045 festgelegt. 2023 betrug die installierte Leistung 8,5 GW.

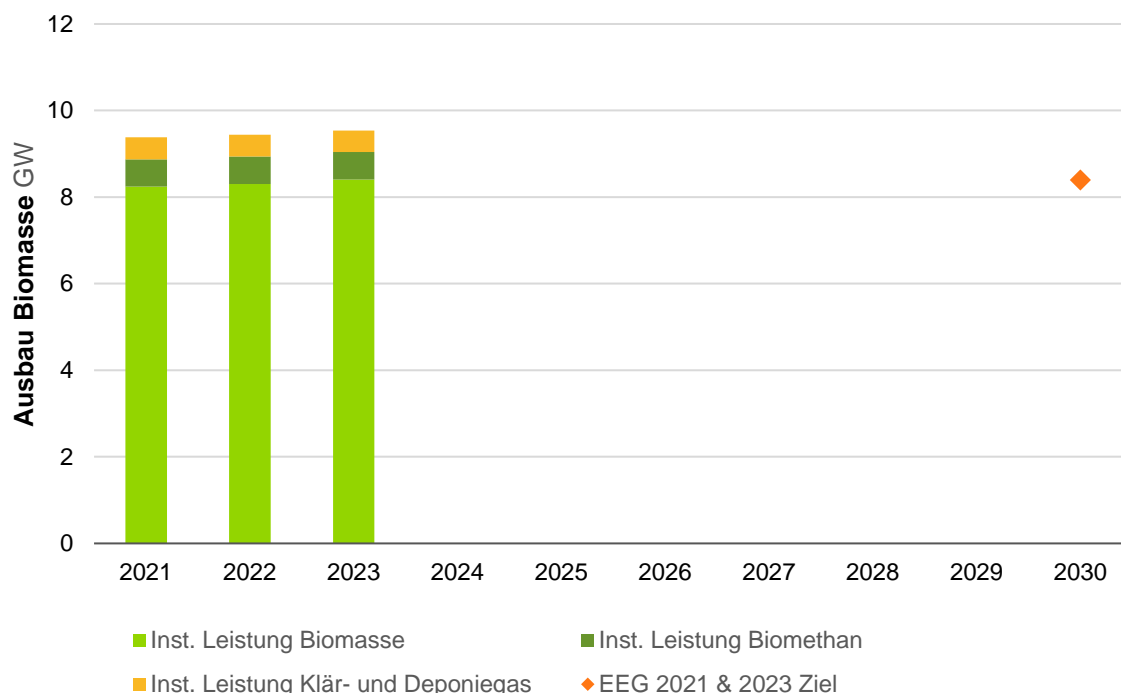
Abbildung 3.1.4-6. Gegenüberstellung des Ausbaus der Windenergie auf See mit den Zielen des WindSeeG



Quelle: Daten der AGEE Stat, Stand Februar 2024

Das EEG 2023 enthält wie das EEG 2021 für die Biomasse nur ein Leistungsziel für 2030 in Höhe von 8,4 GW. Es gilt somit das aktuelle Niveau langfristig zu halten. 2023 lag die installierte Leistung der Stromerzeugung aus Biomasse bei 8,4 GW und die Stromerzeugung aus Biomethan bei zusätzlich 0,6 GW.

Abbildung 3.1.4-7. Gegenüberstellung des Ausbaus der Biomasse mit den Zielen des EEG



Quelle: Daten der AGEE Stat, Stand Februar 2024

Aus der installierten Leistung der einzelnen Technologien sowie der erzeugten Strommengen ergeben sich durchschnittliche Volllaststunden je Technologie. Die jährlichen Volllaststunden unterliegen unter anderem dem Einfluss der solaren Strahlung und der Windbedingungen des jeweiligen Jahres, der technologischen Entwicklung und regionalen Verteilung der neu errichteten Anlagengenerationen, des Rückbaus weniger effizienter Bestandsanlagen sowie energiewirtschaftlichen Markt- und Systemeinflüssen.

Tabelle 3.1.4-1. Entwicklung der durchschnittlichen Volllaststunden der erneuerbaren Energien

Technologie	2021	2022	2023
Solarenergie	840	892	739
Windenergie an Land	1.607	1.719	1.947
Windenergie auf See	3.102	3.064	2.826
Biomasse	5.048	4.916	4.843

Quelle: Daten der AGEE Stat, Stand Februar 2024

Die Einspeisung von Strom aus Windenergie an Land und Windenergie auf See und damit die Volllaststunden dieser Technologien werden hierbei stärker von systembedingten Abregelungen beeinflusst. 2022 wurde 3,1 % der möglichen Stromerzeugung der Windenergie an Land (d. h. der tatsächlichen Stromerzeugung zzgl. der abgeregelten Strommengen) abgeregelt. Der Wert lag etwas unter dem Vorjahreswert von 3,7 %. Dementgegen stieg die abgeregelte Strommenge der Windenergie auf See deutlich. 2022 wurde 14,2 % der möglichen Strommenge abgeregelt. Dies spiegelt sich entsprechend auch in der Abnahme der Volllaststunden der Windenergie auf See 2023 wider. Die nachfolgende Tabelle fasst die Abregelungen seit 2021 zusammen. Insgesamt wurde 2,4 % bzw. 8,1 TWh der möglichen Stromerzeugung erneuerbarer Energien in 2022 abgeregelt.

Tabelle 3.1.4-2. Entwicklung der Abregelungen von EE-Kapazitäten in GWh sowie als Anteil der möglichen Stromerzeugung ohne Abregelungen

Technologie	2021	2022	2023
Solarenergie	237 / 0,5 %	620 / 1,0 %	
Windenergie an Land	3.408 / 3,7 %	3.186 / 3,1 %	
Windenergie auf See	2.095 / 7,9 %	4.153 / 14,2 %	
Biomasse	72 / 0,2 %	101 / 0,2 %	
Gesamt EE	5.817 / 2,4 %	8.070 / 2,4 %	

Abregelungsmengen für 2023 lagen zum Zeitpunkt der Erstellung des Zwischenberichts noch nicht vor.

Quelle: Daten der AGEE Stat, Stand September 2023; BNetzA (2023): Bericht Netzengpassmanagement Gesamtjahr 2022; BNetzA (2022): Bericht Netzengpassmanagement Gesamtes Jahr 2021

Als Fazit lässt sich zusammenfassen, dass die mittel- und langfristigen Ziele mit dem EEG 2023 teilweise stark angehoben wurden, vorallem für die Technologien Wind an Land und Solar, aber auch für die Ziele des Strommengenpfads. Der Zubau dieser Technologien verzeichnet aber auch Anstiege und für Solar und Wind an Land wurden alte Zielwerte aus dem EEG 2021 im Jahr 2022 bereits übertroffen. Solar ist auf einem guten Weg auch die Ziele des EEG 2023 für 2024 zu erreichen, bei Wind an Land wird dieses Ziel ambitionierter. Die Biomasse hat das einheitliche Ziel aus dem EEG 2021 und EEG 2023 für 2030 bereits übertroffen und muss dieses Niveau lediglich halten. Bei Wind auf See gab es in den letzten drei Jahren kaum Zubau, um das erhöhte Ziel aus dem WindSeeG für 2030 zu erreichen muss sich die bisher installierte Leistung in den nächsten sieben Jahren mehr als verdreifachen.

3.1.5 Zubau: Geförderte Projekte und Kapazität

Frage 1.5	<ul style="list-style-type: none"> • Wie viele Projekte und wie viel Kapazität wurden in jedem Ausschreibungssegment gefördert? • Wie viele Projekte und wie viel Kapazität wurden außerhalb der Ausschreibungen gefördert (separat für gleitende Markprämie und Einspeisevergütung)?
------------------	---

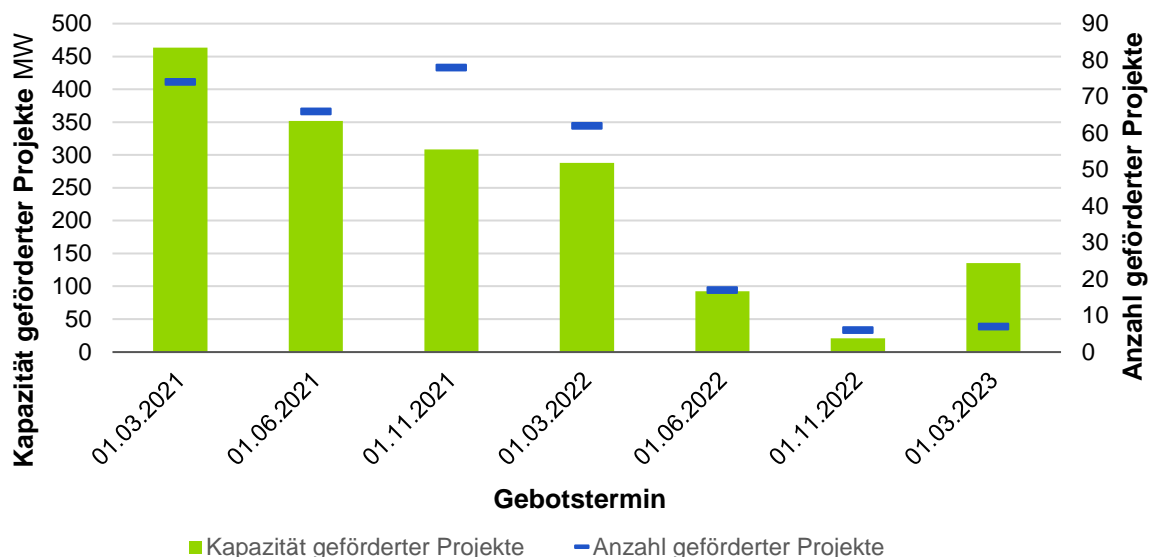
Die folgenden Kapitel geben einen Überblick über die Anzahl der geförderten Projekte in den Ausschreibungssegmenten und die Kapazität dieser geförderten Projekte im betrachteten Zeitraum 2021 bis 2023. Für die hier beobachteten Ausschreibungsrunden waren die Realisierungsfristen zum Zeitpunkt des Auszugs aus der Gebotsdatenbank der BNetzA noch nicht abgelaufen. Da Projekte erst mit ihrer Inbetriebnahme gefördert werden, werden in den Grafiken ausschließlich bereits realisierte Projekte dargestellt. Die Realisierungsraten und -zeiten dieser Projekte werden genauer in Kapitel 3.3.11 betrachtet.

3.1.5.1 Geförderte Projekte und Kapazität in den Ausschreibungssegmenten

Abbildung 3.1.5-1 stellt die geförderten Projekte und die entsprechenden Kapazitäten im Ausschreibungssegment der Solar-Freiflächenanlagen dar. Es wurden im beobachteten Zeitraum bereits zahlreiche Projekte gefördert, obwohl die Realisierungsfrist von 32 Monaten für keine der dargestellten Ausschreibungsrunde abgelaufen war. Für die Ausschreibungsrunde zum Gebotstermin vom 01.03.2021 wurden 74 Projekte mit einer insgesamt Kapazität von 464 MW gefördert. Die Anzahl der geförderten Projekte schwankt in den folgenden drei Ausschreibungsrunden zwischen 78 und 62, während die Kapazitäten gleichmäßig abnehmen. Es zeichnet sich ab, dass ein Großteil der Projekte, die ab 01.06.2022 bezuschlagt wurden, noch nicht gefördert wurden; es wurden bisher 17 Projekte mit einer Gesamtleistung von 92 MW realisiert. Während für die Ausschreibungsrunde vom 01.11.2022 bisher

nur sechs Projekte mit einer Kapazität von 21 MW gefördert wurden, sind es für die darauffolgenden Gebotstermine zwar ähnlich viele Projekte (sieben), mit 136 MW allerdings mit deutlich größerer Kapazität.

Abbildung 3.1.5-1. Anzahl und Kapazität geförderter Projekte (mit Inbetriebnahme) im Ausschreibungssegment Solar-Freiflächenanlagen (erstes Segment)

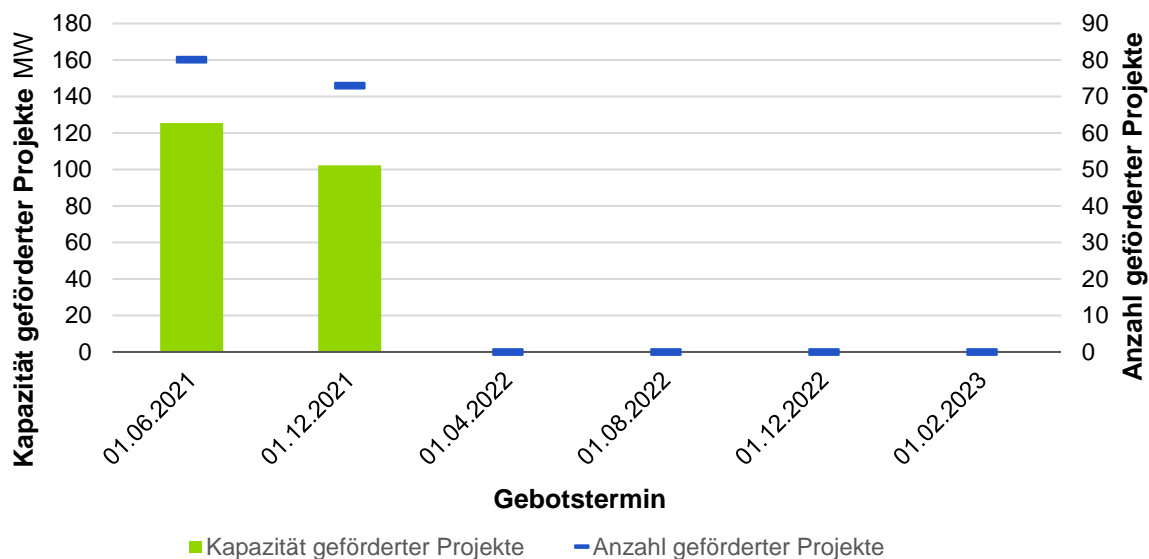


Hinweis: Für keine der Ausschreibungsrunden war zum Zeitpunkt des Auszugs aus der Gebotsdatenbank der BNetzA die Realisierungsfrist abgelaufen.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

In Abbildung 3.1.5-2 werden die Anzahl und die Kapazitäten der geförderten Projekte im Ausschreibungssegment der Solar-Aufdachanlagen dargestellt. In diesem Segment wurden im betrachteten Zeitraum bisher nur für die ersten beiden Gebotstermine Projekte realisiert und gefördert. Für den Gebotstermin am 01.06.2021 waren zum Zeitpunkt des Auszugs aus der Datenbank 80 Projekte mit einer Gesamtkapazität von 122 MW gefördert, für die darauffolgende Ausschreibungsrunde waren es 73 Projekte von insgesamt 102 MW.

Abbildung 3.1.5-2. Anzahl und Kapazität geförderter Projekte (mit Inbetriebnahme) im Ausschreibungssegment Solar-Aufdachanlagen (zweites Segment)

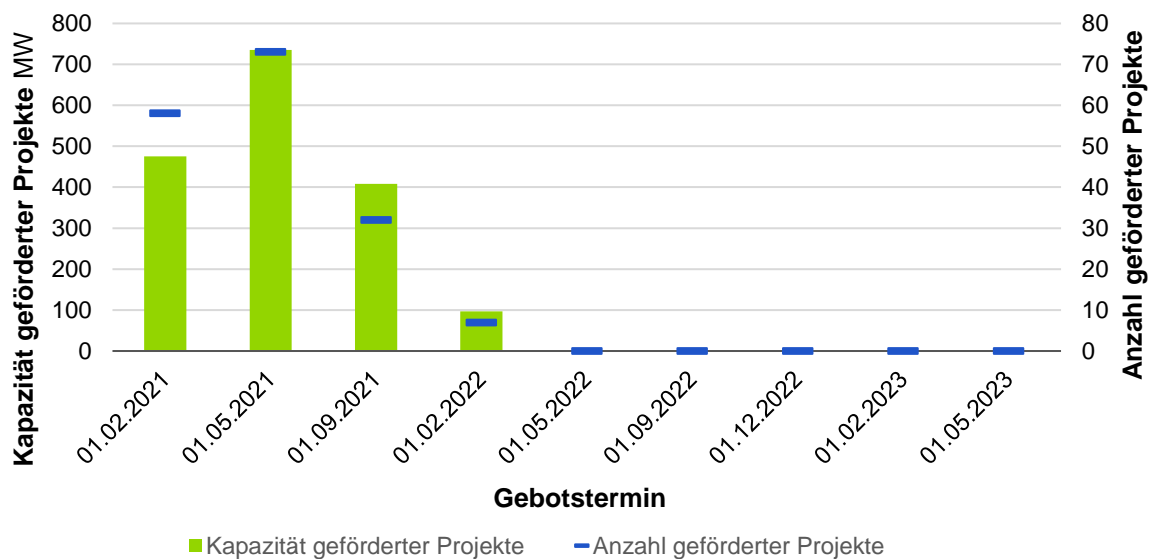


Hinweis: Für Solar-Aufdachanlagen gibt es keine vorgegebene Realisierungsfrist, sondern eine Vergütungsdauer von 20 Jahren, welche 12 Monate nach Zuschlagserteilung beginnt. Somit können Projekte innerhalb dieser 252 Monate ihre Projekte realisieren.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Eine ähnliche Entwicklung zeigt sich im Ausschreibungssegment Windenergie an Land. Aus Abbildung 3.1.5-3 geht hervor, dass bisher nur Projekte aus den Ausschreibungsrunden im Jahr 2021 und der ersten Ausschreibungsrunde aus dem Jahr 2022 gefördert wurden. Während für den Gebotstermin vom 01.02.2021 58 Projekte mit einer Kapazität von 475 MW gefördert wurden, liegt die Anzahl für den darauffolgenden Gebotstermin (01.05.2021) mit 73 Projekten und einer Gesamtleistung von 735 MW deutlich darüber. Für die beiden nachfolgenden Ausschreibungsrunden nimmt sowohl die Anzahl der Projekte mit 32 und 7, als auch die geförderte Kapazität von 408 MW und 97 MW deutlich ab, was erneut mit den nicht abgelaufenen Realisierungsfristen zusammenhängt.

Abbildung 3.1.5-3. Anzahl und Kapazität geförderter Projekte (mit Inbetriebnahme) im Ausschreibungssegment Windenergie an Land

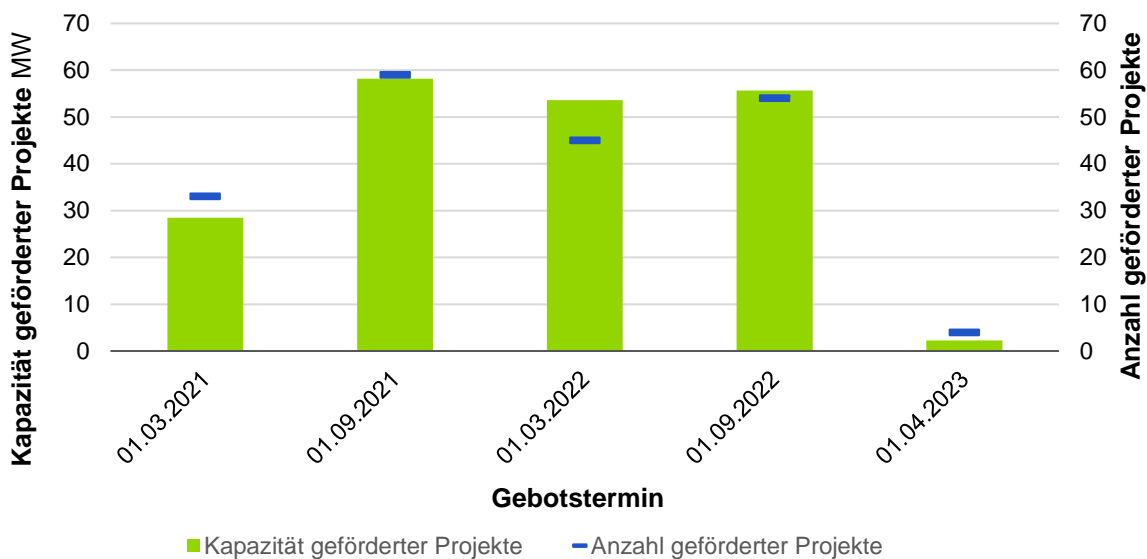


Hinweis: Für keine der Ausschreibungsrunden war zum Zeitpunkt des Auszugs aus der Gebotsdatenbank der BNetzA die Realisierungsfrist abgelaufen.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Für das Ausschreibungssegment der Biomasseanlagen werden Förderungen für neue Anlagen und Bestandsanlagen vergeben. Daher konnten auch Projekte, die erst zu Gebotsterminen im Jahr 2022 bezuschlagt wurden, bereits gefördert werden. Für die erste in Abbildung 3.1.5-4 dargestellte Ausschreibungsrunde wurden 33 Projekte mit einer Kapazität von 28 MW gefördert. Diese Zahl erhöht sich für die darauffolgenden drei Ausschreibungsrunden deutlich auf bis zu 59 geförderte Projekte mit 58 MW Kapazität. Von den bezuschlagten Projekten zum Gebotstermin vom 01.04.2023 wurden bisher nur vier Projekte mit einer Kapazität von 2 MW gefördert.

Abbildung 3.1.5-4. Anzahl und Kapazität geförderter Projekte (mit Inbetriebnahme) im Ausschreibungssegment Biomasseanlagen

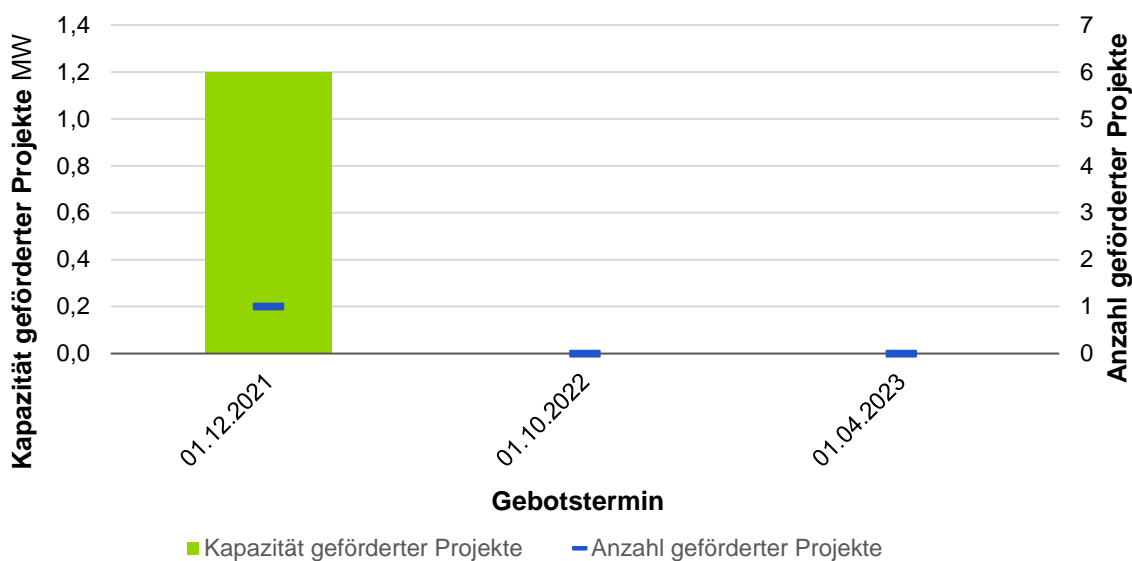


Hinweis: Für keine der Ausschreibungsrunden war zum Zeitpunkt des Auszugs aus der Gebotsdatenbank der BNetzA die Realisierungsfrist abgelaufen.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Die folgende Abbildung 3.1.5-5 veranschaulicht die bisher geförderten Projekte im Ausschreibungssegment der Biomethananlagen. In diesem Segment fanden im beobachteten Zeitraum zwischen Januar 2021 und Juni 2023 drei Ausschreibungsrunden statt. Von den bezuschlagten Projekten wurde bisher nur eines zum Gebotstermin vom 01.12.2021 mit einer Kapazität von 1,2 MW gefördert.

Abbildung 3.1.5-5. Anzahl und Kapazität geförderter Projekte (mit Inbetriebnahme) im Ausschreibungssegment Biomethananlagen

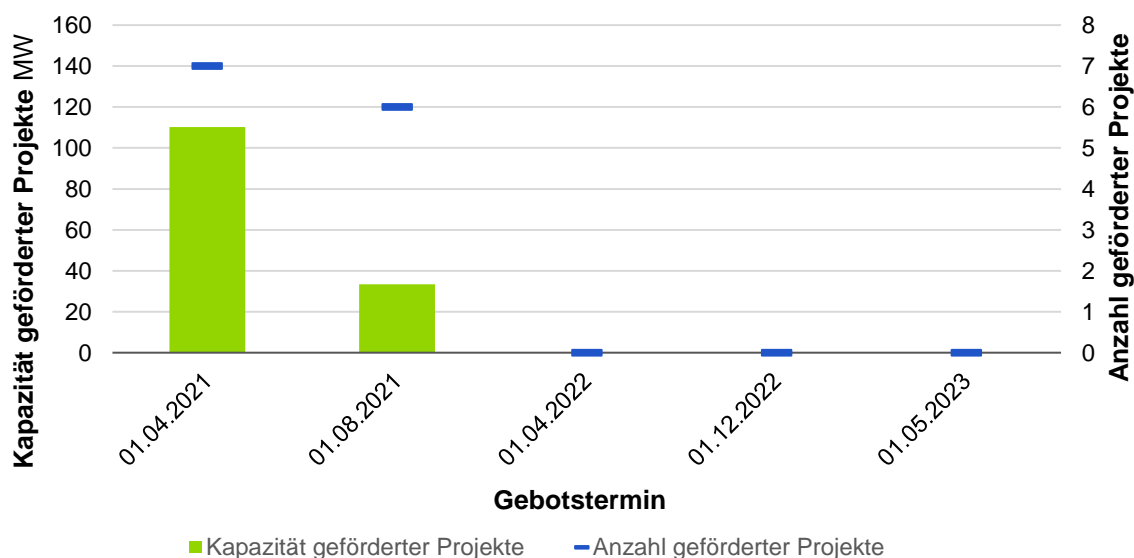


Hinweis: Für keine der Ausschreibungsrunden war zum Zeitpunkt des Auszugs aus der Gebotsdatenbank der BNetzA die Realisierungsfrist abgelaufen.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Im Ausschreibungssegment der Innovationsausschreibungen wurden bisher nur Projekte gefördert, die zu Gebotsterminen im Jahr 2021 bezuschlagt wurden, wie in Abbildung 3.1.5-6 dargestellt ist. Für die Ausschreibungsrunde vom 01.04.2021 handelt es sich hierbei um sieben Projekte mit einer Gesamtkapazität von 110 MW. Von den zum darauffolgenden Gebotstermin am 01.08.2021 bezuschlagten Projekten wurden zum Zeitpunkt des Datenauszugs bisher sechs Projekte mit einer Leistung von 33 MW realisiert und gefördert.

Abbildung 3.1.5-6. Anzahl und Kapazität geförderter Projekte (mit Inbetriebnahme) im Ausschreibungssegment Innovationsausschreibungen



Hinweis: Für keine der Ausschreibungsrunden war zum Zeitpunkt des Auszugs aus der Gebotsdatenbank der BNetzA die Realisierungsfrist abgelaufen.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

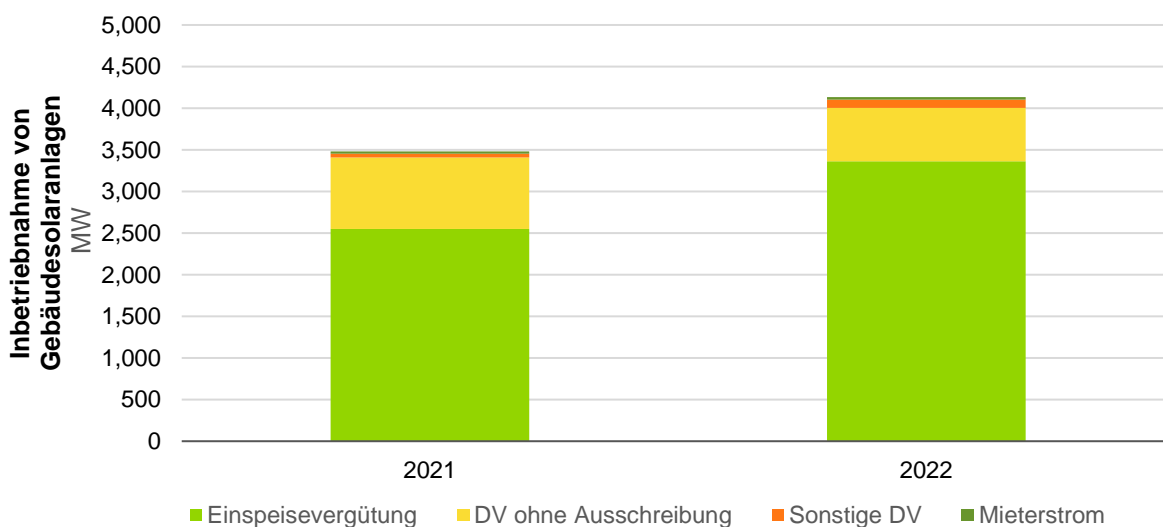
3.1.5.2 Geförderte Projekte und Kapazität außerhalb der Ausschreibungen

Das folgende Kapitel gibt einen Überblick über die Anzahl der Projekte außerhalb der Ausschreibungssegmente und die Kapazität dieser Projekte im betrachteten Zeitraum 2021 bis 2022. Für die Analyse wird ausschließlich das MaStR als Datenquelle herangezogen, und dabei die Information der ersten Inbetriebnahme und des Erhalts eines Zuschlags in einer Ausschreibung verwendet. Somit enthalten die folgenden Darstellungen Anlagen, die 2021, oder 2022 in Betrieb genommen wurden, jedoch nicht zwangsläufig bereits Strom in das Netz eingespeist haben. Da im Rahmen dieser Auswertung keine Ausschreibungsdaten verwendet werden, unterscheidet sich die Definition von Projekten leicht von Kapitel 3.1.5.1. Durch die Abwesenheit einer Gebots-ID wie im vorigen Kapitel, gelten in diesem Kapitel die einzelnen Anlagen je als ein „Projekt“, um zu vermeiden unterschiedliche Definitionen (bspw. Windenergieanlagen eines Windparks, Solaranlagen eines Gebäudes/einer Wohnung) für die einzelnen Technologien anwenden zu müssen. Schließlich werden die Anlagen in verschiedene Segmente unterteilt. Die hier verwendeten Segmente spiegeln die Fördersegmente des EEG 2021/2023 wider. Dementsprechend verwendet dieses Kapitel die folgenden Kategorien: Einspeisevergütung, Mieterstrom (Solar), Direktvermarktung ohne Ausschreibungsteilnahme (administrativ festgesetzte Marktprämie) und die sonstige Direktvermarktung. Letzere enthält Anlagen, welche keine Förderung erhalten können (bspw. PV-Anlagen > 20MW gemäß EEG 2021) sowie Anlagen, welche anhand ihrer Kapazitätsgröße an Ausschreibungen teilnehmen könnten, jedoch keinen Ausschreibungszuschlag angegeben haben und somit hier der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet sind. Da diese Kategorie über alle Technologien hinweg nur sehr wenige Inbetriebnahmen von Projekten verzeichnet,

lässt sich hier jedoch nicht abschließend klären, wie stark mögliche Falschangaben von Anlagenbetreibern (bspw. eine fehlerhafte Nicht-Zurordnung eines Ausschreibungszuschlags) die Ergebnisse verzerrt. Durch die sehr kleine Anzahl von Inbetriebnahmen fällt jede einzelne Anlage in der aggregierten Kapazität und Projektanzahl stärker ins Gewicht.

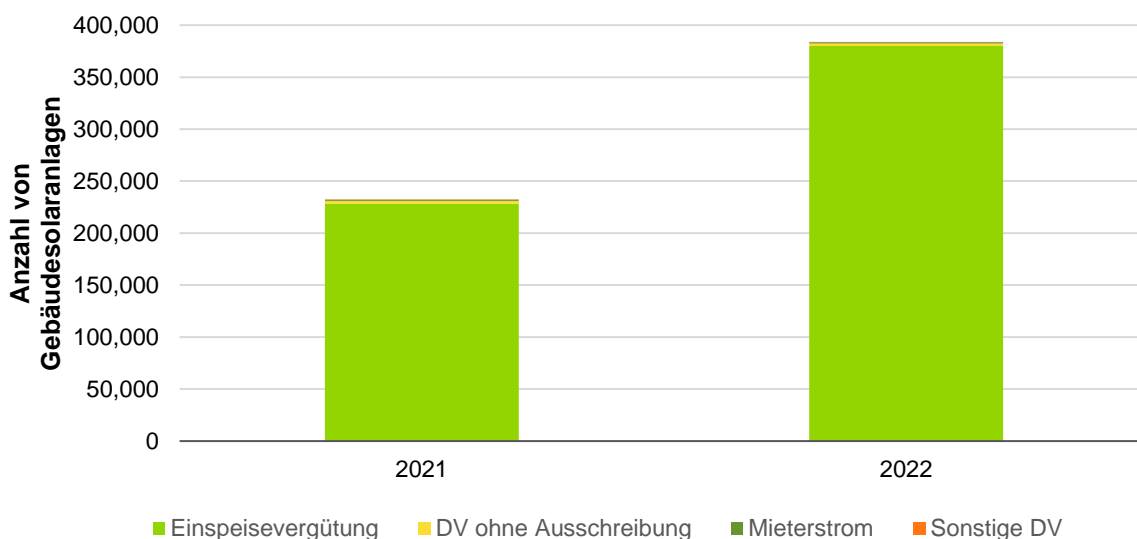
Abbildung 3.1.5-7. und Abbildung 3.1.5-8 stellen die Projekte und die entsprechenden Kapazitäten der Gebäudesolaranlagen dar. Die meisten der Anlagen, welche im beobachteten Zeitraum in Betrieb genommen wurden, sind dem Fördersegment Einspeisevergütung zuzuordnen. Somit kann festgestellt werden, dass der größte Anteil der Gebäudesolaranlagen außerhalb der Ausschreibungen mit Kapazitäten von bis zu 100 kW in Betrieb genommen werden, da darüber hinaus die verpflichtende Direktvermarktung gilt. Ein geringer Anteil der Kapazität ist dem Segment der Direktvermarktung mit gesetzlich festgelegter Marktprämienauszahlung zuzuordnen. Die weiteren Segmente wie der Mieterstrom weisen nur sehr geringe Kapazitäten in den Jahren 2021 und 2022 auf. Insgesamt sind im Jahr 2021 außerhalb von Ausschreibungen 3,4 GW in Betrieb genommen worden. Im Jahr 2022 lag der Wert bei 4,1 GW in dem Segment von Gebäudesolaranlagen. Die Anzahl der Projekte lag in den Jahren 2021 und 2022 je bei rund 232 Tausend und 384 Tausend Anlagen. Diese hohen Werte werden jedoch ausschließlich im Segment der Einspeisevergütung hinzugebaut. Das Fördersegment der Direktvermarktung ohne Ausschreibung weist hingegen lediglich je rund 2.615 und 2.320 Anlagen für das Jahr 2021 und 2022 auf. Verglichen mit den anderen Segmenten fällt die hinzugebaute Kapazität von Anlagen im Segment der sonstigen Direktvermarktung mit je 43 MW und 100 MW in den Jahren 2021 und 2022 kaum ins Gewicht. Dementsprechend ist das mit Abstand wichtigste Fördersegment außerhalb von Ausschreibungen die Einspeisevergütung.

Abbildung 3.1.5-7. Kapazität von Gebäudesolaranlagen außerhalb von Ausschreibungen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis MaStR (Stand 11/2023)

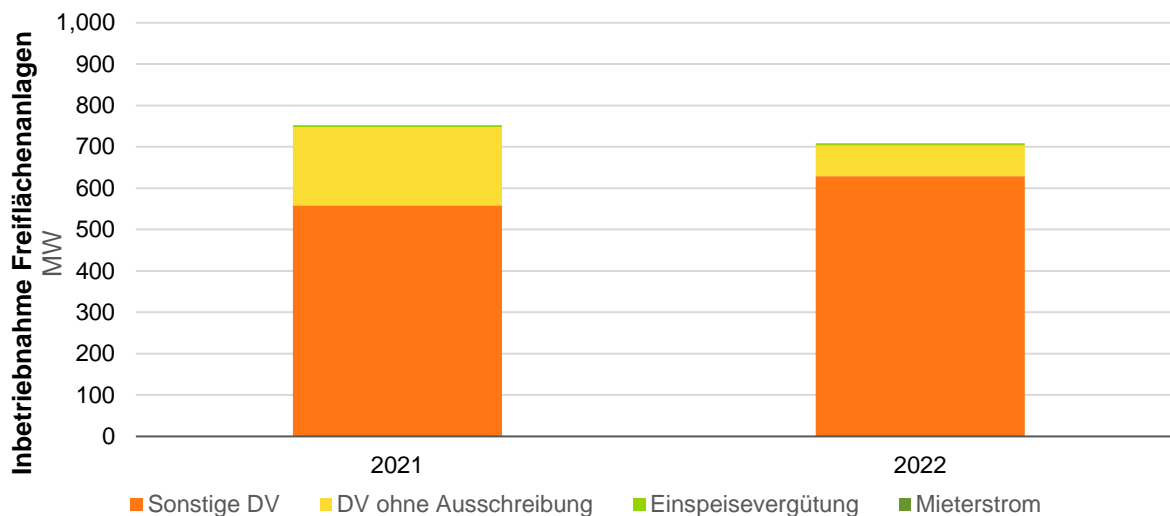
Abbildung 3.1.5-8. Anzahl von Gebäudesolaranlagen außerhalb von Ausschreibungen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis MaStR (Stand 11/2023)

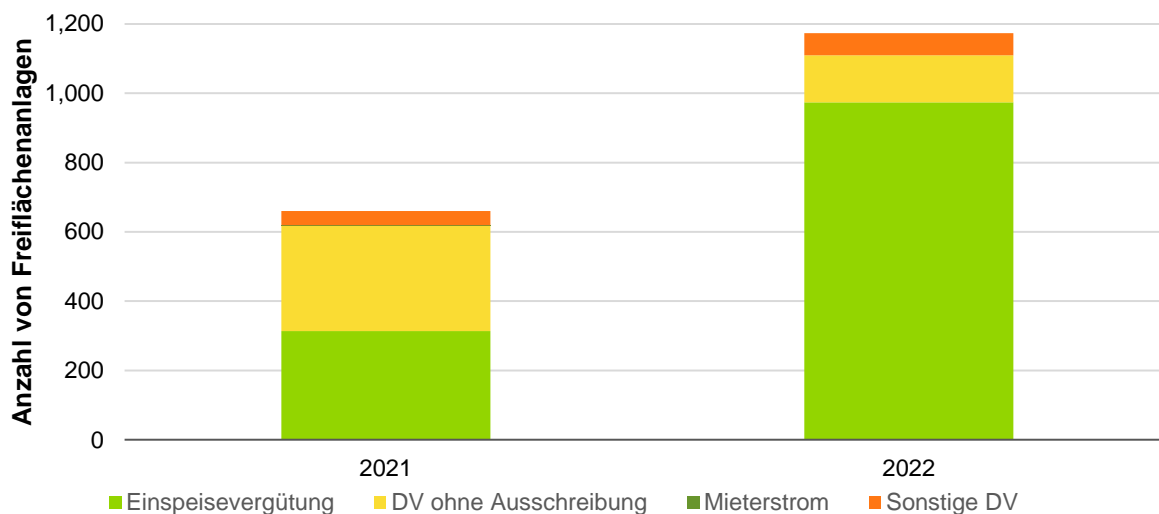
Ein deutlich geringerer Ausbau, bzw. eine Inbetriebnahme von Anlagen wurde bei Freiflächensolaranlagen in den Jahren 2021 und 2022 verzeichnet. Die Abbildung 3.1.5-9 und Abbildung 3.1.5-10 weisen eine hinzukommende Gesamtkapazität für die Jahre 2021 und 2022 von 750 MW und 708 MW auf. Auch die Anzahl der Anlagen bleibt über alle Segmente hinweg unter 2000 neu in Betrieb genommenen Anlagen pro Jahr. Der größte Teil der in Betrieb genommenen Anlagen wurde, gemessen an der Leistung, durch Anlagen über der Ausschreibungsgrenze von 20 MW realisiert, welche im EEG 2021 keine Förderung erhalten und somit der sonstigen Direktvermarktung zuzuordnen sind. Diese Obergrenze wurde im EEG 2023 auf 100 MW angehoben. Im gleichen Segment sind neben den Anlagen mit über 20 MW Kapazität ebenso Anlagen zwischen 750 kW und 20 MW in Betrieb genommen worden, fallen aufgrund der geringeren Leistung und Anzahl jedoch weniger ins Gewicht. Diese können u. a. Anlagen von Bürgerenergiegesellschaften sein, welche von der Teilnahme an Ausschreibungen gemäß EEG 2021 befreit sind. Ein weiteres Segment ist die Direktvermarktung ohne Ausschreibung mit 303 und 136 Anlagen im Jahr 2021 und 2022 mit insgesamt 188 MW und 73 MW, welche in Betrieb genommen wurden.

Abbildung 3.1.5-9. Kapazität von Solar-Freiflächenanlagen außerhalb von Ausschreibungen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis MaStR (Stand 11/2023)

Abbildung 3.1.5-10. Anzahl von Solar-Freiflächenanlagen außerhalb von Ausschreibungen

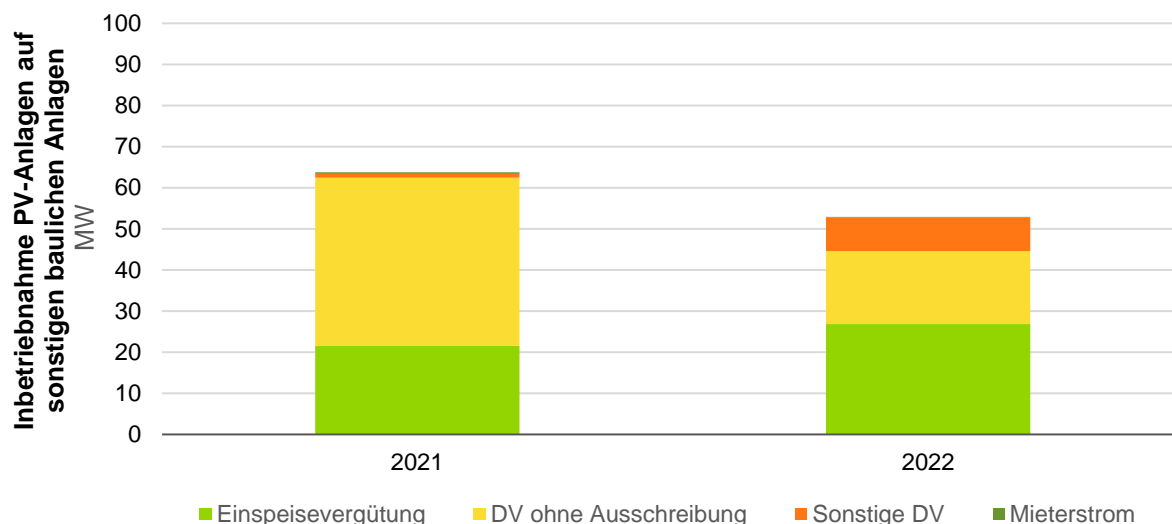


Quelle: Eigene Darstellung auf Basis MaStR (Stand 11/2023)

Die Abbildung 3.1.5-11 und Abbildung 3.1.5-12 zeigen die Anzahl in Betrieb genommener Anlagen von PV-Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen. Über alle Fördersegmente hinweg wurden außerhalb von Ausschreibungen im Jahr 2021 63 MW in Betrieb genommen, und im Jahr 2022 52 MW. Die Kapazität ist hauptsächlich den Segmenten der Direktvermarktung mit einer administrativ festgelegten Marktprämie und der Einspeisevergütung zuzuordnen. Die Anlagen im Segment der Einspeisevergütung weisen eine geringe durchschnittliche Größe von 10 kW vor, so wird die in Betrieb genommene Kapazität von vielen kleinen Anlagen in Summe erreicht. Folglich ist die Summe aller Projektanlagen in diesem Segment der größte Teil der gesamten Projektanzahl von PV-Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen außerhalb von Ausschreibungen. In den Jahren 2021 und 2022 wurden 2.037

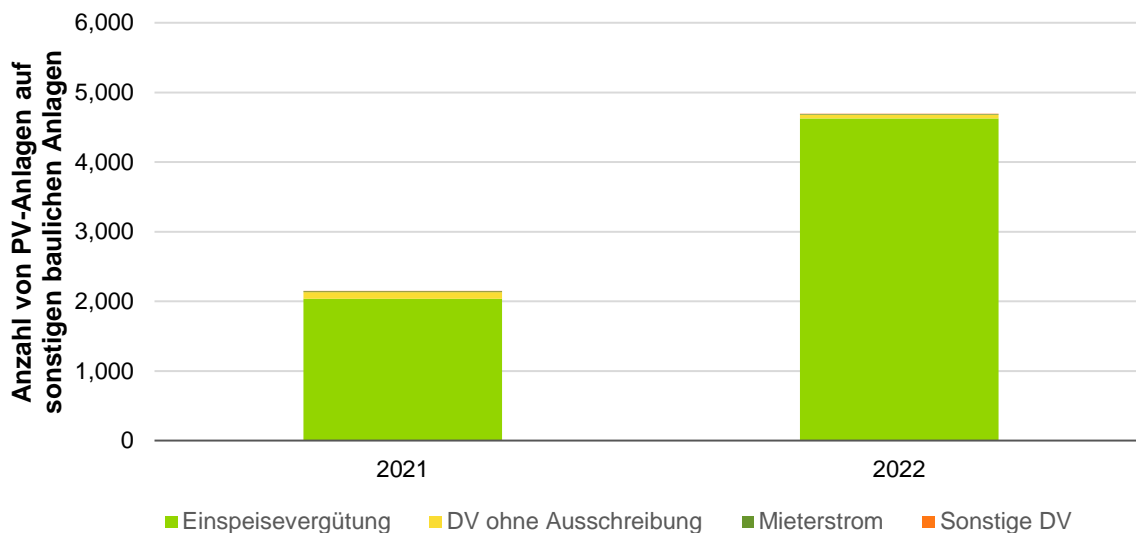
bzw. 4.628 Anlagen dieses Segments in Betrieb genommen, die nächstgrößte Anzahl von Anlagen weist das Segment Direktvermarktung ohne Ausschreibung vor, mit 96 und 53 Anlagen. Mieterstrom ist in diesem Segment kaum vorhanden, die aggregierte Kapazität der Anlagen dieses Segments bleibt unter 1 MW in den beobachteten Jahren.

Abbildung 3.1.5-11. Kapazität von PV-Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen außerhalb von Ausschreibungen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis MaStR (Stand 11/2023)

Abbildung 3.1.5-12. Anzahl von PV-Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen außerhalb von Ausschreibungen



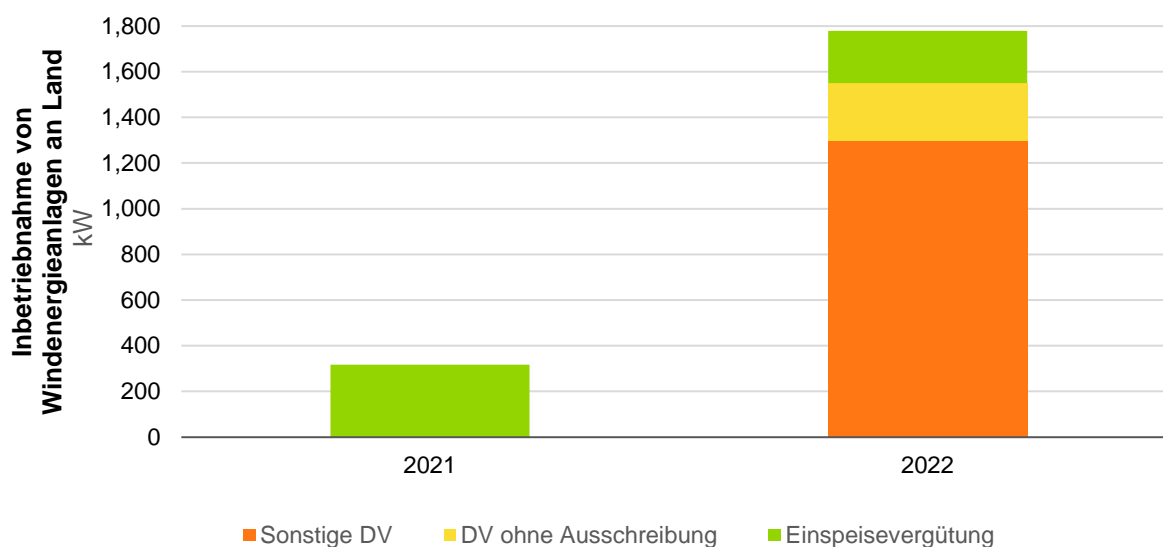
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis MaStR (Stand 11/2023)

Bei der Windenergienutzung auf See erfolgt der Zubau ausschließlich über Ausschreibungen, ein Zubau außerhalb ist regulatorisch ausgeschlossen. Die für den Bau von Windenergieanlagen auf See verfügbaren Flächen werden ausschließlich über Ausschreibungen an

die Betreiber vergeben, somit können potentielle Investoren nur über eine erfolgreiche Teilnahme an den Ausschreibungen Windenergieanlagen auf See eine Inbetriebnahme von Anlagen erreichen.

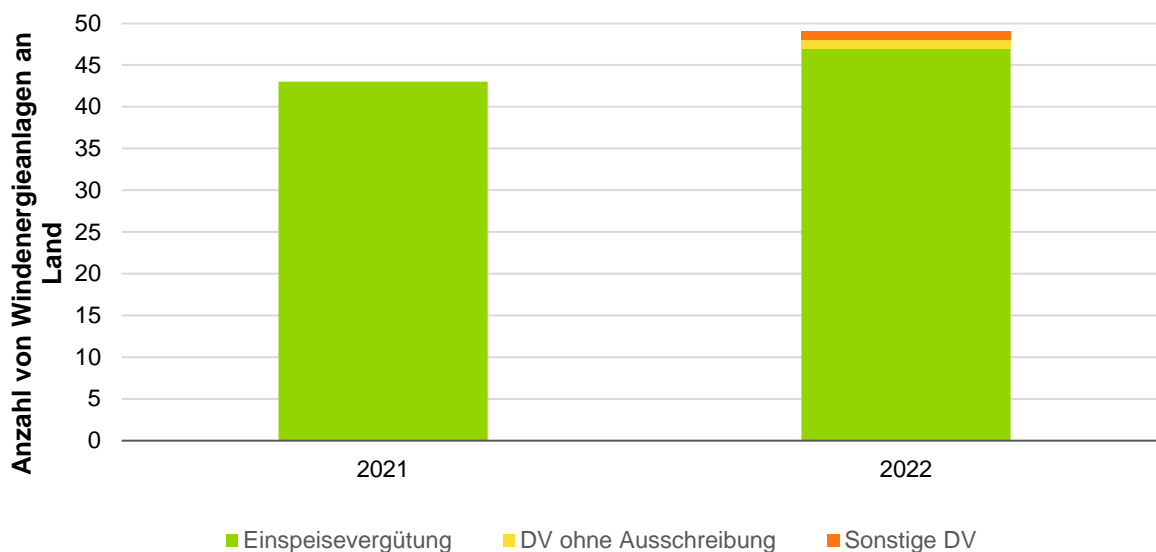
Für die Windenergie an Land zeigen die Kapazität und die Anzahl von Windenergieanlagen, welche im Jahr 2021 und 2022 außerhalb von Ausschreibungen in Betrieb gegangen sind. Im Vergleich zu dem Zubau von Solaranlagen außerhalb von Ausschreibungen, insbesondere gegenüber dem Ausbau von Gebäudesolaranlagen, ist der Zubau von Windenergieanlagen außerhalb von Ausschreibungen sehr gering. Für Windenergieanlagen an Land wurde im Jahr 2021 und 2022 eine Inbetriebnahme von jeweils weniger als 1 MW verzeichnet. Die überwiegende Anzahl dieser Anlagen sind Kleinwindenergieanlagen, womit auch fast alle Anlagen in das Fördersegment der Einspeisevergütung fallen. Lediglich eine Anlage konnten jeweils der sonstigen Direktvermarktung und der Direktvermarktung ohne Ausschreibung zugeordnet werden. Aufgrund der sehr geringen Leistung je Anlage im Segment der Einspeisevergütung übersteigt die Leistung der wenigen Anlagen in dem Segment der sonstigen Direktvermarktung alle anderen Segmente. Diesem Ergebnis sollte jedoch keine allzu große Bedeutung zugeteilt werden, da in der Gesamtbetrachtung die in Betrieb genommene Leistung sehr gering ist, und somit aufgrund der fehlenden Datengrundlage kaum repräsentative Aussagen über Windenergieanlagen an Land außerhalb von Ausschreibungen getroffen werden können.

Abbildung 3.1.5-13. Kapazität von Windenergieanlagen an Land außerhalb von Ausschreibungen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis MaStR (Stand 11/2023)

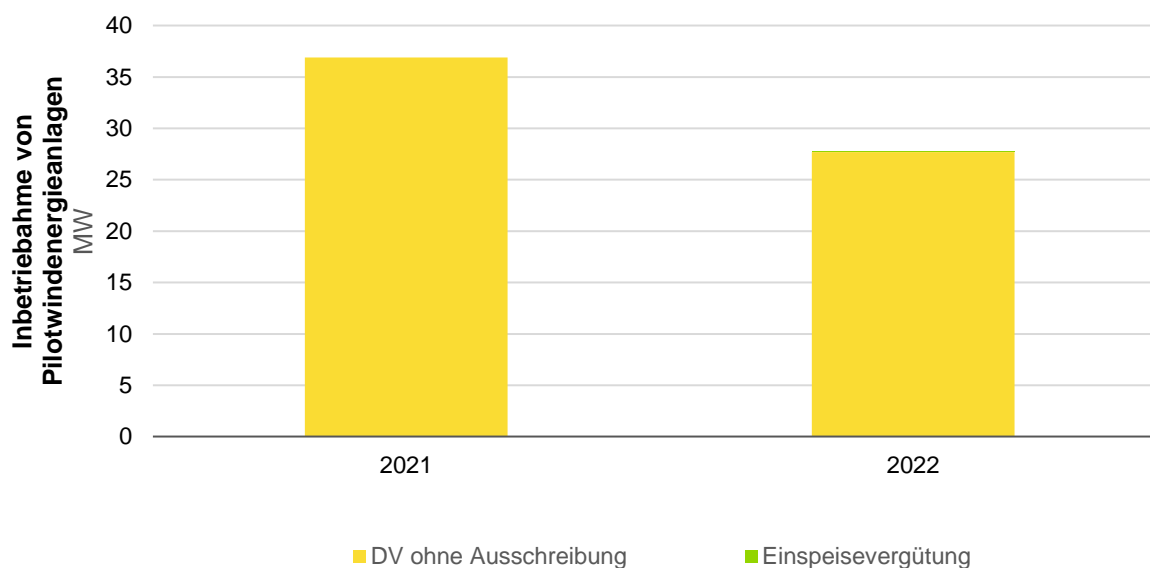
Abbildung 3.1.5-14. Anzahl von Windenergieanlagen an Land außerhalb von Ausschreibungen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis MaStR (Stand 11/2023)

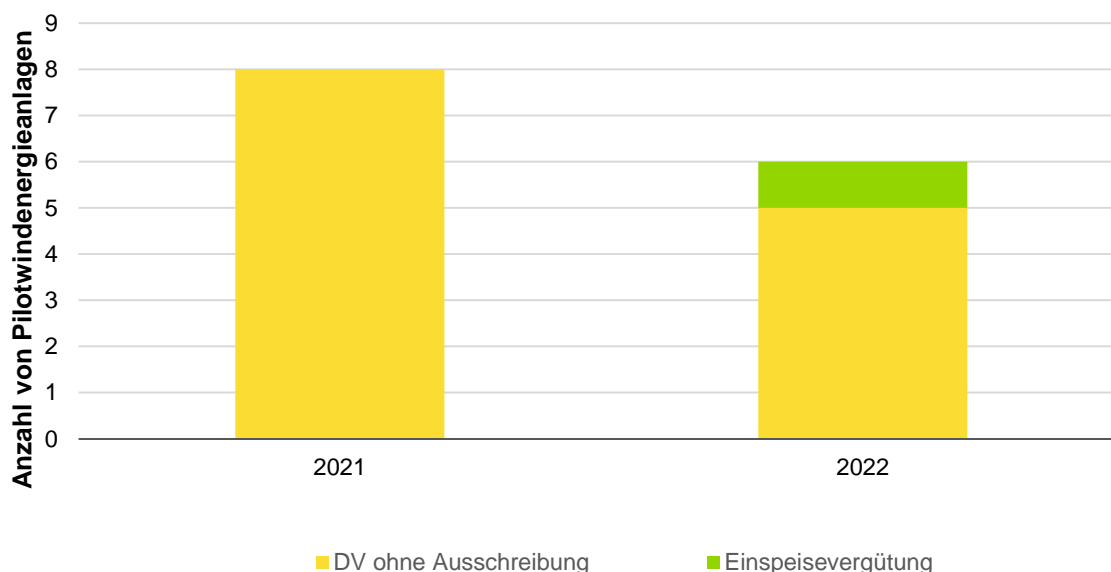
Ebenso gering ist der Ausbau bzw. die Inbetriebnahme von Pilotwindenergieanlagen an Land, welche keinen Ausschreibungszuschlag erhalten haben. Die Abbildung 3.1.5-15. und Abbildung 3.1.5-16. zeigen, dass auch hier die Kapazität aller neuen Anlagen unter 50 MW liegt, und insgesamt nicht mehr als 10 Anlagen pro Jahr in diesem Segment in Betrieb genommen wurden. Pilotwindenergieanlagen an Land erhalten bis zu einer Kapazität von 6 MW eine administrativ festgesetzte Marktprämie. Keine der in Betrieb genommenen Anlagen hat diese Leistungsobergrenze überschritten, sodass keine Anlage in der sonstigen Direktvermarktung in Betrieb genommen wurde.

Abbildung 3.1.5-15. Kapazität von Pilotwindenergieanlagen außerhalb von Ausschreibungen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis MaStR (Stand 11/2023)

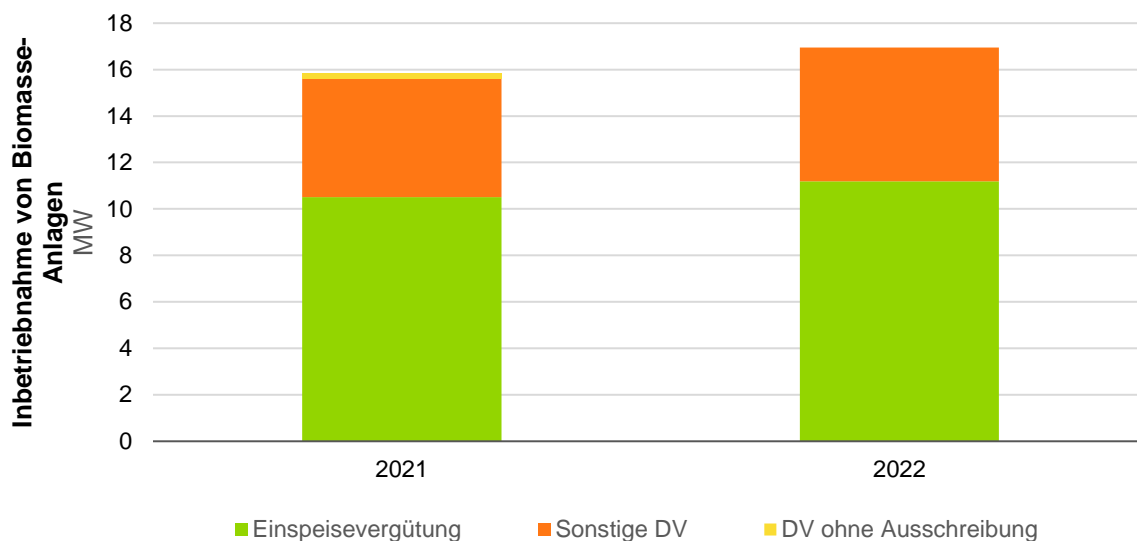
Abbildung 3.1.5-16. Anzahl von Pilotwindenergieanlagen außerhalb von Ausschreibungen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis MaStR (Stand 11/2023)

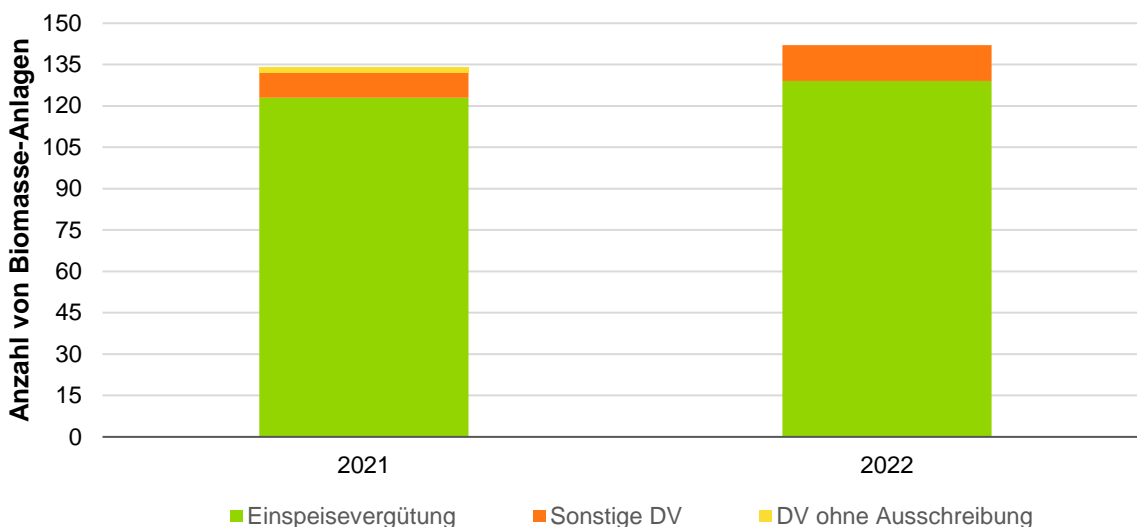
Der Zubau von Biomasse-Anlagen außerhalb von Ausschreibungen ist ebenso selten wie bei Windenergieanlagen (siehe Abbildung 3.1.5-17 und Abbildung 3.1.5-18). Insgesamt wurden über alle Fördersegmente aggregiert, in den Jahren 2021 und 2022 15 MW und 16 MW neue Anlagenkapazität in Betrieb genommen. Die Anlagengröße ist hierbei sehr gering, weshalb die aggregierte Kapazität durch knapp über 100 neue Anlagen realisiert wurde. Wie auch bei Windenergieanlagen ist das Fördersegment mit der größten Kapazität und größten Anzahl neuer Anlagen die Einspeisevergütung. Lediglich einige wenige Anlagen mit höherer Kapazität wurden der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet. Aufgrund der geringen Anzahl von Anlagen mit diesen Angaben (rund 10 Anlagen pro Jahr) stellt sich auch hier die Frage, ob aufgrund dieser Datengrundlage aussagekräftige Bewertungen über das Segment getroffen werden können, da bereits kleine Fehler in den Angaben der Anlagenbetreiber bei einer derart geringen Anzahl von Anlagen stark verzerrende Effekte haben können.

Abbildung 3.1.5-17. Kapazität von Biomasse-Anlagen außerhalb von Ausschreibungen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis MaStR (Stand 11/2023)

Abbildung 3.1.5-18. Anzahl von Biomasse-Anlagen außerhalb von Ausschreibungen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis MaStR (Stand 11/2023)

3.1.6 Wechselwirkungen

Frage 1.6

- Haben sich die Fördersegmente gegenseitig beeinflusst und wenn ja, inwiefern?

Im EEG können zwei Fördersegmente unterschieden werden, für die die Höhe der Förderung grundlegend anders ermittelt wird: Zum einen die Förderung im Rahmen der Ausschreibungen (Marktprämie), zum anderen die administrierte Förderung (Einspeisevergütung und Marktprämie). Darüber hinaus besteht für potenzielle Anlagenbetreiber die Möglichkeit des

Anlagenbetriebs ohne Inanspruchnahme der EEG-Förderung²². Je nach Ausgestaltung der Fördersegmente bestehen aus Sicht des potenziellen Betreibers einer Anlage (bzw. eines Windparks) Anreize zur Inanspruchnahme des jeweiligen Fördersegments oder zur Realisierung der Anlage außerhalb der Förderung. Nachfolgend wird beschrieben, welche Anreize bestehen und welche wechselseitigen Abhängigkeiten und Einflüsse zwischen den Fördersegmenten bestehen. Dieser Teil der Analyse wird spartenspezifisch durchgeführt.

Darüber hinaus bestehen mögliche Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Ausschreibungssegmenten. Solche Wechselwirkungen sind dann möglich, wenn Ausschreibungsformate substitutiv oder ähnlich ausgestaltet sind. Dies war der Fall für die so genannten gemeinsamen Ausschreibungen, bei denen Windenergieanlagen an Land und PV-Anlagen gegeneinander antraten. Die gemeinsamen Ausschreibungen wurden 2020 beendet und sind deshalb nicht Teil der vorliegenden Evaluierung. In ähnlicher Form bestehen jedoch mögliche Wechselwirkungen zwischen den seit 2021 durchgeführten Innovationsausschreibungen und den technologiespezifischen Ausschreibungen.

Die Frage nach einer gegenseitigen Beeinflussung der Fördersegmente wird mit entsprechenden Indikatoren beantwortet. Je Anlagentechnologie wird die Leistung und Anlagenanzahl pro Jahr ermittelt, jeweils aufgeteilt nach den zwei Fördersegmenten sowie einem dritten Segment für Anlagen, die keine Förderung erhalten haben. Zusätzlich wird die kumulierte Leistung verschiedener Leistungsklassen im Umfeld des Grenzwerts, der die Fördersegmente voneinander trennt, ausgewertet.

Im Bereich der Photovoltaik und Windenergie konnten Anlagen mit Inanspruchnahme der administrierten EEG-Förderung bis Ende 2022 eine maximale Leistung bis einschließlich 750 kW aufweisen. Für größere Anlagen war eine Ausschreibungsteilnahme erforderlich, um eine finanzielle EEG-Förderung in Anspruch zu nehmen. Seit 2023 hat der Gesetzgeber die maximale Anlagenleistung im Bereich der administrierten EEG-Förderung auf 1 MW erhöht, erst darüber hinaus ist eine Ausschreibung verpflichtend²³. Mit dem EEG 2023 hat der Gesetzgeber ferner Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen von Bürgerenergiegesellschaften von der Ausschreibungspflicht ausgenommen, sofern diese im Fall der Windenergie an Land 18 MW und im Falle der Solaranlagen 6 MW nicht überschreiten. Pilotwindenergieanlagen an Land sind analog dazu bereits seit dem EEG 2017 vom Erfordernis eines Zuschlags entbunden.

Biomasse- und Biomethananlagen erhalten eine administrierte EEG-Förderung bis zu einer maximalen Leistung von einschließlich 150 kW, ansonsten ist die Teilnahme an einer Ausschreibung Pflicht.

3.1.6.1 PV-Freiflächenanlagen

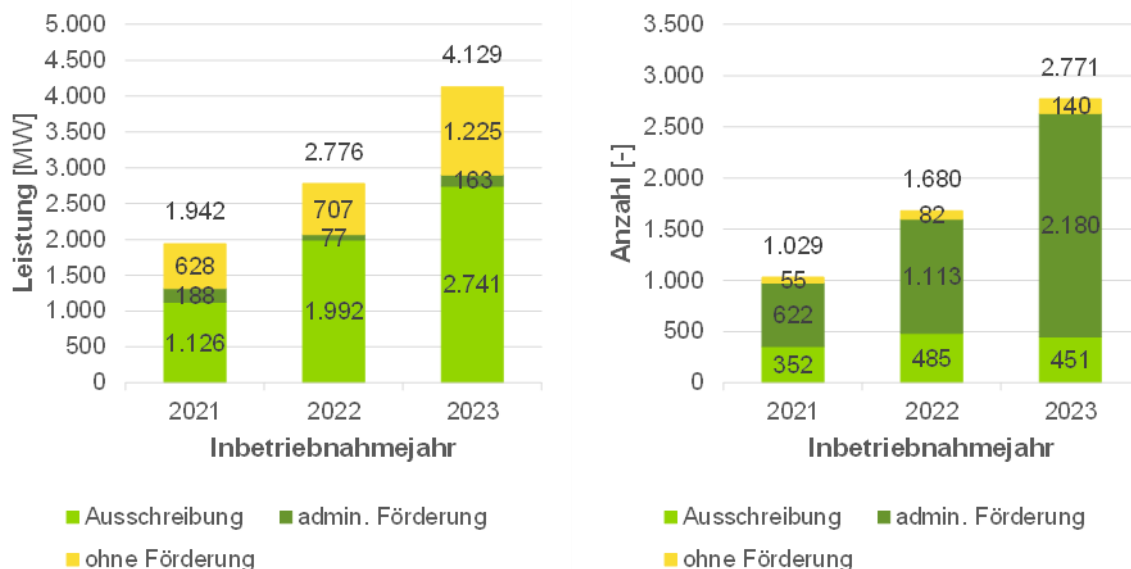
In Abbildung 3.1.6-1 werden Leistung und Anzahl der Freiflächenanlagen nach Fördersegment und Inbetriebnahmejahr dargestellt. Der Leistungszubau wird vom Ausschreibungssegment dominiert, gefolgt von Anlagen ohne EEG-Förderung. Auf das administrierte Segment entfällt der geringste Teil der installierten Leistung. Zurückzuführen sind diese Verhältnisse auf die installierte Leistung pro Anlage. Beim Blick auf die Anlagenzahl dominieren die Anlagen in der administrierten Förderung; diese Anlagen wurden in größerer Zahl knapp unter-

²² Anlagen ohne EEG-Förderung werden im Folgenden auch als ungeforderte Anlagen bezeichnet. Dies sind Anlagen, die größer sind als die jeweilige Grenze zur Ausschreibungsteilnahme, aber keinen Zuschlag aus den Ausschreibungen aufweisen.

²³ Ausgenommen von der Ausschreibungspflicht sind auch Solaranlagen von Bürgerenergiegesellschaften mit einer installierten Leistung bis einschließlich 6 Megawatt.

halb der Ausschreibungsgrenze gebaut (vgl. dazu später) und fallen durch ihre vergleichsweise geringe Anlagengröße leistungsseitig kaum ins Gewicht. Anders ist dies bei den Anlagen ohne Förderung und Anlagen im Ausschreibungssegment, die in geringerer Stückzahl, aber oft in Form von Multi-Megawatt-Anlagen gebaut werden.

Abbildung 3.1.6-1. Verteilung der installierten Leistung und der Anlagenanzahl von PV- Freiflächenanlagen nach Fördersegment und Inbetriebnahmejahr



Datenquelle: MaStR, Stand 05.02.2024

Aus Abbildung 3.1.6-1 ist eine wechselseitige Beeinflussung der Fördersegmente nicht direkt ersichtlich. Daher erfolgt eine Untersuchung der kumulierten Leistung nach verschiedenen Leistungsklassen im Umfeld der Ausschreibungsgrenze (vgl. Abbildung 3.1.6-2). Die Daten zeigen im betrachteten Zeitraum eine deutliche Häufung der installierten Leistung jeweils kurz vor der alten und der neuen Ausschreibungsgrenze. Es werden also gezielt Neuanlagen direkt unterhalb der 750 kW- bzw. 1 MW-Grenze errichtet. Der Grund hierfür liegt möglicherweise darin, dass einige Anlagenbetreiber das Zuschlagsrisiko im Ausschreibungsverfahren scheuen. Zudem könnte auch der mit den Ausschreibungen verbundene Aufwand und die Transaktionskosten (zeitlicher und finanzieller Aufwand) abschreckend wirken.

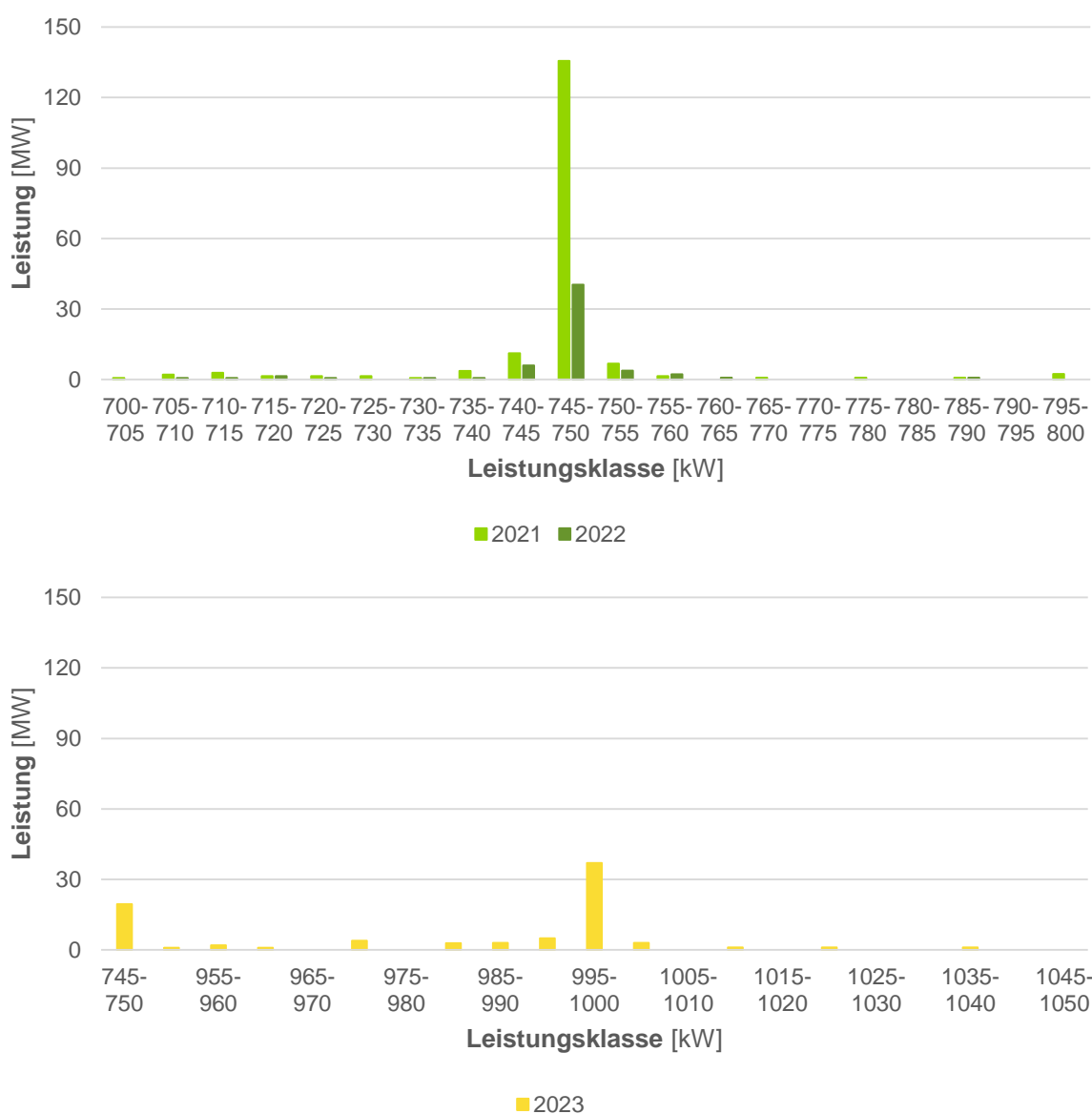
Deutlich wird in Abbildung 3.1.6-2, dass das Marktvolumen direkt unterhalb der Ausschreibungsgrenze im Jahr 2022 deutlich geringer ist als im Vorjahr. Dies ist der fortschreitenden Degression der anzulegenden Werte im administrierten Segment zuzuschreiben. Während die anzulegenden Werte für PV-Freiflächenanlagen bis 750 kW Anfang 2021 noch bei rund 6,0 ct/kWh lagen, sanken diese bis Ende 2022 auf 4,3 ct/kWh. Die erzielbaren anzulegenden Werte in den Ausschreibungen lagen Anfang 2021 mit rund 5,0 ct/kWh gewichtetem Zuschlagswert anfangs deutlich darunter. Ab Mitte 2022 stiegen die mittleren Zuschlagswerte jedoch auf 5,5 ct/kWh und mehr, womit sich die finanzielle Anreizsituation umkehrte und zeitweise die finanziellen Anreize zur Ausschreibungsteilnahme höher waren. Zum 01.01.2023 wurden angesichts gestiegener Anlagenpreise die anzulegenden Werte für PV-Freiflächenanlagen im administrierten Segment auf 7,0 ct/kWh erhöht. Die Zuschlagswerte in den Ausschreibungen lagen im Frühjahr 2023 gleichauf und sind im Jahresverlauf 2023 wettbewerbs- und anlagenpreisbedingt deutlich gesunken auf 5,2 ct/kWh im Dezember 2023.

Trotz dieser zeitweiligen Anreize im Jahr 2022 ist keine gezielte Dimensionierung der Anlagen oberhalb der Ausschreibungsgrenze zu beobachten. Dabei ist zu berücksichtigen, dass

es aus Sicht der Anlagenbetreiber Anreize gibt, Skaleneffekte auszunutzen und – je nach zur Verfügung stehender Fläche – eine möglichst große Anlage zu planen. Anlagen direkt oberhalb der Ausschreibungsgrenze widersprechen diesem ökonomischen Kalkül und sind deshalb nur vereinzelt vorzufinden.

Interessant ist auch die Beobachtung, dass 2023 immer noch eine Häufung der kumulierten Leistung kurz unterhalb von 750 kW vorhanden ist, trotz neuer Ausschreibungsgrenze bei 1 MW. Dies kann verschiedene Ursachen haben. Unter anderem könnte sich die Fertigstellung – z. B. infolge von Lieferkettenproblemen – in das Jahr 2023 hinein verzögert haben. Denkbar ist zudem, dass die Anlagenbetreiber über die Anhebung der Ausschreibungsgrenzen nicht informiert waren oder der Handlungsspielraum für nachträgliche Änderungen fehlte.

Abbildung 3.1.6-2. Installierte Gesamtleistung von PV-Freiflächenanlagen nach Leistungsklassen im Umfeld der Ausschreibungsgrenze für die Inbetriebnahmejahre 2021/2022 (oben) und 2023 (unten)



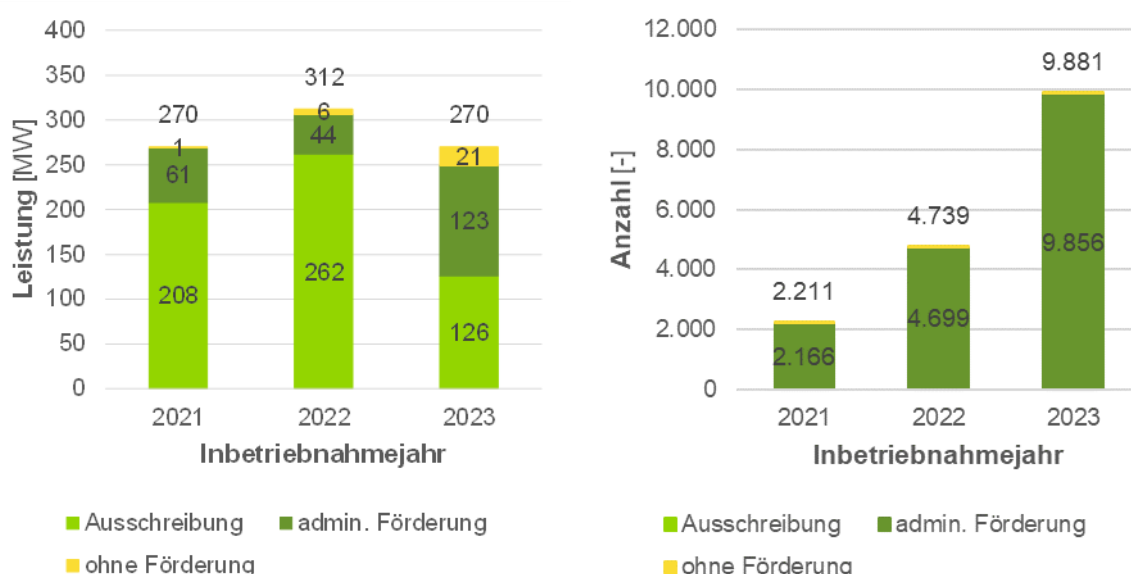
Datenquelle: MaStR, Stand: 14.12.2023

3.1.6.2 PV-Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen

Sonstige bauliche Anlagen sind z. B. Kiesgruben, ehemalige Deponien oder stillgelegte Tagebau. PV-Anlagen auf diesen baulichen Anlagen lassen sich am ehesten den Freiflächenanlagen zuordnen und dürfen daher nach § 37 Abs. 1 EEG 2021 und EEG 2023 an den Ausschreibungen von Solaranlagen des ersten Segments teilnehmen. Die Untersuchung der wechselseitigen Beeinflussung der Fördersegmente wird hier in einer eigenen Sparte betrachtet und nicht den PV-Freiflächenanlagen zugerechnet, weil die Datenlage für Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen wenig belastbar ist. Die Kategorie der Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen im MaStR ist eigentlich für Anlagen vorgesehen, die keine Gebäudeanlagen sind. In der Praxis erfolgt im Rahmen der Anlagenmeldungen seitens der Betreiber offensichtlich in größerem Ausmaß eine falsche Zuordnung von Gebäude-/Dachanlagen, wie sich stichprobenmäßig anhand der Anlagenbezeichnungen entnehmen lässt. Eine Bereinigung dieser Fehlzusordnungen kann im Rahmen des vorliegenden Vorhabens jedoch nicht geleistet werden.

Abbildung 3.1.6-3 zeigt die Leistung und Anzahl von Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen nach Fördersegment und Inbetriebnahmejahr. Der Leistungszubau wird 2021 und 2022 vom Ausschreibungssegment dominiert, wohingegen 2023 die Ausschreibungen und das administrierte Segment fast gleichauf liegen. Anlagen ohne EEG-Förderung fallen im Betrachtungszeitraum leistungsseitig kaum ins Gewicht, obwohl eine steigende Tendenz erkennbar ist. Generell weisen Anlagen im Ausschreibungssegment und förderfreie Anlagen eine deutlich größere Nennleistung pro Anlage auf, als solche im administrierten Segment, was dessen relativ geringen Einfluss auf die Leistung erklärt. Der höhere Zubau 2023 in der administrierten Förderung dürfte zu einem großen Teil den eingangs angesprochenen Fehleinträgen von Dach-/Gebäudeanlagen zuzurechnen sein, die deutlich kleinere Anlagenleistungen aufweisen, als typische große Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen. Des Weiteren gingen mit Inkrafttreten des EEG 2023 für Gebäude-Solaranlagen Verbesserungen einher und der Zubau im Dachanlagensegment war u. a. wegen der gestiegenen Strompreise sehr hoch. Diese Aspekte in Kombination mit den erwähnten Fehleinträgen dürften für den starken Leistungszubau im Jahr 2023 verantwortlich sein.

Abbildung 3.1.6-3. Verteilung der installierten Leistung und der Anlagenanzahl von Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen nach Fördersegment und Inbetriebnahmejahr

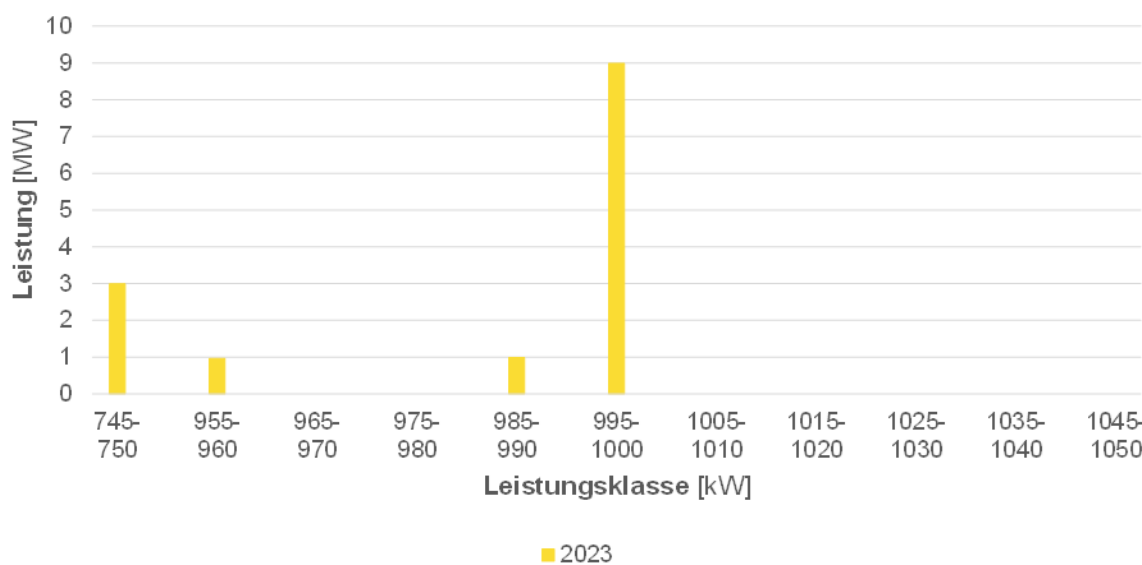
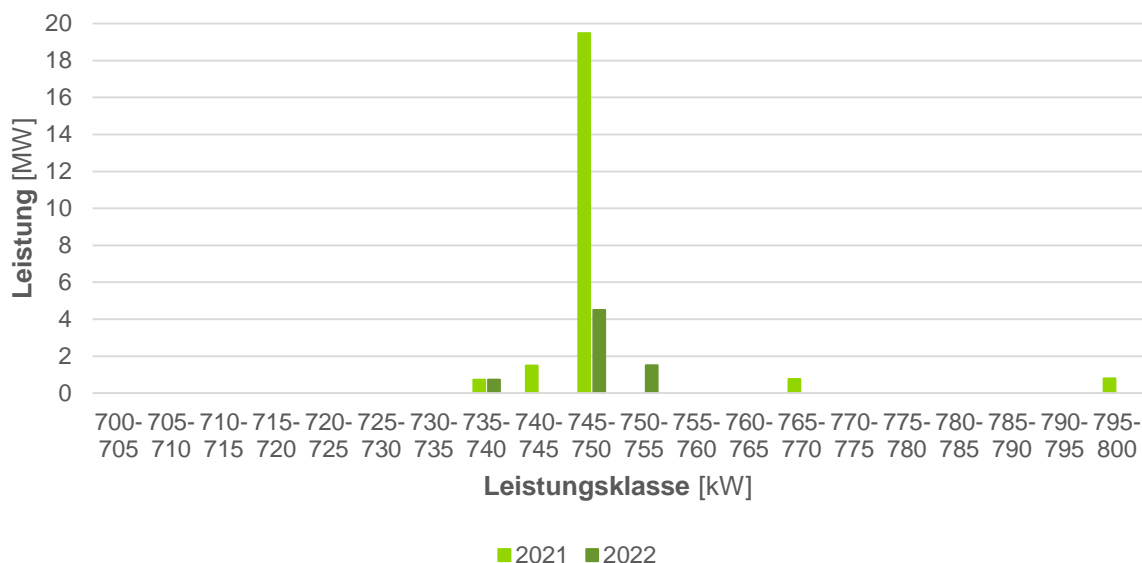


Datenquelle: MaStR, Stand 16.01.2024

Für die PV-Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen erfolgt ebenfalls eine Untersuchung der Leistungsverteilung im Umfeld der Ausschreibungsgrenze (Abbildung 3.1.6-4). Die Daten zeigen eine Häufung jeweils kurz vor der alten und der neuen Ausschreibungsgrenze im betrachteten Zeitraum. Somit kommt es im Bereich der Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen zur gezielten Realisierung neuer *Anlagen direkt unterhalb der 750 kW* bzw. 1 MW-Grenze. Wie bereits oben im Kontext der Freiflächenanlagen beschrieben, sind auch hier die Akteure bei einer Ausschreibungsteilnahme dem Risiko ausgesetzt, keine Förderung zu erhalten, wenn Wettbewerb vorhanden ist. Die unten dargestellten Zubauzahlen im Umfeld der Ausschreibungsgrenze sind qualitativ mit den oben für Freiflächenanlagen dargestellten Zahlen vergleichbar. Aufgrund deutlich gesunkener anzulegender Werte für PV-FFA, die auch für PV-Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen gelten, ist der Zubau im Jahr 2022 im administrierten Segment deutlich zurückgegangen. Weiterhin besteht analog zu PV-Freiflächenanlagen der Anreiz, im Fall einer Ausschreibungsteilnahme eine möglichst große Anlage zu realisieren, um Skaleneffekte zu nutzen. Insofern bestehen auch für PV-Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen knapp oberhalb der Ausschreibungsgrenze geringe Teilnahmeanreize.

Die bei den Freiflächenanlagen geäußerte Beobachtung, dass 2023 immer noch eine Häufung der installierten Leistung kurz unterhalb von 750 kW vorhanden ist, trotz neuer Ausschreibungsgrenze bei 1 MW, tritt auch im Bereich der PV-Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen auf. Dies kann verschiedene Ursachen haben. Unter anderem könnte sich die Fertigstellung – z. B. infolge von Lieferkettenproblemen – in das Jahr 2023 hinein verzögert haben. Denkbar ist zudem, dass die Anlagenbetreiber über die Anhebung der Ausschreibungsgrenzen informiert waren oder der Handlungsspielraum für nachträgliche Änderungen fehlte. Die Häufung der installierten Leistung unterhalb der alten Ausschreibungsgrenze lässt sich als weiteren Indiz heranziehen, der für eine gezielte Unterschreitung der Ausschreibungsgrenze spricht.

Abbildung 3.1.6-4. Installierte Gesamtleistung von Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen nach Leistungsklassen im Umfeld der Ausschreibungsgrenze für die Inbetriebnahmejahre 2021/2022 (oben) und 2023 (unten)



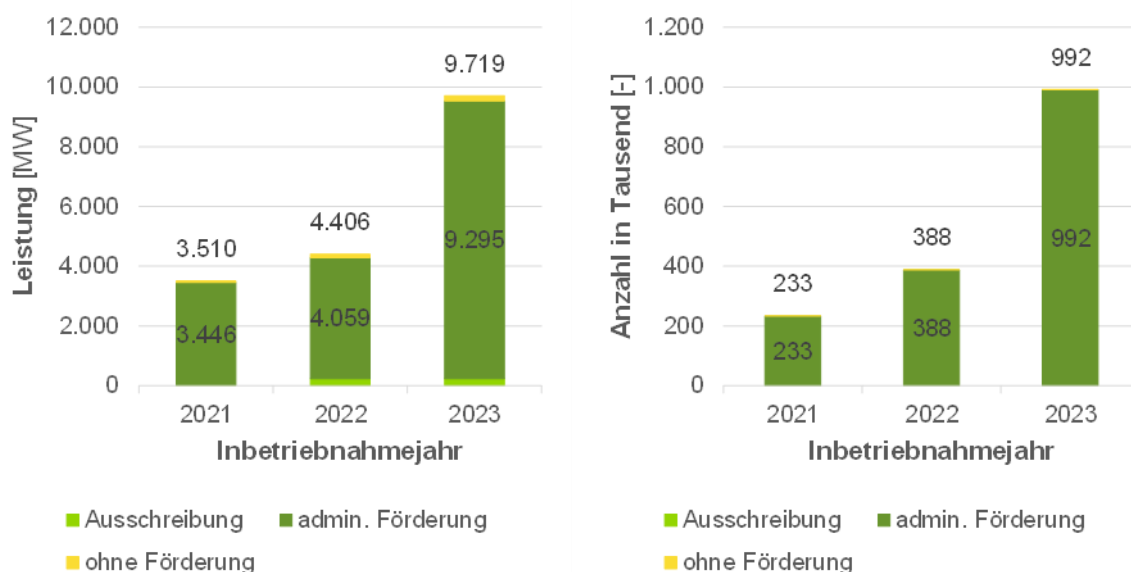
Datenquelle: MaStR, Stand: 17.01.2024

3.1.6.3 Gebäude-Solaranlagen

Unter Gebäude-Solaranlagen werden Anlagen auf baulichen Anlagen (Hausdach, Gebäude und Fassade) sowie steckerfertige Solaranlagen subsumiert. In Abbildung 3.1.6-5 sind Leistung und Anzahl der Gebäude-Solaranlagen nach Fördersegment und Inbetriebnahmejahr dargestellt. Der Leistungszubau wird vom administrierten Segment dominiert, das Ausschreibungssegment und förderfreie Anlagen spielen eine untergeordnete Rolle. Das administrierte Segment besteht zu einem großen Teil aus Hausdachanlagen auf Ein- und Zweifamilienhäusern bis 30 kW. Während PV-Freiflächenanlagen oftmals in Form von Multi-Megawattanlagen realisiert werden, sind solche Leistungsklassen auf Gebäudedächern nicht oder

nur in deutlich kleinerem Ausmaß möglich. Die dargestellten Verhältnisse des Leistungszubaus aus Abbildung 3.1.6-5 ergeben sich demnach einerseits aus der Begrenzung der Anlagengröße durch die Dachgröße und andererseits aus der großen Anzahl im Kleinanlagen-segment mit administrierter Förderung. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass Ausschreibungen für Dachanlagen erst seit 2021 durchgeführt werden und die Anlagen zeitverzögert in Betrieb gehen. Weiterhin lagen die Zuschlagsmengen mit einer Größenordnung von rund 300 MW (2021) bis knapp 600 MW (2023) deutlich niedriger als die unten dargestellten Marktvolumina im Rahmen der administrierten Förderung.

Abbildung 3.1.6-5. Verteilung der installierten Leistung und der Anlagenanzahl von Gebäude-Solaranlagen nach Fördersegment und Inbetriebnahmejahr



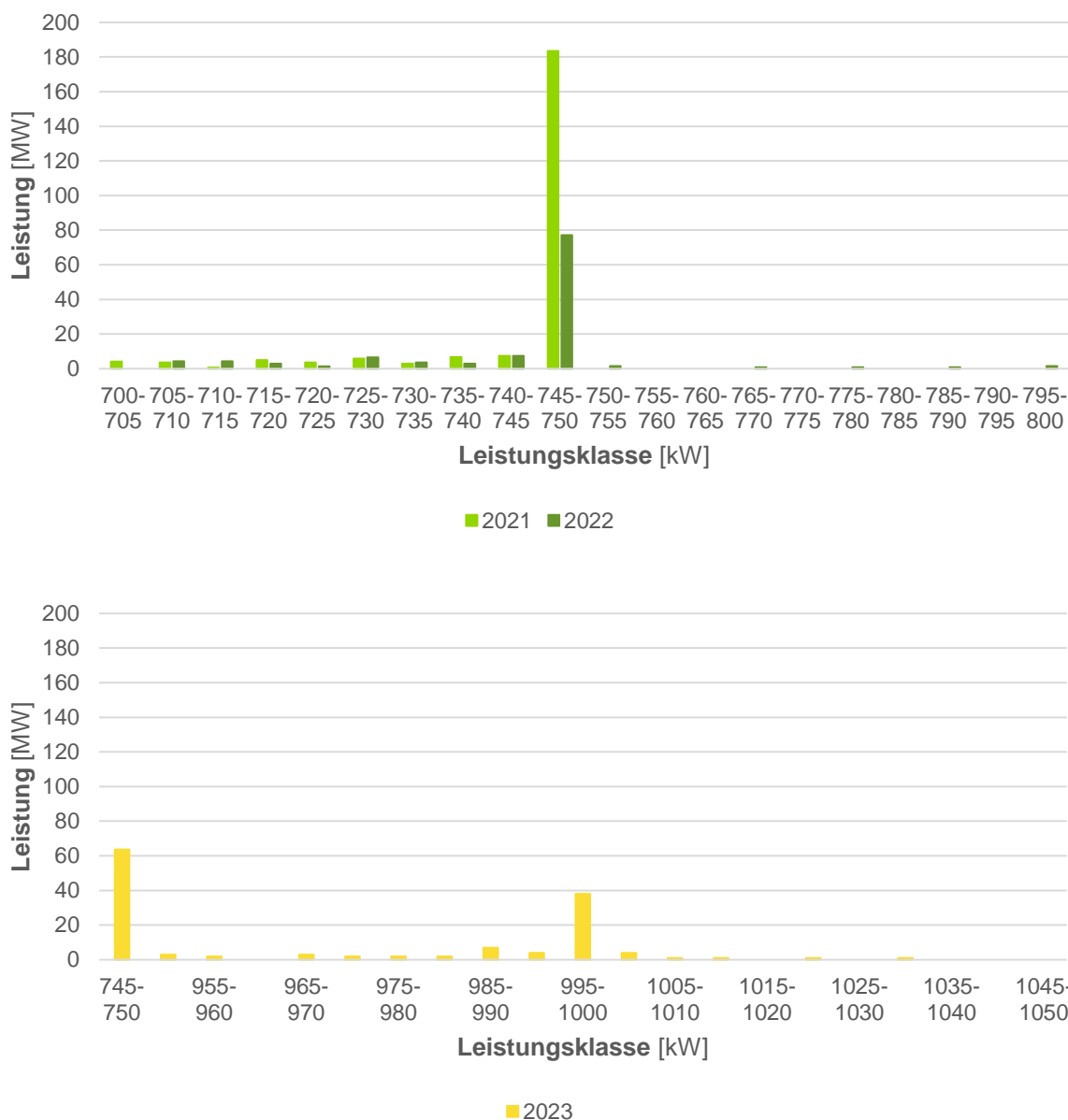
Datenquelle: MaStR, Stand 12.01.2024

Für die Gebäude-Solaranlagen erfolgt ebenfalls eine Untersuchung der installierten Leistung nach verschiedenen Leistungsklassen im Umfeld der Ausschreibungsgrenze, was Abbildung 3.1.6-6 darstellt. Die Daten zeigen eine Häufung der installierten Leistung jeweils kurz vor der alten und der neuen Ausschreibungsgrenze im betrachteten Zeitraum. Somit kommt es im Bereich der Gebäude-Solaranlagen zur gezielten Realisierung neuer Anlagen direkt unterhalb der 750 kW bzw. 1 MW-Grenze. Auch hier sind Anlagenbetreiber im Ausschreibungsverfahren dem Risiko ausgesetzt, keine Förderung zu erhalten, wenn Wettbewerb vorhanden ist. Bei der Analyse zu berücksichtigen sind zum einen die jeweiligen Erlösmöglichkeiten im administrierten System bzw. im Ausschreibungssystem und die Möglichkeiten zur Eigenversorgung. Letztere ist – im Gegensatz zu Freiflächenanlagen und Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen – im Dachlagenbereich von hoher Bedeutung. Für Gebote der Jahre 2021 und 2022 war Eigenversorgung nicht zugelassen, für Gebote ab 2023 war Eigenversorgung zulässig (vgl. auch Kapitel 3.3.10 für die Analyse dieser Regelung). Der Ausschluss von Eigenversorgungsprojekten im Ausschreibungssystem dürfte - trotz dort höherer erzielbarer anzulegender Werte – dazu geführt haben, dass Projekte gezielt bis auf maximal 750 kW ausgelegt wurden, um als Eigenversorgungsprojekte realisiert werden zu können. Wie bereits oben für Freiflächenanlagen dargelegt, schmälerte die fortschreitende Degression die Attraktivität des administrierten Segments. Im Jahr 2022 war deshalb ein deutlich geringeres Marktvolumen direkt unterhalb der Ausschreibungsgrenze zu beobachten.

Die Beobachtung bei den Freiflächenanlagen, dass 2023 immer noch eine Häufung der installierten Leistung kurz unterhalb von 750 kW vorhanden ist, trotz neuer Ausschreibungs-

grenze bei 1 MW, tritt auch im Bereich der Gebäude-Solaranlagen auf. Dies kann verschiedene Ursachen haben. Unter anderem könnte sich die Fertigstellung – z. B. infolge von Lieferkettenproblemen – in das Jahr 2023 hinein verzögert haben. Denkbar ist zudem, dass die Anlagenbetreiber über die Anhebung der Ausschreibungsgrenzen nicht informiert waren oder der Handlungsspielraum für nachträgliche Änderungen fehlte.

Abbildung 3.1.6-6. Installierte Gesamtleistung von Gebäude-Solaranlagen nach Leistungsklassen im Umfeld der Ausschreibungsgrenze für die Inbetriebnahmejahre 2021 bis 2023



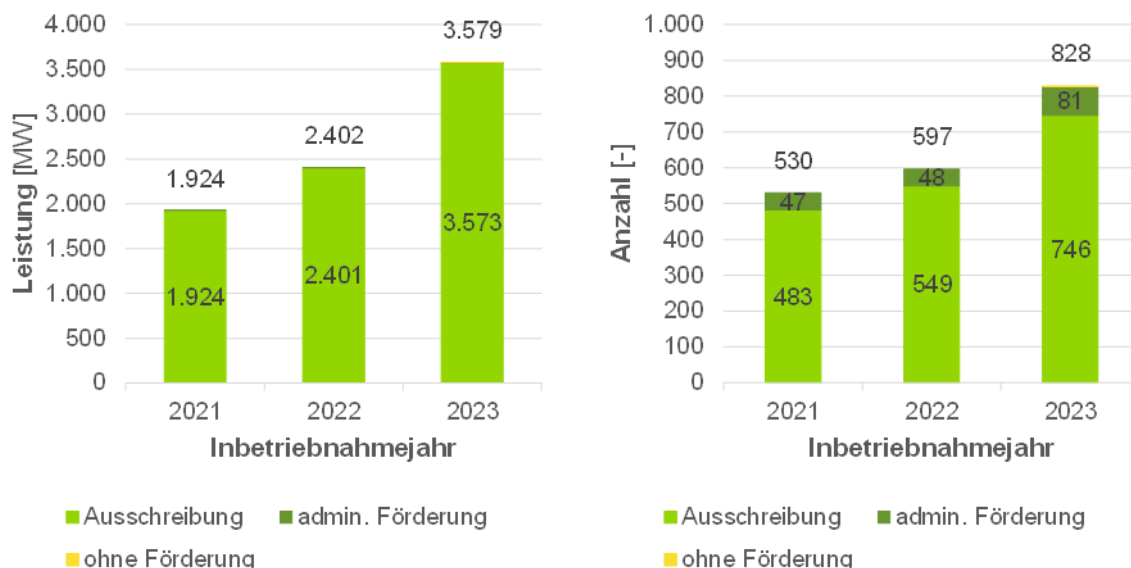
Datenquelle: MaStR, Stand: 14.12.2023

3.1.6.4 Windenergie an Land

Im Bereich der Windenergie an Land stellt die Teilnahme an den Ausschreibungen den Regelfall dar (siehe Abbildung 3.1.6-7). Anlagen, die gemäß § 22 Abs. 2 EEG vom Erfordernis der Ausschreibungsteilnahme ausgenommen sind und eine administrierte Vergütung in An-

spruch nehmen (Kleinwindanlagen, Pilotwindanlagen und Windenergieanlagen von Bürgerenergiegesellschaften) sind die absolute Ausnahme. Gleiches gilt für Anlagen, die keine EEG-Förderung erhalten.

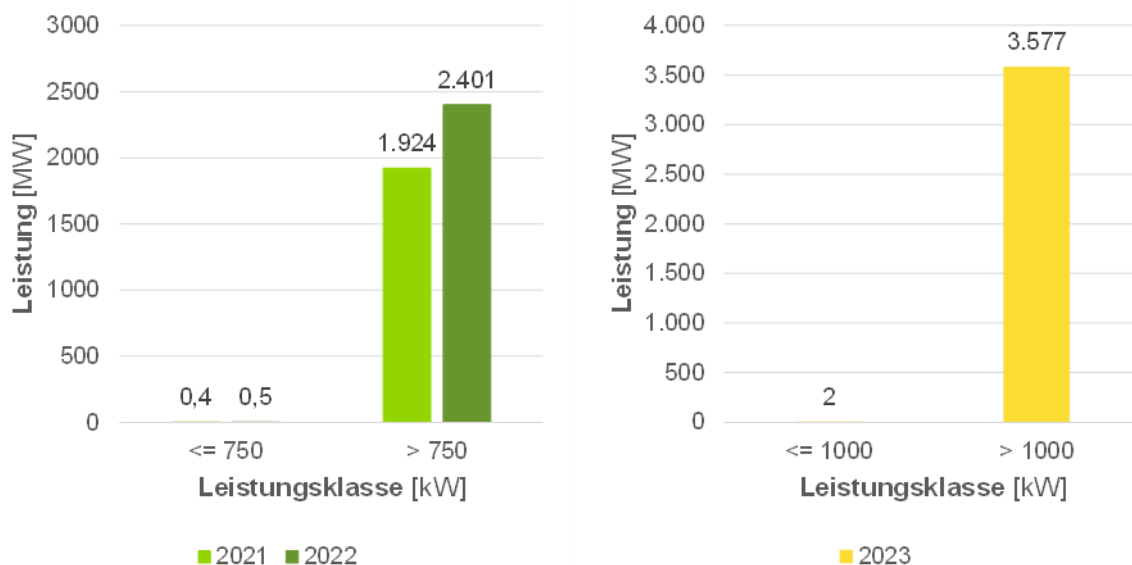
Abbildung 3.1.6-7: Verteilung der installierten Leistung und der Anlagenanzahl von Wind Onshore-Anlagen nach Fördersegment und Inbetriebnahmejahr



Datenquelle: MaStR, Stand: 06.02.2024

Bei den meisten heute errichteten Windenergieanlagen an Land handelt es sich um Anlagen der Multi-Megawatt-Klasse. Die Nennleistung von Neuanlagen nimmt im Zuge der technischen Weiterentwicklung stetig zu und lag im Jahr 2023 zwischen 2,3 bis 6,8 MW. Davon abzugrenzen sind Kleinwindanlagen, deren Nennleistung in der Regel deutlich unter 100 kW liegt. Bezogen auf den Gesamtzubau spielen Kleinwindanlagen jedoch eine vernachlässigbare Rolle. Der Leistungsbereich zwischen diesen beiden Segmenten wird von den Anlagenherstellern de facto nicht bedient. Insbesondere wurde im Betrachtungszeitraum keine einzige Anlage unmittelbar unterhalb der alten bzw. neuen Ausschreibungsgrenze (750 kW bzw. 1 MW) realisiert. Folglich hatte bzw. hat weder die alte noch die neue Ausschreibungsgrenze einen Einfluss auf den Zubau.

Abbildung 3.1.6-8: Installierte Gesamtleistung von Windenergieanlagen an Land unterhalb und oberhalb der Ausschreibungsgrenze für die Inbetriebnahmejahre 2021 bis 2023

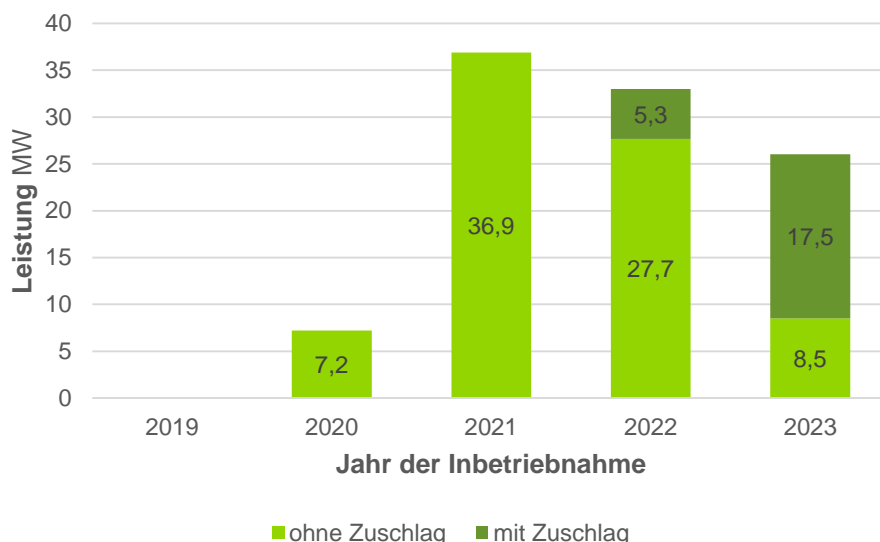


Datenquelle: MaStR, Stand: 06.02.2024

Windenergieanlagen mit Nennleistungen unterhalb der Ausschreibungsgrenze sind von der Teilnahme an den Ausschreibungen ausgeschlossen. Bei Pilotwindenergieanlagen an Land und Windenergieanlagen von Bürgerenergiegesellschaften können die Betreiber jedoch von ihrem gesetzlich zugesicherten Zahlungsanspruch zurücktreten, in dem sie auf eine Anerkennung als Pilotwindenergieanlage bzw. Bürgerenergiegesellschaft verzichten. Sie haben folglich die Wahl zwischen der administrierten Vergütung und einer Teilnahme an den Ausschreibungen. Letzteres kann vorteilhaft sein, wenn sich im Wettbewerb ein höherer anzulegender Wert erzielen lässt. Wird der anzulegende Wert gesetzlich bestimmt, berechnet der Netzbetreiber den anzulegenden Wert nach § 36h Abs. 1 EEG, wobei der Zuschlagswert durch den Durchschnitt aus den Gebotswerten des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebots der Gebotstermine für Windenergieanlagen an Land im Vorvorjahr zu ersetzen ist (siehe § 46 Abs. 1 EEG). Ein finanzieller Anreiz zur Teilnahme an den Ausschreibungen besteht folglich dann, wenn das Zuschlagsniveau (gegenüber dem Vorvorjahr) steigt. Dies war unter anderem 2018/2019 der Fall. Nachdem der Gesetzgeber die besonderen Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften nach § 36g EEG 2017 eingeschränkt hatte, sank das Wettbewerbsniveau und die Zuschlagswerte stiegen. Durch die vorteilhaften Bedingungen in den Ausschreibungen nahm im Jahr 2019 keine Anlage die Regelung für Pilotwindenergieanlagen an Land in Anspruch (siehe Abbildung 3.1.6-9). Im Jahr 2023 legte das Zuschlagsniveau erneut zu – diesmal infolge einer Anhebung des Höchstwerts durch die BNetzA. Laut MaStR sind im Jahr 2023 acht Pilotwindenergieanlagen mit einer Leistung von insgesamt 26 MW in Betrieb genommen worden. Für vier der Anlagen (17,5 MW) haben die zugehörigen Betreiber jedoch einen Zuschlag in den Ausschreibungen erlangt. Eine Wechselwirkung zwischen den Ausschreibungen und der administrierten Vergütung für Pilotwindenergieanlagen ist folglich zu bejahen. Gleiches gilt im Grundsatz auch für Windenergieanlagen von Bürgerenergiegesellschaften nach § 3 Nr. 15 EEG. Da die Ausnahme vom Erfordernis der Ausschreibungsteilnahme erst mit dem EEG 2023 eingeführt wurde, ist der Betrachtungszeitraum hier jedoch noch eingeschränkt. Im Jahr 2023 gingen laut MaStR 24 Windenergieanlagen von Bürgerenergiegesellschaften (nach § 3 Nr. 15 EEG) in Betrieb. Dabei verfügen sämtliche Anlagen über einen Zuschlag aus den Ausschreibungen der Jahre 2020

bis 2022. Die Wechselwirkungen zwischen den Ausschreibungen und den Ausnahmeregelungen für Windenergieanlagen von Bürgerenergiegesellschaften gilt es folglich in den kommenden Jahren weiter zu beobachten.

Abbildung 3.1.6-9. Bruttozubau von Pilotwindenergieanlagen an Land nach § 3 Nr. 37 EEG im Zeitraum 2019–2023 (mit/ohne Zuschlag)

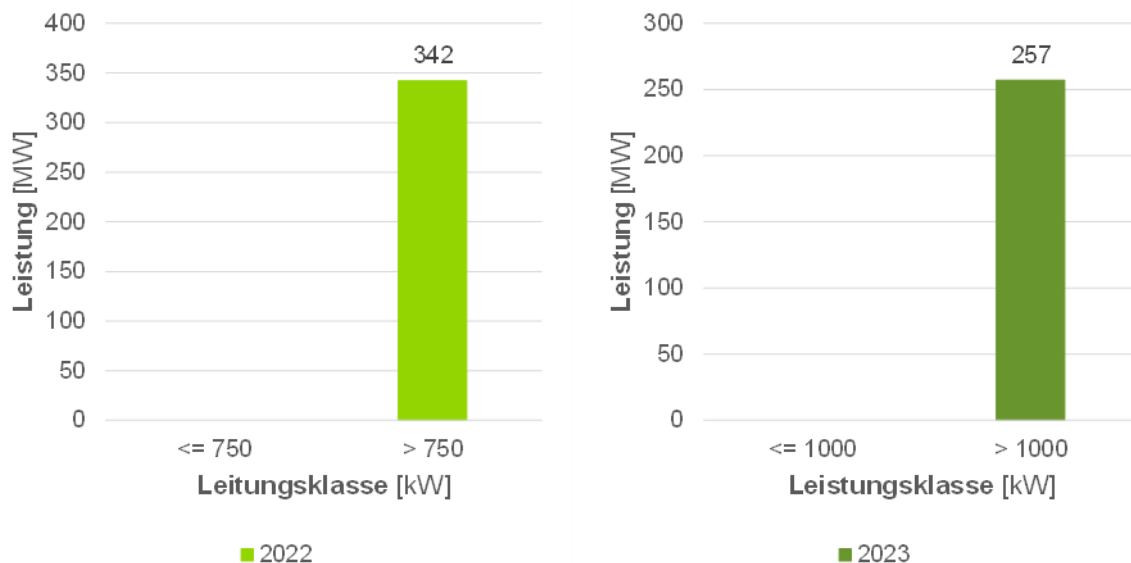


Datenquelle: MaStR

3.1.6.5 Windenergie auf See

Nach § 15 des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) ist bei den Ausschreibungsbedingungen u. a. § 30 EEG („Anforderungen an Gebote“) anzuwenden. Folglich gelten für Windenergieanlagen auf See dieselben Leistungsgrenzen für die Teilnahme an den Ausschreibungen wie für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen. Wie bei der Windenergie an Land spielen die Ausschreibungsgrenzen in der Praxis jedoch keine Rolle, da die Nennleistung moderner Windenergieanlagen auf See die Grenzwerte (750 kW vor 2023, 1 MW ab 2023) deutlich überschreiten. So wiesen die in den Jahren 2022/2023 in Betrieb genommenen Anlagen Nennleistungen zwischen 9 und 9,5 MW auf. Ein Kleinwindanlagen-Segment existiert auf See nicht, sodass seit Ausschreibungsbeginn keine Anlagen unterhalb der jeweiligen Ausschreibungsgrenzen realisiert wurden. Folglich gibt es auch keine wechselseitige Beeinflussung zwischen den Ausschreibungen und dem administrierten Segment.

Abbildung 3.1.6-10: Installierte Gesamtleistung von Wind Offshore-Anlagen unterhalb und oberhalb der Ausschreibungsgrenze für die Inbetriebnahmejahre 2021 bis 2023



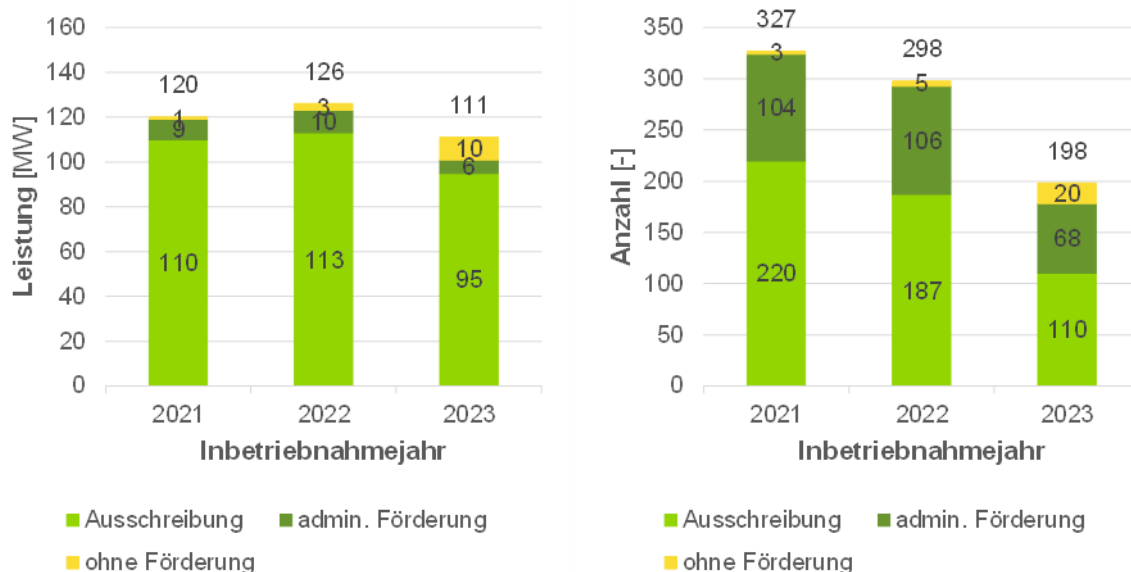
Datenquelle: MaStR, Stand: 15.01.2024

3.1.6.6 Biomasse

In Abbildung 3.1.6-11 werden Leistung und Anzahl von Biomasseanlagen nach Fördersegment und Inbetriebnahmejahr dargestellt. Leistungsseitig überwiegt das Ausschreibungssegment deutlich. Anlagen ohne Förderung und das administrierte Segment spielen eine untergeordnete Rolle. Die unterschiedlichen Verhältnisse in der Anlagenanzahl lassen sich mit der Nennleistung pro Anlage erklären. Die Anlagen im administrierten Segment können eine maximale Nennleistung von 150 kW aufweisen, während Anlagen ohne Förderung und Anlagen im Ausschreibungssegment auch im Megawatt-Bereich realisiert werden. Auffällig ist die Datenlage zu den Anlagen ohne Förderung, da ein Anlagenbetrieb ohne EEG-Förderung aufgrund der vergleichsweise hohen Kosten meist nicht rentabel sein dürfte. Es muss davon ausgegangen werden, dass es sich zumindest bei einem Teil der als ungefördert ausgewiesenen Anlagen um Fehleinträge handelt²⁴.

²⁴ Nicht in Abbildung 3.1.6-11 dargestellt sind Anlagen, für die im Marktstammdatenregister als Brennstoff Klärgas oder Deponiegas angegeben ist. Für diese Anlagen wird angenommen, dass sie eine EEG-Förderung nach § 41 EEG 2021/2023 erhalten. Weiterhin wurden die angeführten Werte zu ungeförderten Anlagen so weit wie möglich unter Zuhilfenahme anderer Datensätze bereinigt (EEG-Daten, Satellitendaten). Anhand der EEG-Daten konnten Anlagen identifiziert werden, die Deponie-/Grubengasanlagen oder Bestandsanlagen mit einem Inbetriebnahmedatum vor der Einführung der EEG-Ausschreibungen sind. Weiterhin konnten Anlagen anhand von Satellitendaten Kläranlagen oder Deponien zugeordnet werden.

Abbildung 3.1.6-11. Verteilung der installierten Leistung und der Anlagenanzahl von Biomasseanlagen nach Fördersegment und Inbetriebnahmejahr

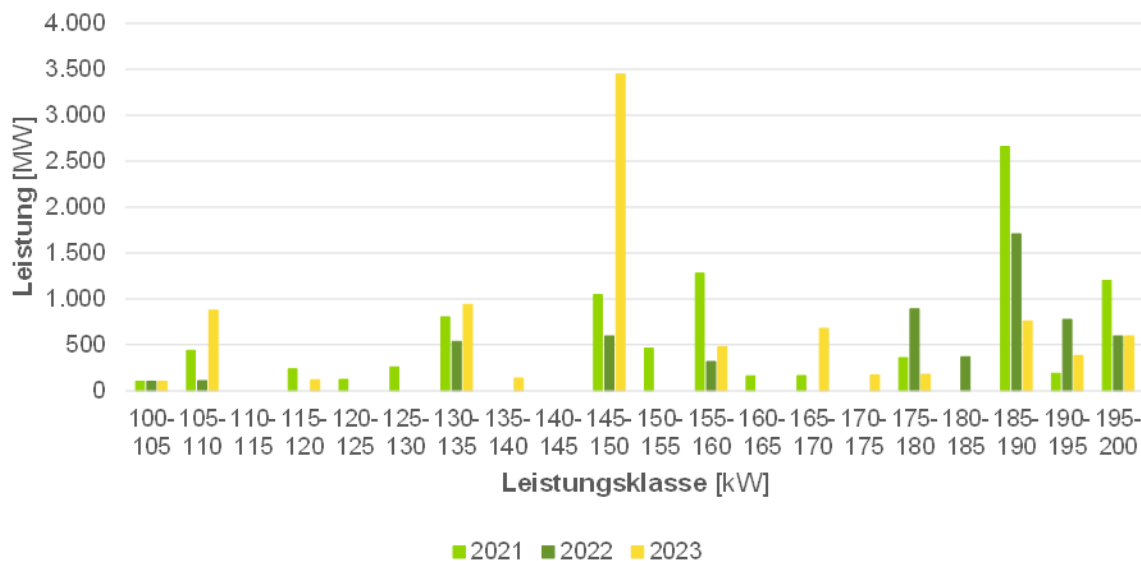


Datenquelle: MaStR, Stand: 13.02.2024

Im Betrachtungszeitraum zwischen 2021 und 2023 erhalten neue Biomasseanlagen mit einer maximalen Anlagenleistung bis einschließlich 150 kW eine administrierte EEG-Förderung. Für größere Anlagen ist die Teilnahme an einer Ausschreibung erforderlich, um eine Förderung zu erhalten. Gemäß § 39g EEG 2021/2023 können sich auch bestehende Biomasseanlagen an den Ausschreibungen beteiligen, wenn der bisherige Zahlungsanspruch aus dem EEG zum Zeitpunkt der Ausschreibung nur noch für höchstens acht Jahre besteht. Eine Mindestleistung wie für neue Biomasseanlagen besteht in diesem Fall nicht. Durch Darstellung nach Inbetriebnahmejahr sind ebenjene Bestandsanlagen jedoch nicht in Abbildung 3.1.6-11 enthalten.

Für die Biomasseanlagen erfolgt ebenfalls eine Untersuchung der installierten Gesamtleistung nach verschiedenen Leistungsklassen im Umfeld der Ausschreibungsgrenze, was Abbildung 3.1.6-12 zeigt. Die Daten bieten wenig Erkenntnisse, so liegen in den Jahren 2021 und 2022 die größten Häufungen der installierten Leistung im Ausschreibungssegment. Eine gezielte Realisierung neuer Anlagen direkt unterhalb der Ausschreibungsgrenze ist somit nicht gegeben. Dem gegenüber liegt die größte Häufung im Jahr 2023 direkt unterhalb der Ausschreibungsgrenze. Aber auch in anderen Leistungsklassen finden sich hier größere Ausschläge und das sowohl bei den Ausschreibungen, als auch im administrierten Segment. Bei der Interpretation des Leistungszubaus sind die Wechselwirkungen zu berücksichtigen, die sich aus den jeweiligen EEG-Förderanreizen für verschiedene Biomassefraktionen ergeben. So lagen im Betrachtungszeitraum die anzulegenden Werte für Biomasseanlagen bis 150 kW bei 12,7 bis 12,8 ct/kWh und im Fall von Güllevergärung bis 150 kW je nach Anlagenleistung in der Größenordnung von 20 bis 22 ct/kWh. Strom aus Anlagen mit bis zu 20 MW, die Bioabfall vergären, wurde mit rund 12,5 bis 14,3 ct/kWh vergütet. Die erzielbaren anzulegenden Werte in den Ausschreibungen bewegten sich in Größenordnungen von bis zu 16 ct/kWh (Höchstwert Neuanlagen). Bis auf Güllevergärungsanlagen waren somit für alle anderen Biomasseanlagen Anlagenauslegungen oberhalb der Ausschreibungsgrenze finanziell attraktiver.

Abbildung 3.1.6-12. Installierte Gesamtleistung von Biomasseanlagen unterhalb und oberhalb der Ausschreibungsgrenze für die Inbetriebnahmejahre 2021 bis 2023

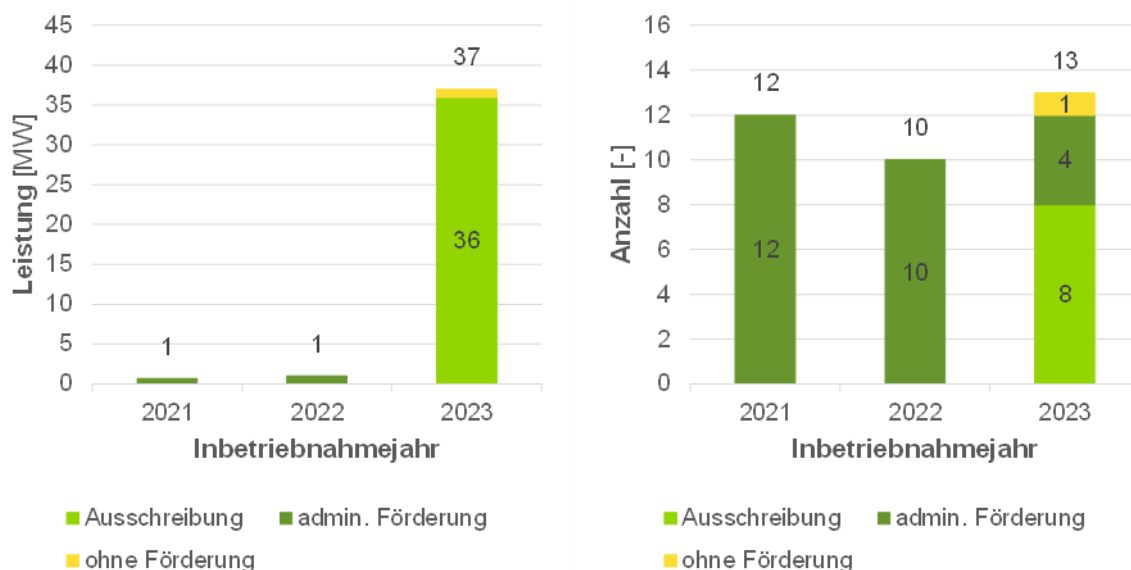


Datenquelle: MaStR, Stand: 08.02.2024

3.1.6.7 Biomethan

Seit 2021 führt die BNetzA gesonderte Ausschreibungen zur Ermittlung der anzulegenden Werte für Strom aus Biomethananlagen ab 150 kW durch. Damit besteht auch für diese Sparte die Möglichkeit einer wechselseitigen Beeinflussung zwischen den Fördersegmenten. In Abbildung 3.1.6-13 werden Leistung und Anzahl von Biomethananlagen nach Fördersegment und Inbetriebnahmejahr dargestellt. Die erste Ausschreibungsrunde für Biomethananlagen fand am 1. Dezember 2021 statt. Durch den spät angesetzten Gebotstermin wurden keine Anlagen im Ausschreibungssegment mit Inbetriebnahme in 2021 realisiert. Das MaStR verzeichnet im darauffolgenden Jahr ebenfalls keine Anlagen im Ausschreibungssegment, was auf Realisierungsfristen von 36 Monaten zurückzuführen sein dürfte. Im Jahr 2023 wird der Leistungsbereich durch das Ausschreibungssegment dominiert. Anlagen ohne Förderung und das administrierte Segment spielen leistungsseitig eine untergeordnete Rolle. Dies ist im administrierten Segment, wie die vorherigen Jahre verdeutlichen, einer geringen Nennleistung pro Anlage geschuldet. Bei Anlagen ohne Förderung liegt der Grund in der geringen Anzahl, wobei hier – wie bereits oben beschrieben (vgl. Fußnote 24) – von Fehleinträgen auszugehen ist.

Abbildung 3.1.6-13. Verteilung der installierten Leistung und der Anlagenanzahl von Biomethananlagen nach Fördersegment und Inbetriebnahmejahr



Datenquelle: MaStR, Stand: 14.02.2024

Aus der Auswertung des MaStR geht hervor, dass die Anlagenbetreiber den Leistungsbe-
reich im Umfeld der Ausschreibungsgrenze von 150 kW nicht bedient haben, da hier keine
einzige Anlage realisiert wurde (untersuchter Leistungsbereich zwischen 100 bis 150 kW).
Die Analyse zeigt eine Häufung der Anlagen kurz unterhalb von 100 kW, was auf die Grenze
zur Direktvermarktung zurückzuführen sein dürfte. Ansonsten weisen die restlichen Anlagen
Nennleistungen weit oberhalb von 150 kW auf. Damit ist eine gegenseitige Beeinflussung
der Fördersegmente nicht erkennbar.

3.1.6.8 Wechselwirkungen zwischen den Ausschreibungen für Solaranlagen des ers- ten Segments und den Innovationsausschreibungen

Eine wechselseitige Beeinflussung ist nicht nur innerhalb einer Anlagentechnologie zwi-
schen administrierter Förderung und Ausschreibungen möglich, sondern auch zwischen ver-
schiedenen Ausschreibungssegmenten. Eine Voraussetzung dafür ist, dass Ausschrei-
bungssegmente so ausgestaltet sind, dass sie aus Sicht des Bieters (weitgehend) substitu-
tiv sind. Dies ist der Fall für die Innovationsausschreibungen, die in Wechselwirkung mit den
technologiespezifischen Ausschreibungen für Solaranlagen, Windenergieanlagen an Land
und Biomasse stehen.

Bei den Innovationsausschreibungen stehen besonders netz- oder systemdienliche Anlagen
im Fokus. Dies sind entweder Anlagenkombinationen mit mehreren Anlagen verschiedener
Erneuerbaren Energien oder Zusammenschlüsse aus Anlagen und Batteriespeichern auf
Basis erneuerbarem Strom. Für die Teilnahme an einer Innovationsausschreibung gelten
unterschiedliche Anforderungen. So müssen die Anlagenkombinationen über einen gemein-
samen Netzverknüpfungspunkt einspeisen und kombiniert eine Leistung von über 1 MW auf-
weisen. Zudem ist der Anlagenbetreiber nur gebotsberechtigt, wenn es sich bei einem Ener-
geträger entweder um Windenergie an Land oder Solarenergie handelt. Kommen Batterie-
speicher zum Einsatz, dann treten weitere Anforderungen auf. Es muss sichergestellt sein,
dass die Batterien keinen Strom aus dem Netz beziehen, sondern nur aus den Erzeugungs-
anlagen selbst. Außerdem muss die Batteriegröße so ausgelegt werden, dass die installierte
Speicherleistung mindestens 25 % der installierten Gesamtleistung entspricht. Des Weiteren

muss die Energiespeicherkapazität eine Einspeicherung von zwei Stunden der Arbeit der Nennleistung der Energiespeichertechnologie ermöglichen. Zu Beginn der Innovationsausschreibungen haben die Anlagenkombinationen bei Zuschlag eine fixe Marktprämie erhalten. Diese wurde unabhängig vom aktuellen Marktwert für Wind- und Solarenergie ausbezahlt. Seit Dezember 2022 wird auf eine gleitende Marktprämie geboten. Der Unterschied zur fixen Vergütung besteht darin, dass nur dann eine Förderung erfolgt, wenn der Marktwert des Stroms den anzulegenden Wert unterschreitet. Für die Bestimmung des Marktwertes werden die Monatsmittelwerte an der Strombörse herangezogen.

Im Betrachtungszeitraum 2021 bis 2023 wurden ausschließlich Gebote für Solaranlagen mit Batteriespeicher abgegeben. Hierbei kann es sich nach § 6 Abs. 2 Nr. 1 InnAusV nur um PV-Freiflächenanlagen oder Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen handeln (nachfolgend zusammengefasst als PV-Freiflächenanlagen). Die nachfolgende Analyse bezieht sich demnach auf mögliche Wechselwirkungen zwischen PV-Freiflächenanlagen mit Batteriespeichern in den Innovationsausschreibungen und herkömmlichen PV-Freiflächenanlagen in den Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments.

Für geplante PV-Freiflächenanlagenprojekte kann nicht ohne weiteres ein Gebot in den Innovationsausschreibungen abgegeben werden. Dies erfordert die Erweiterung des Projekts um einen Batteriespeicher und die technische sowie finanzielle Kalkulation des Projekts. Umgekehrt könnte mit einem für die Innovationsausschreibungen vorgesehenen Projekt aus PV-FFA mit Speicher ohne weiteres an den PV-Freiflächenanlagenausschreibungen teilgenommen werden. Allerdings stünde dann höchstwahrscheinlich die Rentabilität des Projekts in Frage. Eine Umplanung von bereits geplanten Projekten dürfte jedoch mit vergleichsweise geringem Aufwand machbar sein. Wie die nachfolgende Auswertung der Ausschreibungsdaten zeigt, konnten solche Projekte identifiziert werden, jedoch in vergleichsweise geringem Umfang.

Im Betrachtungszeitraum 2021 bis 2023 haben sich 1.208 Projekte an den Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments und den Innovationsausschreibungen beteiligt. Die Zuordnung von Geboten zu einem Projekt erfolgt auf Basis der Standortangaben (Gemarkung, Flurstück) und ist folglich mit einer gewissen Unschärfe behaftet. Von den 1.208 Projekten haben 279 mehr als einmal an den Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments teilgenommen, 10 Projekte haben mehr als einmal an den Innovationsausschreibungen teilgenommen und 34 Projekte haben sich sowohl an den Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments als auch den Innovationsausschreibungen beteiligt. Damit lag die Quote von Projekten, für die in beiden Ausschreibungen ein Gebot abgegeben wurde, bei knapp 3 %.

Von den 34 Projekten, für die in beiden Ausschreibungsformaten jeweils mindestens ein Gebot eingereicht wurde, wurde in 23 Fällen das jeweils erste Gebot in einer Ausschreibung für Solaranlagen des ersten Segments abgegeben bzw. in 11 Fällen das erste Gebot in den Innovationsausschreibungen. Diese Verteilung ist angesichts der jeweiligen Ausschreibungsvolumina nicht verwunderlich (9,9 GW PV-FFA vs. 2,1 GW InnA). Von diesen 34 Projekten, für die in beiden Ausschreibungsformaten jeweils mindestens ein Gebot eingereicht wurde, erhielten 23 Projekte einen Zuschlag, 10 Projekte mehr als einen Zuschlag und 1 Projekt keinen Zuschlag.

Für die angeführten Projekte mit Zuschlägen in beiden Ausschreibungsrunden gibt es im Fall von PV-Freiflächenanlagen praktikable Gründe. Denkbar ist, dass es sich um verschiedene Bauabschnitte eines Projekts handelt. Weiterhin besteht im Rahmen der Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen die Möglichkeit, einen Zuschlag gemäß § 54 Abs. 2 EEG 2021/EEG 2023 auf einen anderen Standort zu übertragen (pönalisiert mit 0,3 ct/kWh). Dar-

über hinaus können auch strategische Erwägungen vorliegen mit dem Ziel, einen bestehenden Zuschlag unter Inkaufnahme der Pönale verfallen zu lassen, um das Projekt mit einem höheren Zuschlagswert zu realisieren.

Da die Datenlage zum jetzigen Zeitpunkt mit 34 Projekten, von denen zum Zeitpunkt der Berichterstellung wiederum nur ein Teil realisiert wurde, relativ gering ist, wurde auf eine detaillierte Auswertung der jeweiligen Projekte/Standorte verzichtet. Für den Endbericht wird angestrebt, eine vertiefte Analyse auf Basis der tatsächlich realisierten Anlagen durchzuführen.

3.1.6.9 Wechselwirkungen zwischen den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und den Innovationsausschreibungen

Zu den Innovationsausschreibungen wurden im Betrachtungszeitraum 2021–2023 keine Gebote für Windenergieanlagen an Land abgegeben. Das erste und bislang einzige Gebot mit einem Windenergie-Anteil wurde zum Gebotstermin 01.09.2020 eingereicht. Die Wind-Speicher-Kombination mit einer Gebotsmenge von 11,8 MW erhielt damals einen Zuschlag.

Dass sich Projektierer von Windenergieanlagen an Land in den letzten Jahren nicht an den Innovationsausschreibungen beteiligt haben, dürfte im Wesentlichen auf zwei Faktoren zurückzuführen sein. Zum einen waren die technologiespezifischen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land regelmäßig unterzeichnet, so dass sich die Bieter Zuschlagswerte nah am jeweiligen Höchstwert sichern konnten. In den Innovationsausschreibungen herrschte dagegen – getrieben durch die Teilnahme von Solar-Freiflächenanlagen in Kombination mit Batteriespeichern – zumindest zeitweise Wettbewerb (siehe Abschnitt 3.3.3). Zum anderen stellen die Innovationsausschreibungen höhere Anforderungen an die Projekte (s. o.) und gehen mit zusätzlichen Risiken einher. Neben dem Zwang zur Kombination mit anderen Technologien und/oder Speichern ist diesbezüglich insbesondere die fixe Marktprämie zu nennen, die bis einschließlich April 2022 zur Anwendung kam. Diese bringt Unsicherheiten bezüglich der erzielbaren Erlöse mit sich und setzt stärker als die gleitende Marktprämie voraus, dass sich Betreiber mit Marktwertserwartungen auseinandersetzen und diese bei ihrer Gebotsabgabe berücksichtigen. Zudem wird das Referenzertragsmodell in den Innovationsausschreibungen nicht angewendet. Dieses hat – neben anderen Effekten – auch eine risikomindernde Komponente, da die anzulegenden Werte gemäß § 36h Abs. 2 EEG nach fünf, zehn und fünfzehn Jahren auf Basis des Standortertrags überprüft und zu viel oder zu wenig geleistete Zahlungen erstattet werden.

3.1.6.10 Wechselwirkungen zwischen den Ausschreibungen für Biomasseanlagen und den Innovationsausschreibungen

Im Betrachtungszeitraum 2021–2023 wurden im Rahmen der Innovationsausschreibungen keine Gebote für Biomasse- oder Biomethananlagen eingereicht. Das erste und bislang einzige Gebot mit einem Biomasse-Anteil wurde zum Gebotstermin 01.09.2020 abgegeben. Die Solar-Biomasse-Kombination konnte sich damals nicht im Wettbewerb durchsetzen. Dies dürfte auch der zentrale Grund dafür sein, warum seither keine Gebote mehr mit einem Biomasse-Anteil zu beobachten waren. Der Vergütungsbedarf von Biomasseanlagen liegt deutlich über dem von Solaranlagen, die die Innovationsausschreibungen bislang in Verbindung mit Batteriespeichern dominieren. Zum Vergleich: Der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert in der letzten Ausschreibung für Biomasseanlagen des Jahres 2023 liegt mit 18,28 ct/kWh knapp 10 ct/kWh über dem entsprechenden Wert, der bei der Innovationsausschreibung vom 01.09.2023 erzielt wurde. Diesbezüglich dürfte auch der zulässige Höchstwert von 9,18 ct/kWh in den Innovationsausschreibungen des Jahres 2023 für die allermeisten Biomasseanlagen eine unüberwindliche Hürde darstellen.

3.2 Indirekte Effekte

3.2.1 Emissionen

Frage 2.1

- Hat die Beihilfe die jährlichen CO₂-Emissionen im Stromsektor gesenkt?

Ziel des EEG ist die Transformation zu einer nachhaltigen und treibhausgasneutralen Stromversorgung (§ 1 EEG). Durch die Produktion von zusätzlichem Strom aus im Rahmen des EEG geförderten EE-Anlagen wird Strom aus fossiler Produktion verdrängt und es werden dementsprechend CO₂-Emissionen vermieden. Das Ausmaß der CO₂-Vermeidung durch die Beihilfe wird anhand des Vergleichs der Emissionen der Stromerzeugung im Beihilfeszenario mit einem kontrafaktischen Szenario ohne die Beihilfe bewertet. Die resultierenden Differenzen in den CO₂-Emissionen können dabei als direktes Ergebnis aus der Stromsystemanalyse abgeleitet werden. Die Vorgehensweise und Modellierung der genannten Szenarien werden in Abschnitt 2.2 detailliert beschrieben. Für die Einordnung der CO₂-Vermeidung in den historischen Jahren 2021-2023 werden zusätzlich zum modellierten Beihilfeszenario historische Daten zu den tatsächlichen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in diesem Zeitraum herangezogen. Laut dem Erfahrungsbericht der Bundesregierung zum EEG und zum WindSeeG²⁵ wurden im Jahr 2022 rund 180 Mio. t und im Jahr 2021 ca. 168 Mio. t CO₂-Äquivalente im Stromsektor vermieden.

Grundsätzlich steht die CO₂-Vermeidung zusätzlicher Erneuerbarer Energien in Wechselwirkung zu bestehenden flankierenden Maßnahmen. So ist beispielsweise auf europäischer Ebene durch steigende CO₂-Preise im EU-ETS in begrenztem Umfang ein marktgetriebener Ausbau Erneuerbarer Energien - losgelöst von den Ausschreibungen - zu erwarten. Hinzu kommen Maßnahmen auf nationaler Ebene (z. B. administrativer Kohleausstieg), welche sich ebenfalls auf die CO₂-Intensität der Stromerzeugung in Deutschland auswirken. Insgesamt ist aufgrund dieser flankierenden Maßnahmen auch ohne die Ausschreibungen ein Rückgang der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland zu erwarten. Der Einfluss einer Einheit Erneuerbarer Energien nimmt bei einer rückläufigen CO₂-Intensität der Stromerzeugung im Zeitverlauf folglich ab.

Da für die Durchführung der Top-Down-Analysen zum Zeitpunkt der Vorlage dieses Berichts noch vorbereitende Arbeiten zur Parametrierung durchgeführt werden, liegen aktuell noch keine Ergebnisse vor. Die Beantwortung dieser Frage erfolgt daher im Endbericht.

3.2.2 Wettbewerb: Auswirkungen auf die Wettbewerbssituation des Strommarktes

Frage 2.2

- Wie hat sich die Beihilfe auf die Wettbewerbssituation des Strommarktes ausgewirkt?
- Ist eine Marktkonzentration innerhalb der geförderten Segmente in einzelnen Branchen zu beobachten?

²⁵ Deutscher Bundestag (2024): Erfahrungsbericht der Bundesregierung zum Erneuerbare-Energien-Gesetz und zum Windenergie-auf-See-Gesetz, Berichtszeitraum 2018-2022/3, Drucksache 20/10296

In den folgenden Kapiteln wird zur Beantwortung der Evaluationsfrage die Wettbewerbssituation am Markt für EEG-geförderten sowie für nicht-EEG-geförderten Strom untersucht²⁶. Anhand der Entwicklung der Marktkonzentration können allgemeine Aussagen über Trends in den betrachteten Marktsegmenten getroffen sowie der Zustand des Wettbewerbs bewertet werden. Zur Bewertung der Marktanteile werden die Grenzwerte aus dem Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) herangezogen, ab denen von einer marktbeherrschenden Stellung von Marktakteuren auszugehen ist²⁷. Außerdem wird bei der Bewertung der Marktkonzentration im Markt für EEG-geförderten Strom auf den Herfindahl-Hirschman-Index (HHI)²⁸ abgestellt, welcher ein gebräuchliches Maß für die Marktkonzentration ist und genutzt wird, um die Wettbewerbssituation zu bewerten.

3.2.2.1 Ungeförderter Strom

Der Markt für nicht EEG-geförderten Strom weist historisch eine hohe Marktkonzentration auf. Die Auswertung der Marktanteile der absatzstärksten Anbieter von ungefördertem Strom zeigt, dass die Marktanteile in den vergangenen Jahren mit leichten Schwankungen konstant geblieben sind (Tabelle 3.2.2-1). Einzig der Anteil der drei größten Anbieter ist um 6 Prozentpunkte zwischen 2020 und 2022 angestiegen. Vergleicht man die Anteile mit den im GWB festgelegten Grenzwerten, ab denen von einer marktbeherrschenden Stellung von Unternehmen in einem Markt auszugehen ist, wird ersichtlich, dass der Grenzwert für den Marktanteil der drei größten Unternehmen (50 %) in den Jahren 2021 und 2022 um 3 % bzw. 6 % überschritten wurden. Auch der Anteil der fünf größten Anbieter lag im Jahr 2021 bereits einmalig oberhalb des Grenzwertes von 66 %. Die Überschreitung der Grenzwerte zeigt sich allerdings nur bezüglich der Anteile am Stromabsatz. Wertet man aus, welche Unternehmen über die größten Kraftwerkskapazitäten verfügen, so zeigt sich ebenfalls eine hohe Marktkonzentration mit Anteilswerten der fünf größten Kraftwerksbetreiber von über 50 % (siehe Tabelle 3.2.2-2), allerdings liegen diese nicht über dem Grenzwert von 66 %. Das gleiche Bild zeigt sich bei der Betrachtung der kumulierten Anteile der drei größten Kraftwerksbetreiber. Im Gegensatz zu den Anteilen beim Stromabsatz sind Anteile bezüglich der installierten Leistung leicht rückläufig, was darauf zurückzuführen sein kann, dass im Betrachtungszeitraum einzelne fossile Kraftwerke stillgelegt wurden. An dieser Stelle ist anzumerken, dass es sich bei vier der fünf größten Marktakteure in der Auswertung nach Stromabsatz und betriebener Kraftwerksleistung um dieselben Unternehmen handelt. Lediglich Uniper, viertgrößter Kraftwerksbetreiber im Jahr 2022, und E.ON, fünftgrößter Stromabsatz im Jahr 2022, sind nicht in beiden Gruppen vertreten. RWE, EnBW, LEAG und Vattenfall sind in beiden Auswertungen, unter den Top 5 zu finden.

Tabelle 3.2.2-1. Entwicklung der Anteile der größten Anbieter am deutschen Strommarkt für ungeförderten Strom²⁹

Anteile	2020	2021	2022	GWB-Grenzwert
---------	------	------	------	---------------

²⁶ ohne Zahlungsanspruch nach dem EEG, Bahnstrom, Eigenverbrauch und Systemdienstleistungen

²⁷ Auszug aus Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB), § 18 Marktbeherrschung:

(4) Es wird vermutet, dass ein Unternehmen marktbeherrschend ist, wenn es einen Marktanteil von mindestens 40 Prozent hat. [...] (6) Eine Gesamtheit von Unternehmen gilt als marktbeherrschend, wenn sie
 1. aus drei oder weniger Unternehmen besteht, die zusammen einen Marktanteil von 50 Prozent erreichen, oder
 2. aus fünf oder weniger Unternehmen besteht, die zusammen einen Marktanteil von zwei Dritteln erreichen.

²⁸ Der HHI wird berechnet, indem der Marktanteil jedes konkurrierenden Unternehmens im untersuchten Markt quadriert und dann die resultierenden Zahlen summiert werden, wobei die Marktanteile als Anteile in Prozent ausgedrückt werden. Das Ergebnis ist proportional zum durchschnittlichen gewichteten Marktanteil. Daher kann der HHI zwischen 0 und 1 liegen, wobei ein Wert 1 auf ein Monopol mit einem einzigen Anbieter hinweist und Werte, die gegen 0 gehen, guten Wettbewerb beschreiben.

²⁹ Eigene Auswertung auf Basis von Monitoringbericht, BNetzA, 2023, <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf>

Größter Marktakteur	25 %	26 %	26 %	<40 %
Drei größte Marktakteure	50 %	53 %	56 %	<50 %
Fünf größte Marktakteure	65 %	67 %	64 %	<66 %

Datenquelle: Eigene Auswertung auf Basis von Monitoringbericht, BNetzA, 2023

Tabelle 3.2.2-2. Entwicklung der Anteile der größten Betreiber von fossilen Kraftwerken am Kraftwerkspark bezüglich installierter Leistung²⁹

Anteile	2020	2021	2022	GWB-Grenzwert
Größter Marktakteur	22 %	22 %	19 %	<40 %
Drei größte Marktakteure	41 %	43 %	39 %	<50 %
Fünf größte Marktakteure	57 %	56 %	52 %	<66 %

Datenquelle: Eigene Auswertung auf Basis von Monitoringbericht, BNetzA, 2023

3.2.2.2 Geförderter Strom

Zur Untersuchung der Marktkonzentration im Strommarkt für EEG-geförderten Strom, wird zunächst auf die Größe der vermarkteten Anlagenkapazität in den Portfolien der Direktvermarkter zurückgegriffen. Größe und Zusammensetzung der Portfolien sind in Abbildung 3.2.2-1 zu sehen. Es zeigt sich zunächst, dass der Markt über eine große Zahl von Direktvermarktern verfügt. Ein großer Teil des vermarkteten Bestands konzentriert sich allerdings auf einige besonders große Portfolien. Der Großteil der Direktvermarkter verfügt nur über vergleichsweise kleine Portfolien.

Untersucht man wie sich die Anteile der größten Portfolien von Direktvermarktern am Gesamtportfolio der direktvermarkteten EE im vergangenen Jahr 2023 entwickelt haben, zeigt sich gemäß Tabelle 3.2.2-3, dass im letzten Jahr die Anteile der größten Portfolien von Direktvermarktern zurückgegangen sind. Da die Portfolien verschiedene Technologien (Wind, PV, Bioenergie) mit unterschiedliche Volllaststunden aufweisen und somit je nach Zusammensetzung des Portfolios der Marktanteil des Direktvermarkters am Stromabsatz von seinem Marktanteil gemäß der Kapazität seines Portfolios abweichen kann, wird in Abbildung 3.2.2-2 auf Basis von durchschnittlichen Volllaststunden abgeschätzt, wie groß der Stromabsatz der einzelnen Direktvermarkter ist. Die Betrachtung macht deutlich, dass die fünf Akteure, mit den größten Portfolien bezüglich der beinhalteten Kapazität ebenfalls die größten geschätzten Stromabsätze haben. Hierbei handelt es sich um BayWa RE, Statkraft Markets, Next Kraftwerke, EnBW und Quadra Energy. Einige nach Portfoliokapazität kleinere Direktvermarkter, mit erhöhten Anteilen von Biomassekraftwerken im Portfolio, wie Energy2Market und EWE, gewinnen in dieser Auswertung aber auch beträchtlich an Marktanteil dazu.

Der HHI liegt in der Auswertung nach Portfoliولةistung bei 5,4 % und in der Auswertung nach geschätztem Stromabsatz bei 5,2 %. Dies deutet zunächst auf einen Markt mit gutem Wettbewerb hin. Bei der Analyse der Anteile der größten Direktvermarkter nach geschätztem Stromabsatz, wie in Abbildung 3.2.2-2 dargestellt und in Tabelle 3.2.2-4 berechnet, wird ersichtlich, dass die fünf größten Direktvermarkter mit 39 % einen deutlich geringeren Anteil am gesamten Stromabsatz geförderter Stromerzeugung haben als die fünf größten Akteure auf dem Markt für ungedforderten Strom. Die GWB-Grenzen werden in keiner Konstellation überschritten.

An dieser Stelle ist darauf hinzuweisen, dass die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) nach § 2 EEG die Vermarktung von EEG-geförderten Strom nach EEG § 19 Absatz 1 Nummer 2 (Einspeisevergütung) durchführen. Somit nehmen sie eine gewichtige Rolle im Markt für EEG

geförderten Strom ein. Hierbei handelt es sich hauptsächlich um Strom aus PV-Anlagen (32 TWh, 81 % der insgesamt durch ÜNB vermarkteten Menge in 2022³⁰) und Biomasse (4 TWh, 11 % der insgesamt durch ÜNB vermarkteten Menge in 2022³⁰). Damit verfügen die ÜNB über ähnlich große Portfolien im Bereich PV und Biomasse wie alle untersuchten Direktvermarkter zusammengenommen. Da diese Marktstellung gesetzlich vorgesehen ist und nicht durch die ÜNB beeinflusst werden kann, da ihre regionalen Zuständigkeitsbereiche festgelegt und der Zubau der entsprechende Segmente nicht kontrollierbar ist, wurden die ÜNB bei dieser Untersuchung nicht einbezogen.

Tabelle 3.2.2-3. Entwicklung der Anteile der größten Portfolien von Direktvermarkter an der vermarkteten EE-Leistung³¹

Anteile	1.1.2023	1.7.2023	1.1.2024
Größter Direktvermarkter	11 %	11 %	9 %
Drei größte Direktvermarkter	31 %	27 %	25 %
Fünf größte Direktvermarkter	46 %	41 %	37 %

Datenquelle: Eigene Auswertung auf Basis Daten von ZfK, 2023

Tabelle 3.2.2-4. Auswertung der Anteile der größten Direktvermarkter nach geschätztem Stromabsatz³²

	Akkumulierter Anteil	GWB-Schwelle
Größter Anteil	10 %	<40 %
2. und 3. größte Marktanteile	25 %	<50 %
4. und 5. größte Marktanteile	39 %	<66 %

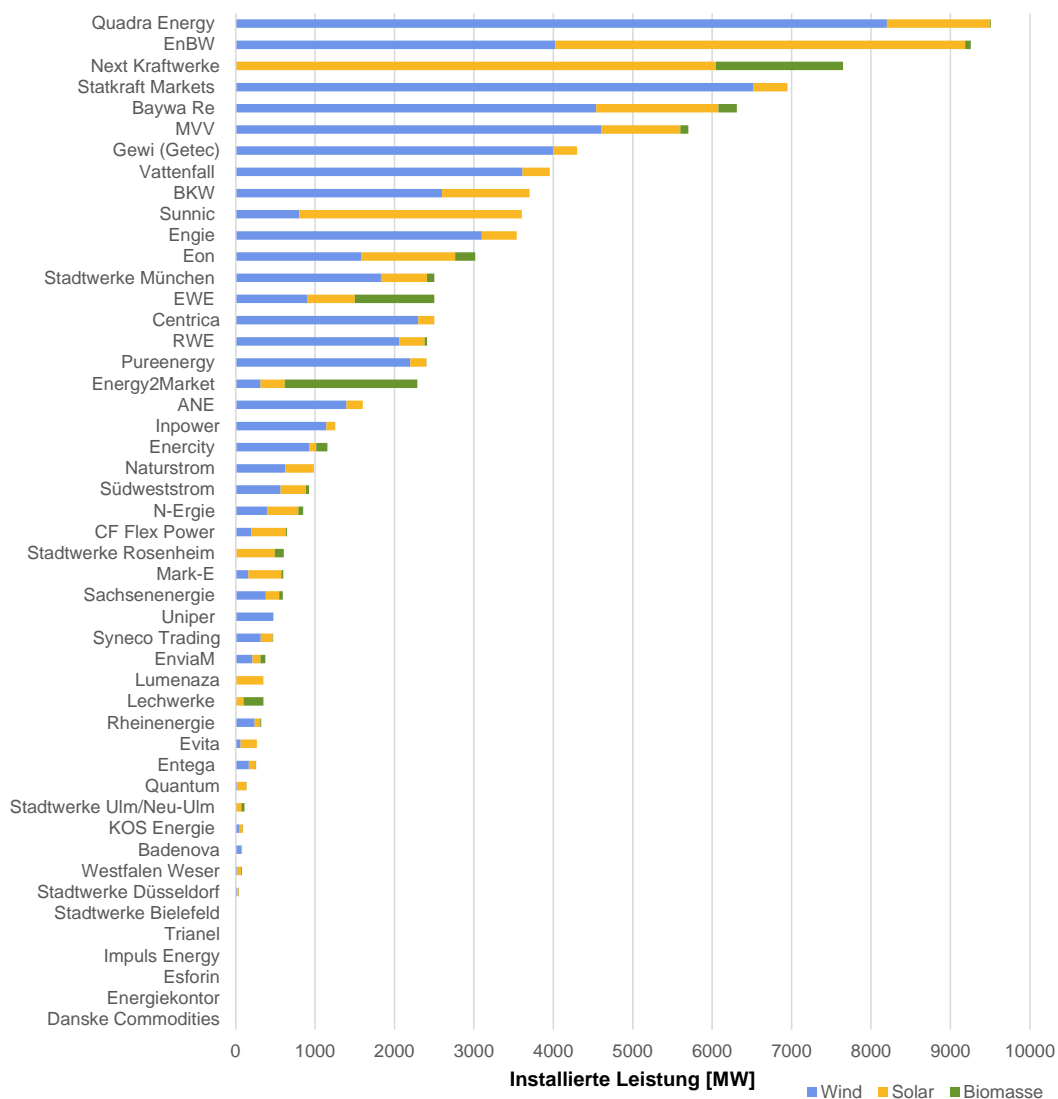
Datenquelle: Eigene Auswertung auf Basis Daten von ZfK, 2023

³⁰ Aktuelle Angaben der Übertragungsnetzbetreiber zu den Vermarktungsmengen nach § 2 Nr. 2 EEA V, 2023, https://www.netztransparenz.de/xsproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/erneuerbare%20energien%20und%20umlagen/transparenzanforderungen/monatliche%20vermarktungsmengen%20aktualisiert/vermarktungsmengen_prq-2_nr-2_internet_2022.pdf

³¹ Eigene Auswertung auf Basis Daten von ZfK, 2023, Sechs Tabellen zu den deutschen Direktvermarktern, <https://www.zfk.de/unternehmen/marktuebersicht/sechs-tabellen-deutsche-direktvermarkter-1-juli-2023>, Direktvermarkter 2024 – ein Überblick mit zehn Tabellen, <https://www.zfk.de/unternehmen/marktuebersicht/direktvermarkter-2023-ueberblick>

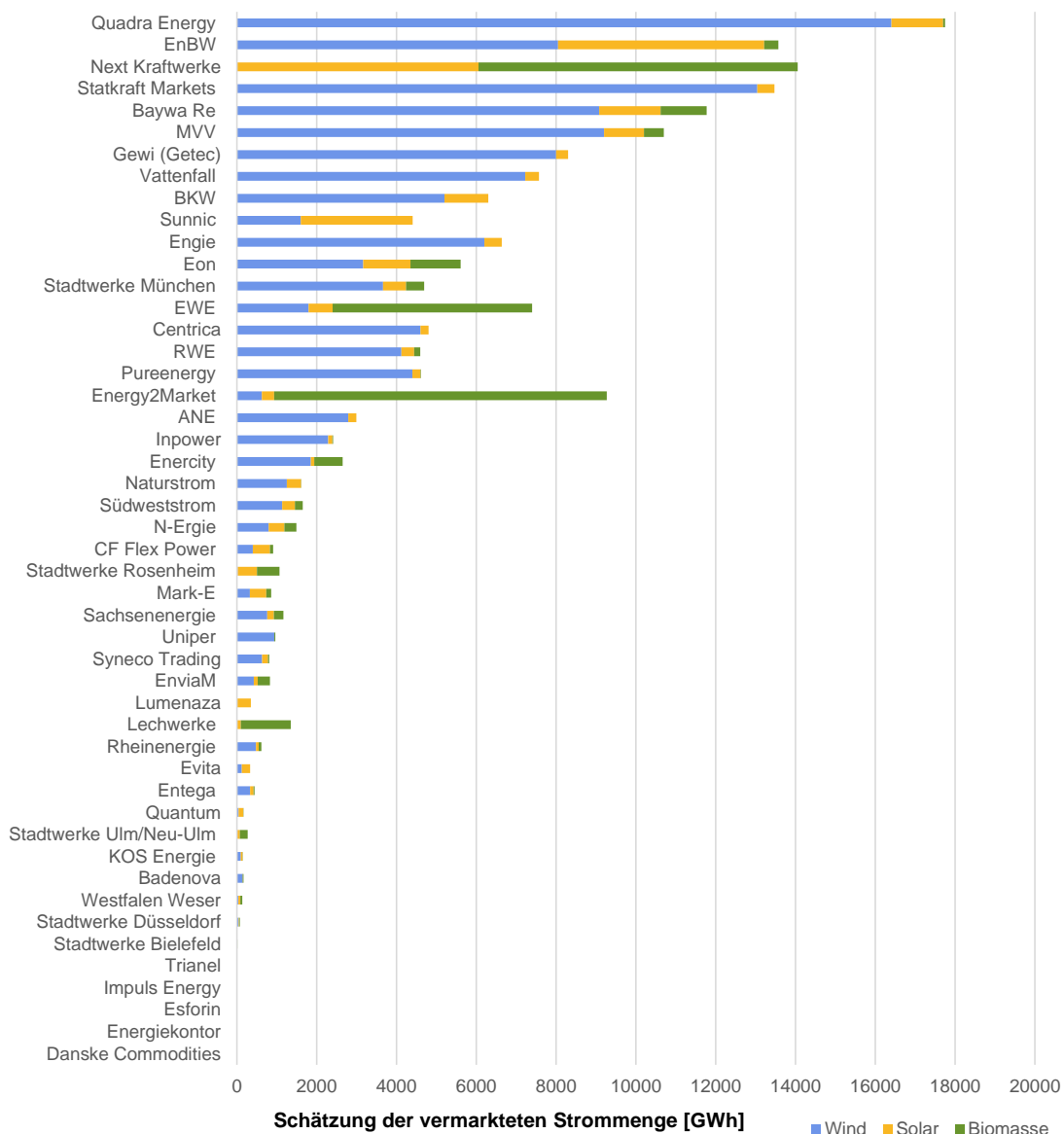
³² Eigene Auswertung auf Basis Daten von ZfK, 2023, Angenommene durchschnittliche Volllaststunden: Wind 2000 h/a, Solar 1000 h/a, Biomasse 5000 h/a

Abbildung 3.2.2-1. Portfolien der im deutschen Strommarkt tätigen Direktvermarkter³¹



Datenquelle: Eigene Auswertung auf Basis Daten von ZfK, 2023

Abbildung 3.2.2-2. Schätzung der vermarkteten Strommenge der Direktvermarkter von EE auf dem deutschen Strommarkt³²



Datenquelle: Eigene Auswertung auf Basis Daten von ZfK, 2023

3.2.2.3 Fazit

Abschließend ist festzuhalten, dass der Markt für ungedeckelten Strom in Deutschland von einzelnen großen Unternehmen dominiert wird und somit eine hohe Marktkonzentration aufweist. Die Anteile dieser Unternehmen liegen nahe oder knapp über den Grenzwerten, ab denen von einer marktbeherrschenden Stellung ausgegangen werden muss. Weitergehende Analysen des Bundeskartellamts³³ weisen auf der Ebene der momentanen Erzeugung den einzelnen Unternehmen noch deutlich größere Marktmacht nach, wobei insbesondere RWE

³³ Bundeskartellamt, Marktmachtbericht 2022, https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Marktmachtbericht_2022.html?nn=55030

über eine verfestigte Marktkontrolle verfügt. Die Marktkonzentration in diesem Bereich hat in den vergangenen Jahren tendenziell weiter zugenommen.

Der Strommarkt für EEG geförderten Strom weist einen deutlich größeren Wettbewerb auf, als der Markt für ungeförderten Strom. Darüber hinaus hat sich die Marktkonzentration im vergangenen Jahr 2023 weiter verringert. Im Bereich des EEG geförderten Stromes überschreitet die Marktkonzentration aktuell keine Grenzwerte, ab denen von einer marktbeherrschenden Stellung einzelner Unternehmen ausgegangen werden muss. Die im Markt für nicht geförderten Strom aktiven und marktbeherrschenden Unternehmen sind auch im Markt für geförderten Strom aktiv, nehmen hier allerdings keine so gewichtige Rolle ein.

Es kann also geschlussfolgert werden, dass das Anwachsen des Strommarkts für EEG geförderten Strom insgesamt dazu geführt hat, dass der Wettbewerb auf dem Strommarkt für geförderten und ungeförderten Strom zugenommen hat.

3.2.3 Wettbewerb: Auswirkungen auf Wettbewerb und Preise am Großhandelsmarkt

Frage 2.3

- Wie hat sich die Beihilfe auf den Wettbewerb und die Preise am Großhandelsmarkt ausgewirkt?
- Sind Effekte der fixen Marktprämie nachweisbar?
- Können Effekte der Beihilfe in Zeiträumen negativer Preise ermittelt werden?

Um Auswirkungen der Beihilfe auf den Wettbewerb und die Preise am Großhandelsmarkt zu bewerten, werden im Rahmen der Top-Down-Analyse Szenarioberechnungen mithilfe einer Strommarktsimulation (Investitions- und Dispatchoptimierung) durchgeführt. Eine Beschreibung der angewendeten Methodik und Modellierung kann Abschnitt 2.2 entnommen werden.

Die Modellierung ermöglicht die Auswertung und den Vergleich von Großhandelsstrompreisen (€/MWh) und jährlichen Differenzkosten (€/MWh) in einem Szenario mit Förderung (Beihilfeszenario) und einem Szenario ohne Förderung (kontrafaktisches Szenario). Sofern sich (v. a. im Beihilfe-Szenario, ggf. aber auch im kontrafaktischen Szenario) negative Preise ergeben und/oder die geförderten Anlagen in Stunden mit negativen Preisen einspeisen, kann darüber hinaus der Anteil der EE-Erzeugung in Stunden mit negativen Preisen für beide Szenarien ermittelt werden. Die modellbasierte Analyse kann hier ggf. durch empirische Analysen ergänzt werden. Die Strommarktsimulation erlaubt darüber hinaus die Modellierung des Einspeiseverhaltens von Anlagen unter unterschiedlichen Vergütungs-/Förderregimen (auch in Sensitivitätsanalysen), z. B. mit Blick auf die Zahlung von fixen und gleitenden Marktprämien oder die Nichtzahlung von Prämien in Stunden mit negativen Preisen.

Da für die Durchführung dieser Top-Down-Analysen zum Zeitpunkt der Vorlage dieses Berichts noch vorbereitende Arbeiten zur Parametrierung durchgeführt werden, liegen aktuell noch keine Ergebnisse vor. Die Beantwortung dieser Frage erfolgt daher im Endbericht.

3.2.4 *Strommarkt: Auswirkungen auf den grenzüberschreitenden Stromhandel*

Frage 2.4

- Wie hat sich die Beihilfe auf den grenzüberschreitenden Stromhandel ausgewirkt?

Um Auswirkungen der Beihilfe auf den grenzüberschreitenden Stromhandel zu bewerten, werden im Rahmen der Top-Down-Analyse Szenarioberechnungen mithilfe einer Strommarktsimulation (Investitions- und Dispatchoptimierung) durchgeführt. Eine Beschreibung der angewendeten Methodik und Modellierung kann Abschnitt 2.2 entnommen werden.

Die Modellierung ermöglicht den Vergleich von exportierten und importierten Strommengen in einem Szenario mit Förderung (Beihilfeszenario) und einem Szenario ohne Förderung (kontrafaktisches Szenario).

Da für die Durchführung dieser Top-Down-Analysen zum Zeitpunkt der Vorlage dieses Berichts noch vorbereitende Arbeiten zur Parametrierung durchgeführt werden, liegen aktuell noch keine Ergebnisse vor. Die Beantwortung dieser Frage erfolgt daher im Endbericht.

3.2.5 *Strommarkt: Auswirkungen auf die Verbraucherpreise*

Frage 2.5

- Wie hat sich die Beihilfe auf die Verbraucherpreise ausgewirkt?

Um Auswirkungen der Beihilfe auf die Verbraucherpreise zu bewerten, werden im Rahmen der Top-Down-Analyse Szenarioberechnungen mithilfe einer Strommarktsimulation (Investitions- und Dispatchoptimierung) durchgeführt. Eine Beschreibung der angewendeten Methodik und Modellierung kann Abschnitt 2.2 entnommen werden.

Die Modellierung ermöglicht die Auswertung von Unterschieden in den Kosten der Energiebeschaffung zur Deckung der Stromnachfrage. Zusätzlich wird ein Rechenmodell eingesetzt, in dem das aktuelle Prinzip der Netzkostenwälzung in Deutschland nachgebildet ist, um etwaige Unterschiede in den Netzentgelten im Beihilfeszenario und kontrafaktischen Szenario zu quantifizieren. Unterschiede in Verbraucherpreisen können demnach aus den Entwicklungen von Großhandelspreisen, den Netzentgelten sowie weiteren Bestandteilen abgeleitet werden. Als weiterer Bestandteil ist hier (in den Jahren 2021 und 2022) die EEG-Umlage zu nennen, die im kontrafaktischen Szenario nicht zu berücksichtigen ist.

Da für die Durchführung dieser Top-Down-Analysen zum Zeitpunkt der Vorlage dieses Berichts noch vorbereitende Arbeiten zur Parametrierung durchgeführt werden, liegen aktuell noch keine Ergebnisse vor. Die Beantwortung dieser Frage erfolgt daher im Endbericht.

3.3 *Verhältnismäßigkeit und Angemessenheit*

3.3.1 *Angemessenheit: Verhältnismäßigkeit von Beihilfe und Kosten für EE*

Frage 3.1

- Waren die Kosten der Beihilfe im Verhältnis zu den angenommenen Kosten für EE verhältnismäßig?

Nachfolgend wird die Angemessenheit und Verhältnismäßigkeit der Beihilfe spartenspezifisch bewertet. Die mit dem EEG gewährte Beihilfe wird dabei als angemessen angesehen, wenn sich unter Berücksichtigung der erwarteten Stromgestehungskosten, der Wettbewerbsintensität in den Ausschreibungen sowie unter Beachtung sonstiger Erlösoptionen

keine Anhaltspunkte dafür ergeben, dass die gewährte Vergütung zu hoch oder zu niedrig ist.

Werden Zahlungsansprüche im Rahmen einer Ausschreibung mit hinreichendem Wettbewerbsniveau ermittelt, ist die Frage nach der Angemessenheit der Vergütung in der Regel zu bejahen. Voraussetzung hierfür ist, dass die im Wettbewerb stehenden Projekte und/oder Technologien grundsätzlich vergleichbare Kosten und Erlöse aufweisen (mehr dazu in der spartenspezifischen Betrachtung). Die Gebotswerte orientieren sich im Wettbewerbsfall abhängig vom Preisbildungsverfahren entweder an der Kosten- und Erlössituation des jeweiligen Projekts (Einheitspreisverfahren) oder am erwarteten Grenzpreis (Gebotspreisverfahren). Bei unterzeichneten Ausschreibungen orientieren sich die Gebotswerte dagegen regelmäßig am Höchstwert.

Die Frage nach der Angemessenheit der Beihilfe ist insofern eng mit der Frage nach der Angemessenheit der Höchstwerte verbunden. Letztere Frage wird regelmäßig von der BNetzA beantwortet. Nach § 85a EEG 2023 kann die BNetzA den Höchstwert einer Ausschreibung durch eine Festlegung neu bestimmen, wenn sich bei den letzten drei vor Einleitung des Festlegungsverfahrens durchgeführten Ausschreibungen gemeinsam oder jeweils für sich betrachtet Anhaltspunkte dafür ergeben, dass der Höchstwert zu hoch oder zu niedrig ist. Die entsprechenden Festlegungen der BNetzA sind folglich ein wichtiger Ausgangspunkt für die vorliegende Evaluierung.

Die Festlegungen der BNetzA stützen sich wiederum auf Erhebungen und Berechnungen zu den Stromgestehungskosten, die im Rahmen der wissenschaftlichen EEG-Erfahrungsberichtsverfahren im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums durchgeführt und veröffentlicht werden. Die Stromgestehungskosten einzelner Vorhaben können in der Praxis abhängig von den lokalen Gegebenheiten (z. B. Windbedingungen, Erschließung des Standorts, etc.), der Anlagenauslegung oder dem Anlagenkonzept stark variieren. Eine vollständige Transparenz der Kosten- und Erlösstrukturen ist auch mit den Erhebungen nicht zu erzielen. Es verbleibt eine Informationsasymmetrie, die den Systemwechsel hin zu Ausschreibungen mitbegründet hat.

In den folgenden Unterkapiteln werden die durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerte den erwarteten Stromerzeugungskosten und Höchstwerten – getrennt nach Ausschreibungssegmenten – gegenübergestellt. Gebote für Neuanlagen sind vor der Realisierung der Anlagen abzugeben. Die Bieter müssen demnach abschätzen, welche Kosten (und ggf. Erlöse) sie zum Zeitpunkt der Realisierung erwarten. Deshalb können die Zuschlagswerte nicht mit den zu diesem Zeitpunkt gegebenen Stromgestehungskosten verglichen werden, sondern sind auf die erwarteten Werte zum Zeitpunkt der Realisierung zu beziehen. Die mittleren Realisierungszeiten variieren zwischen den Technologien. Gleiches gilt für die daran angelehnten Realisierungsfristen. Da im Vorhaben selbst keine zusätzlichen Erhebungen und Stromgestehungskostenberechnungen vorgesehen sind, wird für die Gegenüberstellung auf die Ergebnisse der bereits oben angesprochenen Arbeiten aus den EEG-Erfahrungsberichtsverfahren zurückgegriffen. Da nicht für alle Gebotstermine Daten zu den zukünftigen Stromgestehungskosten vorliegen, kann keine lückenlose Gegenüberstellung erfolgen. Für die Analyse werden die in folgender Tabelle dargestellten Realisierungszeiten angesetzt.

Tabelle 3.3.1-1. Angenommene Realisierungszeiten in Monaten je Anlagentechnologie

Anlagentechnologie	Realisierungsfrist ab Bekanntgabe des Zuschlags	Angesetzte Realisierungszeit
Solaranlagen des ersten Segments	24 Monate	15 Monate
Solaranlagen des zweiten Segments	Beginn der Vergütungsdauer 12 Monate nach Bekanntgabe	10 Monate
Biomasseanlagen	36 Monate	15 Monate
Windenergieanlagen an Land	30 Monate, davon 24 Monate pönalfrei	20 Monate
Solar/Speicher-Kombinationen Innovationsausschreibungen	30 Monate	20 Monate

Um die Bandbreite der Zuschläge zu visualisieren, werden die bezuschlagten Gebote mit den niedrigsten und höchsten Gebotswerten pro Gebotsdatum als Fehlerbalken zusätzlich zu den mengengewichteten Werten dargestellt. Zur Einordnung sind zudem die Höchstwerte der jeweiligen Ausschreibungsrunden mit angeführt.

Die nachfolgende Betrachtung beinhaltet keine Analyse zu Biomethananlagen. Dies ist einer mangelnden Datengrundlage geschuldet, da u. a. zu den Gebotsterminen im Jahr 2023 keine Gebote eingereicht wurden.

3.3.1.1 Solar-Freiflächenanlagen (erstes Segment)

Für den Betrachtungszeitraum ab 2021 liegen erwartete Stromgestehungskosten für das Inbetriebnahmejahr 2024 vor. Diese werden den Gebotsrunden von Herbst 2022 bis Herbst 2023 gegenübergestellt.

Wie die nachfolgende Abbildung zeigt, haben sich die mengengewichteten Zuschlagswerte im Zeitverlauf bis Ende 2022 sehr deutlich dem Höchstwert angenähert. Darüber hinaus waren die Ausschreibungen erstmals seit Einführung der Ausschreibungen 2015 unterzeichnet (März 2022: knappe Überzeichnung, Juni und November 2022: Unterzeichnung). Diese Entwicklung ist gestiegenen Anlagen- und Finanzierungskosten zuzurechnen (vgl. auch Fußnote 34).

In der Konsequenz hat die BNetzA von ihrem Ermessen nach § 85a Abs. 1 und 2 EEG Gebrauch gemacht und den Höchstwert um das gesetzlich vorgesehene Höchstmaß von +25 % auf 7,37 ct/kWh angehoben³⁵. Mit 8,9 bis 9,3 ct/kWh für die Inbetriebnahme 2024 lagen die erwarteten Stromgestehungskosten im Vorfeld der Höchstwertfestlegung auf relativ hohem Niveau, bzw. sogar über dem vorgesehenen Höchstwert. Dies war u. a. den damaligen Marktverwerfungen (Preissteigerungen, Lieferkettenprobleme) zuzurechnen. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass die angegebenen Stromgestehungskosten nur die Kostenseite über den EEG-Förderzeitraum von 20 Jahren abdecken. Denkbar ist, dass Anlagenbetreiber niedrigere Kosten-/Finanzierungskostenerwartungen haben bzw. zusätzliche Erlöse generieren können, bspw. durch einen Anlagenbetrieb über 20 Jahre hinaus, anteil-

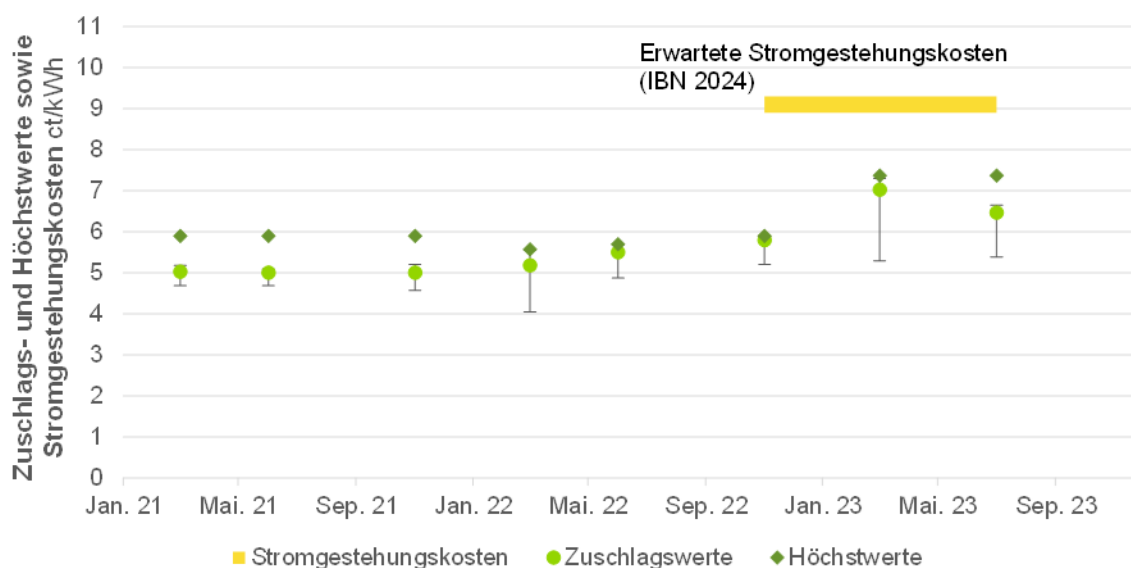
³⁴ ZSW (2022): Aktuelle Kostensituation von Photovoltaikanlagen des ersten Segments (Freiflächenanlagen). <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/aktuelle-kostensituation-von-photovoltaikanlagen-des-ersten-segments.pdf?blob=publicationFile&v=4>

³⁵ BNetzA (2022): Festlegung der Höchstwerte für Ausschreibungen für Wind an Land und Aufdach-Solaranlagen für 2023. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2022/20221227_Hoehchstwerte.html

lige/zeitweise Vermarktung über eine Stromeinkaufsvereinbarung (PPA), Marktwerte oberhalb des jeweiligen anzulegenden Werts oder anteiligen Selbstverbrauch (vgl. zu letzterem auch Abschnitt 3.3.10). Diese zusätzlichen Erlöse sind jedoch höchst individuell und können deshalb nur qualitativ beschrieben werden³⁶.

Mit der Geltung des erhöhten Höchstwerts im März 2023 lagen die mengengewichteten Zuschlagspreise erneut relativ nah am Höchstwert. Im Jahresverlauf ist die Zuschlagshöhe wieder zurückgegangen.

Abbildung 3.3.1-1. Vergleich der Zuschlagswerte in den Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments 2021-2023 mit den erwarteten Stromgestehungskosten



Datenquelle: BNetzA, ZSW³⁷

Angesichts der geschilderten Zahlen kann die Höhe der Beihilfe als angemessen eingestuft werden. Bis Ende 2021 lag ein durchweg hohes Wettbewerbsniveau vor (vgl. auch Abschnitt 3.3.3). Mit steigenden Preisen und Preiserwartungen bei einem im Jahresmittel 2022 leicht niedrigeren Höchstwert ging die Beteiligung an den Ausschreibungen deutlich zurück. Mit dem erhöhten Höchstwert – in Kombination mit einer Anhebung der maximalen Gebotsgröße von 20 auf 100 MW – ist auch das Gebotsvolumen und damit der Wettbewerb wieder deutlich gestiegen. Dies veranschaulicht der Rückgang der Zuschlagshöhe im Jahresverlauf 2023.

³⁶ ZSW (2023): Stromgestehungskosten von Photovoltaikanlagen des ersten Segments (Freiflächenanlagen). <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/pv-ffa-stromgestehungskosten-231024.pdf?blob=publicationFile&v=8>

³⁷ ZSW (2022): Aktuelle Kostensituation von Photovoltaikanlagen des ersten Segments (Freiflächenanlagen). <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/aktuelle-kostensituation-von-photovoltaikanlagen-des-ersten-segments.pdf?blob=publicationFile&v=4>

3.3.1.2 Solar-Aufdachanlagen (zweites Segment)

Analog zu den Solaranlagen des ersten Segments liegen für das zweite Segment erwartete Stromgestehungskosten für das Jahr 2024 vor. Diese werden angesichts einer angenommenen Realisierungsdauer von 10 Monaten den Ausschreibungsrunde von Februar bis Oktober 2023 gegenübergestellt (siehe nachfolgende Abbildung 3.3.1-2).

Auffallend ist, dass sich die Zuschlagswerte – wie im Freiflächensegment – im Laufe der Jahre 2021/2022 sehr eng an die vorgegebenen Höchstwerte angenähert haben. Dazu haben im Wesentlichen zwei Faktoren beigetragen. Zum einen ist das Wettbewerbsniveau deutlich gesunken, zum anderen sind die Preise gestiegen: Während die Ausschreibungsrunden 2021 deutlich überzeichnet waren (Ausschreibungsvolumen jeweils 150 MW), kam es 2022 durch die deutlich höheren Ausschreibungsvolumina im April und August 2022 (jeweils 767 MW) zu einer massiven Unterzeichnung der Ausschreibungen. In diesem Zuge wurden alle gültigen Gebote bis zum Höchstwert bezugschlagt, womit sich mengengewichtete Zuschlagswerte knapp unterhalb des Höchstwerts ergaben. Das Ausschreibungsvolumen im Dezember 2022 war zwar mit rund 200 MW deutlich geringer, aufgrund gestiegener Preise und Zinsen halbierte sich jedoch das Gebotsvolumen, womit abermals eine Unterzeichnung vorlag.

Diese Entwicklungen veranlassten die BNetzA dazu, von ihrer Festlegungskompetenz Gebrauch zu machen³⁸. Die im Rahmen der Festlegung ermittelten Stromgestehungskosten wurden mit 10,8 bis 11,2 ct/kWh angegeben³⁹. Im Rahmen der Festlegung nutzte die BNetzA den gesetzlich vorgesehenen Erhöhungsspielraum von 25 % vollständig aus. Damit lag der Höchstwert mit 11,25 ct/kWh im oberen Bereich der erwarteten Stromgestehungskosten.

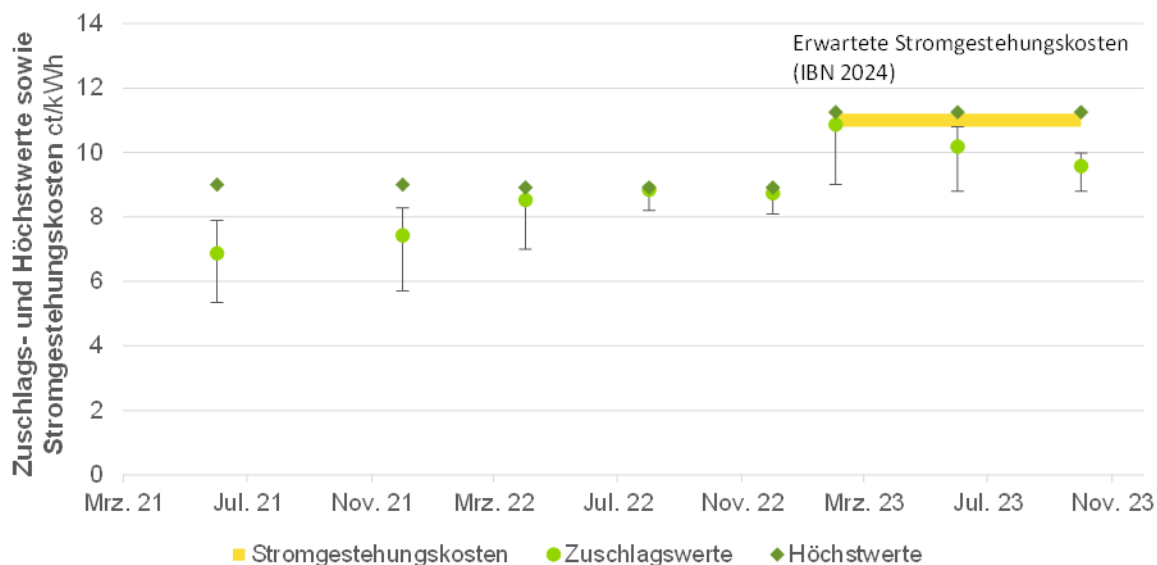
Im Zuge der Höchstwertanhebung verdoppelte sich das Gebotsvolumen, jedoch war die erste Ausschreibungsrunde des Jahres 2023 knapp unterzeichnet. Mit einem weiteren Anstieg des Gebotsvolumens auf Werte deutlich oberhalb des Ausschreibungsvolumens intensivierte sich der Wettbewerb. Dies zeigt der Verlauf der mengengewichteten Zuschlagswerte, die im Jahresverlauf 2023 von knapp 11 ct/kWh auf 9,6 ct/kWh gesunken sind.

Wie bereits oben für das erste Segment beschrieben, ist denkbar, dass Anlagenbetreiber niedrigere Kosten-/Finanzierungskostenerwartungen haben bzw. zusätzliche Erlöse generieren können. Im Bereich der Dachanlagen ist hier insbesondere die ab 2023 zulässige Möglichkeit zur anteiligen Eigennutzung des Stroms relevant (vgl. dazu auch Abschnitt 3.3.10).

³⁸ BNetzA (2022): Festlegung der Höchstwerte für Ausschreibungen für Wind an Land und Aufdach-Solaranlagen für 2023. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2022/20221227_Hoehchstwerte.html

³⁹ BNetzA (2022): Festlegung Höchstwert 2023. AZ 4.08.01.01/1#5. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solar2/FestlegungSolarill.pdf

Abbildung 3.3.1-2. Vergleich der Zuschlagswerte in den Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments 2021-2023 mit den erwarteten Stromgestehungskosten



Datenquelle: BNetzA, ZSW⁴⁰

Die Wettbewerbssituation im Bereich der Solaranlagen des zweiten Segments (Dachanlagen) zeigte sich schwächer als im ersten Segment (Freiflächenanlagen). Der Höchstwert begrenzte bei geringem Wettbewerb in den Runden April/August 2022 (stark erhöhte Ausschreibungsvolumina) etwaige Mitnahmeeffekte. Anschließend wirkte der Höchstwert in Zeiten gestiegener Kosten und Zinsen jedoch hemmend auf das Gebotsvolumen. Die in der Konsequenz erfolgte Erhöhung des Höchstwerts reizte ein steigendes Gebotsvolumen an, womit ab Juni 2023 wieder Wettbewerb herrschte.

Insgesamt kann gefolgert werden, dass die Höhe der Beihilfe angemessen war. Für Runden, in denen geringer Wettbewerb herrschte, begrenzte der Höchstwert etwaige Mitnahmeeffekte. Im Zuge der Erhöhung des Höchstwerts, die am oberen Rand der erwarteten Stromgestehungskosten orientiert war, stellte sich rasch wieder Wettbewerb ein, womit die Zuschlagswerte deutlich sanken.

3.3.1.3 Windenergieanlagen an Land

Die nachfolgende Abbildung 3.3.1-3 stellt die Zuschlagswerte in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land im Zeitraum 2021–2023 den erwarteten Stromgestehungskosten bei einer Inbetriebnahme zwischen 2022 und 2025 gegenüber. Wie einleitend in Tabelle 3.3.1-1 dargelegt betrug die mittlere Realisierungszeit bei Windenergieanlagen an Land zuletzt rund 20 Monate. Ebenfalls dargestellt sind die Höchstwerte, an denen die Bieter infolge der Unterzeichnungen ihre Gebotswerte orientiert haben. Sämtliche Werte sind auf den Referenzstandort (Gütefaktor 100 %) normiert. Die anzulegenden Werte, die die Basis für die spätere Berechnung der Marktprämien bilden, ergeben sich aus dem Produkt von Zuschlagswert und einem standortgüteabhängigen Korrekturfaktor (siehe Abschnitt 2.2.1).

⁴⁰ ZSW (2022): Aktuelle Kostensituation von Photovoltaikanlagen des zweiten Segments (Dachanlagen). <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/aktuelle-kostensituation-von-photovoltaikanlagen-des-zweiten-segments-dachanlagen.pdf>

Letzter gleicht die Stromgestehungskostenunterschiede zwischen windstarken und wind-schwachen Standorten anteilig aus (siehe auch Evaluierung des Referenzertragsmodells in den Abschnitten 3.3.19 und 3.3.20).

Die BNetzA hat die Höchstwerte für die Ausschreibungen des Jahres 2023 ausgehend von 5,88 ct/kWh in 2022 auf 7,35 ct/kWh erhöht (+25 %).⁴¹ Sie begründet ihre Entscheidung damit, dass sich die Unterdeckung in den Ausschreibungen des Jahres 2022 deutlich verschärft hat und die mittleren Stromgestehungskosten von Anlagen, die im Jahr 2025 in Betrieb gehen werden, gemäß einer Kurzfristanalyse⁴² von Deutsche WindGuard bei einer Standortgüte von 70 % auf 9,4 ct/kWh und bei einer Standortgüte von 80 % auf 8,4 ct/kWh gestiegen seien⁴³. Auf den Referenzstandort normiert ergebe dies mittlere Stromgestehungskosten von 7,29 bzw. 7,24 ct/kWh⁴⁴. Unter Beachtung typischer Schwankungsbreiten hätte sich nach Auffassung der BNetzA daher auch eine noch stärkere Anhebung begründen lassen. Nach § 85a EEG darf der neue Höchstwert jedoch maximal 25 % vom alten Höchstwert abweichen.

In einem Update der Kostenanalyse⁴⁵ aus dem Jahr 2023 revidiert Deutsche WindGuard ihre Kostenerwartung. Die mittleren Stromgestehungskosten für Anlagen, die im Zeitraum 2022-2025 in Betrieb gehen, werden in der neuen Studie auf 8,6 ct/kWh bei einem Gütefaktor von 70 % und auf 7,6 ct/kWh bei einem Gütefaktor von 80 % beziffert. Für den Referenzstandort (Gütefaktor 100 %) werden mittlere Kosten von 6,2 ct/kWh angegeben (siehe Abbildung 3.3.1-2). Werden die mittleren Stromgestehungskosten für die Standortgüten von 70 % und 80 % auf den Referenzstandort normiert, ergeben sich umgerechnet Kosten von 6,7 bzw. 6,6 ct/kWh.

Die erwarteten mittleren Stromgestehungskosten liegen folglich rund 0,6 bis 1,1 ct/kWh unterhalb des 2023 beobachteten Zuschlagsniveaus von 7,31 bis 7,34 ct/kWh. Basierend auf einer Monte-Carlo-Simulation weist Deutsche WindGuard allerdings Bandbreiten für die Stromgestehungskosten am Referenzstandort von 5,0–7,7 ct/kWh (P90) bzw. 5,4–7,2 ct/kWh (P75) aus. Das Zuschlagsniveau und die Höchstwerte liegen folglich am oberen Rand dieser Bandbreiten. Da sich mit einem niedrigeren Höchstwert das Angebot und damit die regelmäßige Unterzeichnung der Ausschreibungen weiter verschärfen würde, können die Zuschlagswerte noch als angemessen angesehen werden.

Zu diesem Schluss kommt auch die BNetzA: Unter Verweis auf die Kostenbandbreiten und den vorhandenen Ermessensspielraum hat die BNetzA den Höchstwert für 2024 – trotz der beschriebenen Kosten-Revision – in der Festlegung vom 14.12.2023 auf dem Niveau des Vorjahres belassen⁴⁶.

⁴¹ BNetzA (2022): Festlegung des Höchstwerts für Ausschreibungen Wind an Land 2023. AZ 4.08.01.01/1#6.

⁴² Deutsche WindGuard (2022): Kurzfristanalyse zur Kostensituation der Windenergie an Land.

https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2022/Kurzfristanalyse%20zur%20Kostensituation%20der%20Windenergie%20an%20Land.pdf

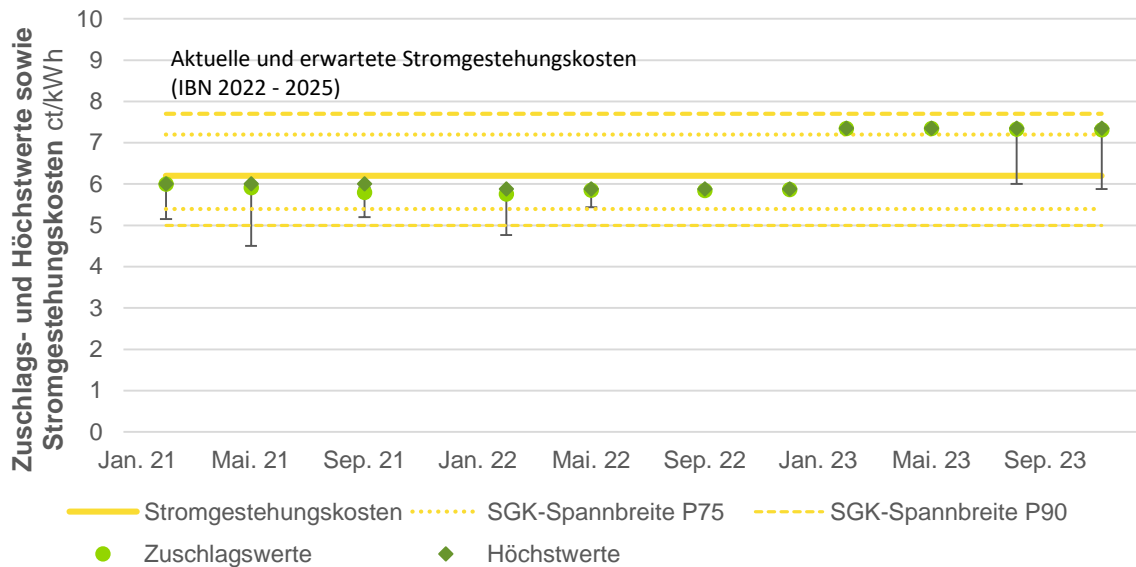
⁴³ Die Anlagen, für die in den Ausschreibungen im Zeitraum 01.02.2023–01.05.2023 ein Gebot eingereicht wurden, wiesen eine mittlere Standortgüte von 75,5 % auf. 41 % der Anlagen haben eine Standortgüte größer gleich 70 und kleiner 80 % (siehe Abbildung 98 in Abschnitt 3.3.19.1).

⁴⁴ Normierung auf Basis der Korrekturfaktoren gemäß § 36h EEG: 1,29 (Gütefaktor 70 %) bzw. 1,16 (Gütefaktor 80 %).

⁴⁵ Deutsche WindGuard (2023): Kostensituation der Windenergie an Land – Stand 2023. https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2023/Kostensituation%20der%20Windenergie%20an%20Land%20Stand%202023.pdf

⁴⁶ BNetzA (2024): Festlegung des Höchstwerts für Wind an Land 2024. AZ 4.08.01.01/1#22. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Onshore/FestlegungOnshore2024.pdf

Abbildung 3.3.1-3. Vergleich der Zuschlagswerte in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land im Zeitraum 2021-2023 mit den erwarteten Stromgestehungskosten



Datenquelle: BNetzA, Deutsche WindGuard

Folgendes lässt sich abschließend festhalten: Im Betrachtungszeitraum orientierten sich die Zuschlagswerte in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land infolge regelmäßiger Unterzeichnung nahe am jeweils gültigen Höchstwert. Letzterer begrenzte im Verlauf des Jahres 2022, ausgelöst durch einen erheblichen Anstieg der Energie-, Material- und Personalkosten, in zunehmendem Maße das Angebotsvolumen. Die Anhebung des Höchstwerts für die Ausschreibungen des Jahres 2023 platzierte selbigen am oberen Rand der erwarteten Stromgestehungskostenbandbreite. Die im letzten Drittel des Betrachtungszeitraum gewährte Beihilfe kann damit insgesamt (wieder) als angemessen bewertet werden.

3.3.1.4 Biomasseanlagen

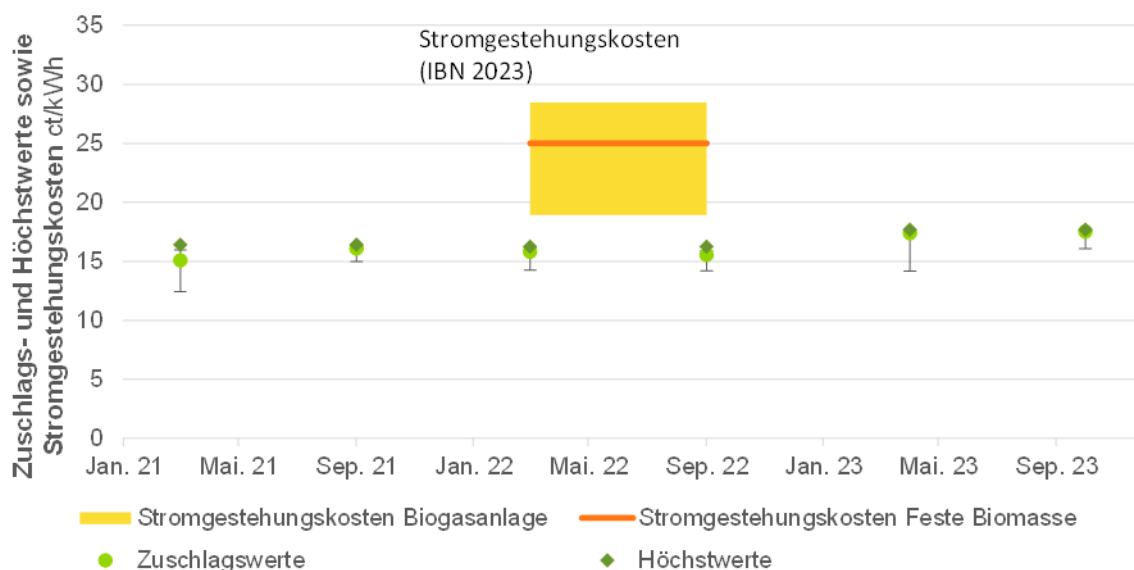
Die Stromgestehungskosten von Biomasseanlagen variieren je Anlagenkonzept, Substrat/Brennstoff und Größe relativ stark. Basierend auf den vom EEG-Erfahrungsberichts-Vorhaben ausgewählten Referenzanlagen werden entsprechende Bandbreiten aufgezeigt. Zudem wird zwischen bestehenden und neuen Biomasseanlagen unterschieden.

Abbildung 3.3.1-4 stellt die Zuschlagswerte für Neuanlagen in den Ausschreibungen für Biomasseanlagen im Zeitraum 2021–2023 den erwarteten Stromgestehungskosten bei einer Inbetriebnahme im Jahr 2023 gegenüber. Bei den Stromgestehungskosten wird in der Darstellung zwischen Biogas und fester Biomasse differenziert. Die Bandbreite bei Biogas wird durch eine Neuanlage zur Bioabfallvergärung mit einer installierten elektrischen Leistung von 1,5 MW (18,9 ct/kWh) und durch eine landwirtschaftliche Biogasanlage (NawaRo/Gülle) mit 1,25 MW (28,5 ct/kWh) aufgespannt. Die Kosten für feste Biomasse (25,0 ct/kWh) beziehen sich auf ein Heizkraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 4,8 MW, das mit Waldrestholz hackschnitzeln befeuert wird. Erlöse aus der Nutzung bzw. Vermarktung der erzeugten Wärme sind in die Stromgestehungskosten einkalkuliert.

Mit 15,1 bis 17,5 ct/kWh liegen die durchschnittlichen mengengewichteten Zuschlagswerte in allen Fällen dicht an den zulässigen Höchstwerten (2021: 16,4 ct/kWh, 2022: 16,24 ct/kWh, 2023: 17,67 ct/kWh) und deutlich unter den erwarteten Stromgestehungskosten der betrachteten Referenzanlagen. Der Höchstwert für Strom aus Biomasseanlagen sollte im

Jahr 2023 ursprünglich auf 16,07 ct/kWh gesenkt werden (vgl. § 39b Abs. 1 EEG 2023). Infolge starker Preisanstiege hat die BNetzA den Wert jedoch erhöht und dabei den ihr gemäß § 85a Abs. 1 Satz 2 EEG eingeräumten Anpassungsspielraum im Umfang von 10 % vollständig ausgeschöpft⁴⁷. Die Festlegung stützt sich dabei auf eine Kurzfristanalyse⁴⁸, der zufolge die Stromgestehungskosten für Biomasseanlagen selbst bei den Substraten mit den geringsten Preissteigerungen innerhalb von 12 Monaten um mindestens 20 % gestiegen seien. Die finanzielle Situation für Biomasseneuanlagen hat sich folglich trotz der Anhebung des Höchstwerts im betrachteten Zeitraum eher verschlechtert.

Abbildung 3.3.1-4. Vergleich der Zuschlagswerte für Neuanlagen in den Ausschreibungen für Biomasseanlagen im Zeitraum 2021-2023 mit den erwarteten Stromgestehungskosten



Datenquelle: BNetzA, Fraunhofer IEE et al.

Die nachfolgende Abbildung 3.3.1-5 stellt die Zuschlagswerte für bestehende Biomasseanlagen den erwarteten Stromgestehungskosten gegenüber. Die Bandbreite bei Biogas wird durch eine landwirtschaftliche Biogasanlage mit einer elektrischen Leistung von 500 kW mit und ohne Transportkosten für die eingesetzte Gülle aufgespannt (21,3–21,6 ct/kWh). Als Referenz für feste Biomasse fungiert – wie bei den Neuanlagen – ein Heizkraftwerk mit 4,8 MW elektrischer Leistung, in dem Waldrestholzhackschnitzel verfeuert werden. Die Stromgestehungskosten werden für diesen Fall (inkl. Wärmeerlöse) auf 19,3 ct/kWh beziffert.

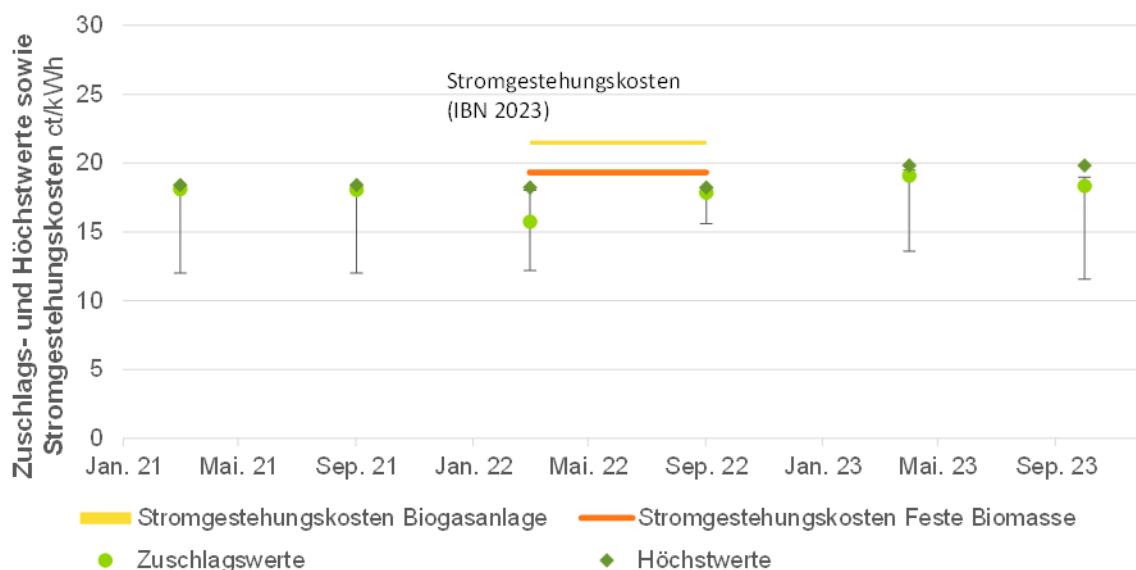
Die durchschnittlichen mengengewichteten Zuschlagswerte lagen in den Ausschreibungen des Jahres 2021 auf einem Niveau von rund 18,1 ct/kWh, sanken in der Ausschreibung vom 01.03.2022 auf 15,7 ct/kWh und legten in den darauffolgenden beiden Runden bis auf 19,1 ct/kWh zu. In der Oktober-Runde des Jahres 2023 gab das Zuschlagsniveau abermals auf 18,3 ct/kWh nach. Während die Gebotstermine der Jahre 2021 und 2022 deutlich unterzeichnet waren, verzeichnete die BNetzA in den Runden des Jahres 2023 einen kräftigen

⁴⁷ BNetzA (2023): Festlegung Höchstwert Biomasse. AZ 4.08.01.01/1#10. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Biomasse/FestlegungHoechstwert.pdf

⁴⁸ Fraunhofer IEE et al. (2023): Kurzfristanalyse zu den Kostensteigerungen von Biomasseanlagen. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/kurzfristanalyse-biomasse-kosten.pdf>

Anstieg der Gebotsmengen. Der Gebotstermin im Oktober 2023 war mehr als dreifach überzeichnet, wobei 98 % der Gebotsmenge auf bestehende Anlagen entfiel. Der Zuwachs lässt den Schluss zu, dass die Anhebung der Höchstwerte 2023 zumindest einem Teil des Bestands einen auskömmlichen Weiterbetrieb ermöglicht. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Anlagenbetreiber gemäß § 39g Abs. 2 EEG den Zeitpunkt, ab dem der neue Zahlungsanspruch den bestehenden ablöst, innerhalb eines Zeitfensters von 60 Monaten ab Bekanntgabe des Zuschlags frei wählen können. Unklar ist insofern, inwiefern die Bieter mit einem erneuten Rückgang der zuletzt stark gestiegenen Substrat-/Brennstoffpreise rechnen.

Abbildung 3.3.1-5. Vergleich der Zuschlagswerte für Bestandsanlagen in den Ausschreibungen für Biomasseanlagen im Zeitraum 2021-2023 mit den erwarteten Stromgestehungskosten



Datenquelle: BNetzA, Fraunhofer IEE et al.

Für Biomasseneuanlagen kann insgesamt betrachtet nur eine eingeschränkte Angemessenheit der Beihilfe attestiert werden. Die Analysen zeigen, dass die Höchstwerte – und damit auch die Zuschlagswerte – z. T. deutlich unterhalb der erwarteten Stromgestehungskosten liegen. Dies führt zu geringer Beteiligung von Neuanlagen an den Ausschreibungen und damit zu geringem Wettbewerbsniveau zwischen Bietern für Neuanlagen. Mit den gegebenen Höchstwerten und damit maximalen anzulegenden Werten scheint nur ein geringes Neuanlagenpotenzial erschließbar zu sein. Mehrere Ausschreibungsrunden waren deshalb selbst unter Berücksichtigung der Bestandsanlagengebote stark unterzeichnet. Die Beihilfe für Bestandsanlagen ist dagegen als deutlich angemessener zu bewerten. Zum einen liegen hier die Höchstwerte wesentlich näher an der Bandbreite der Stromgestehungskosten, zum anderen ist die Beteiligung deutlich höher als im Neuanlagensegment.

3.3.1.5 Innovationsausschreibungen

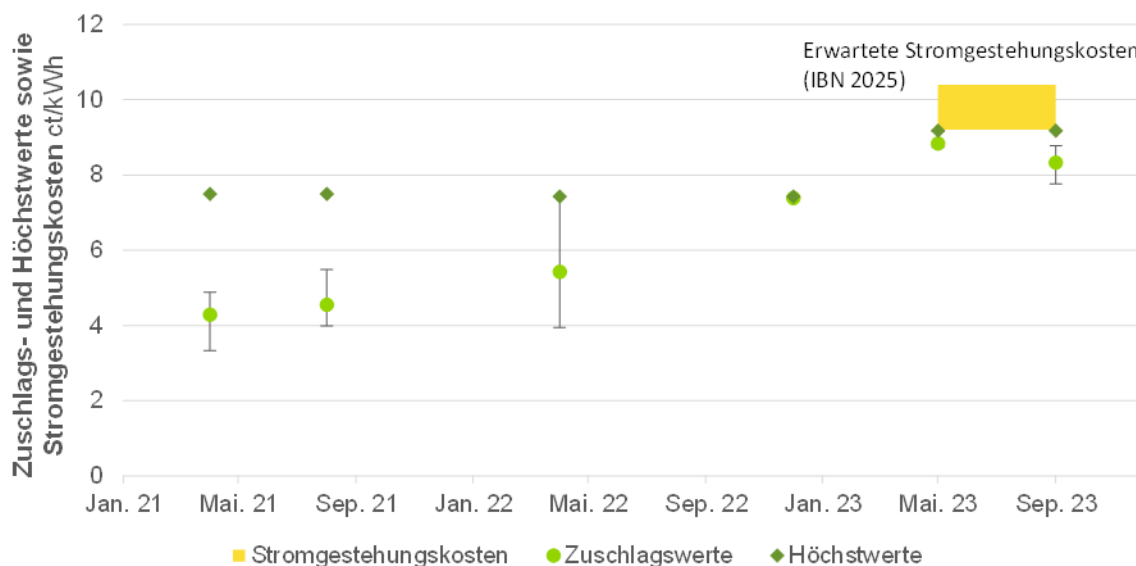
Im Rahmen der Innovationsausschreibungen sind Gebote für verschiedene Anlagenkombinationen mit erneuerbaren Energien bzw. Speichern möglich. Seit dem Start der Ausschreibungen dominieren jedoch Anlagenkombinationen aus PV-Freiflächenanlagen und Batteriespeichern die Innovationsausschreibungen. Im Betrachtungszeitraum seit 2021 sind ausschließlich Gebote für solche Anlagenkombinationen eingegangen. Der Vergleich der Zuschlagswerte wird deshalb mit den erwarteten Stromgestehungskosten von PV-Freiflächenanlagen mit Batteriespeichern vorgenommen.

Mit der Ausschreibungsrunde vom Dezember 2022 wurde die Förderung in den Innovationsausschreibungen von einer fixen auf eine gleitende Marktprämie umgestellt. Die Zuschlagswerte vor/ab Dezember 2022 sind somit nicht miteinander vergleichbar. Bis April 2022 herrschte Wettbewerb in den Innovationsausschreibungen, die Ausschreibungsrunde im Dezember 2022 war jedoch unterzeichnet – deutlich stärker als die PV-Ausschreibungen des ersten und zweiten Segments. Dies dürfte auf die beschriebene Umstellung der Marktprämienform ohne entsprechende Anpassung des Höchstwerts zurückzuführen sein (bei der fixen Marktprämie erhält der Betreiber zusätzlich zur Prämie den erlösten Marktwert, wohingegen im Marktprämienmodell der anzulegende Wert die Summe aus Marktwert und gleitender Marktprämie darstellt).

Im Nachgang wurde auch für die Innovationsausschreibungen der Höchstwert um das höchstmögliche Maß von +25 % angepasst⁴⁹. Nach einer gegenüber Dezember 2022 erhöhten Beteiligung, jedoch weiterhin unterzeichneten Ausschreibungsrunde im April 2023, stieg das Gebotsvolumen in der Septemberrunde deutlich an. Das hohe Wettbewerbsniveau und die überzeichnete Ausschreibungsrunde führte zu einem Rückgang der Zuschlagswerte von 8,8 auf 8,3 ct/kWh.

Zum Zeitpunkt der Berichterstellung liegen erwartete Stromgestehungskosten für eine Inbetriebnahme im Jahr 2025 von 9,2 bis 10,4 ct/kWh vor.⁵⁰ Diese werden mit einer angenommenen Realisierungsdauer von 20 Monaten den Ausschreibungsrunden des Jahres 2023 gegenübergestellt (siehe Tabelle 3.3.1-1). Deutlich wird, dass der Höchstwert sich am unteren Rand der erwarteten Stromgestehungskosten bewegt. Mit dem Anstieg des Wettbewerbsniveaus ging das Zuschlagsniveau entsprechend zurück.

Abbildung 3.3.1-6. Vergleich der Zuschlagswerte in den Innovationsausschreibungen im Zeitraum 2021-2023 mit den erwarteten Stromgestehungskosten



Datenquelle: BNetzA, ZSW

⁴⁹ BNetzA (2023): Festlegung Höchstwert Innovationsausschreibung. AZ 4.08.01.01/1#12. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Innovations/Festlegung12InnAusV.pdf

⁵⁰ ZSW (2023): Stromgestehungskosten von Photovoltaik-Speicher-Anlagenkombinationen im Rahmen der Innovationsausschreibungen. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/stromgestehungskosten-photovoltaik-speicher.pdf>

Für die Zuschläge von Anfang 2021 bis April 2022 kann keine Bewertung anhand eines Vergleichs von Stromgestehungskosten und Zuschlagswerten erfolgen, da die Zuschlagswerte die fixe Marktprämie repräsentieren und nicht den anzulegenden Wert. Qualitativ kann jedoch aufgrund des Wettbewerbs und Zuschlägen deutlich unterhalb des Höchstwerts gefolgt werden, dass die Höhe der Beihilfe angemessen war. Mit der Umstellung von der fixen auf die gleitende Marktprämie – parallel zu gestiegenen Anlagen- und Finanzierungskosten – ging das Gebotsvolumen nahezu auf null zurück. Erst im Nachgang zur Höchstwertanhebung stieg das Gebotsvolumen. Im Abgleich von erwarteten Stromgestehungskosten, der Setzung des Höchstwertes und Zuschlagswerten unterhalb des Höchstwerts kann gefolgt werden, dass die Beihilfe angemessen war.

3.3.2 Angemessenheit: Anzulegende Werte und Beihilfesummen

Frage 3.2

- Wie haben sich die anzulegenden Werte sowie die Beihilfesummen im Ausschreibungssystem und im administrierten Segment entwickelt?

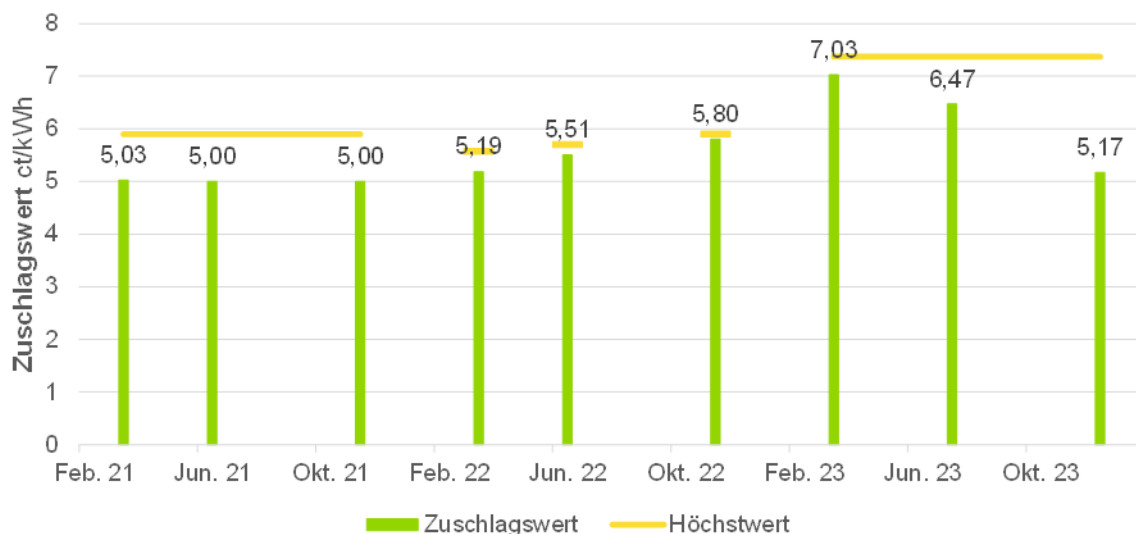
3.3.2.1 Anzulegende Werte

Das EEG bietet mittels Ausschreibungen (Marktprämie) und der administrierten Förderung (Einspeisevergütung und Marktprämie) zwei Förderinstrumente an, über die Anlage zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien eine finanzielle Förderung erhalten können. Im Ausschreibungssegment wird der anzulegende Wert wettbewerblich ermittelt, begrenzt durch einen zuvor administrativ festgesetzten Höchstwert. Im administrierten Segment wird die feste Einspeisevergütung bzw. der anzulegende Wert vom Gesetzgeber festgelegt. Für alle Anlagen bis einschließlich 100 kW kann eine Einspeisevergütung in Anspruch genommen werden, für die übrigen Anlagen mit einer höheren Leistung stellen die anzulegenden Werte die Berechnungsgrundlage für die Marktprämie im Marktprämienmodell (Direktvermarktung) dar. Der nachfolgende Vergleich der anzulegenden Werte im Ausschreibungssegment und im administrierten Segment wird spartenspezifisch durchgeführt.

Solar Freiflächenanlagen

In der nachfolgenden Abbildung sind die durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerte für Solaranlagen des ersten Segments (Solar-Freiflächenanlagen) im Betrachtungszeitraum zwischen 2021 und 2023 dargestellt. Den konstanten Zuschlagswerten von rund 5 ct/kWh in den Ausschreibungsrunden 2021 folgten gestiegene Zuschlagswerte bis zum vorläufigen Höhepunkt von 7,03 ct/kWh im ersten Quartal 2023. Im weiteren Jahresverlauf sank der Zuschlagswert auf 5,17 ct/kWh. Die konstanten Zuschlagswerte im Jahr 2021 sind einer deutlichen Überzeichnung der Ausschreibungsrunden geschuldet. Die Gebotsmengen sorgten für ein hohes Wettbewerbsniveau zwischen den Bietern und der Höchstwert von 5,9 ct/kWh wurde weit unterschritten. In der ersten Ausschreibungsrunde im Jahr 2022 konnte noch eine leichte Überzeichnung erzielt werden. Die nachfolgenden Ausschreibungsrunden wiesen jedoch eine deutliche Unterzeichnung auf, was zu einer Steigerung der Zuschlagswerte und zu einer Annäherung an die jeweiligen Höchstwerte führte. Die rückläufige Beteiligung und höheren Gebotswerte lassen sich auf gestiegene Kostenerwartungen sowie stark gestiegene Zinsen erklären. Als Reaktion auf die nicht ausgeschöpften Ausschreibungsmengen und die gestiegenen Anlagen- und Finanzierungskosten hat die BNetzA gemäß § 85a Abs. 1 EEG 2021/2023 den Höchstwert auf 7,37 ct/kWh neu festgelegt. Zusammen mit der 2023 in Kraft getretenen Erhöhung der maximalen Gebotsgröße von 20 MW auf 100 MW führte dies zu einem hohen Gebotsvolumen und einer starken Überzeichnung. Das vorhandene Wettbewerbsniveau sorgte in den nachfolgenden Ausschreibungsrunden für eine starke Abnahme der Zuschlagswerte und eine deutliche Unterschreitung des Höchstwertes.

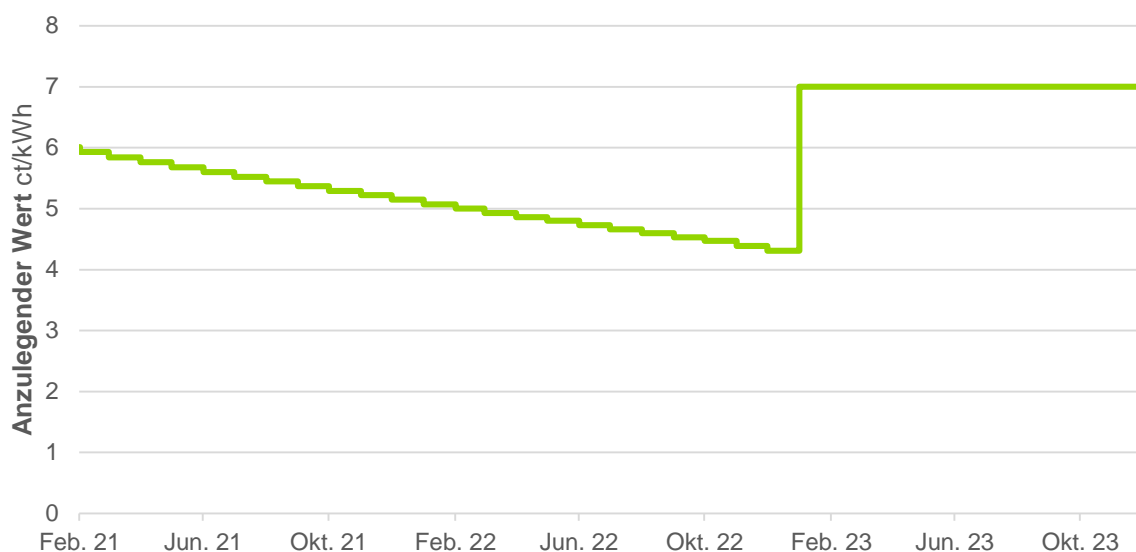
Abbildung 3.3.2-1. Verlauf der mengengewichteten Zuschlagswerte für Solaranlagen des ersten Segments (Solar-Freiflächenanlagen) in ct/kWh für alle Ausschreibungsrunden zwischen 2021 und 2023



Datenquelle: BNetzA

In der nachfolgenden Abbildung sind die anzulegenden Werte des administrierten Segments für Solar-Freiflächenanlagen im Betrachtungszeitraum zwischen 2021 und 2023 dargestellt. Gemäß § 49 EEG 2021 erfolgte eine monatliche Degression der anzulegenden Werte von anfangs 6,01 auf 4,31 ct/kWh zwischen 2021 und 2022. Die Höhe der Degression orientierte sich dabei am monatlichen Brutto-Zubau und wurde entsprechend angepasst (sog. atmen-der Deckel). Im Zuge der EEG-Novellierung 2023 wurden die Vergütungssätze für PV-Anlagen zum Zwecke eines beschleunigten Ausbaus der erneuerbaren Energien erhöht, der atmen-der Deckel abgeschafft und gleichzeitig die Degression bis Anfang 2024 ausgesetzt. Durch die Gesetzesänderung beträgt die Vergütung von Freiflächenanlagen im administrierten Segment seit dem 01.01.2023 fortan 7,00 ct/kWh.

Abbildung 3.3.2-2. Verlauf der monatlich anzulegenden Werte von Solar-Freiflächenanlagen in ct/kWh für das administrierte Segment im Betrachtungszeitraum 2021 bis 2023



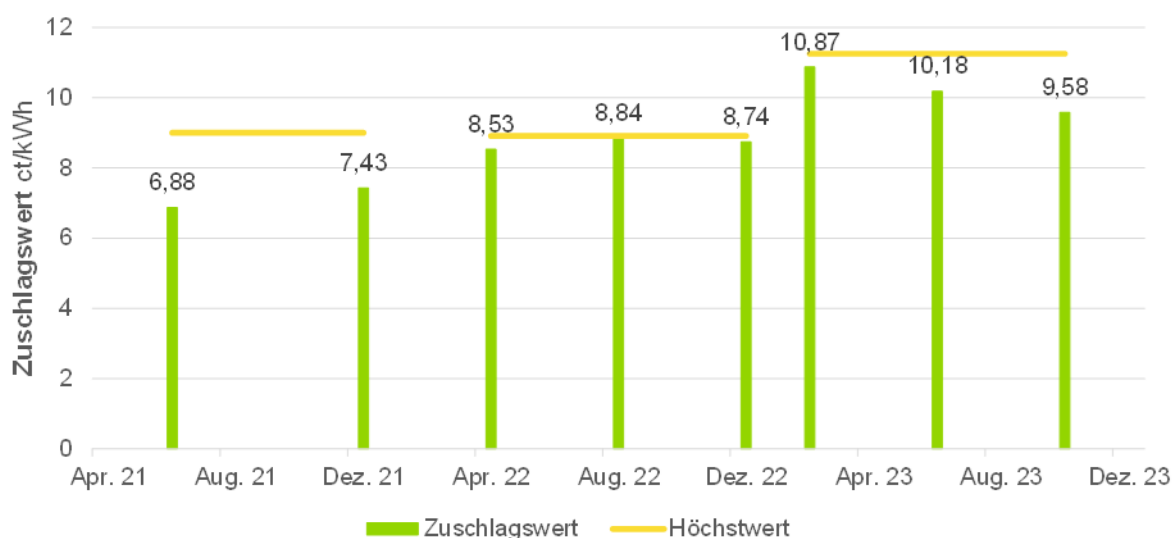
Datenquelle: BNetzA

Wie die Analyse der Wechselwirkungen zwischen administriertem Segment und Ausschreibungssegment zeigt (vgl. Abschnitt 3.1.6), wurden im administrierten Segment mit sinkender Tendenz Anlagen zugebaut, weil der anzulegende Wert sogar auf ein Niveau unterhalb der Zuschlagswerte absank. Für Akteure im Bereich unterhalb der Ausschreibungsgrenze ist ein Wechsel in das Ausschreibungssystem aber nicht ohne weiteres möglich (z. B. Anlage auf zur Verfügung stehender Fläche nicht beliebig groß dimensionierbar, größere Anlage nicht finanzierbar, Risikoaversität). Mit der EEG-Novelle 2023 stieg die Attraktivität des administrierten Segments gegenüber dem Ausschreibungssegment wieder an.

Gebäude-Solaranlagen

In der nachfolgenden Abbildung sind die durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerte der Solaranlagen des zweiten Segments (Gebäude-Solaranlagen) im Betrachtungszeitraum zwischen 2021 und 2023 dargestellt. Die Zuschlagswerte stiegen bis Mitte 2022 stetig an. Mit zunehmender Unterzeichnung, steigenden Preiserwartungen und Zinsen ging das Gebotsvolumen zurück. Anfang 2023 wurden deshalb seitens der BNetzA die Höchstwerte erhöht, womit die Gebotshöhen, aber auch das Gebotsvolumen, stiegen. Der höchste mengengewichtete Zuschlagswert wurde Ende 2022 erreicht mit 10,87 ct/kWh. Nach leichter Unterzeichnung in der ersten Auktion 2023 waren die zwei folgenden Ausschreibungsrunden wieder von einer deutlichen Überzeichnung geprägt. Die sich daraus ergebenden Wettbewerbsbedingungen sorgten für eine Abnahme der Zuschlagswerte im weiteren Verlauf des Jahres.

Abbildung 3.3.2-3. Verlauf der mengengewichteten Zuschlagswerte für Solaranlagen des zweiten Segments (Gebäude-Solaranlagen) in ct/kWh für alle Ausschreibungsrunden zwischen 2021 und 2023

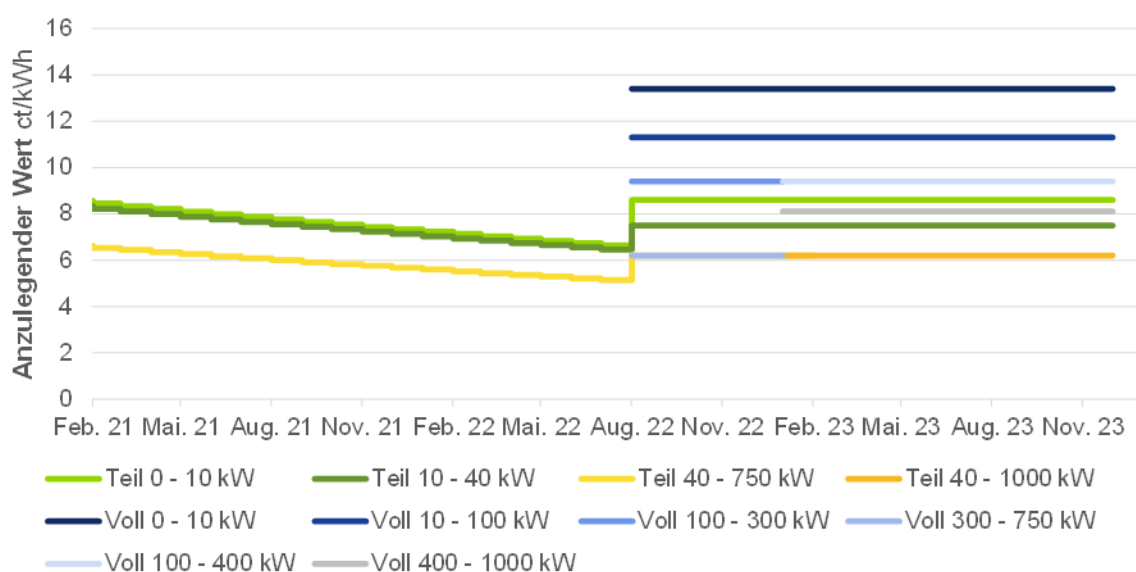


Datenquelle: BNetzA

In der nachfolgenden Abbildung werden die anzulegenden Werte des administrierten Segments für Gebäude-Solaranlagen im Betrachtungszeitraum zwischen 2021 und 2023 dargestellt. Im Bereich der Gebäude-Solaranlagen ist die Höhe der anzulegenden Werte an Leistungsklassen geknüpft. Der jeweilige Wert für eine Anlage wird leistungsgewichtet anhand der Anlagenleistung ermittelt. Gemäß § 49 EEG 2021 erfolgte eine monatliche Degression der anzulegenden Werte zwischen 2021 und Mitte 2022. Die Höhe der Degression orientierte sich dabei am monatlichen Brutto-Zubau und wurde entsprechend angepasst (sog. atmender Deckel). Im Zuge der EEG-Novellierung 2023 wurden die Vergütungssätze für PV-

Anlagen zum Zwecke eines beschleunigten Ausbaus der erneuerbaren Energien erhöht, sowie eine höhere Volleinspeisevergütung eingeführt. Darüber hinaus wurde die Degression bis Anfang 2024 ausgesetzt. Der Gesetzgeber hat die neuen Vergütungssätze für Gebäude-Solaranlagen vorgezogen, sodass diese bereits am 30.07.2022 in Kraft traten. Durch die Novelle wurde zudem die Ausschreibungsgrenze ab 2023 von 750 kW auf 1 MW erhöht. Die unterschiedlichen Vergütungshöhen sind darauf zurückzuführen, dass größere Anlagen kostengünstigeren Strom erzeugen und damit einen geringeren Vergütungsbedarf haben.

Abbildung 3.3.2-4. Verlauf der monatlich anzulegenden Werte von Gebäude-Solaranlagen nach Voll- und Teileinspeisung unterschiedlicher Leistungsklassen in ct/kWh für das administrierte Segment im Betrachtungszeitraum 2021 bis 2023



Datenquelle: ÜNB

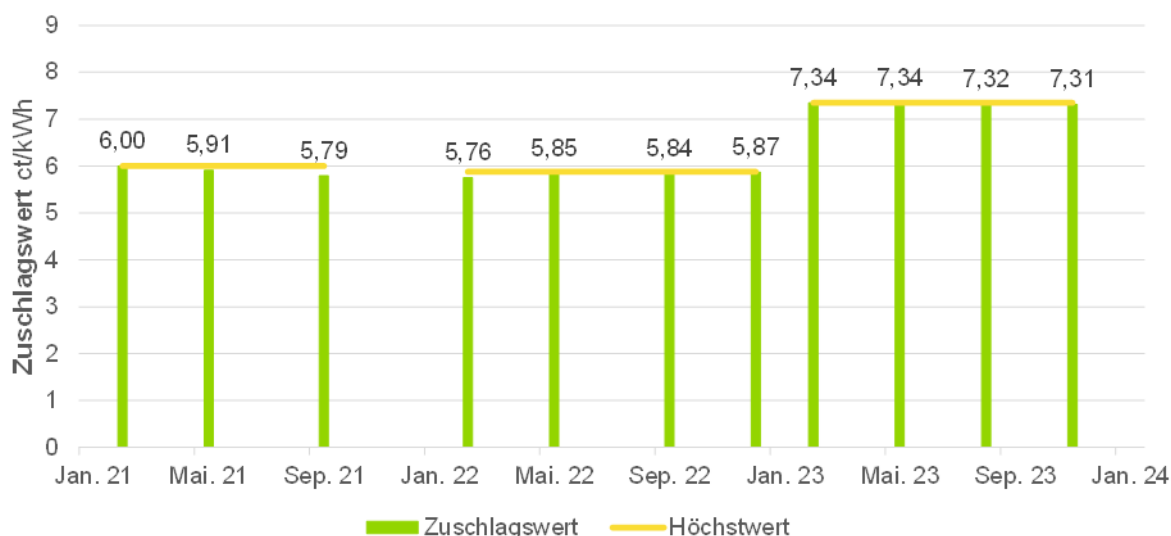
Der Höchstwert im Jahr 2021, also zum Beginn der Ausschreibungen für Dachanlagen, lag mit 9,0 ct/kWh deutlich höher, als die anzulegenden Werte für Anlagen im administrierten Segment knapp unterhalb der Ausschreibungsgrenze. Damit bestand zu Beginn der Ausschreibungen ein Anreiz zur Ausschreibungsteilnahme. Durch die im Zuge des hohen Wettbewerbs resultierenden Zuschlagswerte deutlich unterhalb des Höchstwerts bestand dieser Anreiz nicht fort. Mit den Mitte 2022 erhöhten anzulegenden Werten, insb. für Volleinspeiseanlagen, bestand vorübergehend ein Anreiz zur Anlagenrealisierung im administrierten Segment. Dies änderte sich ab 2023 mit dem von der BNetzA angehobenen Höchstwert im Ausschreibungssegment und dem nach EEG 2023 weggefallenen Eigenverbrauchsverbot im Ausschreibungssystem (vgl. dazu auch Abschnitt 3.3.10). Insbesondere für Teileinspeiseanlagen bestehen somit Anreize zur Teilnahme an den Ausschreibungen, weil dort im Falle eines Zuschlags höhere anzulegende Werte erzielt werden können.

Windenergieanlagen an Land

Die durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerte für Windenergieanlagen an Land orientieren sich im Betrachtungszeitraum stark am jeweils zulässigen Höchstwert. Letzterer betrug im Jahr 2021 6,0 ct/kWh, sank 2022 auf 5,88 ct/kWh ab und wurde für die Ausschreibungen des Jahres 2023 auf 7,34 ct/kWh angehoben (siehe nachfolgende Abbildung 3.3.2-5). Mit Ausnahme der letzten Ausschreibungsrunde im Jahr 2021 waren sämtliche Auktionen unterzeichnet.

Mit der Anhebung des Höchstwerts für die Ausschreibungen des Jahres 2023 reagierte die BNetzA auf stark gestiegenen Kosten und eine rückläufige Teilnahme an den Ausschreibungen des Jahres 2022. Die Gebotsmengen legten in der Folge spürbar zu. Da die Ausschreibungsvolumina 2023 deutlich ausgeweitet wurden, blieben die Ausschreibungen dennoch unterzeichnet. Positiv zu erwähnen ist jedoch, dass die Erhöhung des Höchstwertes dazu geführt hat, dass die eingereichten Gebotsmengen die neu registrierten Genehmigungsmengen überstiegen bzw. sich diesen stark annäherten. Dies war in den vergangenen drei Ausschreibungsrunden seit Mai 2022 nicht der Fall gewesen.

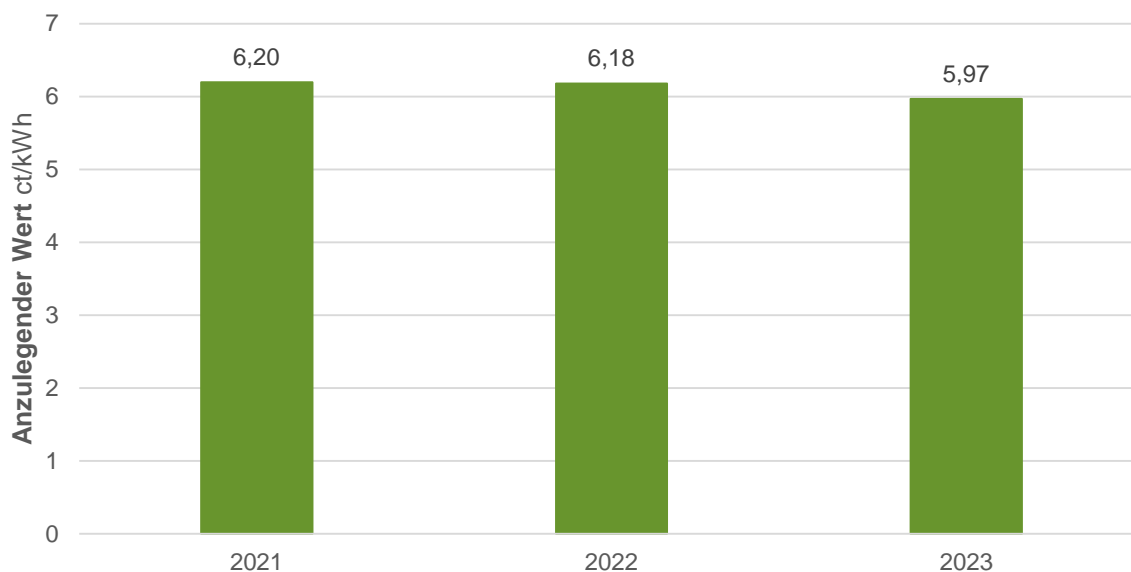
Abbildung 3.3.2-5. Verlauf der mengengewichteten Zuschlagswerte von Windenergieanlagen an Land in ct/kWh für alle Ausschreibungsrunden zwischen 2021 und 2023



Datenquelle: BNetzA

Für Windenergieanlagen an Land wird der anzulegende Wert im administrierten Segment jährlich durch den Gesetzgeber festgelegt (nachfolgende Abbildung 3.3.2-6). Die Berechnung des anzulegenden Werts erfolgt nach § 36h Abs. 1 EEG, wobei nach § 46 Abs. 1 EEG der Zuschlagswert durch den Durchschnitt aus den Gebotswerten des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebots der Gebotstermine für Windenergieanlagen an Land im Vorvorjahr zu ersetzen ist. Demnach ist der dargestellte Verlauf der anzulegenden Werte mit den Geboten aus den Ausschreibungen gekoppelt. Der Bezug auf das Vorvorjahr ergibt sich aus der mittleren Realisierungsdauer (Zuschlag bis Inbetriebnahme) und gewährleistet folglich, dass Anlagen, die im gleichen Zeitraum in Betrieb gehen, eine vergleichbare Vergütung erhalten.

Abbildung 3.3.2-6. Verlauf der anzulegenden Werte von Windenergieanlagen an Land in ct/kWh nach Inbetriebnahmejahr im Betrachtungszeitraum 2021 bis 2023



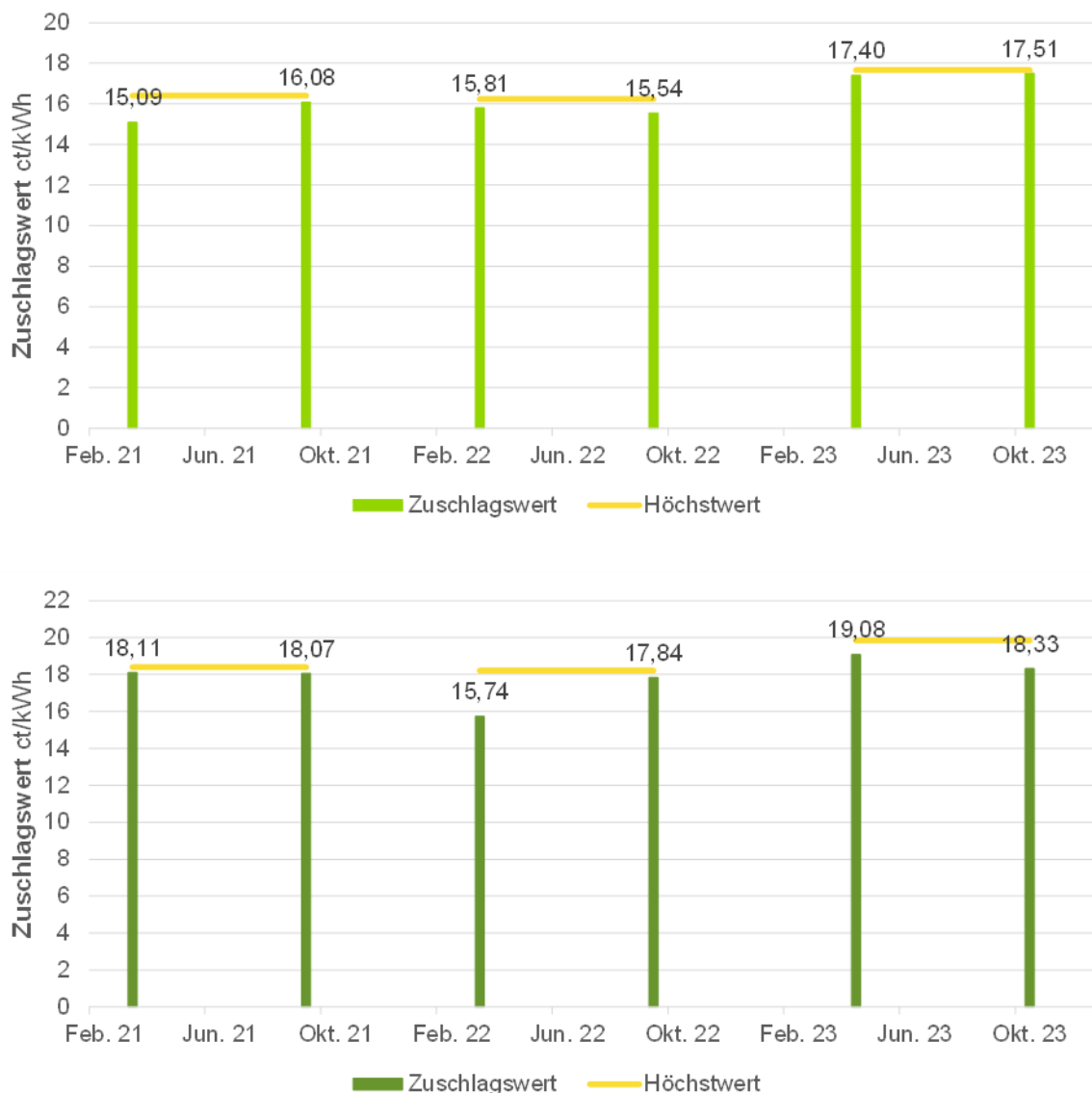
Datenquelle: ÜNB

Wie in Abschnitt 3.1.6.4 ausgeführt entsteht durch die Kopplung vor allem bei Pilotwindenergieanlagen an Land und Windenergieanlagen von Bürgerenergiegesellschaften ein finanzieller Anreiz, auf den gesetzlich bestimmten Zahlungsanspruch zu verzichten und sich an den Ausschreibungen zu beteiligen, wenn das Zuschlagsniveau (gegenüber dem Vorvorjahr) gestiegen ist. Dies gilt unter anderem für Inbetriebnahmen in 2023 und 2024, da die Zuschlagswerte der Jahre 2021 und 2022 die starken Preissteigerungen der letzten Jahre noch nicht reflektieren.

Biomasseanlagen

An den Ausschreibungen für Biomasseanlagen können sich gemäß § 39g EEG 2021/2023 sowohl bestehende als auch neue Anlagen beteiligen. Bei den bestehenden Anlagen darf dabei der verbleibende Förderanspruch zum Zeitpunkt der Ausschreibung noch maximal acht Jahre bestehen. Die nachfolgende Abbildung zeigt den Verlauf der durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerte für die Gebotstermine der Jahre 2021–2023. Im Bereich der Neuanlagen reichen die durchschnittlichen mengengewichteten Zuschlagswerte von 15,09 bis 17,51 ct/kWh. Von 2022 auf 2023 ist dabei ein deutlicher Sprung von 15,5–15,8 ct/kWh auf 17,4–17,5 ct/kWh ausgelöst durch allgemeine Preissteigerungen und eine entsprechende Anpassung der Höchstwerte zu verzeichnen. Bei den Bestandsanlagen reicht die Spanne der durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerte von 15,74 bis 19,08 ct/kWh. Nach 18,07 ct/kWh und 18,11 ct/kWh im Jahr 2021 sackte das Niveau der Zuschlagswert in der ersten Gebotsrunde des Jahres 2021 auf 15,74 ct/kWh ab, stieg in den darauffolgenden Runden jedoch wieder bis auf 19,08 ct/kWh an. In der letzten Runde des Jahres 2023 wurden im Mittel Zuschlagswerte in Höhe von 18,33 ct/kWh erzielt. Zur wettbewerblichen Einordnung der Ausschreibungsrunden siehe Abschnitt 3.3.3.

Abbildung 3.3.2-7. Verlauf der mengengewichteten Zuschlagswerte für neue (oben) und bestehende (unten) Biomasseanlagen in ct/kWh im Zeitraum 2021–2023

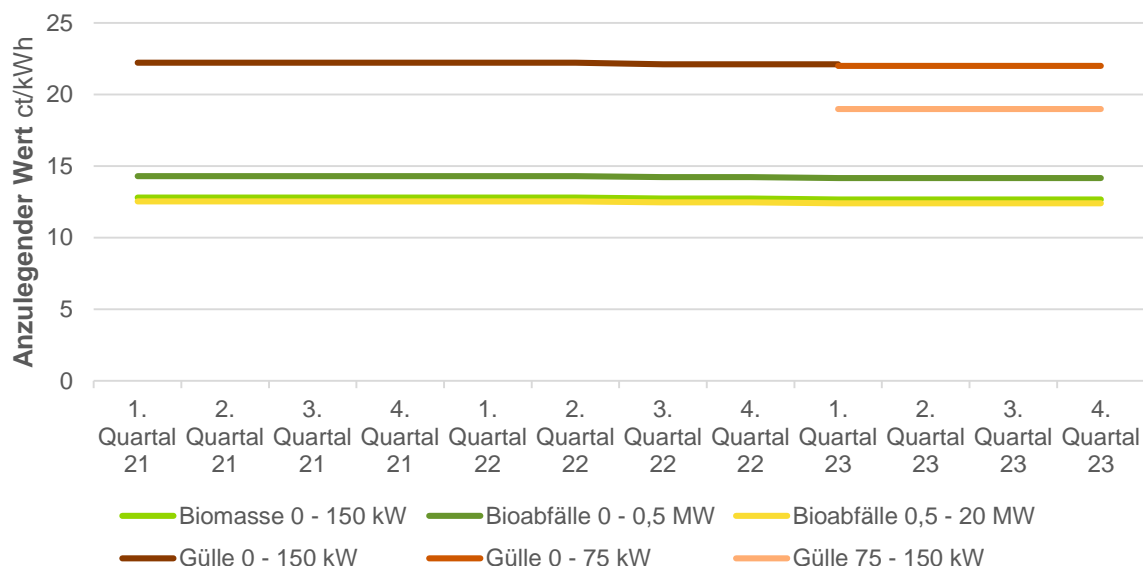


Datenquelle: BNetzA

In der nachfolgenden Abbildung werden die anzulegenden Werte des administrierten Segments für Biomasseanlagen im Betrachtungszeitraum zwischen 2021 und 2023 dargestellt. Bei Biomasseanlagen ist die Höhe der anzulegenden Werte an Leistungsklassen und Substratkategorien geknüpft. Die jeweilige Vergütungshöhe wird in Abhängigkeit von der individuellen Anlagenleistung mengengewichtet ermittelt. Gemäß § 42 EEG 2021 beträgt der anzulegende Wert für Strom aus Biomasseanlagen mit einer Bemessungsleistung bis einschließlich 150 kW 12,8 ct/kWh. Der anzulegende Wert für Strom aus Bioabfall wird in § 43 Abs. 1 Satz 1 und 2 geregelt. Bis zu einer Bemessungsleistung von 0,5 MW ergibt sich ein anzulegender Wert von 14,3 ct/kWh, unterhalb von 20 MW beträgt der anzulegende Wert 12,54 ct/kWh. Mit dem EEG 2023 haben sich die Leistungsklassen für Strom aus Anlagen durch anaerobe Vergärung (Gülle) geändert. Der vormalige Leistungsbereich zwischen 0 und 150 kW wurde in zwei Leistungsbereiche aufgeteilt. Bis 75 kW wird der anzulegende Wert von 22,23 ct/kWh nach § 44 EEG 2021 nahezu weitergeführt, darüber hinaus verringert

sich die Vergütung auf 19,00 ct/kWh. Wie die nachfolgende Abbildung zeigt, blieben die anzulegenden Werte im betrachteten Zeitraum bei allen Leistungsklassen und Substratkategorien weitgehend stabil.

Abbildung 3.3.2-8. Quartalsweiser Verlauf der anzulegenden Werte von Biomasseanlagen nach unterschiedlichen Leistungsklassen und Substratkategorien in ct/kWh für das administrierte Segment im Betrachtungszeitraum 2021 bis 2023



Datenquelle: ÜNB

Deutlich wird, dass für neue Güllekleinanlagen bis 150 kW aufgrund der deutlich höheren anzulegenden Werte Anreize zur Realisierung im administrierten Segment bestehen. Für die übrigen Biomasseanlagen zur Stromerzeugung bestehen dagegen Anreize zur Ausschreibungsteilnahme.

3.3.2.2 Beihilfesummen

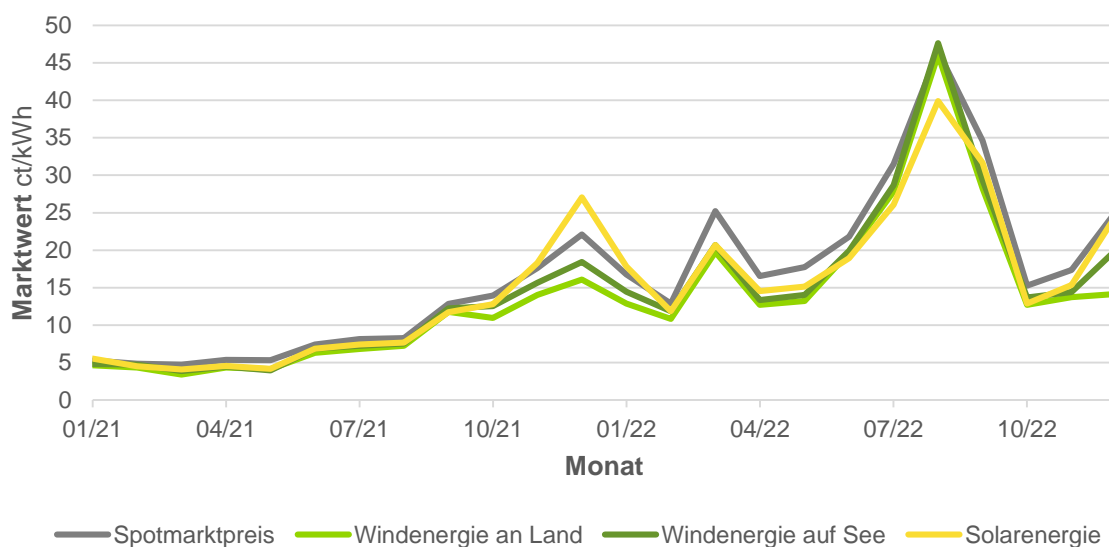
Nachfolgend werden die an Anlagenbetreiber geleisteten Zahlungen für Einspeisevergütungen, Marktprämien und die Flexibilität Förderung dargestellt. Als Datengrundlage dienen die EEG-Jahresabrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber sowie die zugehörigen Stamm- und Bewegungsdaten, die einmal jährlich – in der Regel bis Ende Juli – für das Vorjahr veröffentlicht werden. Für den vorliegenden Zwischenbericht liegen Daten bis einschließlich 2022 vor.

Im Marktprämienmodell müssen Anlagenbetreiber, den in ihren Anlagen erzeugten Strom eigenständig vermarkten bzw. diese Aufgabe an einen Dienstleister (Direktvermarkter) übertragen. Die von den Netzbetreibern ausgezahlte Marktprämie deckt lediglich die Differenz zwischen dem anzulegenden Wert und dem energieträgerspezifischen Monatsmarktwert, sofern der Marktwert unter dem anzulegenden Wert liegt. Bei der Einspeisevergütung wird der von den Anlagenbetreibern eingespeiste Strom vom Netzbetreiber abgenommen, vergütet und vermarktet. Den Einspeisevergütungen stehen folglich – anders als bei den Marktprämien – Erlöse aus der Vermarktung des Stroms gegenüber, die auf das EEG-Konto zurückfließen.

Zur Einordnung zeigt die nachfolgende Abbildung die monatlichen Spotmarktpreise und energieträgerspezifischen Marktwerte der Jahre 2021 und 2022. Ausgehend von 4,6 bis 5,5 ct/kWh im Januar 2021 sind die Monatsmarktwerte bis Dezember 2022 auf 14,1 bis

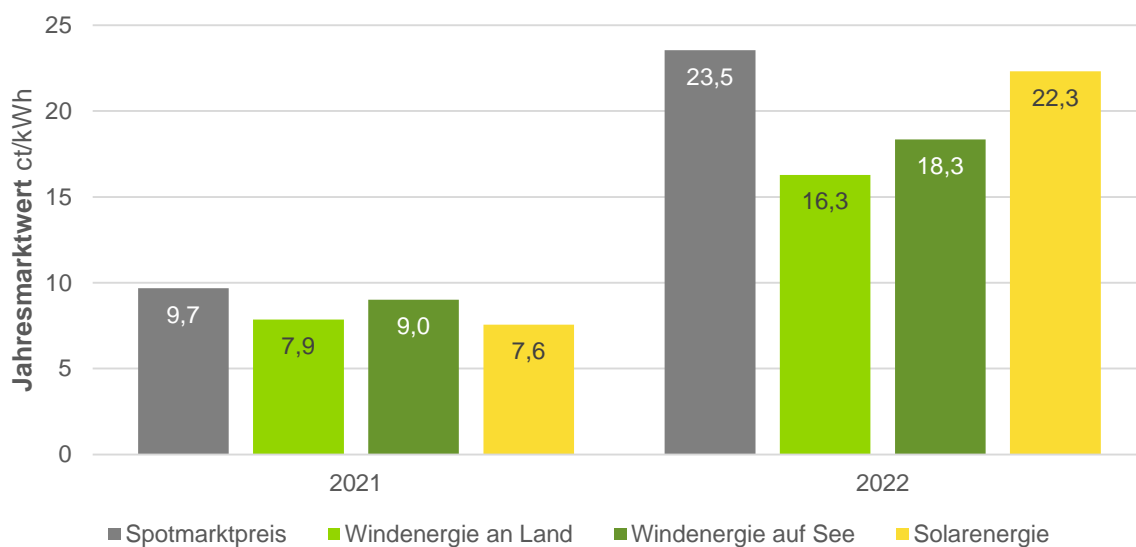
24,6 ct/kWh gestiegen. Im August 2022 wurde mit Werten zwischen 39,9 ct/kWh (Solar) und 47,6 ct/kWh (Windenergie auf See) zwischenzeitlich ein neues Allzeithoch erreicht. Die Jahresmarktwerte 2022 lagen um den Faktor 2 bis 3 über denen des Vorjahres (vgl. Abbildung 3.3.2-10).

Abbildung 3.3.2-9. Energieträgerspezifische Monatsmarktwerte im Zeitraum 2021–2022



Datenquelle: netztransparenz.de

Abbildung 3.3.2-10. Energieträgerspezifische Jahresmarktwerte im Zeitraum 2021–2022



Datenquelle: netztransparenz.de

Aufgrund der oben beschriebenen Unterschiede der Vergütungszahlungen für Anlagen im Marktprämienmodell und in der Festvergütung wird die Analyse für die beiden Fördersegmente pro Technologie getrennt durchgeführt. Um im weiteren Projektverlauf einen aussagekräftigeren Vergleich zwischen den tatsächlichen Förderzahlungen für Einspeisevergütungen und Marktprämie zu ermöglichen, wird im weiteren Verlauf des Vorhabens geprüft, ob

die Datenlage eine Bereinigung um die energieträgerspezifischen Monatsmarktwerte zulässt. Andernfalls wird die nachfolgende Darstellung der unbereinigten Ist-Werte beibehalten.

Die Zahlungen für Einspeisevergütungen betragen in den Jahren 2021 und 2022 in Summe über alle Energieträger jeweils rund 10,2 Mrd. Euro (siehe Tabelle 3.3.2-1). Mit 84 % und 90 % entfiel der mit Abstand größte Teil der Zahlungen in beiden Jahren auf Solaranlagen. Die von den Netzbetreibern im Rahmen der Einspeisevergütung kaufmännisch abgenommene Strommenge fiel dabei leicht von 38,3 auf 37,1 TWh.

Tabelle 3.3.2-1. Einspeisevergütungen 2021–2022 in Euro

Energieträger	2021	2022
Wasserkraft	224.160.610	131.261.121
Deponie-, Klär-, Grubengas	6.806.171	4.190.153
Biomasse	1.155.341.106	814.353.458
Geothermie	1.754.380	1.235.672
Windenergie an Land	215.095.991	80.204.859
Windenergie auf See	0	0
Solare Strahlungsenergie	8.622.872.082	9.146.804.437
Gesamt	10.226.030.339	10.178.049.699

Datenquelle: netztransparenz.de

Die Summe der ausgezahlten Markprämien ging infolge des deutlichen Marktwertanstiegs von 9,2 auf 1,9 Mrd. Euro zurück (siehe Tabelle 3.3.2-2). Mit 37 % und 40 % entfiel der größte Anteil der Zahlungen dabei auf Biomasseanlagen. Dahinter reihen sich Windenergieanlagen auf See (2021: 25 %, 2022: 32 %), Windenergieanlagen an Land (2021: 23 %, 2022: 0 %) und Solaranlagen (2021: 14 %, 2022: 28 %) ein. Die im Rahmen des Marktprämienmodells vergüteten Strommengen legten leicht von 161 auf 167 TWh zu.

Tabelle 3.3.2-2. Marktprämien 2021–2022 in Euro

Energieträger	2021	2022
Wasserkraft	78.074.042	2.144
Deponie-, Klär-, Grubengas	5.257.151	0
Biomasse	3.411.944.349	768.714.625
Geothermie	30.067.599	9.940.093
Windenergie an Land	2.118.561.333	686.611
Windenergie auf See	2.258.800.662	605.766.754
Solare Strahlungsenergie	1.302.717.565	529.561.857
Gesamt	9.205.422.701	1.914.672.084

Datenquelle: netztransparenz.de

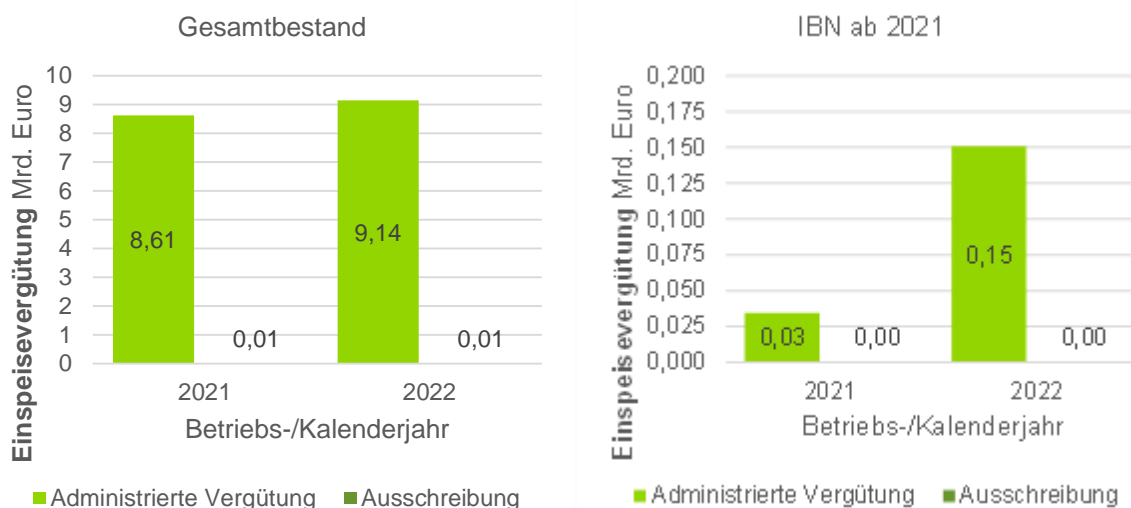
Zur Förderung der Flexibilität bei Biomasseanlagen wurden in den Jahren 2021 und 2022 Beihilfen in Höhe von rund 221 und 230 Mio. Euro gezahlt.

In den nachfolgenden Unterkapiteln werden die geleisteten Zahlungen je Energieträger getrennt nach Fördersegment (Administrierte Vergütung, Ausschreibung) ausgewiesen. Zudem wird dargestellt, welcher Anteil davon auf Anlagen entfällt, die ab 2021 in Betrieb genommen wurden. Die Analyse beschränkt sich auf die Energieträger, für die im EEG Ausschreibungen verankert sind (Solare Strahlungsenergie, Windenergie an Land und auf See, Biomasse). Für die Zuordnung zu den Fördersegmenten werden die EEG-Bewegungsdaten zusätzlich mit dem MaStR verschnitten. Letzteres enthält Angaben darüber, ob eine Anlage einem Zuschlag in einer EEG-Ausschreibung zugeordnet ist.

Solar Strahlungsenergie

Die nachfolgende Abbildung zeigt die geleisteten Einspeisevergütungen für Solaranlagen getrennt nach Fördersegmenten. Da grundsätzlich alle Anlagen, die sich aufgrund ihrer installierten Leistung zum Erwerb eines Zahlungsanspruchs an den Ausschreibungen beteiligen müssen (vor 2023: > 750 kW, ab 2023: > 1 MW) gleichzeitig auch die Grenze zur verpflichtenden Direktvermarktung (> 100 kW) überschreiten, entfallen die Einspeisevergütungen (fast) ausnahmslos auf das administrierte Segment. Der geringe Teil der Zahlungen, der auf das Ausschreibungssegment entfällt, ist überwiegend auf Fehlzuordnungen bzw. Fehleinträge im MaStR zurückzuführen. Bezogen auf den Gesamtbestand legen die Einspeisevergütungen für Solaranlagen ausgehend von 8,6 Mrd. Euro in 2021 auf 9,1 Mrd. Euro in 2022 zu. Der Anteil, der im Jahr 2022 auf Anlagen mit Inbetriebnahme ab 2021 entfällt, ist mit 1,6 % vergleichsweise gering. Die Gesamthöhe der Einspeisevergütung des Photovoltaik-Anlagenbestandes ist stark geprägt durch die zubaustarken Jahrgänge in Zeiten hoher Vergütungen, insbesondere der Jahre 2009 bis 2011. Mit der in den Folgejahren stark zurückgeführten Vergütungshöhe schwächte sich das Wachstum der Festvergütungszahlungen trotz fortgesetztem Neuanlagenzubau deutlich ab.

Abbildung 3.3.2-11. Einspeisevergütungen für Solaranlagen 2021–2022

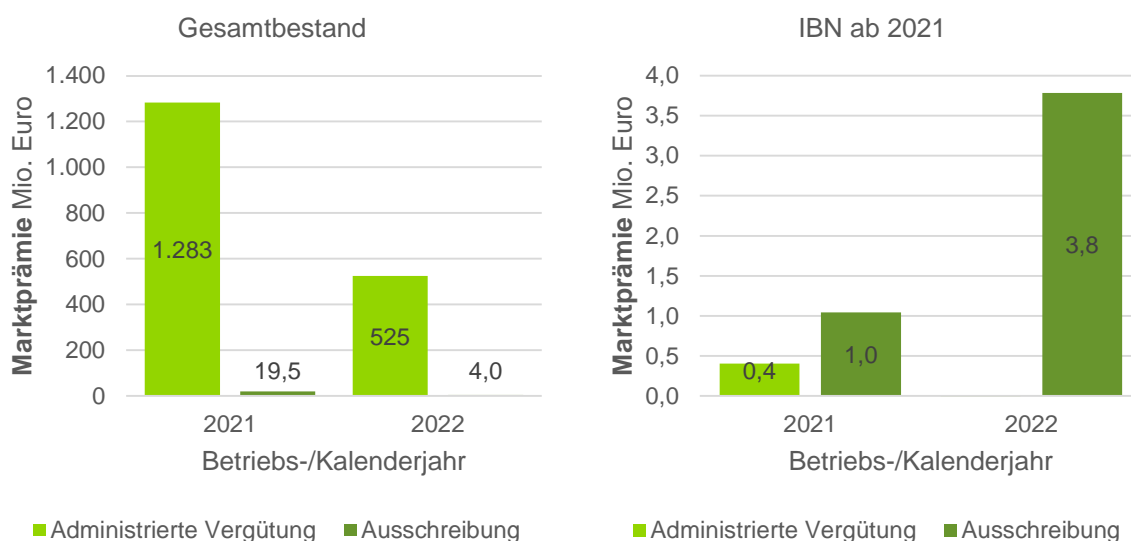


Datenquelle: Stamm- und Bewegungsdaten der ÜNB 2021/2022, MaStR

Bei den Marktprämien entfallen im Anlagenbestand mehr als 98,5 % der Zahlungen auf das administrierte Segment. Dieses Verhältnis ergibt sich aus den unterschiedlich hohen spezifischen Marktprämienhöhen: der Bestandswert der Anlagen in der administrierten Vergütung enthält gegenüber dem Ausschreibungssegment Anlagen mit z. T. deutlich höheren anzulegenden Werten. Zudem gehen die Zahlungen infolge des Marktwertanstiegs in Summe von 1,3 auf 0,5 Mrd. Euro zurück. Bei den Anlagen, die ab 2021 in Betrieb genommen wurden, überwiegen die Zahlungen, die dem Ausschreibungssegment zugeordnet sind.

Die Marktprämiensummen im Ausschreibungssystem für das Jahr 2022, sowohl im Gesamtbestand mit 4,0 Mio. Euro als auch für die Inbetriebnahmen ab 2021 mit 3,8 Mio. Euro, sind vollständig der fixen Marktprämie von PV-Anlagen mit Zuschlägen in den Innovationsausschreibungen zuzurechnen. Im Rahmen der fixen Marktprämie wird die Prämie unabhängig von der Höhe der Marktwerte ausgezahlt. Dagegen reduziert sich die Prämie im System der gleitenden Marktprämie auf null, wenn die Marktwerte gleichauf oder oberhalb der anzulegenden Werte liegen. Mit den im Jahr 2022 vorherrschenden hohen Marktwerten (vgl. oben, Abbildung 3.3.2-9 und Abbildung 3.3.2-10) war dies gegeben, so dass keine gleitende Marktprämie für Anlagen im Ausschreibungssystem ausgezahlt wurde.

Abbildung 3.3.2-12. Marktprämien für Solaranlagen 2021–2022

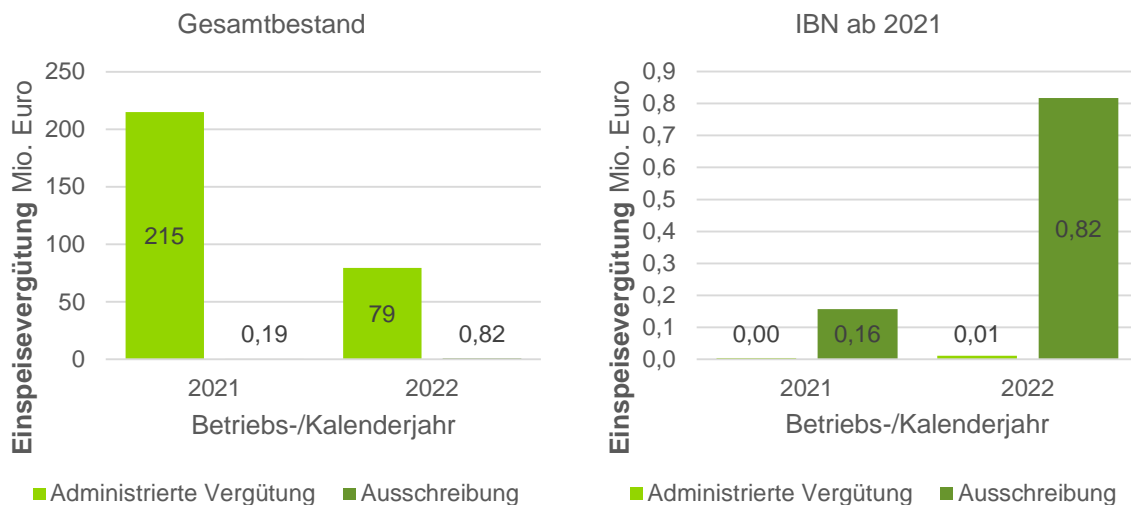


Datenquelle: Stamm- und Bewegungsdaten 2021/2022 der ÜNB, MaStR

Windenergie an Land

Die nachfolgende Abbildung zeigt die geleisteten Einspeisevergütungen für Windenergieanlagen an Land in den Jahren 2021 und 2022 getrennt nach Fördersegmenten. In Summe wurden Vergütungen im Umfang von 215 bzw. 80 Mio. Euro gewährt, wovon der Großteil auf Anlagen im administrierten Segment entfällt. Bei den Vergütungszahlungen im Ausschreibungssegment (2021: 0,19 Mio. Euro, 2022: 0,82 Mio. Euro) handelt es sich ausschließlich um Ausfallvergütungen, die unter dem Begriff der Einspeisevergütungen subsumiert werden. Gemäß § 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG können Betreiber von Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW den in ihren Anlagen erzeugten Strom für eine Dauer von bis zu drei aufeinanderfolgenden Kalendermonaten und insgesamt bis zu sechs Kalendermonate pro Kalenderjahr dem Netzbetreiber zur Verfügung stellen und einen Anspruch auf Zahlung einer Einspeisevergütung geltend machen (Ausfallvergütung).

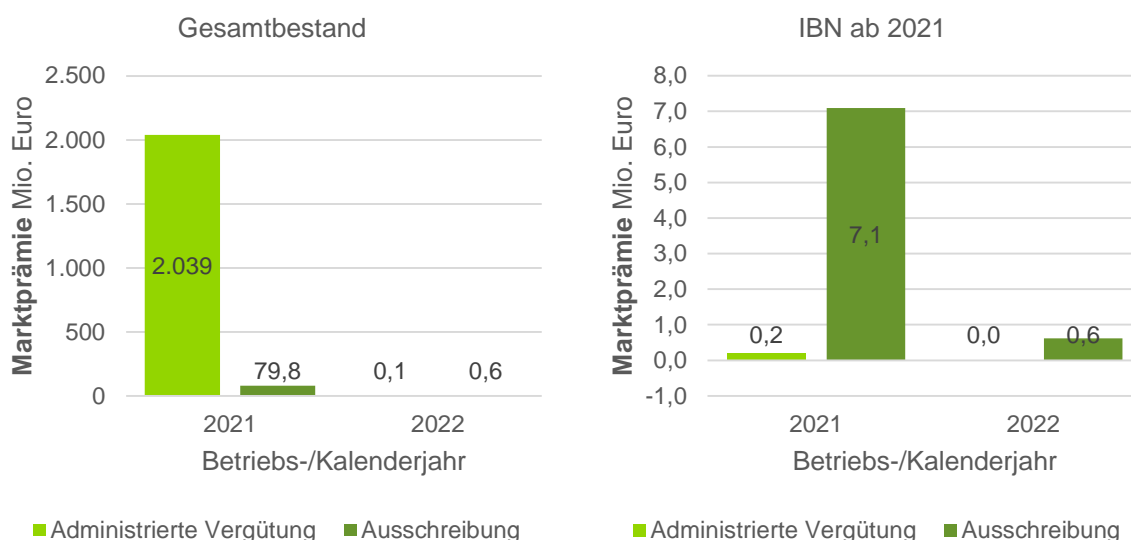
Abbildung 3.3.2-13. Einspeisevergütungen für Windenergieanlagen an Land 2021–2022



Datenquelle: Stamm- und Bewegungsdaten der ÜNB 2021/2022, MaStR

Die Zahlungen im Rahmen des Marktprämienmodells sind infolge des Marktwertanstiegs ausgehend von rund 2,1 Mrd. Euro in 2021 auf 0,7 Mio. Euro erheblich zurückgegangen (siehe nachfolgende Abbildung). Bei den verbliebenen Marktprämienzahlungen in 2022 handelt es sich hauptsächlich um fixe Marktprämien, die im Zuge der Innovationsausschreibungen gewährt wurden (0,6 Mio. Euro). Im Jahr 2021 überwogen die Marktprämienzahlungen, die auf das administrierte Segment entfallen, deutlich. Dabei handelt es sich überwiegend um Zahlungen an Anlagen, die vor Einführung der Ausschreibungen in Betrieb genommen wurden.

Abbildung 3.3.2-14. Marktprämien für Windenergieanlagen an Land 2021–2022

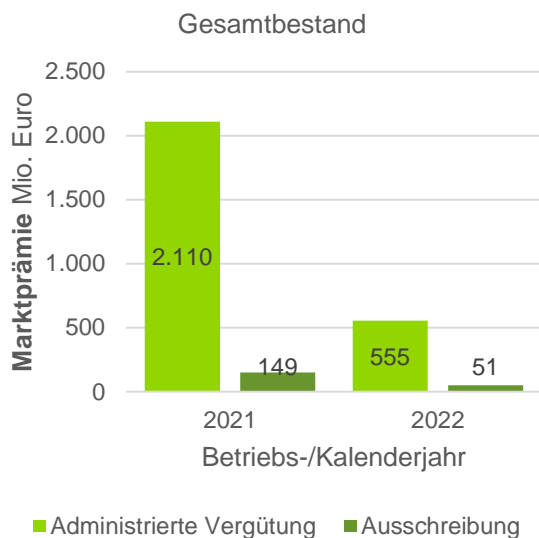


Datenquelle: Stamm- und Bewegungsdaten der ÜNB 2021/2022, MaStR

Windenergie auf See

Wie bereits in Tabelle 3.3.2-1 dargestellt wurden im Betrachtungszeitraum keine Einspeisevergütungen für Windenergieanlagen auf See gezahlt. Die Förderung erfolgte ausschließlich im Rahmen des Marktprämienmodells. Die Summe der geleisteten Prämienzahlungen ging – wie bei den übrigen Energieträgern – infolge des Marktwertanstiegs von 2,3 auf 0,6 Mrd. Euro zurück, wobei jeweils mehr als 90 % der Zahlungen an Anlagen mit administrierter Vergütung gingen.

Abbildung 3.3.2-15. Marktprämien für Windenergieanlagen auf See 2021–2022

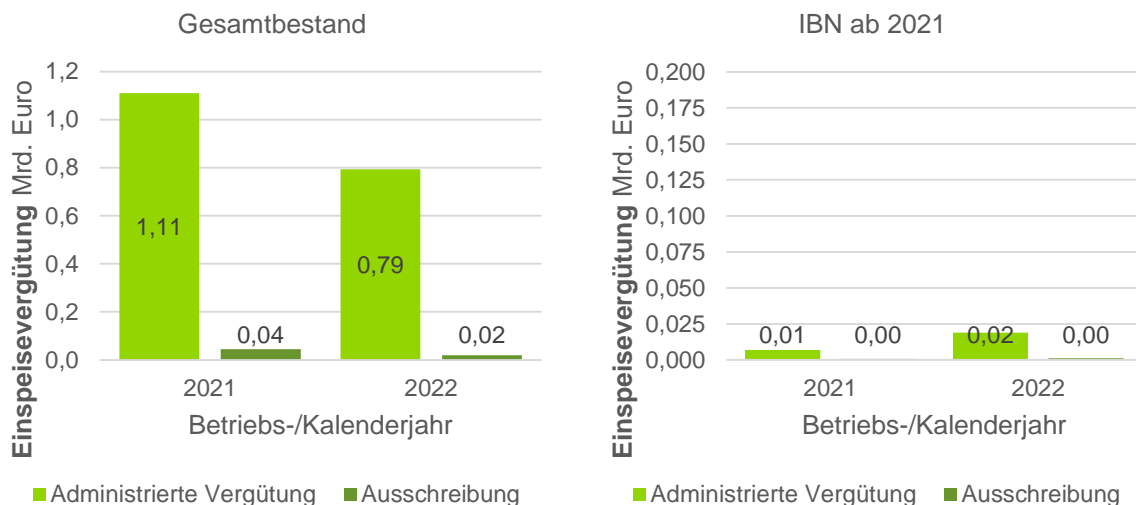


Datenquelle: Stamm- und Bewegungsdaten der ÜNB 2021/2022, MaStR

Biomasse

Die Zahlungen für Einspeisevergütungen beliefen sich bei den Biomasseanlagen im Jahr 2021 auf 1,1 Mrd. Euro und gingen 2022 auf 0,8 Mrd. Euro zurück (siehe nachfolgende Abbildung 3.3.2-16). In beiden Jahren entfielen die Zahlungen nahezu vollständig auf das administrierte Segment. Wie bei den anderen Energieträgern lässt sich dies damit erklären, dass die Leistungsgrenze, ab derer sich Anlagen zum Erwerb eines Zahlungsanspruchs an den Ausschreibungen beteiligen müssen, über der Grenze zur verpflichtenden Direktvermarktung liegt.

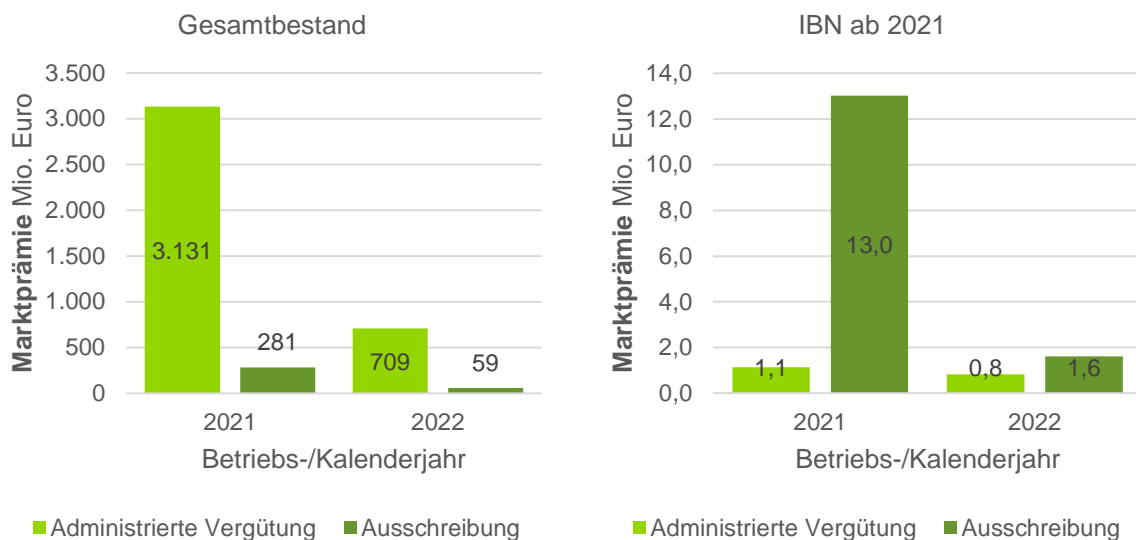
Abbildung 3.3.2-16. Einspeisevergütungen für Biomasseanlagen 2021–2022



Datenquelle: Stamm- und Bewegungsdaten der ÜNB 2021/2022, MaStR

Die Marktprämienzahlungen für Biomasseanlagen fielen im Betrachtungszeitraum von 3,4 auf 0,8 Mrd. Euro, wobei jeweils mehr als 90 % auf das administrierte Segment entfallen (siehe Abbildung 3.3.2-17). Der Rückgang der Marktprämienzahlungen erklärt sich wie bei den übrigen Energieträgern mit den gestiegenen Marktwerten.

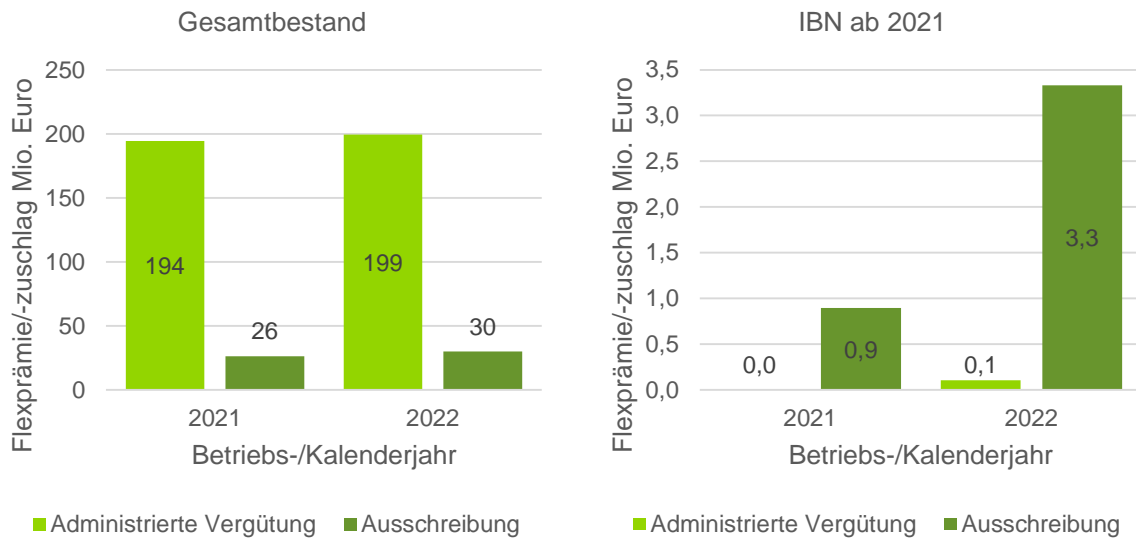
Abbildung 3.3.2-17. Marktprämien für Biomasseanlagen 2021–2022



Datenquelle: Stamm- und Bewegungsdaten der ÜNB 2021/2022, MaStR

Die Förderzahlungen für Flexibilität (Flexibilitätsprämie bzw. Flexibilitätszuschlag) legten im Betrachtungszeitraum leicht von 221 auf 230 Mio. Euro zu (siehe nachfolgende Abbildung 3.3.2-18). Dabei sind rund 87 % bis 88 % der Zahlungen Anlagen zuzuschreiben, deren Vergütungshöhe administrativ bestimmt wird. Sowohl die Höhe der Flexibilitätsprämie (für Anlagen, die bis zum 31.07.2014 in Betrieb genommen wurden) als auch die Höhe des Flexibilitätszuschlags (für Anlagen, die ab dem 01.08.2014 in Betrieb genommen wurden) sind unabhängig vom Fördersegment gesetzlich bestimmt.

Abbildung 3.3.2-18. Förderzahlungen für Flexibilität von Biomasseanlagen 2021–2022



Datenquelle: Stamm- und Bewegungsdaten der ÜNB 2021/2022, MaStR

3.3.3 Wettbewerb: Wettbewerbsintensität

Frage 3.3	<ul style="list-style-type: none"> Wie hat sich die Wettbewerbsintensität in den verschiedenen Auktionsformaten entwickelt?
------------------	--

Um die Wettbewerbsintensität in den unterschiedlichen Ausschreibungsformaten zu untersuchen, werden jeweils die gleichen Indikatoren betrachtet. Zur Analyse der Wettbewerbssituation wird das Verhältnis von Gebots- zu Auktionsvolumen sowie die gebotsbezogene Zuschlagswahrscheinlichkeit herangezogen. In einem zweiten Schritt wird die Anzahl unterschiedlicher Bietergruppen (siehe Definition Kapitel 2.1.2), die Gebote abgeben, der Anzahl erfolgreicher Bietergruppen mit Zuschlägen in den Ausschreibungen gegenübergestellt. Hierdurch kann auf die Vielfalt der Bieterlandschaft und auf die Konkurrenz für erfolgreichen Bietergruppen geschlossen werden. Die Anzahl bezuschlagter und insgesamt teilnehmender Bietergruppen bezogen auf die Höhe des Ausschreibungs-, Gebots- und Zuschlagsvolumens⁵¹ gibt im Weiteren Aufschluss über die Marktantwort (Anzahl Bietergruppen) auf Veränderungen im Ausschreibungsvolumen. Hierbei ist beispielsweise die Frage zentral, ob durch eine vergrößerte Ausschreibungsmenge mehr Bietergruppen zur Gebotsabgabe angezogen werden können. Um diese Entwicklung einzuordnen, wird in Kombination mit der normierten Bietergruppenanzahl auch die Gebotsgröße der einzelnen Gruppen betrachtet.

Zur Auswertung der Marktkonzentration unter den teilnehmenden und bezuschlagten Bietergruppen werden die Anteile der fünf größten Bietergruppen am Gebots- und Zuschlagsvolumen mit dem Gebotsvolumen der restlichen Bietergruppen verglichen. Die Anteile werden mit denen im Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) genannten Grenzwerten,

⁵¹ Betrachtete Indikatoren für die normierte Anzahl der Bietergruppen in den Ausschreibungen: (insgesamt teilnehmende) Bietergruppen pro MW Ausschreibungsvolumen, (insgesamt teilnehmende) Bietergruppen pro MW Gebotsvolumen und bezuschlagte Bietergruppen pro MW Zuschlagsvolumen

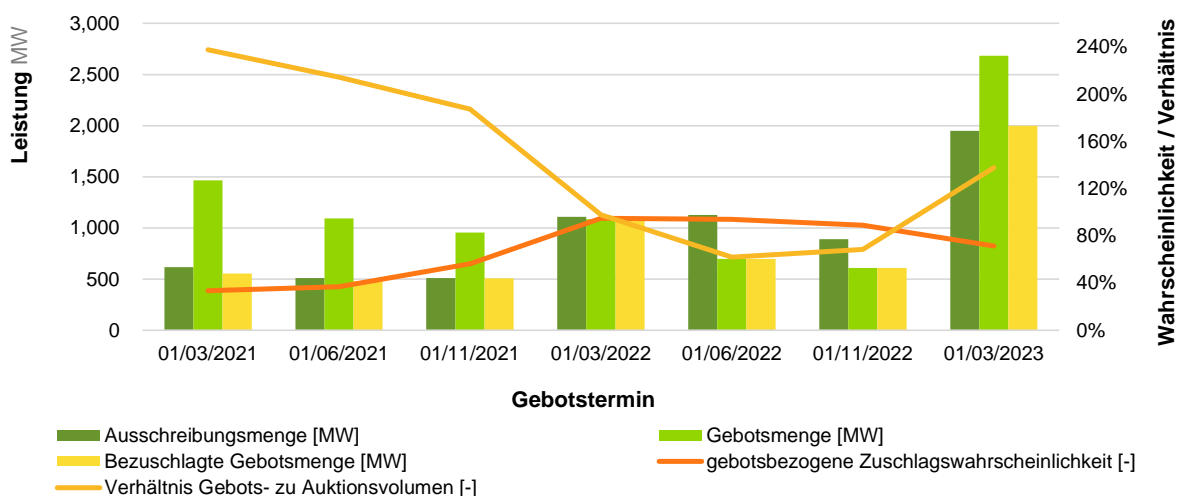
ab denen von einer marktbeherrschenden Position eines oder mehrerer Unternehmen auszugehen ist, gegenübergestellt⁵². In Ergänzung wird der bereits in Kapitel 3.3.3 genutzte und definierte HHI als Maß der Marktkonzentration genutzt.

3.3.3.1 Solar-Freiflächenanlagen (erstes Segment)

Im Folgenden sind die Ergebnisse der Analyse beschrieben:

- Abbildung 3.3.3-1: Die Ausschreibungen bei Solar-Freiflächenanlagen waren bis auf drei Ausschreibungsrunden überzeichnet. Das relative Verhältnis des Gebots- zum Ausschreibungsvolumen hatte sein Maximum (stärkste Überzeichnung) im März 2022, die stärkste absolute Überzeichnung war im März 2023 zu verzeichnen. Diese starke absolute Überzeichnung folgte auf eine Phase mit zwei aufeinanderfolgenden unterzeichneten Ausschreibungen (Juni und November 2022). Das minimale Verhältnis vom Gebots- zum Ausschreibungsvolumen lag im Juni 2022 bei 62 %. In den drei unterzeichneten Ausschreibungen lag die gebotsbezogene Zuschlagswahrscheinlichkeit bei 89 % bis 95 %. Dass in einer unterzeichneten Ausschreibung die Gebotsbezogene Zuschlagswahrscheinlichkeit nicht bei 100 % liegt, ist darauf zurückzuführen, dass manche Gebote nicht zur Ausschreibung zugelassen wurden.

Abbildung 3.3.3-1. Gegenüberstellung von Auktions-, Gebots- und Zuschlagsvolumen sowie der gebotsbezogenen Zuschlagswahrscheinlichkeit bei Ausschreibungen für Solar-Freiflächenanlagen (erstes Segment)



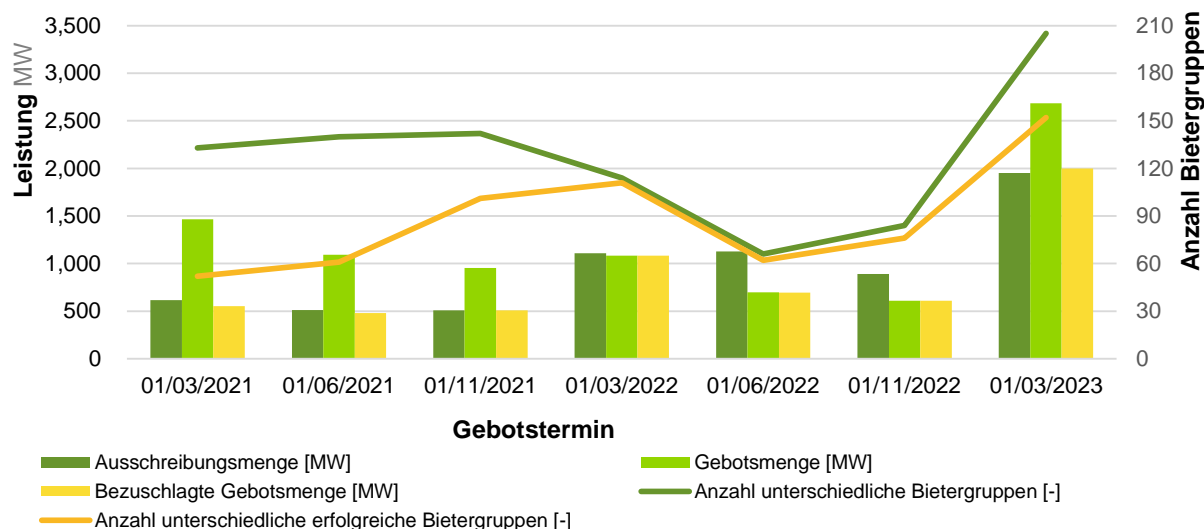
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

- Abbildung 3.3.3-2: Die Anzahl der teilnehmenden und erfolgreichen unterschiedlichen Bietergruppen lag insbesondere bei den stark überzeichneten Ausschreibungen weit auseinander. So nahmen im März 2021 133 Bietergruppen an der Ausschreibung teil, von denen nur 52 bezuschlagt wurden. In den unterzeichneten Ausschreibungsrunden und in der gesättigten Ausschreibung im März 2022 waren beide Gruppen aufgrund der hohen Zuschlagswahrscheinlich weitestgehend deckungsgleich.

⁵² Nach §18 GWB gilt ein Unternehmen als marktbeherrschend, wenn es einen Marktanteil von mindestens 40 Prozent hat. Eine Gesamtheit von Unternehmen gilt als marktbeherrschend, wenn sie 1. aus drei oder weniger Unternehmen besteht, die zusammen einen Marktanteil von 50 Prozent erreichen, oder 2. aus fünf oder weniger Unternehmen besteht, die zusammen einen Marktanteil von zwei Dritteln erreichen.

Insgesamt nahmen im Maximum (März 2023) 205 verschiedene Bietergruppen an der Ausschreibung teil, von denen 152 bezuschlagt wurden.

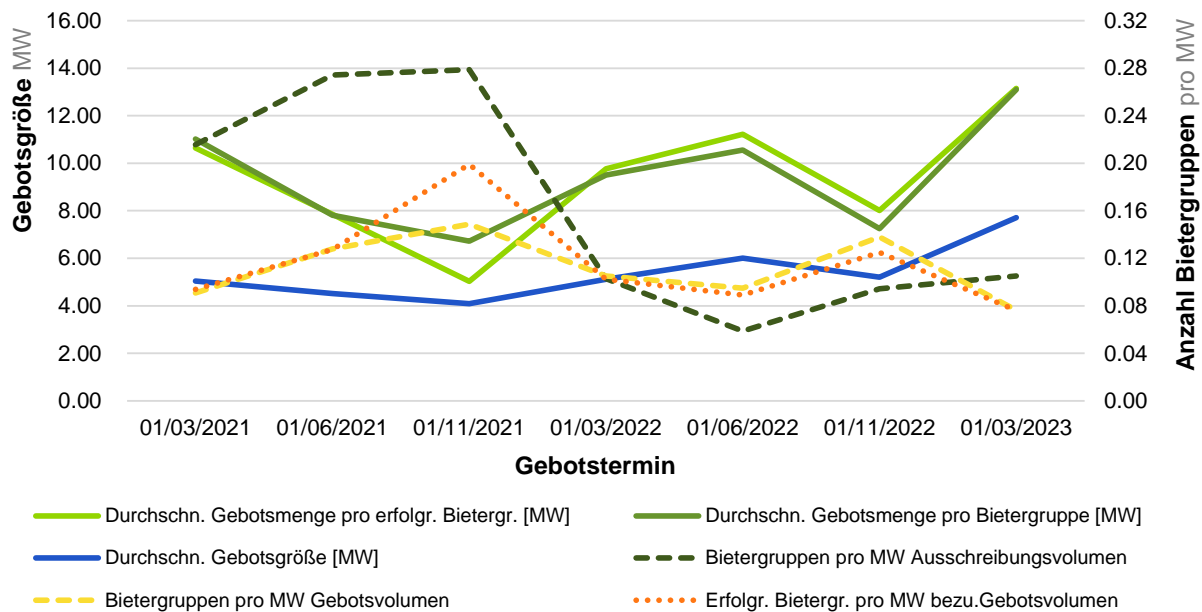
Abbildung 3.3.3-2. Vergleich Ausschreibungsmengen und Anzahl Bietergruppen bei Ausschreibungen für Solar-Freiflächenanlagen (erstes Segment)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

- Abbildung 3.3.3-3: In der Ausschreibungsrunde im November 2021 ergab sich auch größte Vielfalt von Bietergruppen bezüglich des Ausschreibungsvolumens (Bietergruppen pro MW Ausschreibungsvolumen). Die normierte Bietergruppenzahl hat seitdem abgenommen und nach der massiven Erhöhung des Ausschreibungsvolumens im Jahr 2023 nur wenig gesteigert. Es scheint sich eher die Trendumkehr fortzusetzen, die sich ab der Ausschreibung im März 2022 abzeichnete. Insbesondere die normierte Bietergruppenzahl auf das Gebots- bzw. das bezuschlagten Gebotsvolumens zeigt, dass die Bietergruppenzahl nicht auf die Erhöhung des Ausschreibungsvolumens reagiert hat und in der Ausschreibung in 2023 sogar gesunken ist. Ein Faktor für die Abnahme der normierten Bietergruppenzahl im Jahr 2022 und die geringe Zunahme trotz starker Erhöhung der Ausschreibungs- und Zuschlagsmenge sind vergrößerte Gebotsmengen der Bietergruppen und auf Gebotsebene, wodurch weniger Bietergruppen mehr Gebotsvolumen abdecken können.

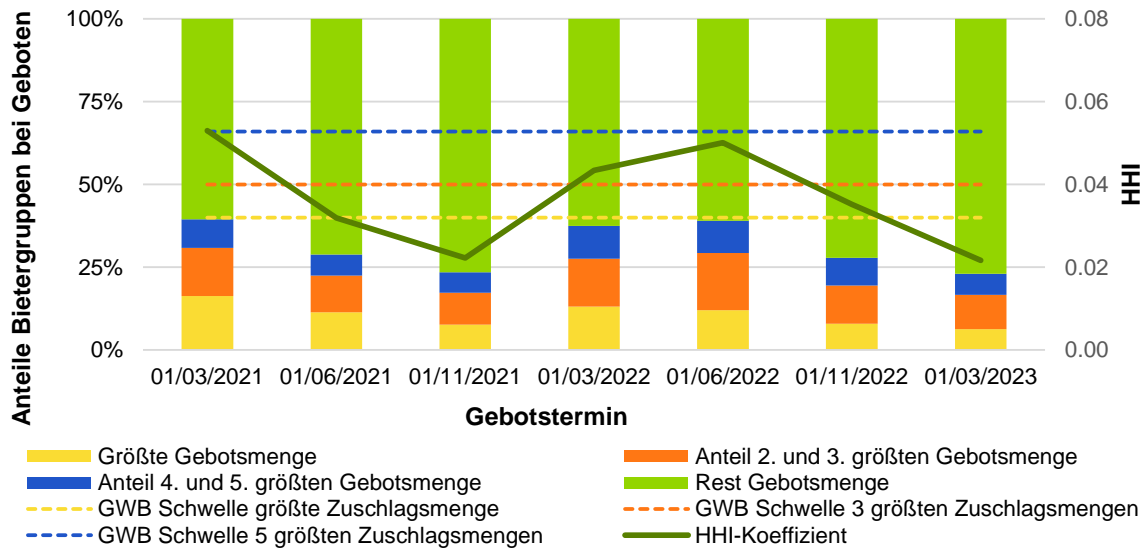
Abbildung 3.3.3-3. Vergleich Bietergruppen pro Ausschreibungsvolumen und durchschnittliche Gebotsgröße bei Ausschreibungen für Solar-Freiflächenanlagen (erstes Segment)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

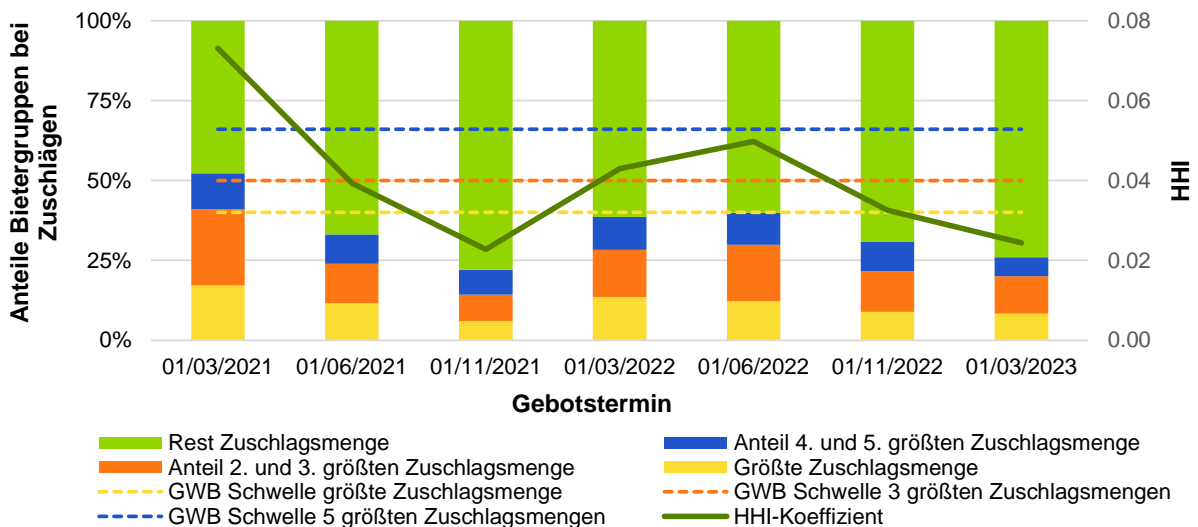
- Abbildung 3.3.3-4 und Abbildung 3.3.3-5: Die Marktkonzentration ist sowohl bei Geboten als auch Zuschlägen relativ gering. Die Muster sind in beiden Mengen vergleichbar, wobei die Marktkonzentration bei den Zuschlägen naturgemäß höher ist. In den unterzeichneten Ausschreibungsrunden und in der gesättigten Ausschreibung im März 2022 stieg die Marktkonzentration deutlich an. Die höchste Marktkonzentration trat jedoch im März 2021 auf. In dieser Ausschreibung erreichten die 5 größten Bietergruppen einen Anteil von 52 % am bezuschlagten Gebotsvolumen. Dies liegt allerdings noch unterhalb des GWB-Schwellwert von 66 % für die Anteile der fünf größten Marktakteure, ab dem von einer marktbeherrschenden Stellung ausgangen wird.

Abbildung 3.3.3-4. Marktkonzentration in Ausschreibungen nach Bietern bei Geboten für Solar-Freiflächenanlagen (erstes Segment)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Abbildung 3.3.3-5. Marktkonzentration in Ausschreibungen nach Bietern bei Zuschlägen für Solar-Freiflächenanlagen (erstes Segment)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Diese Ergebnisse lassen sich folgendermaßen einordnen:

- Das im Jahr 2022 deutlich gesunkene Gebotsvolumen und damit das niedrigere Wettbewerbsniveau geht auf gestiegene Anlagenpreise und Finanzierungskosten bei unverändertem Höchstwert zurück.
- Das ab 2023 deutlich gestiegene Gebotsvolumen kann im Wesentlichen auf zwei Einflussfaktoren zurückgeführt werden. Zum einen auf die seitens der BNetzA angehobenen Höchstwerte, zum anderen auf die Erhöhung der maximalen Gebotsgröße von 20 MW auf 100 MW.

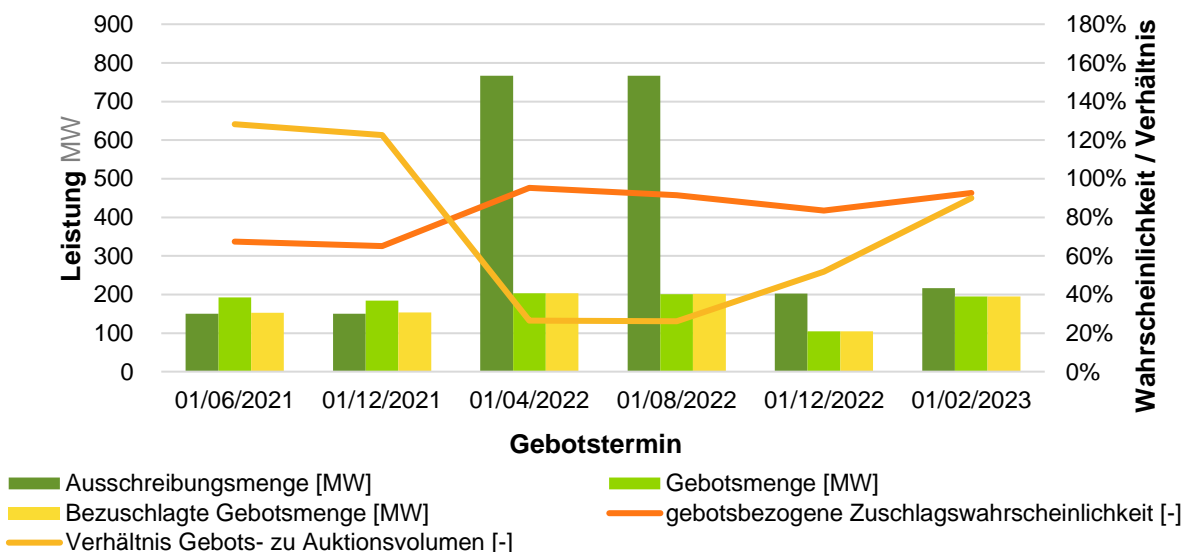
- Zusätzliches Gebotsvolumen im Jahr 2023 wurde weniger von neuen Bietergruppen erbracht, als primär durch größere Gebote und eine höhere Gebotsanzahl von Bietern.
- Der Bietermarkt ist sowohl durch einige große Akteure geprägt, als auch durch eine Vielzahl an Bietern mit kleinerem Portfolio. Die daraus resultierende Marktkonzentration ist gemäß der Grenzen des GWB als unkritisch einzustufen.
- Der Markt bzw. die Bieter reagieren relativ schnell auf veränderte Rahmenbedingungen. Dies zeigt sich sowohl im Verlauf des Jahres 2022 im Zuge sich verschlechternder Randbedingungen, wie auch im Jahr 2023 für wieder deutlich bessere Aussichten.

3.3.3.2 Solar-Aufdachanlagen (zweites Segment)

Im Folgenden sind die Ergebnisse der Analyse beschrieben:

- Abbildung 3.3.3-6: Die Ausschreibungen für Solar-Aufdachanlagen waren im Jahr 2021 bis zu 128 % überzeichnet. In den ersten zwei Ausschreibungsrunden des Jahres 2022 lagen die Ausschreibungsvolumina erheblich höher (Sonderausschreibungen). Parallel dazu stieg die Teilnahme an den Ausschreibungen nur leicht und nicht proportional zur Ausschreibungsmenge an. Im Ergebnis waren die ersten zwei Ausschreibungsrunden 2022 stark unterzeichnet. In der Dezemberrunde lag das Ausschreibungsvolumen wieder deutlich niedriger, aber auch das Gebotsvolumen sank im Vergleich zu den vorherigen Ausschreibungsrunden um knapp 100 MW. Im Zuge der ab 2023 angehobenen Höchstwerte stieg das Gebotsvolumen wieder deutlich, womit auch die Unterzeichnung abnahm. Das Verhältnis des Gebots- zum Ausschreibungsvolumen hat sein Minimum (stärkste relative und absolute Unterzeichnung) in den Ausschreibungen im April und August 2022. Die gebotsbezogene Zuschlagswahrscheinlichkeit lag bei allen unterzeichneten Ausschreibungen und gesättigten Ausschreibungen über 84 %. Es wurden jedoch in keiner Ausschreibung alle Gebote bezuschlagt, da stets Gebote z. B. wegen Formfehlern ausgeschlossen wurden. Die gebotsbezogene Zuschlagswahrscheinlichkeit lag in den überzeichneten Ausschreibungen im Jahr 2021 bei 67 % bzw. 65 %.

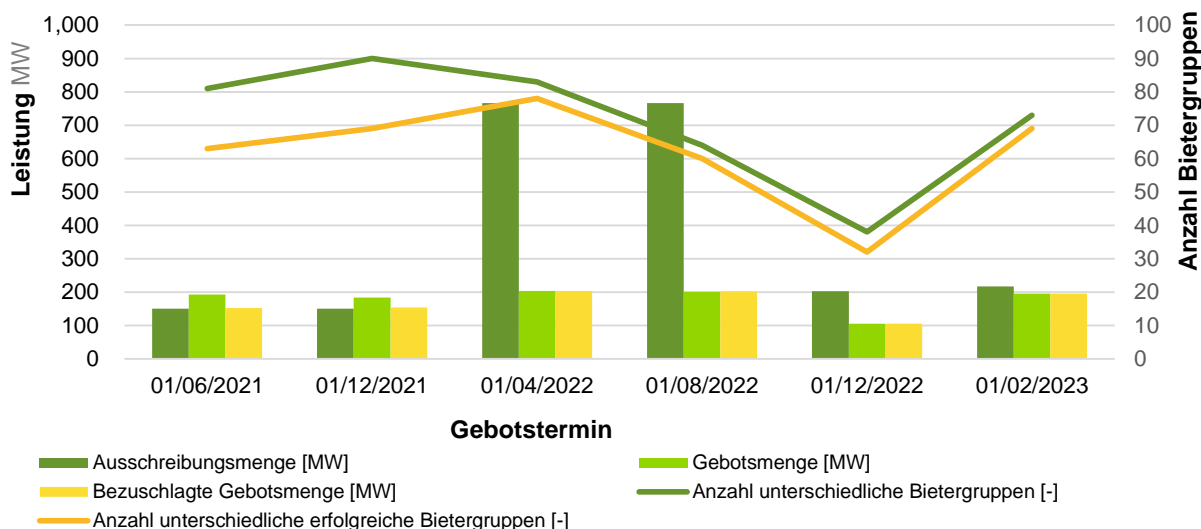
Abbildung 3.3.3-6. Gegenüberstellung von Auktions-, Gebots- und Zuschlagsvolumen sowie der gebotsbezogenen Zuschlagswahrscheinlichkeit bei Ausschreibungen für Solar-Aufdachanlagen (zweites Segment)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

- Abbildung 3.3.3-7: Die Anzahl der teilnehmenden und erfolgreichen unterschiedlichen Bietergruppen war lag relativ gesehen zu anderen Ausschreibungssegmenten dicht beieinander. In den überzeichneten Ausschreibungsrunden im Jahr 2021 ergab sich eine Differenz zwischen den insgesamt teilnehmenden und den bezuschlagten Bietergruppen von etwa 20 Bietergruppen. Insgesamt nahmen im Höhepunkt rund 90 verschiedene Bietergruppen an der Ausschreibung teil.

Abbildung 3.3.3-7. Vergleich Ausschreibungsmengen und Anzahl Bietergruppen bei Ausschreibungen für Solar-Aufdachanlagen (zweites Segment)

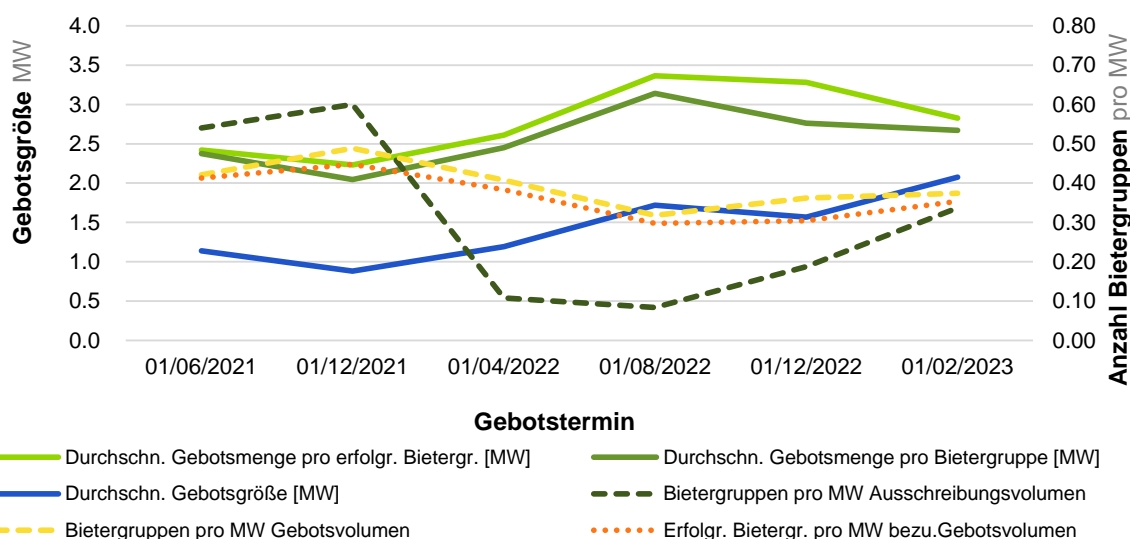


Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

- Abbildung 3.3.3-8: Die größte Vielfalt von Bietergruppen bezüglich des Ausschreibungsvolumens ergab sich in den überzeichneten Ausschreibungsrunden im Jahr 2021. Die normierte Bietergruppenzahl (bezogen auf das Ausschreibungsvolumen

und das Gebotsvolumen) hat seitdem abgenommen. Aufgrund hohen Zuschlagswahrscheinlichkeit in den Ausschreibungen der Jahre 2022 und 2023 ist die normierte Bietergruppenzahl pro Gebotsvolumen bzw. bezuschlagtem Gebotsvolumen nicht so stark zurück gegangen wie die normierte Bietergruppenzahl pro MW Ausschreibungsvolumen. Die Abnahme ist also zum großen Teil durch die starke Unterzeichnung entstanden. Ein Faktor für die Abnahme der normierten Bietergruppenzahl im Jahr 2022 sind vergrößerte Gebotsmengen der Bietergruppen, wodurch weniger Bietergruppen mehr Gebotsvolumen abdecken können.

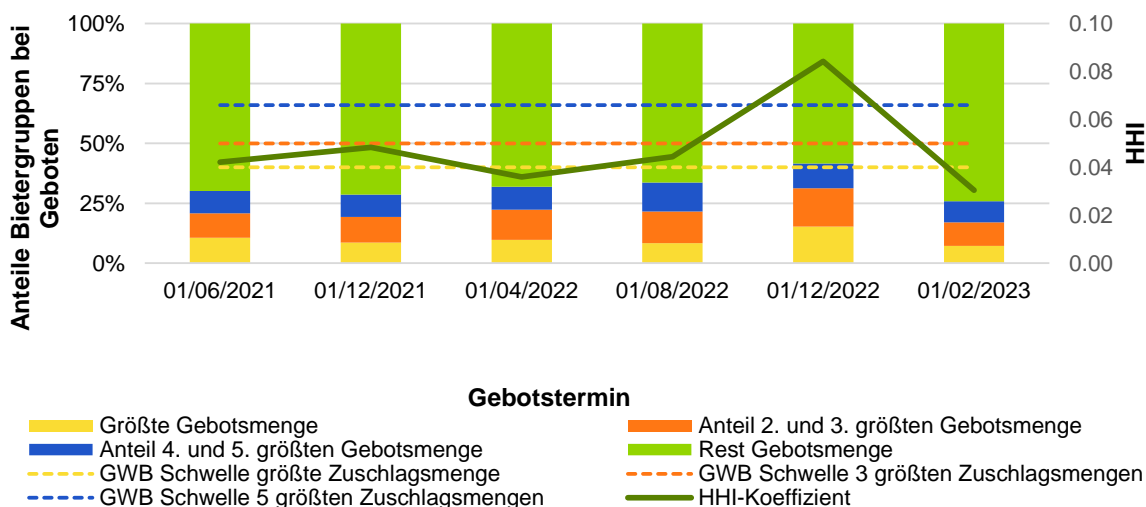
Abbildung 3.3.3-8. Vergleich Bietergruppen pro Ausschreibungsvolumen und durchschnittliche Gebotsgröße bei Ausschreibungen für Solar-Aufdachanlagen (zweites Segment)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

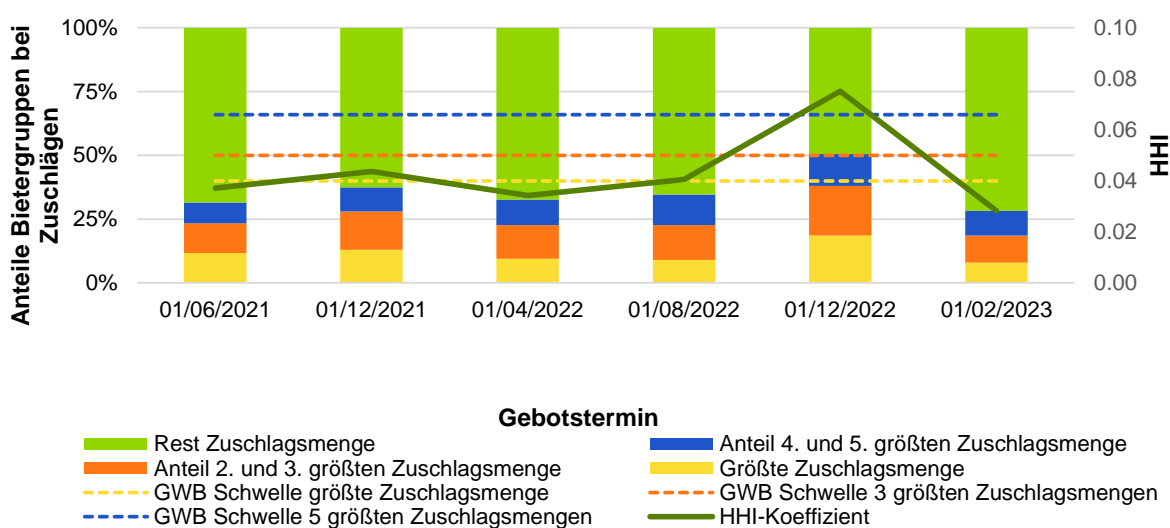
- Abbildung 3.3.3-9 und Abbildung 3.3.3-10: Die Marktkonzentration ist sowohl bei Geboten als auch Zuschlägen relativ gering. Durch die Unterzeichnung und die hohe Zuschlagswahrscheinlichkeit ergeben sich keine signifikanten Unterschiede zwischen den beiden Mengen. Die überzeichneten Ausschreibungen im Juni und Dezember 2021 haben eine ähnliche Marktkonzentration bei den Zuschlägen wie die umliegenden Ausschreibungstermine. Einzig nach der starken Reduktion des Ausschreibungsvolumens im Dezember 2022 ergab sich eine erhöhte Marktkonzentration von 42 %, welche die Grenzwerte des GWB jedoch nicht überschritt.

Abbildung 3.3.3-9. Marktkonzentration in Ausschreibungen nach Bietern bei Geboten für Solar-Aufdachanlagen (zweites Segment)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Abbildung 3.3.3-10. Marktkonzentration in Ausschreibungen nach Bietern bei Zuschlägen für Solar-Aufdachanlagen (zweites Segment)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Diese Ergebnisse lassen sich folgendermaßen einordnen:

- Das im Jahr 2022 zunehmend gesunkene Gebotsvolumen und damit das niedrigere Wettbewerbsniveau ist auf gestiegene Anlagenpreise und Finanzierungskosten bei unverändertem Höchstwert zurückzuführen.
- Angesichts dessen führten die erhöhten Ausschreibungsvolumina 2022 nicht zu höherem Gebots- und Zuschlagsvolumen.
- Die Gebotsvolumina im Dachanlagenbereich sind – verglichen mit denjenigen im Freiflächenbereich – deutlich kleiner. Dies liegt insbesondere in der deutlich geringe-

ren Projektgröße im Dachanlagenbereich begründet, da im Gegensatz zum Freiflächenbereich aufgrund begrenzt verfügbarer sehr großer Dachflächen kaum Multi-Megawatt-Projekte in großer Stückzahl möglich sind.

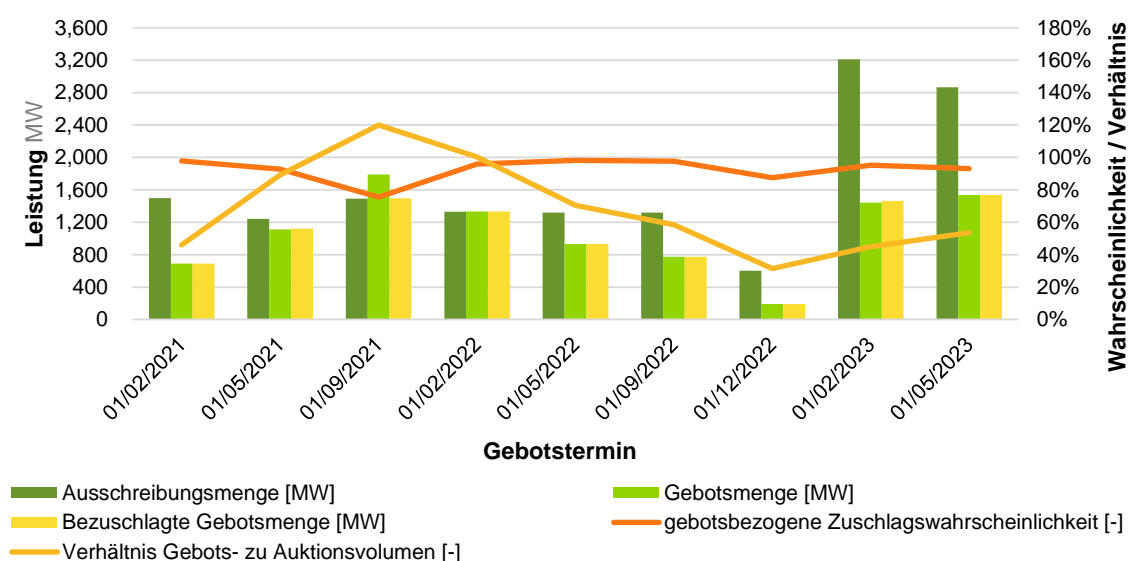
- Der Bietermarkt ist sowohl durch einige große Akteure geprägt, als auch durch eine Vielzahl an Bietern mit kleinerem Portfolio. Die daraus resultierende Marktkonzentration ist gemäß der Grenzen des GWB als unkritisch einzustufen.

3.3.3.3 Windenergie an Land

Im Folgenden sind die Ergebnisse der Analyse beschrieben:

- Abbildung 3.3.3-11: Die Ausschreibungen bei Wind an Land waren bis auf zwei Ausschreibungsrunden unterzeichnet. Das Verhältnis des Gebots- zum Ausschreibungsvolumen hat sein Minimum (stärkste relative Unterzeichnung) im Dezember 2022 und die stärkste absolute Unterzeichnung im Februar 2023, was insbesondere auf das stark gestiegene Ausschreibungsvolumen zurückzuführen ist. Trotz der starken absoluten Unterzeichnung hat das Gebotsvolumen im Vergleich zum Ausschreibungsvolumen im Jahr 2023 zugenommen. Es konnten also durch die Erhöhung des Ausschreibungsvolumen verhältnismäßig mehr Gebote angereizt werden. Die gebotsbezogene Zuschlagswahrscheinlichkeit lag bei den unterzeichneten Ausschreibungen zwischen 88 % und 98 %. Es wurden jedoch in keiner Ausschreibung alle Gebote bezuschlagt. Eine Überzeichnung der Ausschreibungen ergab sich im September 2021 und Februar 2022, wobei die letztere minimal war. Die gebotsbezogene Zuschlagswahrscheinlichkeit lag im September 2021 bei 75 %. Bis zur Ausschreibung im September 2021 hatten sich das Verhältnis von Gebots- zu Ausschreibungsvolumen über die drei Ausschreibungen im Jahr 2021 stetig gesteigert. Danach fiel es von Ausschreibung zu Ausschreibung bis zum Dezember 2022 und stieg in den beiden darauffolgenden Ausschreibungsrunden nur leicht an.

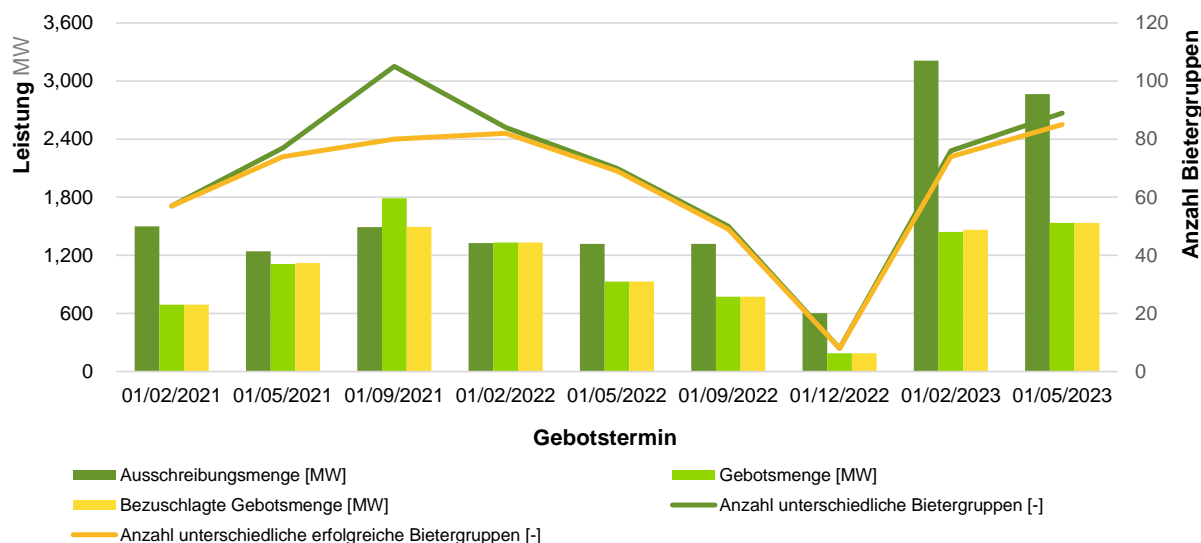
Abbildung 3.3.3-11. Gegenüberstellung von Auktions-, Gebots- und Zuschlagsvolumen sowie der gebotsbezogenen Zuschlagswahrscheinlichkeit bei Ausschreibungen für Windenergie an Land



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

- Abbildung 3.3.3-12: Die Anzahl der teilnehmenden und erfolgreichen unterschiedlichen Bietergruppen war aufgrund der hohen Zuschlagswahrscheinlichkeit in fast allen unterzeichneten Ausschreibungsrunden weitestgehend deckungsgleich. Lediglich in der überzeichneten Ausschreibungsrunde im September 2021 ergab sich eine deutliche Differenz zwischen den insgesamt teilnehmenden und den bezuschlagten Bietergruppen. Insgesamt nahmen im Höhepunkt rund 105 verschiedene Bietergruppen an der Ausschreibung teil.

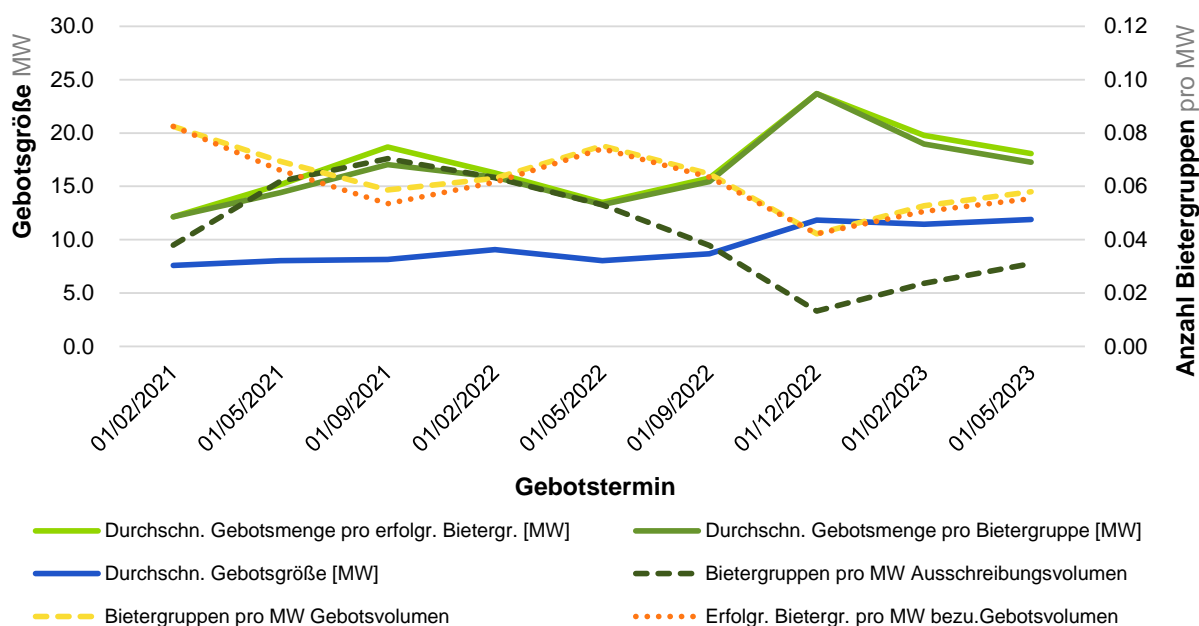
Abbildung 3.3.3-12. Vergleich Ausschreibungsmengen und Anzahl Bietergruppen bei Ausschreibungen für Windenergie an Land



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

- Abbildung 3.3.3-13: Die größte Vielfalt von Bietergruppen bezogen auf das Ausschreibungsvolumens ergab sich in der überzeichneten Ausschreibung im September 2021. Die normierte Bietergruppenanzahl bezogen auf das Ausschreibungsvolumen hat seitdem abgenommen und konnte durch die massive Erhöhung des Ausschreibungsvolumens in den Ausschreibungen im Jahr 2023 nicht im gleichen Maße gesteigert werden und bleibt hinter der Vielfalt in den Jahren 2021 und 2022 zurück. Die normierte Bietergruppenzahl bezüglich des Gebots- bzw. des bezuschlagten Gebotsvolumens zeigt jedoch, dass die Bietergruppenzahl weitestgehend konstant geblieben ist und die Abnahme zum großen Teil durch die starke Unterzeichnung entsteht. Ein weiterer Faktor für die Abnahme der normierten Bietergruppenzahl im Jahr 2022 und die geringe Zunahme trotz starker Erhöhung der Ausschreibungs- und Zuschlagsmenge sind vergrößerte Gebotsmengen der Bietergruppen, wodurch weniger Bietergruppen mehr Gebotsvolumen abdecken können.

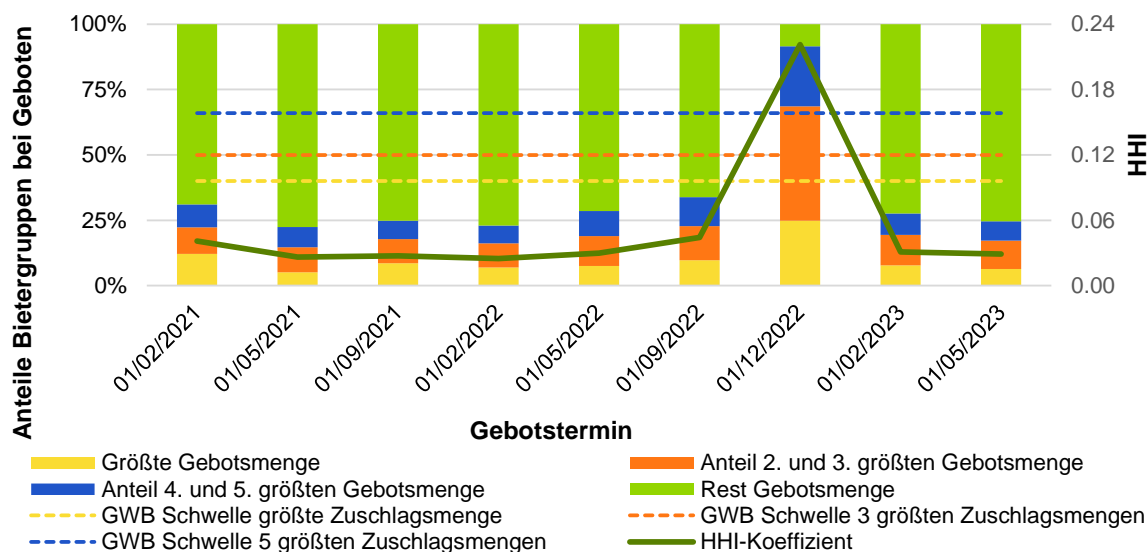
Abbildung 3.3.3-13. Vergleich Bietergruppen pro Ausschreibungsvolumen und durchschnittliche Gebotsgröße bei Ausschreibungen für Windenergie an Land



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

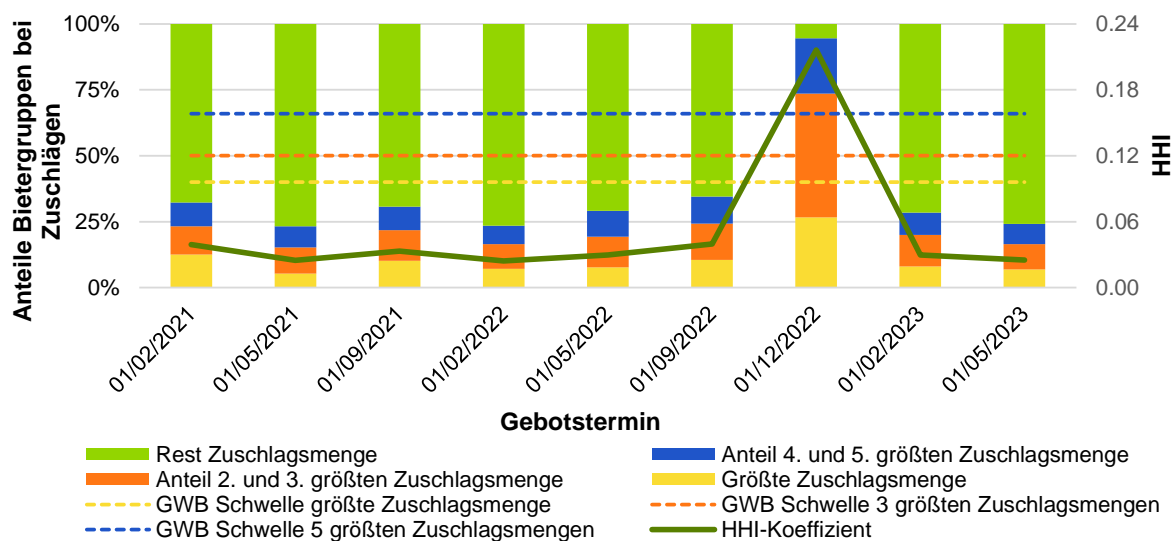
- Abbildung 3.3.3-14 und Abbildung 3.3.3-15: Die Marktkonzentration ist sowohl bei Geboten als auch Zuschlägen relativ gering. Durch die Unterzeichnung und hohe Zuschlagswahrscheinlichkeit ergeben sich keine signifikanten Unterschiede zwischen den beiden Mengen. Die überzeichnete Ausschreibung im September 2021 hat eine ähnliche Marktkonzentration wie die umliegenden Ausschreibungstermine. Auch in den Ausschreibungen im Jahr 2023 mit stark erhöhtem Ausschreibungsvolumen und großer absoluter Unterzeichnung ergab sich im Vergleich zu den Ausschreibungen in den Jahren 2021 und 2022 kein signifikanter Unterschied. Einzig die kleinste Ausschreibung (bezüglich des Ausschreibungsvolumens) im Dezember 2022 ergab eine hohe Marktkonzentration. Der Schwellwert des GWB von 66 % für die Anteile der fünf größte Marktakteure wurden mit einem Anteil von 95 % des Zuschlagsvolumens weit überschritten.

Abbildung 3.3.3-14. Marktkonzentration in Ausschreibungen nach Bietern bei Geboten für Windenergie an Land



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Abbildung 3.3.3-15. Marktkonzentration in Ausschreibungen nach Bietern bei Zuschlägen für Windenergie an Land



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Diese Ergebnisse lassen sich folgendermaßen einordnen:

- Mit dem EEG 2021 wurde die Möglichkeit der endogenen Mengensteuerung für Windenergie an Land und Biomasse eingeführt (§ 28 Abs. 6). In den Ausschreibungsrunden 01.05.2021, 01.12.2022 und 01.05.2023 wurde eine endogene Mengensteuerung nach § 28 Abs. 6 EEG 2021 bzw. § 28 Abs. 6 EEG 2021 vorgenommen. Die Ausschreibungsmengen wurden dabei um 17 % (01.05.2021), rund 50 % (01.12.2022) bzw. rund 10 % (01.05.2023) reduziert. Unterzeichnungen der Ausschreibungen konnten damit nicht verhindert, sondern nur reduziert werden. Die Anwendung der Mengesteuerung im Dezember 2022, könnte zur erhöhten Marktkonzentration in dieser Ausschreibung beigetragen haben (vgl. auch Kapitel 3.3.6).

- Seit dem Jahr 2021 sind die Investitionskosten von Windenergieanlagen signifikant angestiegen. Dies steht im Zusammenhang mit den Auswirkungen der COVID-19-Pandemie, dem Ukraine-Krieg und der erhöhten Inflation. Dies führt dazu, dass viele potenzielle Windenergieprojekte trotz Förderung nicht mehr wirtschaftlich sind. Der Markt für Windenergie an Land hat sich hierdurch weiter verkleinert, was zu Unterzeichnung der Ausschreibungen beiträgt.
- Die Genehmigungen für Windenergieanlagen betragen im Jahr 2020 3,1 GW und im Jahr 2021 und 2022 jeweils 4,3 GW⁵³. Die Gebotsmenge lag im Jahr 2021 bei rund 3,8 GW und im Jahr 2022 bei 3,1 GW. Damit waren Gebotsvolumina also deutlich unter der Leistung, die potenziell an der Ausschreibung hätte teilnehmen können. Dies kann durch erklärt werden, dass sich die Betreiber angesichts der unsicheren wirtschaftlichen Lage und der Kostensteigerungen bei Ausschreibungen zurückhielten und insbesondere bei den letzten Ausschreibungen im Jahr 2022 die absehbar steigenden Höchstpreise im Rahmen der anstehenden EEG-Novelle (EEG 2023) abwarteten. Dieses Verhalten äußerte sich in einer Zunahme der Wartezeit zwischen der Genehmigung einer Anlage und der Teilnahme an der Ausschreibung insbesondere im Jahr 2022⁵⁴. Die Entwicklung führte insbesondere dazu, dass die BNetzA in der Ausschreibung vom Dezember 2022 erneut die endogene Mengensteuerung anwenden musste.
- Größere Gebote in den Ausschreibungen sind unter anderem auf einen Anstieg der durchschnittlichen Nennleistung bei Windenergieanlagen zurückzuführen. Zwischen dem Jahr 2020 und 2022 erhöhte sich die durchschnittliche Nennleistung von 3,4 auf 4,4 MW⁵⁵.

3.3.3.4 Windenergie auf See

Eine analoge Untersuchung der Wettbewerbsintensität, wie für die restlichen Fördersegmente, war im Bereich der Windenergie auf See aufgrund fehlender Daten nicht möglich. Für die Diskussion des Wettbewerbs im Fördersegment Wind auf See wird auf die Ausführungen in den Kapiteln 3.3.13 bis 3.3.16 verwiesen.

3.3.3.5 Biomasseanlagen

Im Folgenden sind die Ergebnisse der Analyse beschrieben:

- Abbildung 3.3.3-16: Die Ausschreibungen bei Biomasse waren bis auf eine Ausschreibungsrunde (April 2023) stark unterzeichnet. Das Verhältnis des Gebots- zum Ausschreibungsvolumen lag in der Ausschreibung im März 2021 bei 15 % stieg in den darauffolgenden Ausschreibungen auf 30 bis 33 %. In der überzeichneten Ausschreibung sprang dieser Wert auf 170 %, ohne dass das Ausschreibungsvolumen erhöht wurde. Die gebotsbezogene Zuschlagswahrscheinlichkeit lag bei allen unterzeichneten Ausschreibungen 63 % bis 74 % und sank in der überzeichneten Aus-

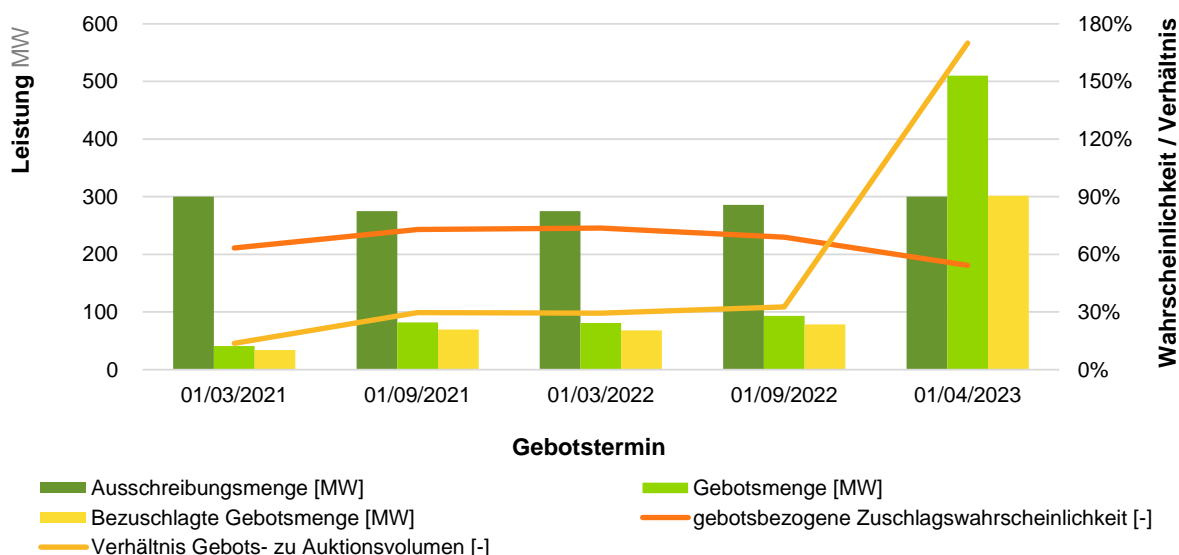
⁵³ Fachagentur Wind, 2023, https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Analysen/FA_Wind_Zubauanalyse_Wind-an-Land_Fruehjahr_2023.pdf

⁵⁴ Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017) zum spartenspezifischen Vorhaben Windenergie an Land, ZSW, Windguard, SUER, BioConsult

⁵⁵ Fachagentur Wind, 2023, https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Analysen/FA_Wind_Zubauanalyse_Wind-an-Land_Fruehjahr_2023.pdf

schreibung nur schwach auf 54 % ab. Die geringe Zuschlagswahrscheinlich bei unterzeichneten Ausschreibungen ist im Vergleich zu anderen Ausschreibungssegmenten ungewöhnlich.

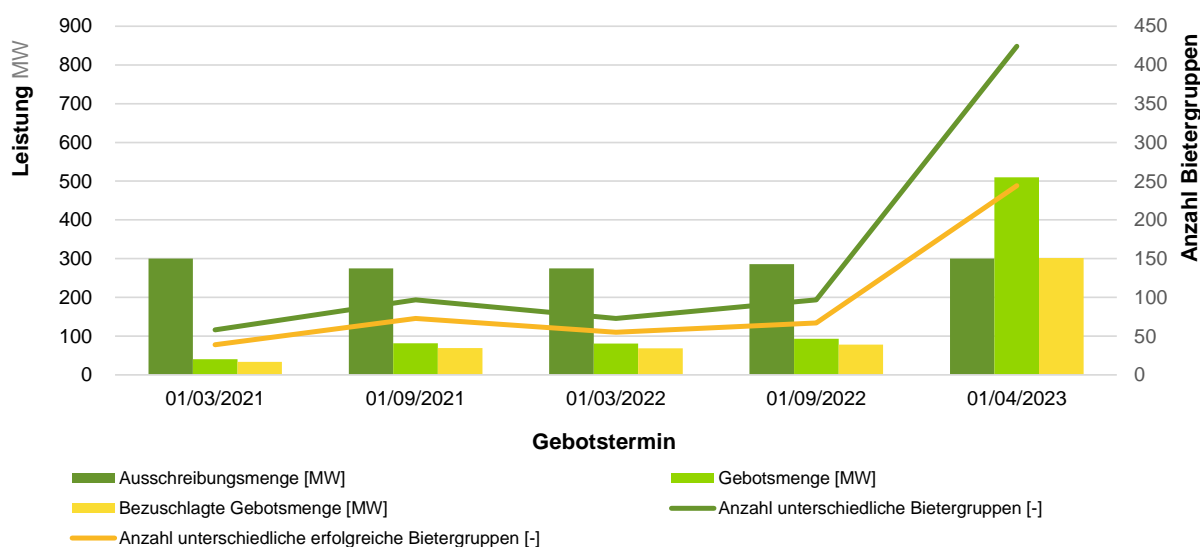
Abbildung 3.3.3-16. Gegenüberstellung von Auktions-, Gebots- und Zuschlagsvolumen sowie der gebotsbezogenen Zuschlagswahrscheinlichkeit bei Ausschreibungen für Biomasseanlagen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

- Abbildung 3.3.3-17: Die Anzahl der teilnehmenden unterschiedlichen Bietergruppen stieg im Rahmen der unterzeichneten Ausschreibungen von 58 auf 97 Bietergruppen an mit einer Differenz zwischen insgesamt teilnehmenden und erfolgreichen Bietergruppen von 18-30 Bietergruppen. In der überzeichneten Ausschreibungsrunde im April 2023 stieg die Anzahl der verschiedenen Bietergruppen auf 424 mit einer Differenz von 180 zwischen insgesamt teilnehmenden und erfolgreichen Bietergruppen.

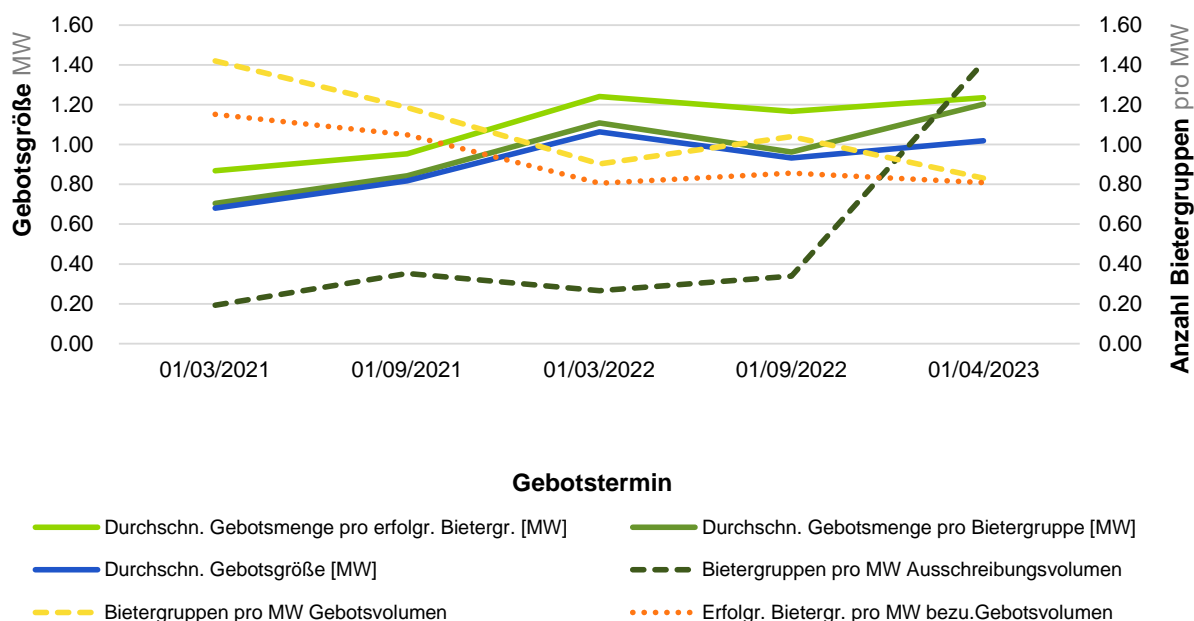
Abbildung 3.3.3-17. Vergleich Ausschreibungsmengen und Anzahl Bietergruppen bei Ausschreibungen für Biomasseanlagen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

- Abbildung 3.3.3-18: Die größte Vielfalt von Bietergruppen bezüglich des Ausschreibungsvolumens ergab sich in der überzeichneten Ausschreibung im April 2023. Die normierte Bietergruppenzahl (bezogen auf das Ausschreibungsvolumen) ist in dieser Ausschreibung stark angestiegen und lag vorher auf recht konstantem niedrigem Niveau. Die normierte Bietergruppenzahl bezüglich des Gebots- bzw. des bezuschlagten Gebotsvolumens war im Gegensatz dazu über den betrachteten Zeitraum rückläufig. Ein Faktor für die Abnahme der normierten Bietergruppenzahl sind vergrößerte Gebotsmengen der Bietergruppen, wodurch weniger Bietergruppen mehr Gebotsvolumen abdecken können.

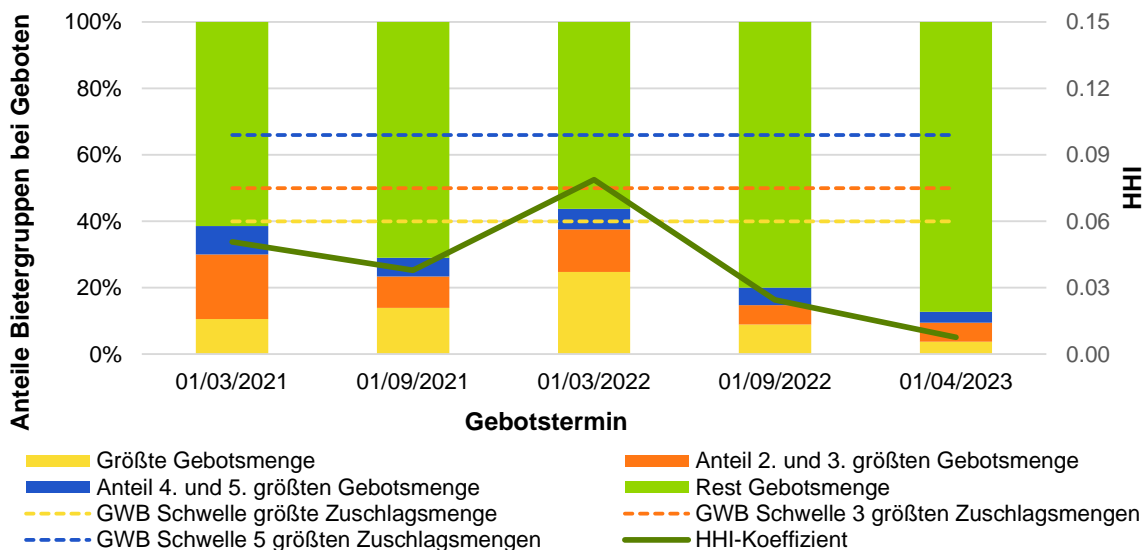
Abbildung 3.3.3-18. Vergleich Bietergruppen pro Ausschreibungsvolumen und durchschnittliche Gebotsgröße bei Ausschreibungen für Biomasseanlagen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

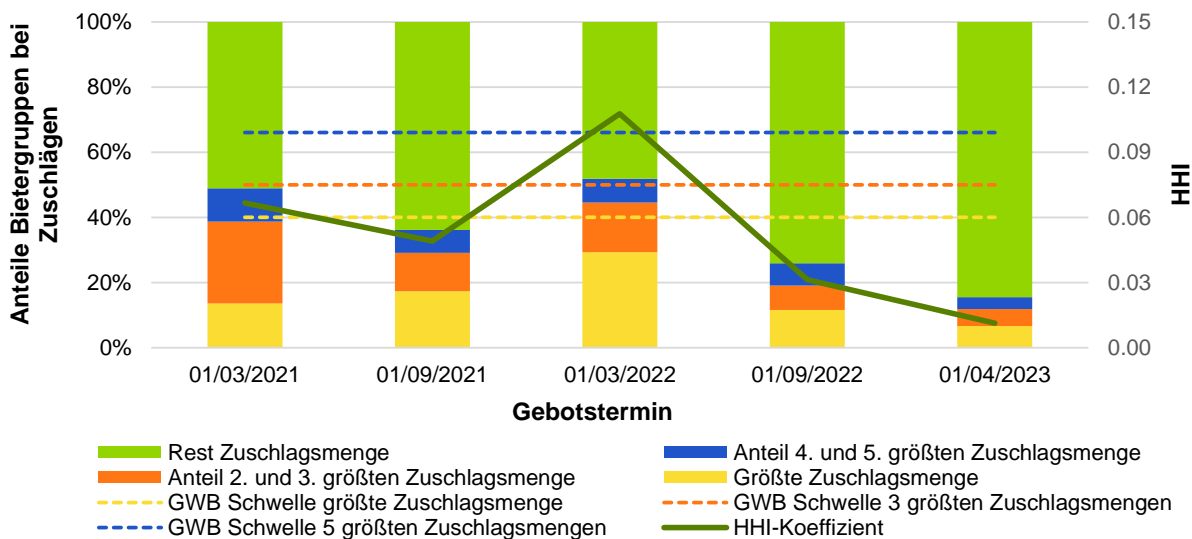
- Abbildung 3.3.3-19 und Abbildung 3.3.3-20: Die Marktkonzentration bei Geboten und Zuschlägen ist recht gering und überschreitet an keiner Stelle die GWB-Grenzwerte. Die höchste Marktkonzentration stellte sich in der Ausschreibung im März 2022 ein. Die fünf größten Bietergruppen nach ihren Zuschlagsmengen hatten in dieser Ausschreibung einen Anteil an der gesamten Zuschlagsmengen von 52 %. Dieser Anteil lag in der überzeichnete Ausschreibung im April 2023 bei nur 15 % und war damit die Ausschreibung mit der geringste Marktkonzentration.

Abbildung 3.3.3-19. Marktkonzentration in Ausschreibungen nach Bietern bei Geboten für Biomasseanlagen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Abbildung 3.3.3-20: Marktkonzentration in Ausschreibungen nach Bietern bei Zuschlägen für Biomasseanlagen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Diese Ergebnisse lassen sich folgendermaßen einordnen:

- Eine Besonderheit der Biomasseausschreibungen ist, dass sowohl Bestandsanlagen als auch Neuanlagen teilnehmen, wobei die Bestandsanlagen in den vergangenen Ausschreibungsrunden den Großteil der Gebote ausmachen. Für Bestandsanlagen gilt die Größenuntergrenze von 150 kW nicht, sodass in diesem Segment auch sehr kleine Anlagen teilnehmen.

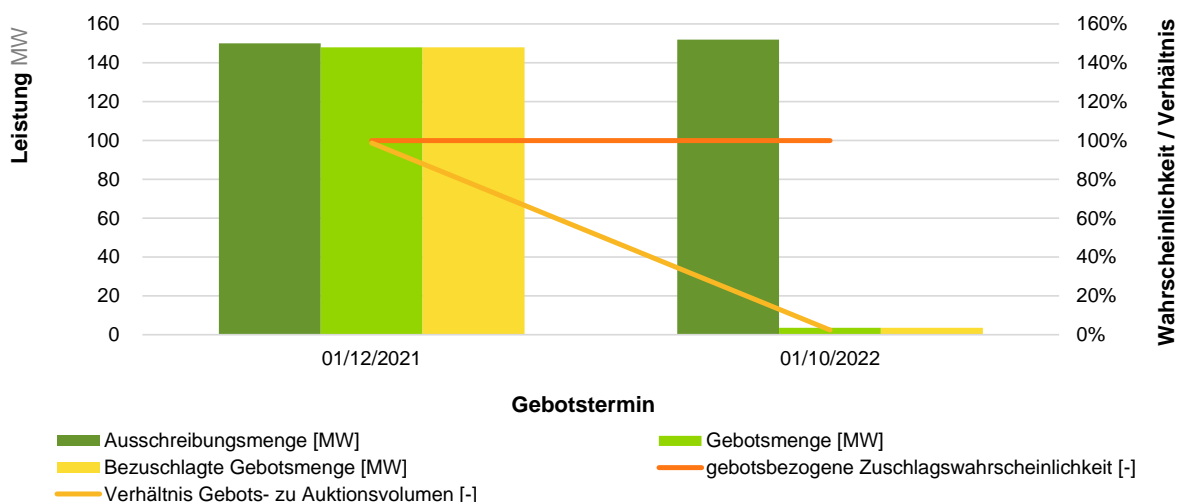
- Die zunehmende Wettbewerbsintensität, welche durch die erstmalige und deutliche Überzeichnung der Ausschreibungsrunde im April 2023 erkennbar ist, kann dadurch erklärt werden, dass die zubaustarken Jahrgänge der Bestandsbiomasseanlagen nun langsam das Ende ihrer Förderdauer erreichen und somit zur Teilnahme an den Ausschreibungen für eine Anschlussförderung berechtigt sind (zum Anteil der Bestandsanlagen in den Ausschreibungen siehe Kapitel 3.3.8).

3.3.3.6 Biomethananlagen

Im Folgenden sind die Ergebnisse der Analyse beschrieben:

- Abbildung 3.3.3-21: Es haben im Betrachtungszeitraum lediglich 3 Ausschreibungen für Biomethananlagen stattgefunden. In der letzten Ausschreibung im April 2023 wurden keine Gebote eingereicht⁵⁶. Daher sind in der folgenden Abbildung nur zwei Ausschreibungsrunden dargestellt. In der vorletzten Ausschreibungsrunde im Oktober 2022 wurden nur zwei Gebote abgegeben und diese auch bezuschlagt. In der ersten Ausschreibung wurden noch 21 Gebote abgegeben. Auch diese wurden zu 100 % bezuschlagt.

Abbildung 3.3.3-21. Gegenüberstellung von Auktions-, Gebots- und Zuschlagsvolumen sowie der gebotsbezogenen Zuschlagswahrscheinlichkeit bei Ausschreibungen für Biomethananlagen

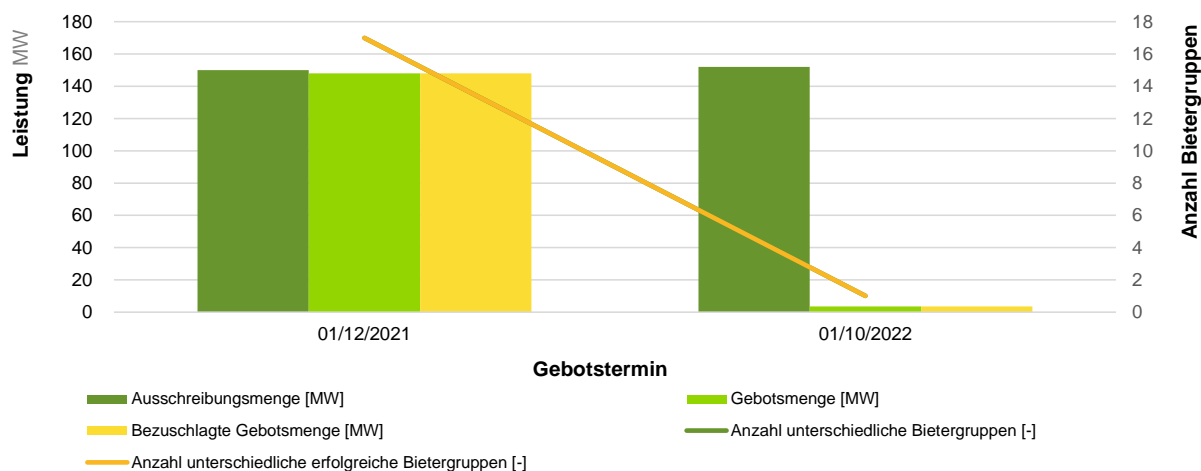


Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

- Abbildung 3.3.3-22 und Abbildung 3.3.3-23: Die Anzahl der teilnehmenden Bietergruppen lag in der ersten Ausschreibungsrunde bei 17 und ging in der darauffolgenden Runde auf eine Bietergruppe mit zwei Geboten zurück. Die Gebotsmenge pro Bietergruppen war in der ersten Ausschreibung größer als in der zweiten.

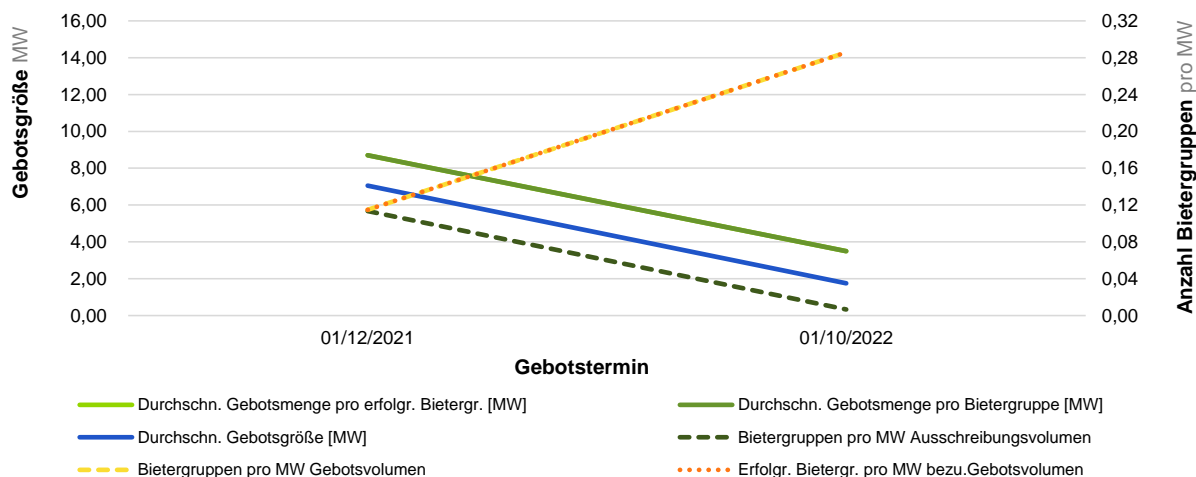
⁵⁶ dena, Marktmonitoring Bioenergie 2023, 07/2023, [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/ANALYSE Marktmonitoring Bioenergie 2023.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/ANALYSE_Marktmonitoring_Bioenergie_2023.pdf)

Abbildung 3.3.3-22. Vergleich Ausschreibungsmengen und Anzahl Bietergruppen bei Ausschreibungen für Biomethananlagen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

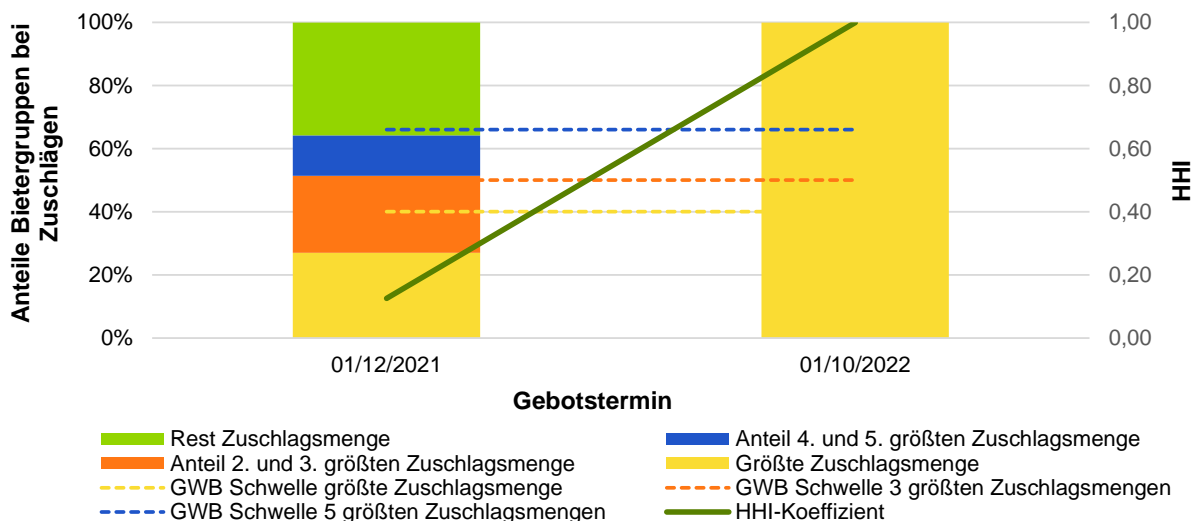
Abbildung 3.3.3-23. Vergleich Bietergruppen pro Ausschreibungsvolumen und durchschnittliche Gebotsgröße bei Ausschreibungen für Biomethananlagen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

- Abbildung 3.3.3-24: Die Marktkonzentration bei Geboten und Zuschlägen (aufgrund von 100 %-iger Zuschlagung ist die Konzentration identisch in beiden Gruppen, daher wird nur die Auswertung nach Zuschlägen dargestellt) war in der ersten Ausschreibung im Betrachtungszeitraum vergleichsweise hoch und der zweiten Ausschreibung bestand kein Wettbewerb. In der ersten Ausschreibung lagen die Anteile der drei größten Bietergruppen nach Zuschlagsmenge mit 51 % leicht oberhalb der GWB-Grenze von 50 %. Die Grenze für die fünf größten Bietergruppen von 66 % wurde mit 64 % fast erreicht.

Abbildung 3.3.3-24. Marktkonzentration in Ausschreibungen nach Bietern bei Zuschlägen für Windenergie an Land



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Diese Ergebnisse lassen sich folgendermaßen einordnen:

- Beim Vergleich der Ausschreibungsrunden ist zu beachten, dass in den Ausschreibungsrunden 2021 und 2022 noch Biomethananlagen aus dem Norden teilnehmen konnten, seit 2023 ist die Teilnahme auf Gebote für Anlagen in der Südregion beschränkt (siehe dazu Abschnitt 3.3.24). Die deutliche Unterzeichnung in den beiden Ausschreibungsrunden 2022 und 2023 wird auf das mangelnde Angebot von Biomethan, welches wirtschaftlich zur Stromerzeugung eingesetzt werden kann, zurückgeführt⁵⁷.

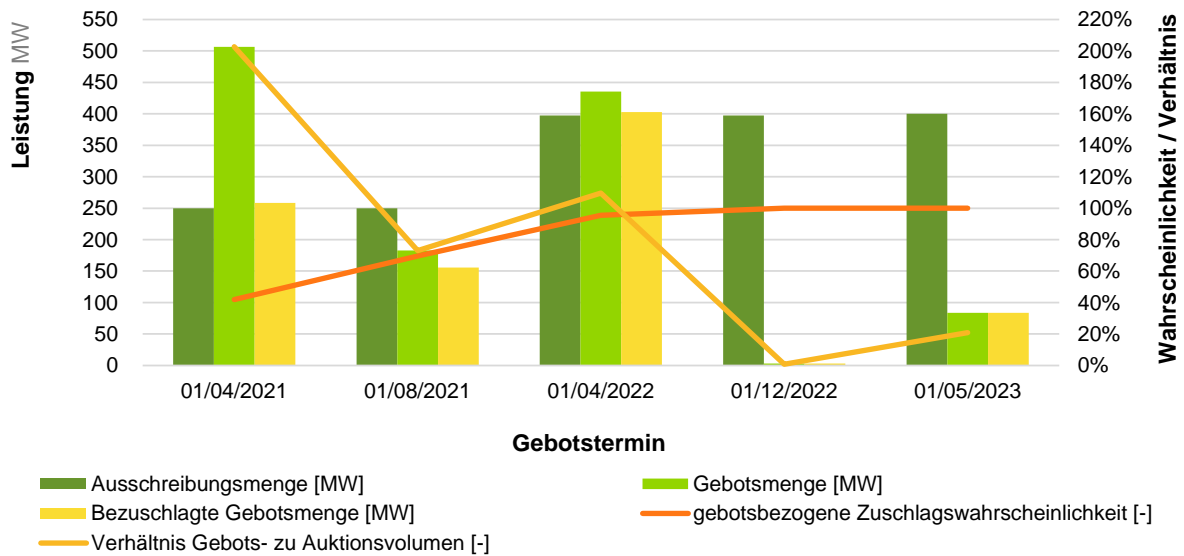
3.3.3.7 Innovationsausschreibungen

Im Folgenden sind die Ergebnisse der Analyse beschrieben:

- Abbildung 3.3.3-25: Die Innovationsausschreibungen waren in der ersten Ausschreibungsrunde Betrachtungszeitraum (April 2021) zunächst stark überzeichnet. In den zwei darauffolgenden Ausschreibungen waren die Ausschreibungen erst unterzeichnet (August 2021) und dann leicht überzeichnet (April 2022). Danach waren die letzten beiden Ausschreibungen im Betrachtungszeitraum stark unterzeichnet. In der Ausschreibungsrunde im Dezember 2022 wurde lediglich ein Gebot abgegeben. Der massive Rückgang des Gebotsvolumens erfolgte parallel zur Umstellung von fixer auf gleitende Marktprämie (ohne entsprechende Anhebung des Höchstwerts) und zum Zeitpunkt deutlich gestiegener Anlagenpreiserwartungen und Finanzierungskosten. Ab 2023 wurde von der BNetzA ein höherer Höchstwert festgelegt. Das Gebotsvolumen stieg in der Folge, trotzdem war die erste Ausschreibungsrunde 2023 unterzeichnet.

⁵⁷ Siehe Erfahrungsbericht der Bundesregierung zum Erneuerbare-Energien-Gesetz und Windenergie-auf-See-Gesetz siehe https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erfahrungsbericht-erneuerbare-energien-gesetz-windenergie-auf-see-gesetz.pdf?__blob=publicationFile&v=2

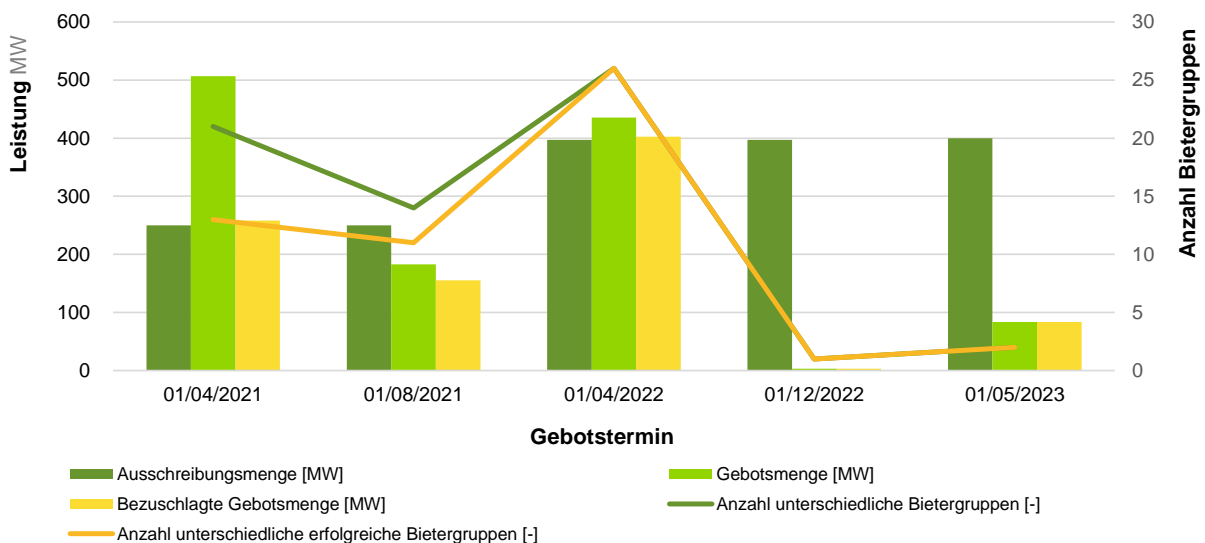
Abbildung 3.3.3-25. Gegenüberstellung von Auktions-, Gebots- und Zuschlagsvolumen sowie der gebotsbezogenen Zuschlagswahrscheinlichkeit bei Innovationsausschreibungen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

- Abbildung 3.3.3-26: Die Anzahl der teilnehmenden und erfolgreichen unterschiedlichen Bietergruppen war aufgrund der hohen Zuschlagswahrscheinlichkeit in den Ausschreibungsrunden ab April 2022 deckungsgleich. Selbst in der leicht überzeichneten Ausschreibung im April 2022, waren alle Bietergruppen erfolgreich, wenn auch nicht mit allen Geboten. Im Gegensatz dazu stehen die ersten beiden Ausschreibungen im Betrachtungszeitraum, in denen nicht alle Teilnehmer der Ausschreibung erfolgreich waren. Die höchste Anzahl von verschiedenen Bietergruppen ergab sich jedoch im April 2022 mit 26 Bietergruppen. Die größte Differenz zwischen teilnehmenden und erfolgreichen Bietergruppen ergab sich im April 2021 mit 8 nicht bezuschlagten Bietergruppen.

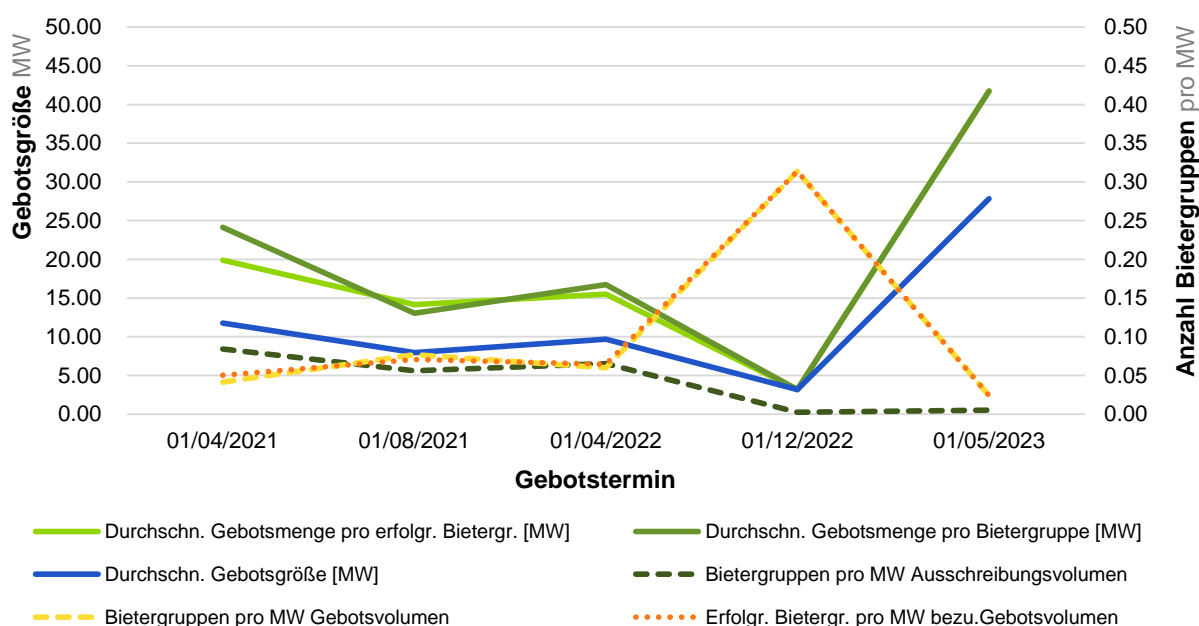
Abbildung 3.3.3-26. Vergleich Ausschreibungsmengen und Anzahl Bietergruppen bei Innovationsausschreibungen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

- Abbildung 3.3.3-27: Die größte Vielfalt von Bietergruppen bezüglich des Ausschreibungsvolumens ergab somit in der stark überzeichneten Ausschreibung im April 2021. Die Bietergruppenvielfalt hat seitdem abgenommen. Die normierte Bietergruppenzahl bezüglich des Gebots- bzw. des bezuschlagten Gebotsvolumens ist in den ersten beiden Ausschreibungen im Betrachtungszeitraum konstant geblieben. Eine Spitze ist bei der Ausschreibung im Dezember 2022 erkennbar, welche allerdings wenig Aussagekraft besitzt, da es sich um nur ein Gebot handelt. Ein Faktor für die Abnahme der normierten Bietergruppenzahl in der Ausschreibung im Mai 2023 ist eine starke Zunahme bei der Gebotsmenge pro Gebote und Bietergruppen, wodurch weniger Bietergruppen mehr Gebotsvolumen abdecken können.

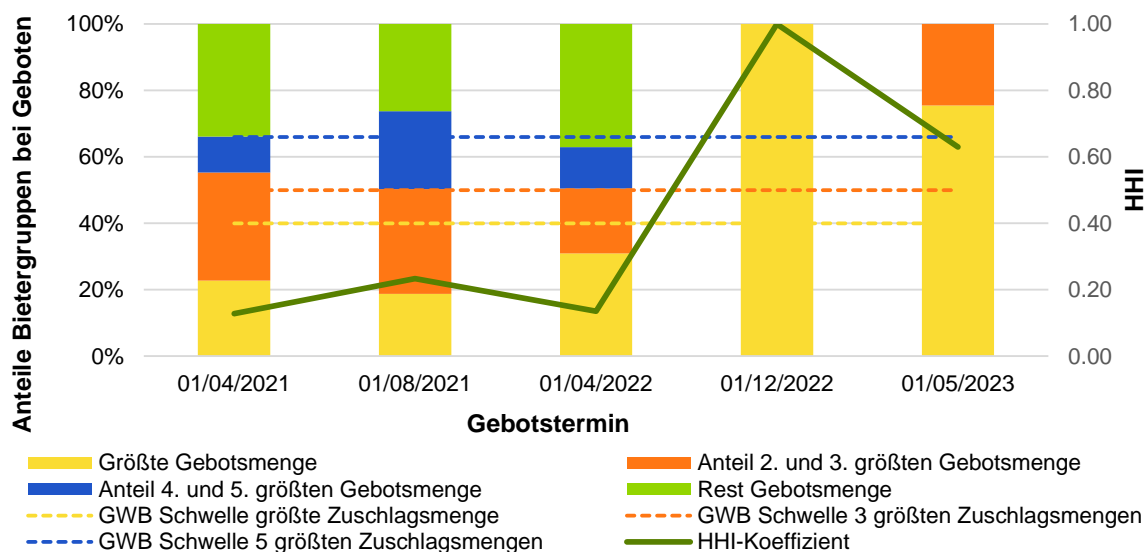
Abbildung 3.3.3-27. Vergleich Bietergruppen pro Ausschreibungsvolumen und durchschnittliche Gebotsgröße bei Innovationsausschreibungen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

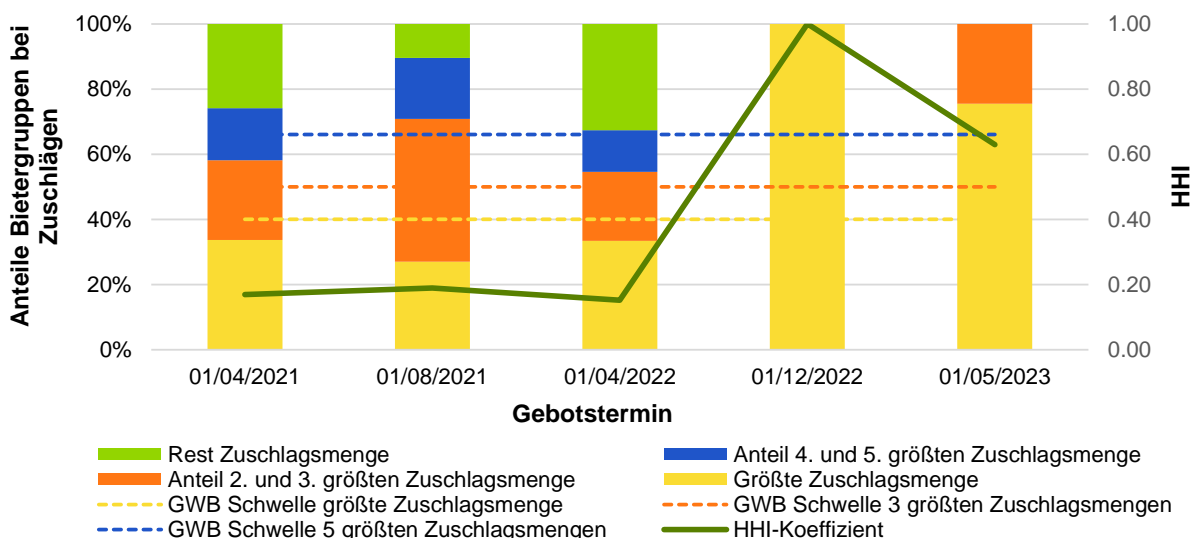
- Abbildung 3.3.3-28 und Abbildung 3.3.3-29: Die Marktkonzentration ist sowohl bei Geboten als auch Zuschlägen hoch. In allen Ausschreibungsrunden werden einzelne GWB-Grenzwerte überschritten. Einzige Ausnahme bildet die Ausschreibung im April 2022, in der bei den Geboten keine GWB-Grenze überschritten wurde. Die Anteile der drei größten Bietergruppen erreichten die GWB-Grenze von 50 %, überschritten sie aber nicht.

Abbildung 3.3.3-28. Marktkonzentration in Ausschreibungen nach Bietern bei Geboten bei Innovationsausschreibungen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Abbildung 3.3.3-29: Marktkonzentration in Ausschreibungen nach Bietern bei Zuschlägen bei Innovationsausschreibungen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Diese Ergebnisse lassen sich folgendermaßen einordnen:

- Das stark gesunkene Wettbewerbsniveau 2022 ist der Umstellung von fixer auf gleitende Marktprämie ohne eine gleichzeitige Anpassung des Höchstwerts sowie gestiegenen Anlagen- und Finanzierungskosten zuzurechnen. Mit der Anhebung des Höchstwerts ab 2023 verbesserte sich die Situation, allerdings war die erste Ausschreibungsrunde mit erhöhtem Höchstwert trotzdem unterzeichnet.
- Die Gebote in den Innovationsausschreibungen waren fast ausschließlich Gebote für PV-Freiflächenanlagen bzw. Anlagenkombinationen aus PV-Freiflächenanlagen und Speichern. Die Marktkonzentration in den Innovationsausschreibungen lag jedoch wesentlich höher als in den Ausschreibungen für Freiflächenanlagen (Solaranlagen)

des ersten Segments, vgl. Kapitel 3.3.3.1). Dies dürfte primär darauf zurückzuführen sein, dass in den Innovationsausschreibungen anfangs eine fixe Marktprämie galt. Diese geht mit einem höheren Preisrisiko für die Bieter ein, da die Marktwertelöse nicht Teil der Zuschlagshöhe sind, wie dies im System der gleitenden Marktprämie der Fall ist. Bieter in den Innovationsausschreibungen mussten also ihre Erwartungen der zukünftigen Marktwertelöse bei der Gebotsabgabe berücksichtigen. Dies spricht dafür, dass im System der fixen Marktprämie verstärkt professionelle und große Akteure teilgenommen haben und im Gegenzug kleinere Akteure oder solche, die die zusätzlichen Risiken nicht tragen können, von einer Ausschreibungsteilnahme abgesehen haben. Aufgrund der geringen Gebotsvolumina in den unterzeichneten Ausschreibungsrunden ist die Marktkonzentration der Runden 12/2022 und 05/2023 nicht vergleichbar.

3.3.3.8 Fazit

Im Allgemeinen besteht bei den Ausschreibungen für die wichtigen Energiequellen Wind und Solarenergie ein gutes Wettbewerbslevel in den Ausschreibungen. Bei Biomasse ist die Wettbewerbsintensität im Vergleich etwas niedriger aber noch auf einem guten Niveau. Zu geringer Wettbewerb tritt vor allem in den Ausschreibungen für Biomethan und in den Innovationsausschreibungen auf. Das Krisenjahr 2022 hat in allen Ausschreibungssegmenten zu einer Erhöhung der Marktkonzentration geführt. Nachfolgend ist diese aber durchgängig im Jahr 2023 wieder zurückgegangen. Eine weitere über fast alle Segmente zu beobachtende Entwicklung sind steigende Angebotsgrößen pro Gebote und pro Bieter

Für die Ausschreibung der Solar-Freiflächenanlagen kann im Speziellen festgehalten werden, dass in diesem Segment ein guter Wettbewerb mit einer vergleichsweise hohen Anzahl von Bietern herrscht. Anders als in anderen Ausschreibungssegmenten reagiert der Markt dynamisch und direkt auf Steigerungen der Ausschreibungsmenge mit mehr Geboten.

Diese zeigt sich nicht im Segment Solar-Aufdachanlagen. Zwar besteht auch in diesem Segment guter Wettbewerb jedoch scheint der Markt begrenzt und nicht in der Lage auf gestiegene Ausschreibungsmengen zu reagieren, wodurch es zum Teil zu starken Unterzeichnung gekommen ist.

Dies gilt auch für Ausschreibungen bei Wind an Land. Erhöhungen der Ausschreibungsmenge haben auch in diesem Segment keine entsprechende Marktantwort auslösen können. Fast alle Ausschreibungen waren hierdurch unterzeichnet oder mussten im Vorfeld in ihrer Ausschreibungsmenge reduziert werden. Der bestehende Markt weist jedoch eine hohe Wettbewerbsintensität auf.

Die stärksten Unterzeichnungen zeigte sich im Bereich der Biomasseausschreibungen mit Ausnahme der letzten Ausschreibung, die deutlich überzeichnet war. Dies war allerdings nicht auf eine beanreizte Marktantwort zurückzuführen, sondern auf altersbedingte Veränderungen im Bestand. Insofern scheint das Bieterpotenzial für Biomasse beschränkt zu sein, was sich in dem oben angesprochenen reduzierten Wettbewerb äußert.

Während sich der Bieterpool für Biomasse im betrachteten Zeitraum über weite Strecken recht konstant zeigte, sind die Biomethanausschreibungen in nur einer einzelnen Ausschreibung in relevantem Maße genutzt worden und ansonsten fast oder vollständig leer gelaufen. Auch in der Ausschreibung mit relevanter Bieterzahl war der Wettbewerb sehr eingeschränkt.

Ein ähnliches Bild zeigte sich in den Innovationsausschreibungen. Anders als bei den Biomethanausschreibungen gab es zwar mehrere Ausschreibungen mit relevantem Gebotsaufkommen, jedoch war der Wettbewerb in diesem niedrig und das Gebotsaufkommen von wenigen Anbietern dominiert. Die restlichen Ausschreibungen wurden aufgrund von Marktunsicherheiten wie bei den Biomethan in nur sehr geringem Maße genutzt.

3.3.4 Wettbewerb: Zuschlagspreise

Frage 3.4

- Wie haben sich die Zuschlagspreise je Ausschreibungsformat entwickelt?

Die Wettbewerbssituation in den Ausschreibungen spiegelt sich neben den in Kapitel 3.3.3 untersuchten Indikatoren auch in den Zuschlagspreisen der Ausschreibungen wider. In den folgenden Kapiteln werden die Zuschlagspreise in den verschiedenen Ausschreibungssegmenten bezüglich ihrer mengengewichteten Durchschnitts-, Minimal- und Maximalwerte im Vergleich zu den in den Ausschreibungen erlaubten Höchstwerten untersucht. Zudem wird die Streuung der Zuschlagswerte analysiert. Dies erfolgt mittels Betrachtung der Standardabweichung⁵⁸ und Boxplots, in denen der Median und die Quartile der Zuschlagspreise dargestellt sind.

3.3.4.1 Solar-Freiflächenanlagen (erstes Segment)

Im Folgenden sind die Ergebnisse der Analyse beschrieben:

Bei PV-Freiflächenanlagen zeigte sich in den ersten drei Ausschreibungen des Betrachtungszeitraums, dass die maximalen Zuschlagswerte deutlich unter den Höchstwerten lagen und der mengengewichtete Durchschnittswert sehr nah an den maximalen Zuschlagswerten. Die minimalen Zuschlagswerte wichen zwar nach unten deutlich stärker von dem mengengewichteten Durchschnittswert ab, aber der Abstand zwischen minimalen und maximalem Zuschlagswert war mit 0,4 bis 0,6 ct/kWh dennoch gering. Dies führte insgesamt zu einer niedrigen Standardabweichung (0,08 – 0,12 ct/kWh) bzw. einem im Betrachtungszeitraum minimalen Interquartilsabstand (0,07 – 0,16 ct/kWh) (siehe nachfolgende Abbildung).

Diese Situation änderte sich in der Ausschreibung im März 2022. In dieser kam es zu einer Vergrößerung der Streuung der Zuschlagswerte. Während die maximalen Zuschlagswerte die zulässigen Höchstwerte erreichten und damit leicht zunahmen, fielen die minimalen Zuschlagspreise im Vergleich zu den vorangehenden Ausschreibungen weiter ab. Hierdurch ergab sich ein deutlicher Anstieg der Standardabweichung auf 0,21 ct/kWh.

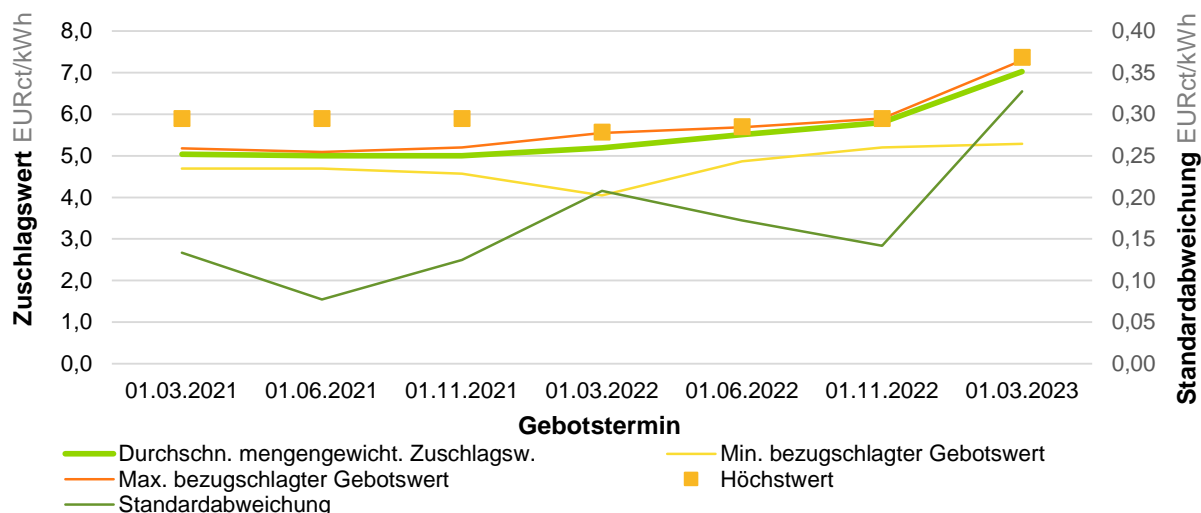
In den zwei nachfolgenden Ausschreibungen verringerte sich die Streuung durch eine Erhöhung der minimalen Zuschlagswerte bzw. weniger Ausreißer nach unten bei den Zuschlagswerten. Gleichzeitig näherte sich der mengengewichtete Durchschnittswert immer mehr den zulässigen Höchstwerten an.

In der Ausschreibung im März 2023 trat dann die stärkste Streuung im Betrachtungszeitraum auf. Dies äußerte sich u. a. in einem maximalen Abstand zwischen minimalen und maximalem Zuschlagswert von 2,0 ct/kWh und einer im Betrachtungszeitraum maximalen Standardabweichung von 0,33 ct/kWh. Der Interquartilsabstand war bei dieser Ausschreibung mit 0,26 ct/kWh allerdings nicht so groß, wie in der Ausschreibung im März 2022 (0,31 ct/kWh).

⁵⁸ Standardabweichung: $\sigma = \sqrt{\frac{\sum(x_i - \mu)^2}{N}}$, N = Anzahl Werte, μ = arithmetisches Mittel, x_i = Parameterwert

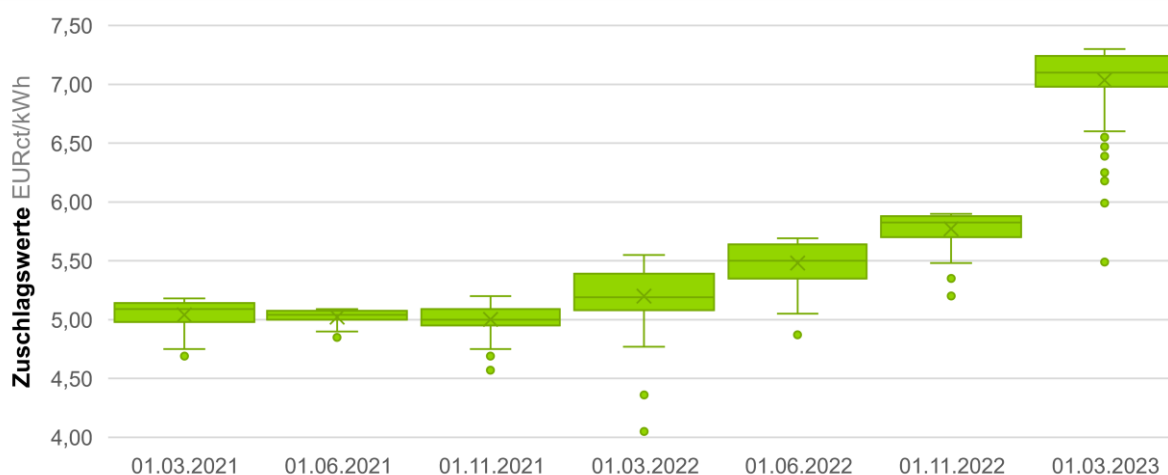
Insgesamt stiegen die durchschnittlichen mengengewichteten Zuschlagswerte über den Betrachtungszeitraum von 5 ct/kWh auf 7 ct/kWh an.

Abbildung 3.3.4-1. Auswertung der Zuschlagswerte in Ausschreibungen für Solar-Freiflächenanlagen (erstes Segment)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Abbildung 3.3.4-2. Boxplot der Zuschlagswerte in Ausschreibungen für Solar-Freiflächenanlagen (erstes Segment)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Die Ergebnisse lassen sich folgendermaßen einordnen:

Die Ausschreibungsrunden des Jahres 2021 waren stark überzeichnet und damit von hohem Wettbewerbsniveau geprägt. Dementsprechend lagen die Zuschläge einerseits deutlich unterhalb des jeweiligen Höchstwerts, andererseits war auch die Spannweite der bezugschlagenen Gebote relativ gering (und damit auch die Standardabweichung). Im Verlauf des Jahres 2022 kam es zu einer deutlich nachlassenden Wettbewerbsintensität (vgl. Kapitel 3.3.3.1). In diesem Zuge stiegen die Gebotshöhen, und die Zuschlagwerte näherten sich dem jeweiligen Höchstwert sehr nahe an.

Für das Jahr 2023 führte die BNetzA aufgrund gestiegener Anlagen- und Finanzierungskosten eine Höchstwertanhebung durch. In diesem Zuge – und in Kombination mit der im Jahr

2023 geltenden Anhebung der maximalen Gebotsgröße von 20 MW auf 100 MW – stieg das Gebotsvolumen deutlich an und lag oberhalb des Ausschreibungsvolumens lag. Ab 2023 basieren die Zuschlagshöhen somit wieder auf einer wettbewerblichen Preisfindung.

3.3.4.2 Solar-Aufdachanlagen (zweites Segment)

Im Folgenden sind die Ergebnisse der Analyse beschrieben:

Die ersten Ausschreibungen im Betrachtungszeitraum zeichneten sich durch eine abnehmende Streuung der Zuschlagswerte bis zum Minimum im August 2022 aus. Hierbei näherten sich die mengengewichteten Durchschnittswerte den maximalen Zuschlagswerten an und letztere wiederum den zulässigen Höchstwerten. Im August und Dezember 2022 entsprachen die maximale Zuschlagswerte annähernd den zulässigen Höchstwerten. Auch der Abstand der minimalen Zuschlagswerte von den mengengewichteten Durchschnittswerten verringerte sich zwischen Juni 2021 und August 2022 beständig.

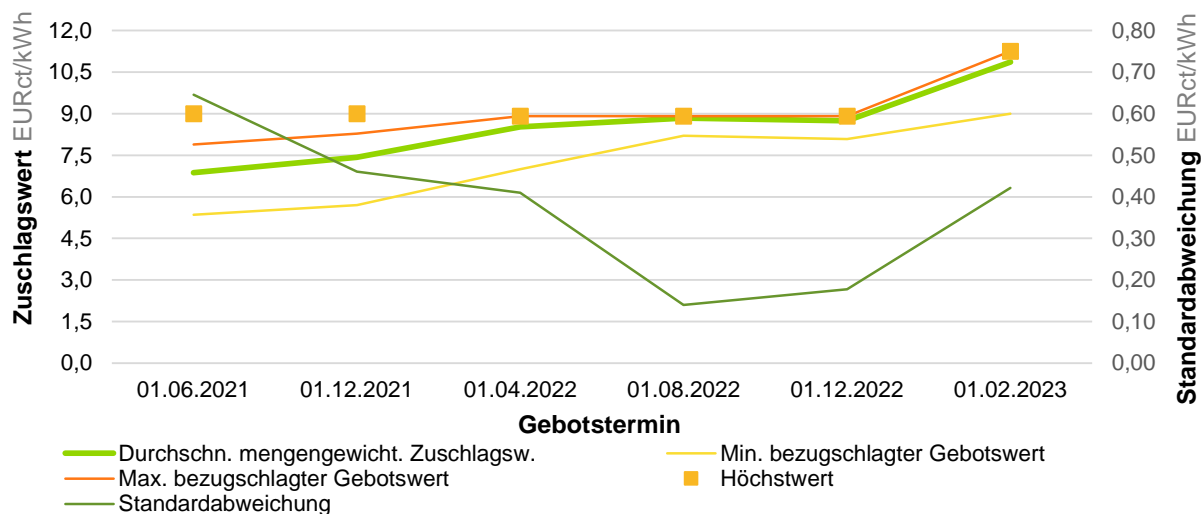
In den darauffolgenden Ausschreibungen im Dezember 2022 und Februar 2023 ergab sich eine größere Streuung der Zuschlagswerte, wobei der Abstand zwischen minimalem und maximalen Zuschlagswert zunahm und die mengengewichteten Durchschnittswerte wieder leicht unterhalb der maximalen Zuschlagswerte lagen. Der Abstand zwischen minimalem und maximalem Zuschlagswerte erreichte jedoch mit 2,25 ct/kWh eine nicht ganz so große Differenz wie in 2021 (2,5-2,6 ct/kWh).

Insgesamt stiegen die durchschnittlichen mengengewichteten Zuschlagswerte über den Betrachtungszeitraum kontinuierlich von ca. 6,88 ct/kWh auf 10,87 ct/kWh an, wobei es in der letzten Ausschreibung auch einige Ausreißer nach unten gab, die deutlich unterhalb des durchschnittlichen mengengewichteten Durchschnittswerts geboten hatten.

Die Ergebnisse lassen sich folgendermaßen einordnen:

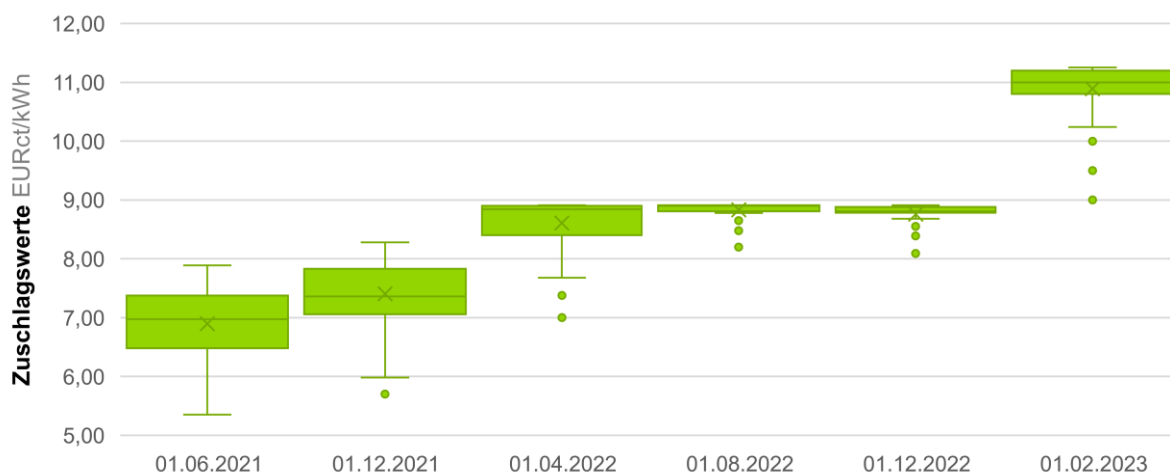
Die dargestellten Ergebnisse zeigen einen Verlauf, der dem oben für Solar-Freiflächenanlagen beschriebenen sehr ähnlich ist. Im Jahr 2021 herrschte Wettbewerb (Ausschreibungen überzeichnet, vgl. Kapitel 3.3.3.2) die Zuschlagswerte lagen damit deutlich unterhalb des Höchstwerts. Im Zuge von gestiegenen Anlagen-/Finanzierungskosten sowie massiv erhöhten Ausschreibungsvolumina (April/August 2022) stiegen die Gebots- und Zuschlagswerte bis dicht an den Höchstwert heran. Parallel dazu ging das Gebotsvolumen bis Ende 2022 deutlich zurück. Nach der Erhöhung des Höchstwerts seitens der BNetzA im Jahr 2023 stieg das Gebotsvolumen wieder, wenngleich im Februar 2023 noch eine leichte Unterzeichnung vorlag.

Abbildung 3.3.4-3. Auswertung der Zuschlagswerte in Ausschreibungen für Solar-Aufdachanlagen (zweites Segment)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Abbildung 3.3.4-4. Boxplot der Zuschlagswerte in Ausschreibungen für Solar-Aufdachanlagen (zweites Segment)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

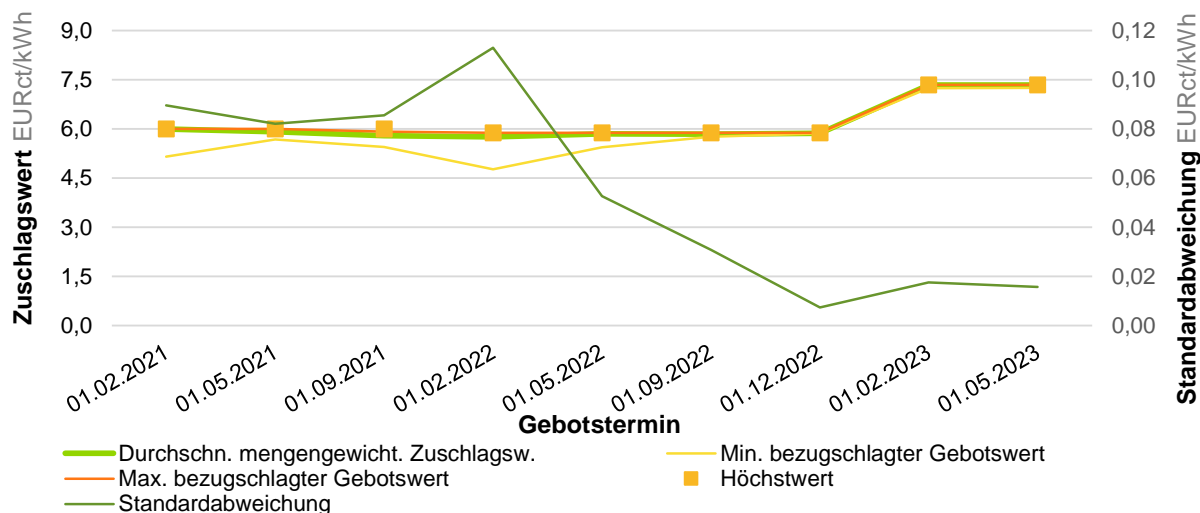
3.3.4.3 Windenergie an Land

Im Folgenden sind die Ergebnisse der Analyse beschrieben:

Der durchschnittlicher mengengewichtete Zuschlagswert lag durchgängig nah an dem zulässigen Höchstwert. Bis Mai 2022 wurden jedoch jeweils einige Gebote deutlich unterhalb des durchschnittlichen mengengewichteten Zuschlagswert abgegeben und bezuschlagt. Dies änderte sich ab September 2022. Ab diesem Ausschreibungsdatum lagen auch die minimalen Zuschlagswert nah am zulässigen Höchstwert und die Differenz zwischen minimalen und maximalen Zuschlagswert reduzierte sich auf 0,02 - 0,1 ct/kWh. Die Standardabweichung der Zuschlagspreise erreichte im Dezember ihr Minimum. Größte Streuung bzw. Standardabweichung bei den Zuschlagswerten ergab sich im Februar 2022 durch einen Ausreißer. Das gleiche Phänomen trat im Februar 2021 auf, wo nur ein einzelnes Gebot (minimaler Zuschlagswert) weit vom Höchstpreis abweichen ist.

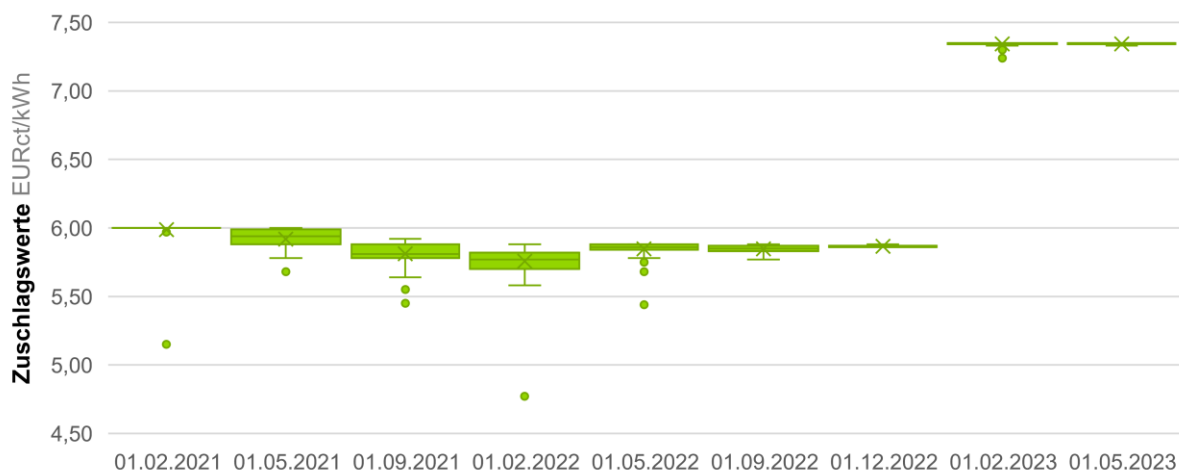
Für die Ausschreibungen im Jahr 2023 wurden die Höchstwerte stark angehoben. Die bezuschlagten Gebotswerte lagen allerdings wie auch schon im Jahr 2022 durchweg nah an Höchstwerten. Die minimalen Zuschlagswerten lagen nur leicht unterhalb des zulässigen Höchstwertes. Die Standardabweichung stieg in den Ausschreibungen im Jahr 2023 somit nur geringfügig an.

Abbildung 3.3.4-5. Auswertung der Zuschlagswerte in Ausschreibungen für Windenergie an Land



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Abbildung 3.3.4-6. Boxplot der Zuschlagswerte in Ausschreibungen für Windenergie an Land



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Diese Ergebnisse lassen sich folgendermaßen einordnen:

- Die Ausschreibungen bei Wind an Land waren bis auf zwei Ausschreibungsrunden unterzeichnet (vgl. Kapitel 3.3.3.3). Diese Situation war für die Bieter vorhersehbar, da beispielsweise im Vorfeld durch die endogene Mengensteuerung die Ausschreibungsvolumina reduziert wurden und die Zuschlagswahrscheinlich durchgängig sehr hoch war. Aufgrund dieses Umstands konnten die teilnehmenden Bietergruppen konsequent nahe der Höchstpreise bieten, ohne Gefahr zu laufen, nicht bezuschlagt zu werden.

- Der Markt für Windenergieanlagen an Land wird insbesondere durch die verfügbaren Flächen und die steigenden Projektentwicklungskosten begrenzt. Dies zeigt sich in den starken Unterzeichnungen der Ausschreibungen in 2023. Trotz eines deutlich vergrößerten Ausschreibungsvolumens und stark erhöhter Höchstwerte konnte keine proportionale Vergrößerung der Gebotsmenge erreicht werden, wodurch es für die Bieterabermals möglich war, nahe am Höchstwert zu bieten.
- Die Ausreißer bei den Zuschlagspreisen im Jahr 2021 und 2022 sind nicht auf Gebote von Bürgerenergiegesellschaften unter Nutzung der besonderen Ausschreibungsbestimmungen („Einheitspreisverfahren“) zurückzuführen, da sich die Auswertung auf die Zuschlagspreise bezieht, die gemäß dem Einheitspreisverfahren auf den maximalen Zuschlagswert angehoben werden. Diese Art der Auswertung führt zu einer höheren Gewichtung des maximalen Zuschlagspreises in den Jahren 2021 und 2022. Dies sollte allerdings nicht stark ins Gewicht fallen, da die bezuschlagten Bürgerenergieprojekte nur einen kleinen Anteil an der bezuschlagten Leistung hatten (vgl. Kapitel 3.3.7). Ab dem Jahr 2023 wurde das Einheitspreisverfahren abgeschafft.

3.3.4.4 Windenergie auf See

Eine analoge Untersuchung der Zuschlagspreise, wie für die restlichen Fördersegmente, war im Bereich der Windenergie auf See aufgrund von 0-Cent-Geboten nicht möglich. Für die Diskussion des Wettbewerbs im Fördersegment Wind auf See wird auf die Ausführungen in den Kapiteln 3.3.13 bis 3.3.16 verwiesen.

3.3.4.5 Biomasseanlagen

Im Folgenden sind die Ergebnisse der Analyse beschrieben:

Bei der Auswertung der Zuschlagswerte ist folgendes zu beachten. Bei den Ausschreibungen für Biomasse besteht die Besonderheit, dass nicht nur Neuanlagen, sondern auch Bestandsanlagen an den Ausschreibungen teilnehmen können. Für Neu- und Bestandsanlagen gelten unterschiedliche Höchstwerte. Bei Neuanlagen werden diese für jede Ausschreibungsrunde jeweils neu festgelegt. Für Bestandsanlagen größer 150 kW wird gemäß § 39g Abs. 6 EEG der anzulegende Wert individuell berechnet. Dies erfolgt unabhängig von Zuschlagswert der Anlage. Die Obergrenze für den anzulegenden Wert bildet die durchschnittliche EEG-Vergütung der vorhergegangenen drei Jahre. Bestandsanlage bis 150 kW bekommen per Uniform Pricing den letzten noch bezuschlagten Wert der Bestandsanlagen größer 150 kW als Zuschlagswert zugewiesen. Die Auswertung erfolgt daher getrennt nach Neuanlagen und Bestandsanlagen.

Ergebnisse der Auswertung für Neuanlagen

Wie in Abbildung 3.3.4-7 zu sehen ist, lagen in den Ausschreibungen für neue Biomasseanlagen die maximalen Zuschlagswerte jeweils sehr nahe an den zulässigen Höchstwerten oder entsprachen diesen. In der Ausschreibungsrunde September 2021 lag der maximale Zuschlagswert sogar oberhalb des Höchstwertes. Der Grund hierfür scheint eine nachträgliche Erhöhung des Zuschlagswertes im Vergleich zum Gebotswert über den Höchstwert hinaus zu sein. Da die betroffene Anlage mehr als 150 kW aufweist (unterhalb 150 kW nachträgliche Erhöhung durch Uniform Pricing möglich), kann hier nicht von einer falschen Kategorisierung ausgegangen werden. Für Neuanlagen ist eine derartige nachträgliche Erhöhung allerdings nicht vorgesehen. Somit muss in diesem Fall von einem Datenfehler ausgegangen werden.

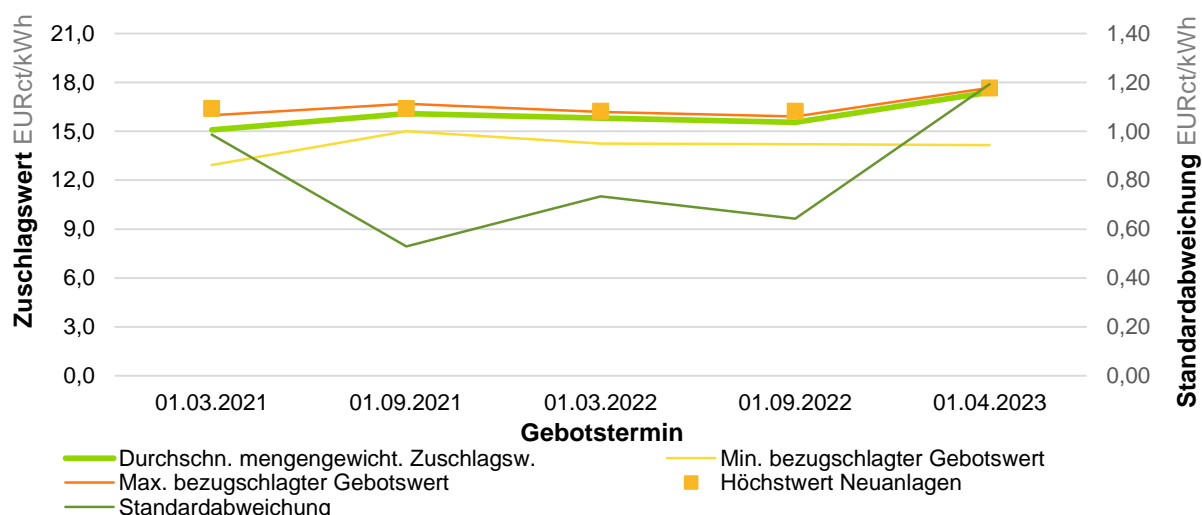
Die durchschnittlichen mengengewichtigen Zuschlagswerte näherten sich im Betrachtungszeitraum stetig den maximalen Zuschlagswerte an. Insgesamt stiegen die durchschnittlichen mengengewichtigen Zuschlagswerte im Rahmen der untersuchten Ausschreibungen von 15,09 auf 17,4 ct/kWh leicht an.

Die minimalen Zuschlagswerte rangierten rund 1-3 ct/kWh unterhalb der durchschnittlichen mengengewichtigen Zuschlagswerte und zeigten kein Wachstum in der Ausschreibung im April 2023, sondern nahmen im Gegensatz zum durchschnittlichen mengengewichtigen Zuschlagswert sogar etwas ab. Hierdurch ergab sich in der letzten Ausschreibung des Betrachtungszeitraums die maximale Standardabweichung von 1,19 ct/kWh. Ähnlich hoch hatte diese nur in der ersten Ausschreibung des Betrachtungszeitraums im März 2021 gelegen. Zwischenzeitlich hatte sich die Streuung in den Ausschreibungen reduziert, wie auch aus dem Boxplot in Abbildung 3.3.4-8 ersichtlich wird.

Die Ergebnisse lassen sich folgendermaßen einordnen:

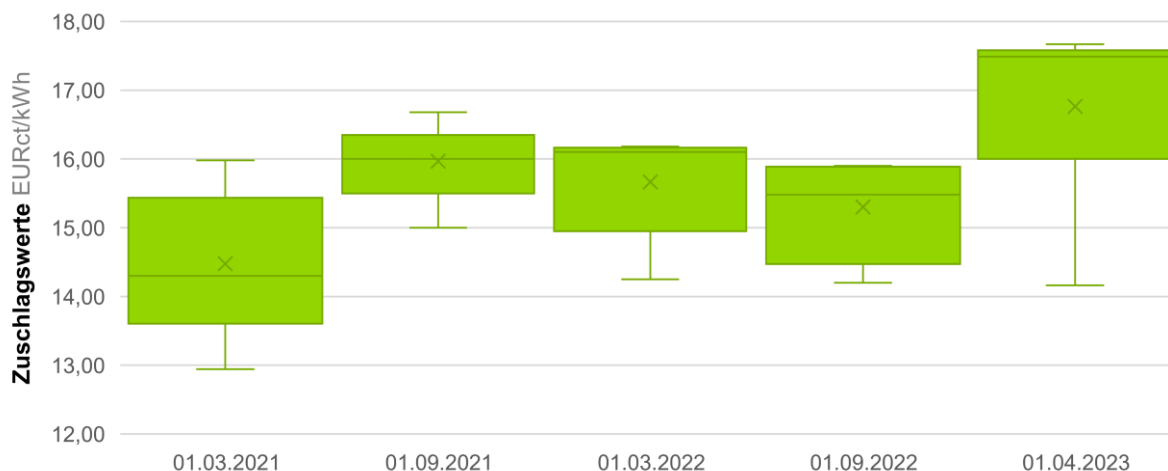
- Bis auf die Ausschreibungsrunde im Frühjahr 2023 waren alle Runden unterzeichnet. Die Anzahl der Zuschläge über alle ausgewerteten Runden bewegt sich in einer Spanne von 38 (März 2021) bis 271 (April 2023) Zuschlägen.

Abbildung 3.3.4-7. Auswertung der Zuschlagswerte in Ausschreibungen für neue Biomasseanlagen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Abbildung 3.3.4-8. Boxplot der Zuschlagswerte in Ausschreibungen für neue Biomasseanlagen



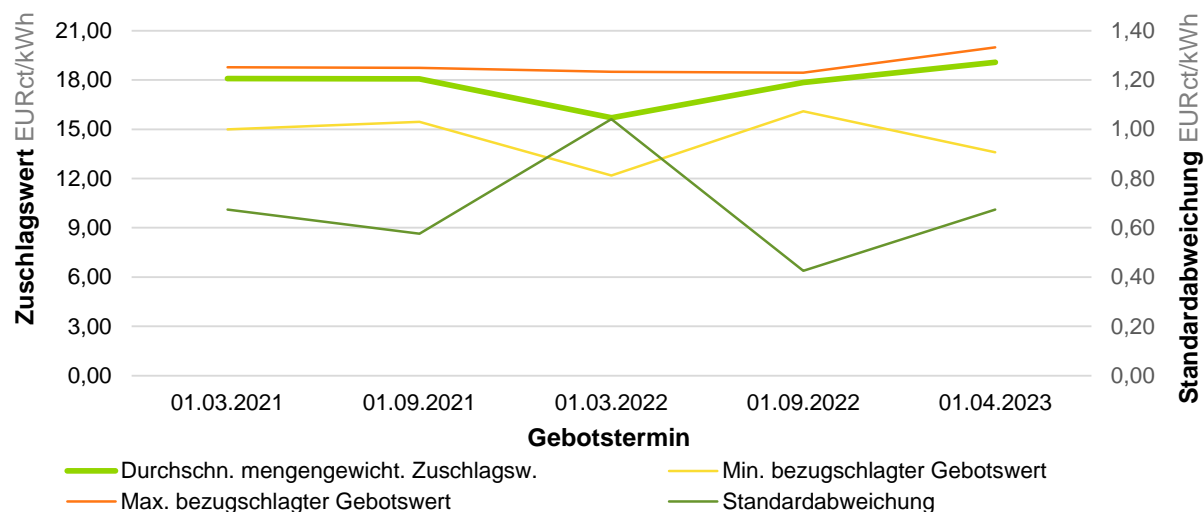
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Ergebnisse der Auswertung für Bestandsanlagen > 150 kW

Die nachfolgende Abbildung zeigt, dass die minimalen und maximalen Zuschlagswerte von Bestandsanlagen > 150 kW stärker divergieren als bei Neuanlagen. Trotz dieses Umstands ist die Streuung der Werte ähnlich groß wie bei Neuanlagen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Großteil der Anlagen in einem ähnlichen eng begrenzten Preisspektrum bietet, was höchstwahrscheinlich nahe an dem nach § 39g Abs. 6 EEG bestimmten Höchstpreis liegt. Der Boxplot in Abbildung 3.3.4-10 verdeutlicht diesen Zusammenhang. Der Interquartilsabstand ist bei den Bestandsanlagen > 150 kW geringer als bei den Neuanlagen. Im Gegensatz zu den Neuanlagen gibt es aber Ausreißer nach unten, die zu der größeren Divergenz zwischen minimalen und maximalen Zuschlagswerten führen. Die Akkumulation der Zuschlagswerte im oberen Preisspektrum zeigt sich auch darin, dass wie bei den Neuanlagen die durchschnittlichen mengengewichteten Zuschlagswerte nah an den maximalen Zuschlagswerten liegen. Im Allgemeinen stiegen die durchschnittlichen mengengewichteten Zuschlagswerte im Betrachtungszeitraum leicht von 18,1 auf 19,1 ct/kWh an. In der Ausschreibung im März 2022 fielen die durchschnittlichen mengengewichteten Zuschlagswerte kurzfristig auf 15,7 ct/kWh ab. Die maximalen Zuschlagswerte waren bis auf die letzte Ausschreibung im April 2023 recht konstant bei 18,5-18,8 ct/kWh. Im April 2023 stiegen sie auf 20,0 ct/kWh.

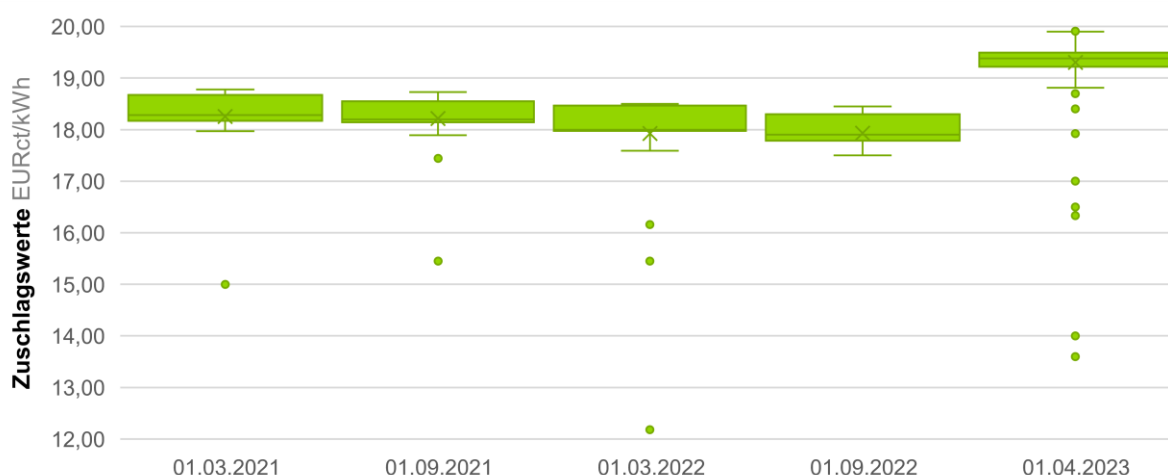
Die minimalen Zuschlagswerte rangierten rund 2-3 ct/kWh unterhalb der durchschnittlichen mengengewichteten Zuschlagswerte und verringerten sich entgegen des Trends in der Ausschreibung im April 2023. Hierdurch ergab sich in der letzten Ausschreibung des Betrachtungszeitraums die maximale Differenz zwischen minimalem und maximalen Zuschlagswert. Die Standardabweichung war jedoch nicht maximal, da die Streuung vergleichsweise gering war, wie auch im nachfolgenden Boxplot ersichtlich wird.

Abbildung 3.3.4-9. Auswertung der Zuschlagswerte in Ausschreibungen für Bestands-Biomasseanlagen > 150 kW



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Abbildung 3.3.4-10. Boxplot der Zuschlagswerte in Ausschreibungen für Bestands-Biomasseanlagen > 150 kW



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Die Ergebnisse lassen sich folgendermaßen einordnen:

- In der Ausschreibungsrunde 2023 wurde der Höchstwert für Bestandsanlagen auf 19,83 ct/kWh angehoben, was sich im gestiegenen durchschnittlichen mengengewichteten Zuschlagswert dieser Runde widerspiegelt. (siehe dazu auch Abschnitt 3.3.8).

Ergebnisse der Auswertung für Bestandsanlage ≤ 150 kW

Die Zuschlagswerte für Bestands ≤ 150 kW entsprachen den maximalen Zuschlagswerten für Bestandsanlagen > 150 kW. Da die Zuschlagswerte im Uniform Pricing Verfahren allen Anlagen in der Ausschreibung zugewiesen werden, besteht keine Streuung.

3.3.4.6 Biomethananlagen

Im Folgenden sind die Ergebnisse der Analyse beschrieben:

Wie weiter oben beschrieben, haben im Betrachtungszeitraum nur drei Ausschreibungen für Biomethananlagen stattgefunden. Bei der Ausschreibung im April 2023 wurden keine Gebote abgegeben und bei der Ausschreibung im Oktober 2022 nur zwei gleiche Gebote von einer einzigen Bietergruppe. Insofern wird im Folgenden nur die Ausschreibung im Dezember 2021 und Oktober 2022 graphisch dargestellt.

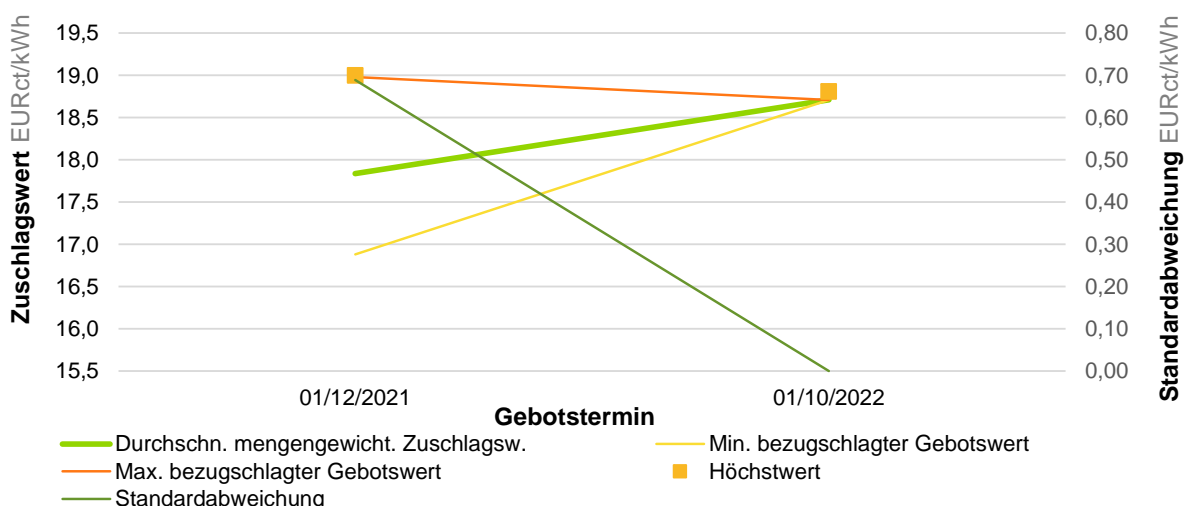
Die Abbildung 3.3.4-11 zeigt, dass in der Ausschreibung im Dezember 2021 der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert bei 17,84 ct/kWh lag und damit nah am zulässigen Höchstwert von 19 ct/kWh. Der maximale Zuschlagswert war mit 18,98 ct/kWh nur knapp unter dem Höchstwert. Mit 16,88 ct/kWh lag der minimale Zuschlagswert 0,96 ct/kWh unter dem durchschnittlichen mengengewichteten Zuschlagswert. Die Streuung der Zuschlagswerte war ähnlich hoch wie in anderen Ausschreibungen. Die Standardabweichung der Zuschlagswerte war 0,69 ct/kWh und der Interquartilsabstand 1,4 ct/kWh (Abbildung 3.3.4-12).

Im Oktober 2022 wurde zwei Gebote abgegeben und bezuschlagt. Der Gebotswert lag bei 18,71 ct/kWh. Somit trat keine Streuung auf (siehe Abbildung 3.3.4-12).

Die Ergebnisse lassen sich folgendermaßen einordnen:

- Die erste Ausschreibungsrunde war leicht unterzeichnet. In der Ausschreibungsrunde im Oktober 2022 wurden lediglich zwei Gebote abgegeben und diese auch bezuschlagt. In der letzten Ausschreibung im April 2023 wurden keine Gebote eingereicht. Die deutliche Unterzeichnung in den beiden Ausschreibungsrunden 2022 und 2023 werden auf das mangelnde Angebot von Biomethan, welches wirtschaftlich zur Stromerzeugung eingesetzt werden kann zurückgeführt⁵⁹.

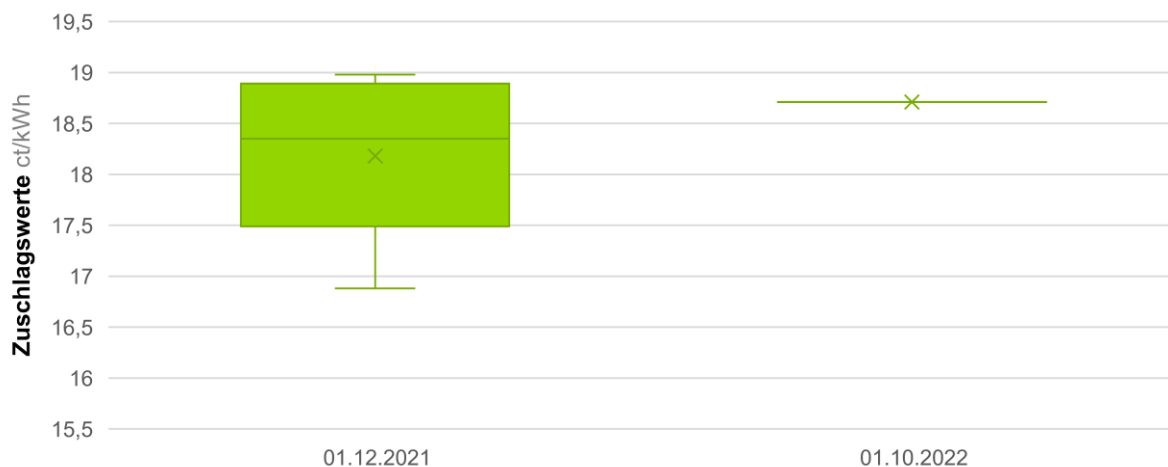
Abbildung 3.3.4-11. Auswertung der Zuschlagswerte in Ausschreibungen für Biomethananlagen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

⁵⁹ Siehe Erfahrungsbericht der Bundesregierung zum Erneuerbare-Energien-Gesetz und Windenergie-auf-See-Gesetz siehe [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erfahrungsbericht-erneuerbare-energien-gesetz-windenergie-auf-see-gesetz.pdf? blob=publicationFile&v=2](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erfahrungsbericht-erneuerbare-energien-gesetz-windenergie-auf-see-gesetz.pdf?blob=publicationFile&v=2)

Abbildung 3.3.4-12. Boxplot der Zuschlagswerte für Biomethananlagen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

3.3.4.7 Innovationsausschreibungen

Im Folgenden sind die Ergebnisse der Analyse beschrieben:

Bei der Betrachtung der Zuschlagspreise in den Innovationsausschreibungen ist zunächst zu beachten, dass in den ersten drei Ausschreibungsrunden eine fixe Marktprämie galt. Für die Ausschreibung im Dezember 2022 wurde das Fördermodell auf die gleitende Marktprämie umgestellt.

Im Rahmen der fixen Marktprämie haben minimale, maximale und durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswerte allesamt zugenommen (siehe Abbildung 3.3.4-13). Die durchschnittlichen mengengewichteten Zuschlagswerte steigerten sich von 4,29 auf 5,42 ct/kWh. Die maximalen Zuschlagswerte lagen in den ersten zwei Ausschreibungen unterhalb der zulässigen Höchstpreise. In der letzten Ausschreibung im Rahmen der fixen Marktprämie erreichten sie allerdings die zulässigen Höchstpreise. Die Streuung nahm im Rahmen der fixen Marktprämie zu und erreichte in der Ausschreibung im April 2022 ihren Höhepunkt mit einer Standardabweichung 1,16 ct/kWh.

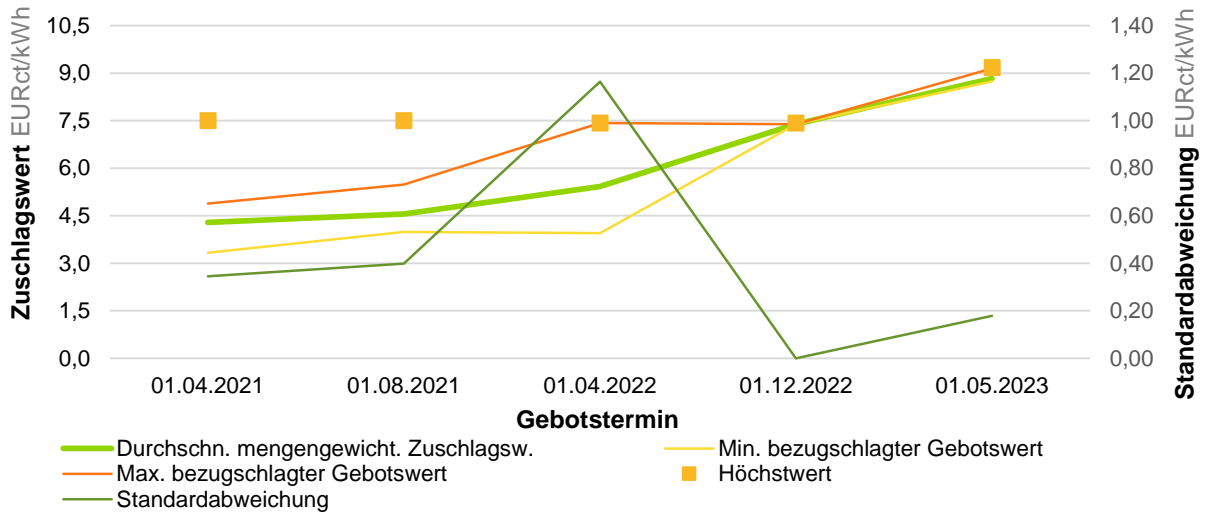
In der ersten Ausschreibung nach der Umstellung auf die gleitende Marktprämie im Dezember 2022 wurde nur ein Gebot abgegeben. Dies lag mit 7,39 ct/kWh fast beim zulässigen Höchstpreis. In der Ausschreibung im Mai 2023 wurde der Höchstpreis angehoben. Dies führte allerdings nicht dazu, dass ähnlich viele Gebote abgegeben wurden, wie vor der Umstellung. Es wurden lediglich drei Gebote eingereicht und bezuschlagt, von denen das höchste mit 9,15 ct/kWh nahe am Höchstpreis von 9,2 ct/kWh lag und das niedrigste mit 8,74 deutlich darunter aber weit oberhalb des Zuschlagspreises in der vorherigen Ausschreibungsrunde.

Die Ergebnisse lassen sich folgendermaßen einordnen:

Das Wettbewerbsniveau in den Innovationsausschreibungen hat bis Ende 2022 sukzessive nachgelassen (vgl. 3.3.3.7). Dabei sind die Gebots- und Zuschlagswerte gestiegen, die gestiegene Anlagen- und Finanzierungskosten widerspiegeln. Im Dezember 2022 erfolgte

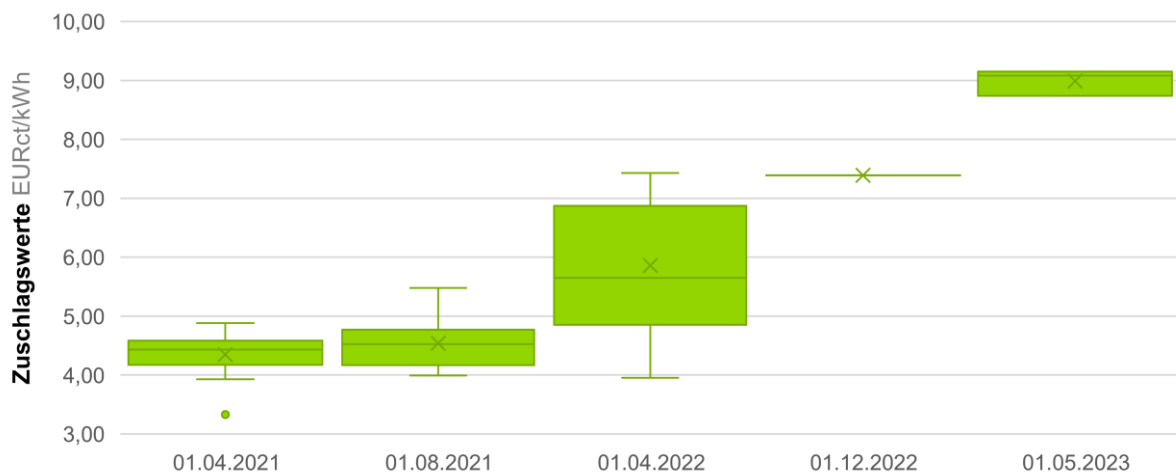
schließlich die Umstellung von fixer auf gleitende Marktprämie, jedoch ohne eine entsprechende Anhebung des Höchstwerts⁶⁰, weshalb kaum Interesse an der Ausschreibung bestand. Nach erfolgter Höchstwertanpassung durch die BNetzA stieg im Jahr 2023 das Gebotsvolumen leicht an, aber auch die Gebotswerte. Aufgrund weiterhin mangelnden Wettbewerbs lagen die Zuschlagswerte sehr nahe am zulässigen Höchstwert.

Abbildung 3.3.4-13. Auswertung der Zuschlagswerte in Innovationsausschreibungen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Abbildung 3.3.4-14. Boxplot der Zuschlagswerte in Innovationsausschreibungen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

⁶⁰ Im System der fixen Marktprämie erhalten Betreiber zusätzlich zur Prämie den Vermarktungserlös des Stroms. Dagegen repräsentiert im System der gleitenden Marktprämie der anzulegende Wert (Zuschlagswert) die Summe aus Marktwert und gleitender Marktprämie.

3.3.5 Wettbewerb: Anhebung der Ausschreibungsmengen

Frage 3.5

- Wie hat sich das deutliche Anheben der Ausschreibungsmengen ab 2022 auf den Wettbewerb in den Ausschreibungen ausgewirkt?

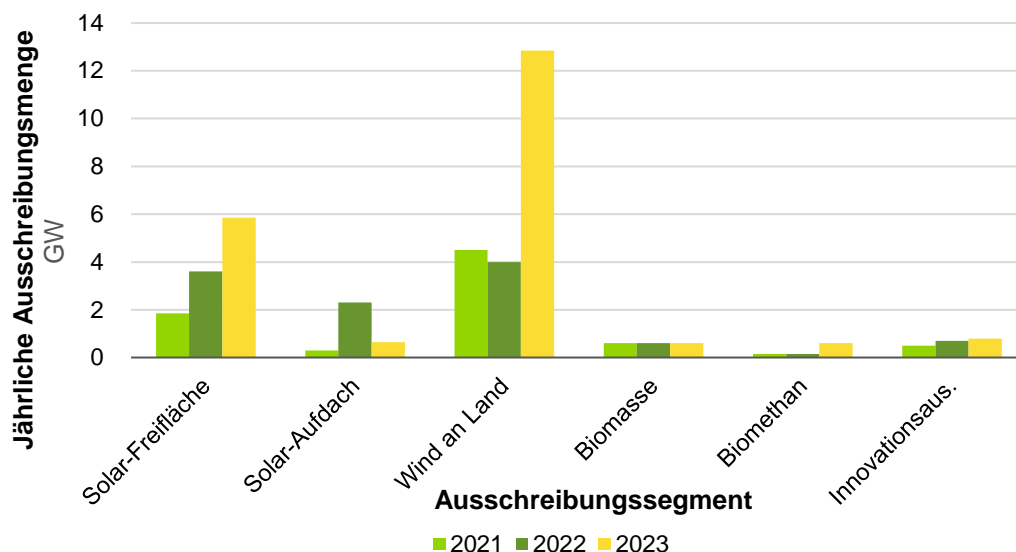
Im EEG 2021 beziehungsweise EEG 2023 ist ab dem Jahr 2022 für einige Ausschreibungssegmente eine deutliche Anhebung der Ausschreibungsmengen vorgesehen. In dieser Frage 3.5 werden daher die Auswirkungen der erhöhten Ausschreibungsmengen auf den Wettbewerb diskutiert. Die Frage **knüpft damit unmittelbar an weitere Fragen an**, in denen separat das Wettbewerbsniveau (Frage 3.3, Abschnitt 3.3.3), die Auswirkungen von Anpassungen der Ausschreibungsmenge im Allgemeinen (Frage 1.3, Abschnitt 3.1.3) und endogenen Anpassungen der Ausschreibungsmengen (Frage 3.6, Abschnitt 3.3.6) im Speziellen diskutiert werden. In diesem Abschnitt werden daher nicht alle Indikatoren und Analysen der Fragen 3.3, 3.6 und 1.3 wieder aufgegriffen. Vielmehr wird die Änderung der Ausschreibungsvolumina im Folgenden überblicksmäßig dargestellt, die Wirkung anhand eines Indikators exemplarisch aufgezeigt und um eine qualitative Einordnung ergänzt.

Insgesamt wurde das entsprechend EEG **vorgesehene Ausschreibungsvolumen** über alle Segmente zusammen innerhalb von zwei Jahren mehr als verdoppelt (Windenergie auf See nicht berücksichtigt). Der Anstieg in den Jahren 2022 und 2023 gegenüber dem Vorjahr ist dabei abhängig vom Ausschreibungssegment. Dieser ist in Abbildung 3.3.5-1 dargestellt und in der nachfolgenden Tabelle mit Zahlen hinterlegt. Hierbei handelt es sich um die entsprechend EEG 2021 bzw. EEG 2023 vorgesehenen Ausschreibungsmengen ohne die Berücksichtigung etwaiger Mengenanpassungen durch die BNetzA. Ein sehr starker Anstieg der Ausschreibungsmenge zeigt sich bei Windenergie an Land. In diesem Segment wurde die Ausschreibungsmenge in 2023 gegenüber den beiden Vorjahren verdreifacht. Im Segment der Solar-Freiflächenanlagen wurde die Ausschreibungsmenge in beiden Jahren in festen Schritten um 1,75 GW erhöht und damit nahezu verdreifacht. Ein ähnliches Vorgehen wurde bei den Innovationsausschreibungen gewählt, wobei die Ausschreibungsmenge insgesamt um vergleichsweise geringe 60% angehoben wurde. Bei Biomethananlagen wurde von 2022 auf 2023 die Ausschreibungsmenge vervierfacht. Bei Solar-Aufdachanlagen hingegen zeigt sich ein differenziertes Bild: nach einer Erhöhung um mehr als 600 % in 2022 wurde die Menge in 2023 wieder stark abgesenkt. Lediglich bei Biomasseanlagen wurde im Zeitraum 2021 bis 2023 keine Erhöhung der Ausschreibungsmengen umgesetzt.

Tabelle 3.3.5-1. Jährliche Ausschreibungsmengen gemäß EEG 2021/2023 für die verschiedenen Ausschreibungssegmente für die Jahre 2021 bis 2023

Ausschreibungssegment	Ausschreibungsmenge 2021 (GW)	Ausschreibungsmenge 2022 (GW)	Ausschreibungsmenge 2023 (GW)
Solar-Freiflächenanlagen	1,85	3,60	5,85
Solar-Aufdachanlagen	0,30	2,30	0,65
Windenergie an Land	4,50	4,00	12,84
Biomasseanlagen	0,60	0,60	0,60
Biomethananlagen	0,15	0,15	0,60
Innovationsausschreibungen	0,50	0,70	0,80

Abbildung 3.3.5-1. Jährliche Ausschreibungsmengen nach EEG 2021/2023 für die verschiedenen Ausschreibungssegmente für die Jahre 2021 bis 2023⁶¹



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

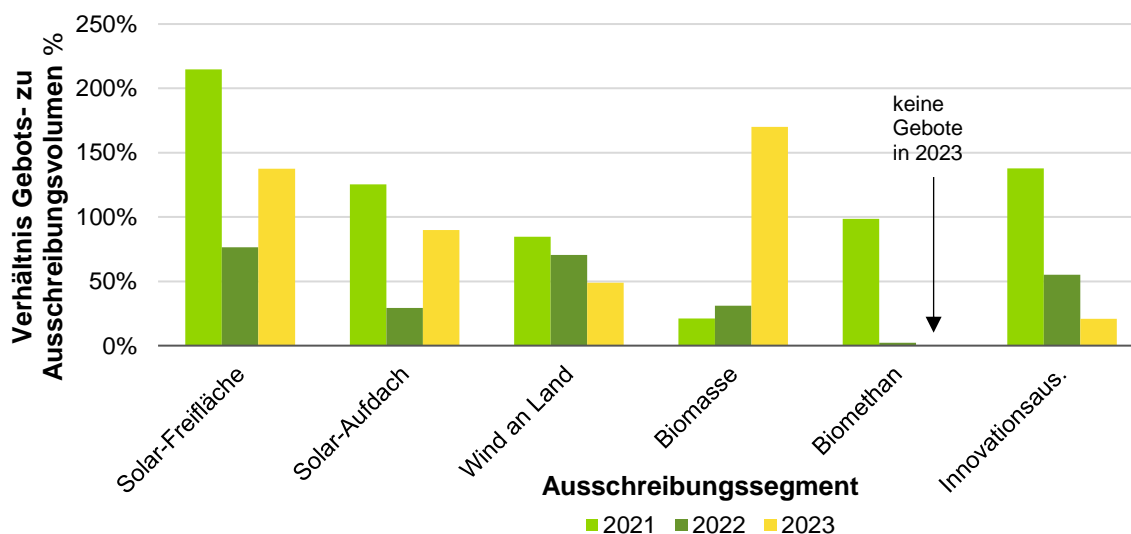
Um die Auswirkungen der stark erhöhten Ausschreibungsmengen auf das Wettbewerbsniveau zu analysieren, wird exemplarisch der **Indikator Verhältnis des Gebots- zum Ausschreibungsvolumen** betrachtet. Hierfür werden die auf Jahresbasis aggregierten Ausschreibungs- und Gebotsvolumina genutzt. Bei den Ausschreibungsvolumina handelt es sich dabei um die tatsächlich von der BNetzA ausgeschriebenen Mengen inklusive ex-ante-Mengenanpassungen (welche damit von den in Abbildung 3.3.5-1 dargestellten Volumina abweichen kann; siehe hierzu Frage 3.6, Abschnitt 3.3.6). Die Ergebnisse sind in der nachfolgenden Abbildung für die verschiedenen Ausschreibungssegmente dargestellt.

Für nahezu alle Ausschreibungssegmente ist sichtbar, dass das Verhältnis von Gebots- zu Ausschreibungsvolumina über die Jahre 2021-2023 abgenommen hat. Dies bedeutet, dass das Angebot (Gebotsvolumen) nicht so schnell gesteigert werden konnte wie die Ausschreibungsvolumina. Für die Segmente Solar-Freifläche, Solar-Aufdach und Innovationsaus-schreibungen fiel das Verhältnis von Gebots- zu Ausschreibungsvolumen auf Jahresbasis in 2023 unter die Grenze einer Unterzeichnung von 100 %⁶². Auch in den bereits 2021 knapp unterzeichneten Segmenten Windenergie an Land und Biomethan fiel das Verhältnis weiter ab. Eine Ausnahme von dieser Entwicklung bildet lediglich das Segment der Biomasse. Bei gleichbleibendem Ausschreibungsvolumen wurde das Angebotsvolumen deutlich gesteigert, was zu einer Überzeichnung in 2023 nach zwei unterzeichneten Jahren führte.

⁶¹ Grafik berücksichtigt keine Mengenanpassungen durch die BNetzA (endogene Mengensteuerung, sonstige Mengensteuerungsmechanismen), sondern nur die Ausschreibungsvolumina entsprechend EEG 2023 § 28 (2) bzw. die analogen Festlegungen für die anderen Segmente

⁶² Auf Basis von einzelnen Ausschreibungsrunden können dennoch überzeichnete Runden vorliegen.

Abbildung 3.3.5-2. Verhältnis von Gebots- zu tatsächlichen Ausschreibungsvolumen auf Jahresbasis für die verschiedenen Ausschreibungssegmente für die Jahre 2021 bis 2023⁶³



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

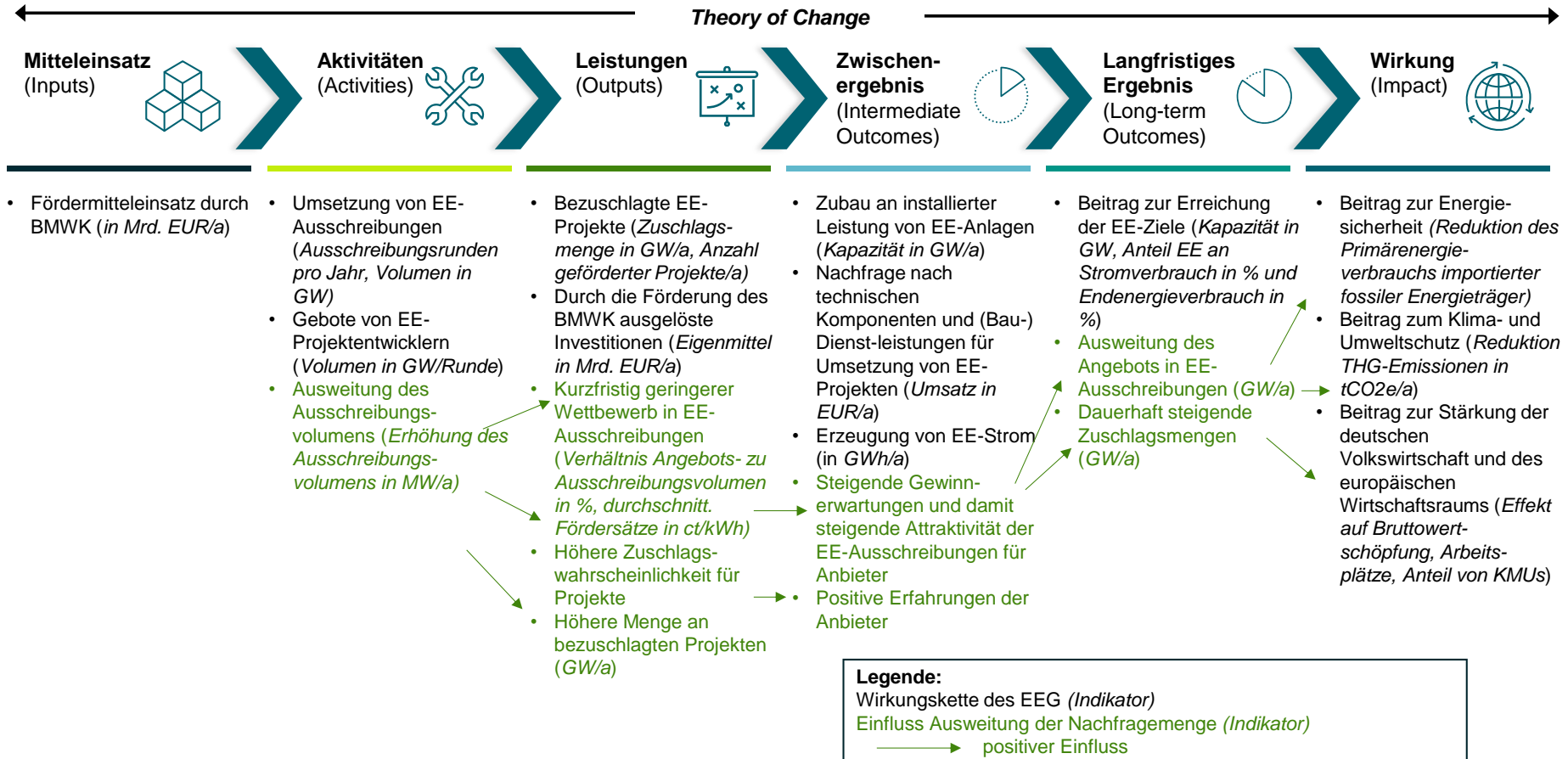
Die quantitative Auswertung zeigt, dass das starke Anheben des Ausschreibungsvolumens kurzfristig mit einem Absinken des **Wettbewerbsniveaus** einherging. Die mittel- und langfristige Wirkung der erhöhten Ausschreibungsvolumina kann qualitativ anhand einer Wirkungskette (Theory of Change) beschrieben werden, dargestellt in Abbildung 3.3.6-9. Mittel- und langfristig hat der festgeschriebene Ausbaupfad und die damit einhergehende Erhöhung der Ausschreibungsmengen jedoch Signalwirkung für die Anbieter: Durch die erhöhten Nachfragevolumina (und den zunächst geringeren Wettbewerb) steigt die Zuschlagswahrscheinlichkeit. Hieraus ergibt sich ein Anreiz mehr Projekte vorzuentwickeln und das Angebot in den Ausschreibungen auszuweiten. Langfristig kann dadurch auch bei erhöhtem Nachfrageniveau Wettbewerb sichergestellt werden und der Ausbau der EE insgesamt beschleunigt werden. Ein Anheben der Ausschreibungsvolumina ergänzt und verstärkt damit die vorhandene Wirkung von EE-Ausschreibungen. Voraussetzung ist jedoch in jedem Fall, dass die Rahmenbedingungen, Standortverfügbarkeit und Höchstpreise in den Ausschreibungen einen Ausbau des Angebots ermöglichen.

Exemplarisch kann der Effekt erhöhter Ausschreibungsvolumina am Ausschreibungssegment der **Windenergie an Land** aufgezeigt werden. Neben einer Verbesserung der Rahmenbedingungen setzte auch das höhere Nachfrageniveau starke Anreize für eine Ausweitung des Angebots. So wurde in den ersten zwei von insgesamt vier Ausschreibungsrunden des Jahres 2023⁶⁴ bereits ein aggregiertes Gebotsvolumen erzielt, welches auf dem Niveau des gesamten Gebotsvolumens des Vorjahres liegt.

⁶³ Für das Jahr 2023 liege noch nicht die Daten für alle Ausschreibungsrunden vor.

⁶⁴ Nur für diese Runden liegen Daten vor und konnten berücksichtigt werden.

Abbildung 3.3.5-3: Wirkungskette (Theory of Change) der Anhebung von Ausschreibungsmengen



3.3.6 Wettbewerb: Mengensteuerungsmechanismen

Frage 3.6

- Welche Auswirkungen hatten die verschiedenen Mengensteuerungsmechanismen im EEG 2021 und EEG 2023 (80 %-Regel, ex-ante Mengensteuerung basierend auf der Projektpipeline, ex-ante Mengensteuerung basierend auf Ergebnissen vorheriger Ausschreibungen) auf das Wettbewerbsniveau in den Ausschreibungen?

In **unterzeichneten Ausschreibungsrunden** besteht kein Wettbewerb zwischen den Anbietern und die Zuschlagswahrscheinlichkeit beträgt 100 % – bei Einhaltung formaler Kriterien bei der Angebotsabgabe. Anbieter haben damit einen Anreiz, Gebote zum zulässigen Höchstpreis abzugeben. Das Ziel der EE-Förderung über Ausschreibungen, d. h. Minimierung der Förderkosten durch wettbewerbliche Preisbestimmung, wird dann ggf. nicht mehr erreicht.

Um diesem Problem zu begegnen und auf Anforderung der Europäischen Kommission hin, wurde die **endogene Mengensteuerung** eingeführt. Diese zielt darauf ab das Ausschreibungsvolumen, also die Nachfrage, dem vorhandenen Angebot anzupassen, um somit Wettbewerb unter den Anbietern sicherzustellen. Konkret bedeutet endogene Mengensteuerung, dass das Ausschreibungsvolumen nicht durch exogen Vorgaben bestimmt wird, sondern entsprechend fester Regeln aus dem erreichten Gebotsvolumen einer Ausschreibungsrunde abgeleitet wird. Eine Möglichkeit der endogenen Mengensteuerung ist es beispielsweise das Ausschreibungsvolumen für eine Runde auf Basis eines fixen Prozentwerts (kleiner 100 %) aus dem erreichten Gebotsvolumen zu errechnen. In diesem Fall ist eine Überzeichnung der Ausschreibungsrunden und damit Wettbewerb garantiert. Andererseits kann endogene Mengensteuerung langfristig zu einem Verdrängen von Angebot führen, da die Attraktivität der Ausschreibungen langfristig sinkt. Diese Herausforderung wird im Folgenden eingehender diskutiert (siehe Abschnitt 3.3.6.3).

Mechanismen zur Mengensteuerung wurden im EEG 2021 zunächst für die Ausschreibungssegmente Windenergie an Land und Biomasseanlagen eingeführt. Mit der 2023er Novelle des EEG wurden diese Mechanismen auf alle Ausschreibungssegmente ausgeweitet. Es kommen **verschiedene Mechanismen für die Mengensteuerung** zur Anwendung, differenziert nach Ausschreibungssegmenten⁶⁵:

- **Biomasseanlagen –ex-post-Mengensteuerung, 80 %-Regel:** Für Biomasseanlagen findet eine Rationierung der Ausschreibungsmenge als nachträgliche Angebotsverknappung statt. Sobald während des Zuschlagsverfahrens eine Unterzeichnung festgestellt wird, wird das Zuschlagsvolumen auf 80 % des Volumens der zugelassenen Gebote gekürzt. Hierbei handelt es sich um eine endogene Mengensteuerung im engeren Sinne.
- **Sonstige Ausschreibungssegmente –ex-ante-Mengensteuerung:** Für die Ausschreibungssegmente Solar-Freiflächenanlagen, Solar-Aufdachanlagen, Windenergie an Land, Biomethananlagen sowie bei Innovationsausschreibungen kommt eine ex-ante-Steuerung zum Einsatz. Wenn die BNetzA eine drohende Unterzeichnung der Ausschreibung feststellt, kann sie eine Rationierung der Ausschreibungsmenge im Vorfeld der Ausschreibung vornehmen. Da die Mengensteuerung hierbei im Ermessensspielraum der BNetzA liegt und etwaige Rationierungen durch die Behörde

⁶⁵ Die endogene Mengensteuerung ist im EEG 2023 nach Ausschreibungssegmenten geregelt: Windenergie an Land § 28 (6), Solar-Freiflächenanlagen – § 28a (6), Solar-Aufdachanlagen § 28b (6), Biomasseanlagen – § 39d, Biomethananlagen – § 28d (6), Innovationsausschreibungen § 28e (5)

exogen vorgegeben werden, handelt es sich bei diesem Mechanismus nicht um eine endogene Mengensteuerung im engeren Sinne. Eine drohende Unterzeichnung kann dabei auf zwei Arten festgestellt werden:

- Wenn die bestehende **Projektpipeline** unterhalb der Ausschreibungsmenge liegt und die letzte Ausschreibungsrunde unterzeichnet war. Die Ausschreibungsmenge wird dabei ermittelt aus der Menge der vorliegenden Anlagen genehmigungen und Geboten, die in der letzten Runde keinen Zuschlag erhielten⁶⁶.
- Wenn in den beiden **vorangegangenen Ausschreibungsrunden** die Menge zugelassener Gebote weniger als 90 % der Ausschreibungsmenge betrug⁶⁷.

Nachfolgend werden diese beiden Typen der Mengensteuerung mit dem Ziel der Wettbewerbserhöhung unter dem Begriff endogene Mengensteuerung zusammengefasst.

Neben den dargestellten Mechanismen zur endogenen Mengensteuerung kommen im EEG 2023 in den verschiedenen Ausschreibungssegmenten weitere Mechanismen zur Anpassung der Ausschreibungsmenge zum Einsatz. Diese **sonstigen Mengensteuerungsmechanismen** zielen nicht auf eine Erhöhung des Wettbewerbs in den Ausschreibungsrunden ab. Vielmehr haben diese Mechanismen das Ziel, durch Berücksichtigung der vergangenen Ausschreibungsergebnisse und des tatsächlich erfolgten Zubaus die Ausschreibungsmengen an den angestrebten Ausbaupfad anzugleichen. Es handelt sich also dabei um exogene Mengensteuerung. Um die Mechanismen in der nachfolgenden Diskussion differenzieren zu können, werden diese sonstigen Mechanismen im Folgenden anhand der Beispiele Solar-Freiflächenausschreibungen (EEG 2023 § 28a (3, 3a, 4, 5)) und Windenergie an Land (EEG 2023 § 28 (3, 3a, 4, 5)) dargestellt:

- Erhöhung der Ausschreibungsmenge um Gebotsmengen, für die im Vorjahr keine Zuschläge erteilt werden konnten. Dieser Mechanismus kommt auf Basis des EEG 2023 erst ab 2024 zum Einsatz und spiegelt sich noch nicht in den Runden des Jahres 2023 wider. Auf Basis des EEG 2021 konnte dieser Mechanismus jedoch bereits im Jahr 2022 angewendet werden.
- Verringerung der Ausschreibungsmenge um die im Vorjahr außerhalb des EEG-Förderregimes zugebauten Leistung sowie die Leistung von Anlagen deren anzulegender Wert gesetzlich (außerhalb der Ausschreibungen) bestimmt wurde.
- Erhöhung der Ausschreibungsmenge um die im Vorjahr entwerteten Zuschläge, bspw. Rückgabe des Zuschlags durch einen Bieter oder bei Verstreichen der Realisierungsfrist einer Anlage. Diese Mengen sind in der Regel zu vernachlässigen.
- Nur für Windenergie an Land: Erhöhung oder Verringerung der Ausschreibungsmenge um bis zu 30 %, wenn im Vorjahr der Ausbaupfad für Solaranlagen über-/unterschritten wurde, wenn der Strommengenpfad über-/unterschritten wurde, oder wenn der Bruttostromverbrauch schneller/langsamer als erwartet gestiegen ist.

In den anderen Ausschreibungssegmenten des EEG 2023 gelten teilweise nicht alle der zuvor dargestellten sonstigen Mechanismen. Die dargestellten sonstigen Mechanismen finden sich zum großen Teil auch bereits im EEG 2021 wieder. Im EEG 2021 wurde jedoch keine

⁶⁶ Kommt zur Anwendung bei: Windenergie an Land, Biomethananlagen

⁶⁷ Kommt zur Anwendung bei: Solar-Freiflächen- und -Aufdachanlagen, Innovationsausschreibungen

Anpassung der Ausschreibungsmenge für Zubau außerhalb des EEG (Anlagen ohne anzulegenden Wert) vorgenommen.

Der Beitrag der endogenen Mengensteuerungsmechanismen und der sonstigen Mechanismen zu einer Anpassung der ausgeschriebenen Menge wird im Folgenden technologiespezifisch diskutiert. Ziel ist es dabei den Beitrag der endogenen Mengensteuerung vom Beitrag der sonstigen Mechanismen zu trennen, um den Einfluss isoliert betrachten zu können.

Um den Einfluss der Mengensteuerungsmechanismen auf das Wettbewerbsniveau zu analysieren, wird eine analoge **Herangehensweise** wie in Frage 3.3 genutzt (siehe Abschnitt 3.3.3). So werden zwei Indikatoren genutzt, um das Wettbewerbsniveau innerhalb einer Ausschreibungsrunde zu untersuchen: Zur Erfassung des Verhältnisses von Angebot und Nachfrage wird in erster Näherung das Verhältnis von Gebots- zu Auktionsvolumen betrachtet. Darüber hinaus wird der HHI genutzt, um die Marktkonzentration innerhalb der bezuschlagten Angebote einer Ausschreibungsrunde zu analysieren.

Um den Einfluss der Mengensteuerung herauszuarbeiten, werden die tatsächlichen Ausschreibungsergebnisse unter Berücksichtigung der Mengenanpassungen mit einem kontrafaktischen Szenario verglichen. In diesem kontrafaktischen Szenario wird das Ausschreibungsergebnis für den Fall ermittelt, dass keine Mengenanpassung vorgenommen worden wäre. Das Ausschreibungsvolumen entspricht im kontrafaktischen Szenario also den entsprechend § 28 (2) EEG festgelegten Mengen. Das kontrafaktische Szenario beruht damit auf der Annahme, dass die Bieter die gleichen Gebote abgegeben hätten, die Angebotskurve also unverändert bleibt. Da das Ausschreibungsvolumen jedoch die Zuschlagswahrscheinlichkeit und die Erwartungen der Bieter beeinflusst, ist diese Annahme nur für geringe Änderungen des Ausschreibungsvolumens realistisch. Bei großen Differenzen zwischen tatsächlichem Ausschreibungsvolumen und Ausschreibungsvolumen im kontrafaktischen Szenario hätten sich in der Realität Unterschiede in den Angebotskurven gezeigt. Ungeachtet dieser Vereinfachung werden im Folgenden zwei Indikatoren für die Analyse genutzt: Das Verhältnis von Gebots- zu Auktionsvolumen und der HHI werden für die Ausschreibung mit tatsächlichem Ausschreibungsvolumen und kontrafaktischem Ausschreibungsvolumen berechnet und miteinander verglichen.

Auf die **Darstellung sonstiger** in Frage 3.3 genutzter **Indikatoren** wird verzichtet, da sie für die Fragen 3.6 und 3.9 nur eine geringe Aussagekraft besitzen. Da Mengensteuerungsmechanismen bei Ausschreibungsrunden mit drohender Unterzeichnung zum Einsatz kommen, bewegt sich die Zuschlagswahrscheinlichkeit in diesen Runden stets nah an 100 %. So zeigen die nachfolgenden Analysen, dass in der Mehrzahl der Runden mit endogener Mengenanpassung das Ausschreibungsvolumen nicht soweit herabgesenkt wird, dass eine überzeichnete Runde erreicht wird. Die Zuschlagswahrscheinlichkeit bleibt damit trotz endogener Mengenanpassung unverändert bei 100 %. Gleiches gilt für die Darstellung der Standardabweichung der Zuschlagspreise für das tatsächliche Ausschreibungsvolumen und das kontrafaktische Ausschreibungsvolumen. Änderungen in diesem Indikator sind vernachlässigbar. Es werden daher nur die beiden oben genannten, aussagekräftigeren Indikatoren genutzt.

3.3.6.1 Solar-Freiflächenanlagen (erstes Segment)

Um den Einfluss der Mengensteuerungsmechanismen auf die Wettbewerbsintensität darzustellen, wird zunächst diskutiert, welche Mechanismen in den betrachteten Runden zum Einsatz kamen (endogene Mengensteuerung und sonstige Mechanismen). Anschließend werden anhand der Indikatoren Verhältnis von Gebots- zu Ausschreibungsvolumen und HHI-Änderungen in der Wettbewerbsintensität und Marktkonzentration analysiert. Der Fokus liegt dabei auf den Ausschreibungsrunden, in denen Mengensteuerungsmechanismen zum Einsatz kamen, die explizit den Wettbewerb erhöhen sollen (endogene Mengensteuerung).

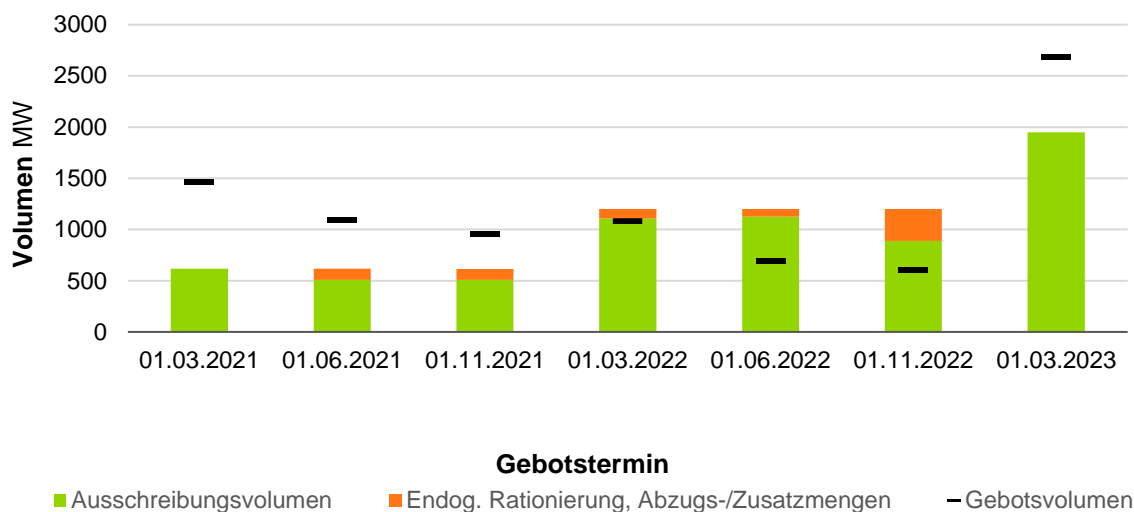
Einen Überblick der erfolgten Änderungen der Ausschreibungsmengen in den verschiedenen Runden ist in Abbildung 3.3.6-1 dargestellt. Der Vergleich mit dem Gebotsvolumen der jeweiligen Runde erlaubt Rückschlüsse auf Über- und Unterzeichnung der Runden. In Tabelle 3.3.6-1 ist zudem aufgeschlüsselt, bei welchen Ausschreibungsrunden endogene Mengensteuerung oder sonstige Mechanismen zur Anwendung kamen.

- In der Mehrzahl der betrachteten Ausschreibungsrunden wurde eine geringfügige Anpassung der Ausschreibungsmenge nach unten vorgenommen, entsprechend § 28a Abs. 1 S. 4 EEG 2021 (sonstige Mengensteuerung). Diese Mengenanpassung reflektiert den Zubau von Anlagen mit administrativer Förderung im Vorjahr (siehe hierzu auch Frage 1.5, Abschnitt 3.1.5). Wie zu Beginn dieses Kapitels dargestellt, dient dieses Mengensteuerungsinstrument nicht der Beeinflussung der Wettbewerbssituation, sondern der Mengensteuerung eines Teilbereichs geförderter Anlagen im EEG (hier: Freiflächenanlagen).
- Lediglich in Ausschreibungsrunde 01.11.2022 kam eine Form der endogenen Mengensteuerung zum Einsatz (§ 28a Abs. 4 EEG 2021), wobei die Ausschreibungsmenge in Abhängigkeit von den Gebotsvolumina der zwei vorangehenden Runden bestimmt wurde. Dies resultierte in einer deutlichen Kürzung des Ausschreibungsvolumens. Trotz Mengensteuerung konnte in keiner der 2022er Ausschreibungsrunden eine Überzeichnung erreicht werden.
- Das rückläufige Gebotsvolumen im Jahr 2022 und die in diesem Zuge greifende endogene Mengensteuerung geht auf gestiegene Anlagen- und Finanzierungskosten bei unverändertem Höchstwert zurück. Mit der Höchstwertanpassung im Jahr 2023 (in Kombination mit der Anhebung der maximalen Gebotsgröße auf 100 MW) waren die Ausschreibungen wieder überzeichnet

Tabelle 3.3.6-1. Ausschreibungsvolumina und Mengenanpassungen bei Ausschreibungen für Solar-Freiflächenanlagen

Ausschreibungsrunde	Ursprüngliches Ausschreibungsvolumen (MW)	Endogene Mengensteuerung (MW)	Sonstige Mengensteuerung (MW)	Tatsächliches Ausschreibungsvolumen (MW)
01.03.2021	617,0			617,0
01.06.2021	617,0		-106,7	510,3
01.11.2021	616,0		-106,5	509,5
01.03.2022	1.200,0		-92,3	1.107,7
01.06.2022	1.200,0		-74,0	1.126,0
01.11.2022	1.200,0	-309,9		890,1
01.03.2023	1.950,0			1.950,0

Abbildung 3.3.6-1. Ausschreibungsvolumen und Mengensteuerung der Ausschreibungsrunden für Solar-Freiflächenanlagen

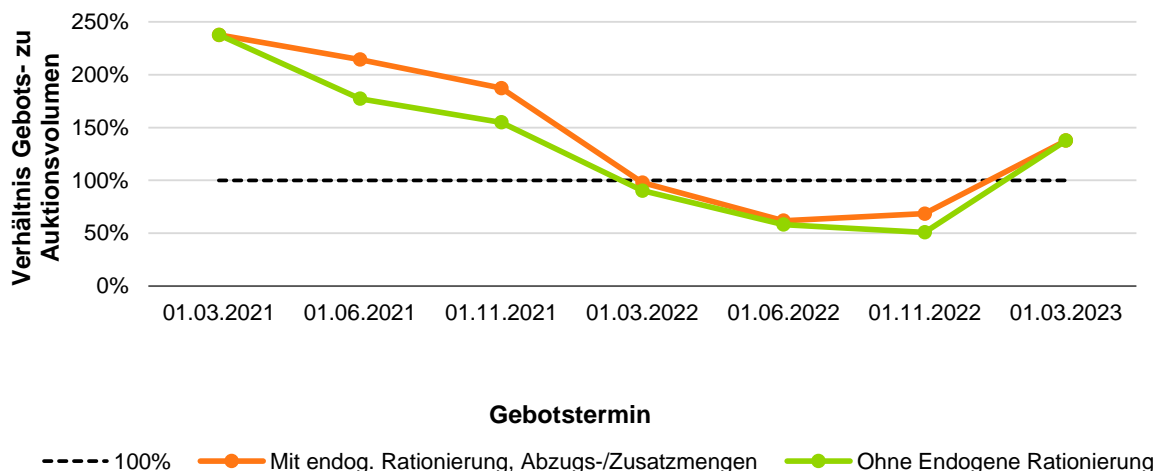


Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Die Wirkung der Mengensteuerung auf die Wettbewerbsintensität kann Abbildung 3.3.6-2 entnommen werden. Dargestellt ist das Verhältnis von Gebots- zu Auktionsvolumen für die tatsächlichen Ausschreibungsvolumina inklusive Mengensteuerung sowie die ursprünglichen Ausschreibungsvolumina ohne Anpassungen (kontrafaktisches Szenario). Analog wird der HHI als Maß für die Marktkonzentration unter den bezuschlagten Geboten ermittelt, wiederum für die Szenarien mit und ohne Mengensteuerung. Neben dem absoluten HHI ist auch die relative Änderung des HHI durch die Mengensteuerung abgetragen.

- Die Ausschreibungsrunde 01.11.2022 zeigt, dass trotz endogener Mengensteuerung die Ausschreibungsrunde ebenso wie die beiden vorangegangenen Runden unterzeichnet ist. Das Verhältnis von Gebots- zu Auktionsvolumen steigt durch die Mengenkürzung um ein Viertel auf rund 70 %. Die Unterzeichnung in allen Ausschreibungsrunden im Jahr 2022 kann auch auf die von 2021 nach 2022 deutlich gestiegenen Ausschreibungsvolumina in Kombination mit rückläufigem Gebotsvolumen (s. oben) zurückgeführt werden.
- Da die Ausschreibungsrunde 01.11.2022 sowohl mit als auch ohne Berücksichtigung der Mengensteuerung unterzeichnet ist, zeigt sich kein Effekt auf die Marktkonzentration gemessen am HHI. Da in beiden Fällen alle zugelassen Gebote den Zuschlag erhalten ist der HHI gleich.
- In den Runden vom 01.06.2021 bis zum 01.06.2022, in denen sonstige Mengensteuerungsmechanismen zum Einsatz kommen, zeigt sich kein signifikanter Effekt auf das Wettbewerbsniveau. Auch die absolute Änderung des HHI in diesen Runden durch die Mengenanpassung ist vernachlässigbar.

Abbildung 3.3.6-2. Verhältnis von Gebots- zu Auktionsvolumen mit und ohne Mengensteuerung bei Ausschreibungen für Solar-Freiflächenanlagen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

3.3.6.2 Solar-Aufdachanlagen (zweites Segment)

Um den Einfluss der Mengensteuerungsmechanismen auf die Wettbewerbsintensität darzustellen, wird zunächst diskutiert, welche Mechanismen in den betrachteten Runden zum Einsatz kamen (endogene Mengensteuerung und sonstige Mechanismen). Anschließend werden anhand der Indikatoren Verhältnis von Gebots- zu Ausschreibungsvolumen und HHI Änderungen in der Wettbewerbsintensität und Marktkonzentration analysiert. Fokus liegt dabei auf den Ausschreibungsrunden, in denen Mengensteuerungsmechanismen zum Einsatz kamen, die explizit den Wettbewerb erhöhen sollen (endogene Mengensteuerung).

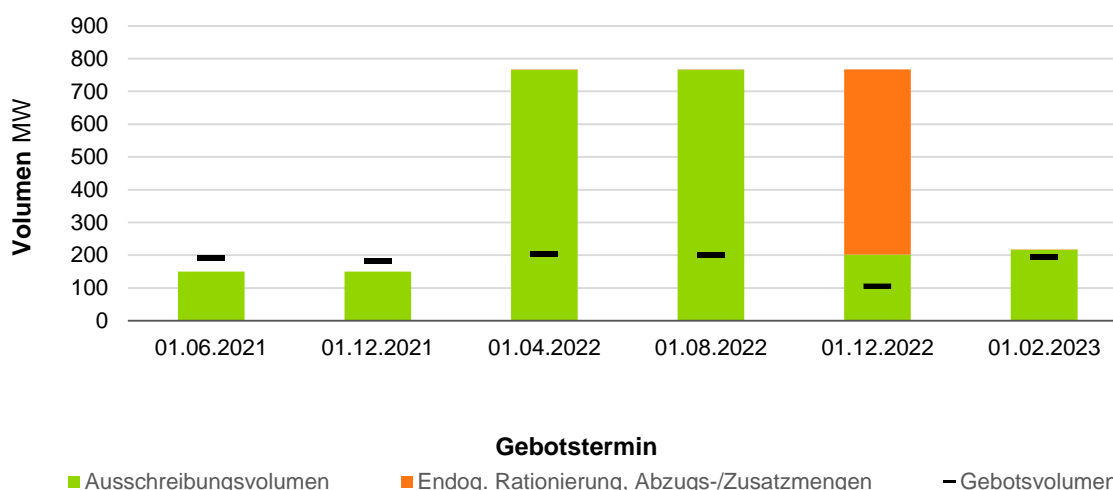
Einen Überblick der erfolgten Änderungen der Ausschreibungsmengen in den verschiedenen Runden ist in Abbildung 3.3.6-4 dargestellt. Der Vergleich mit dem Gebotsvolumen der jeweiligen Runde erlaubt Rückschlüsse auf Über- und Unterzeichnung der Runden. In Tabelle 3.3.6-2 ist zudem aufgeschlüsselt, bei welchen Ausschreibungsrunden endogene Mengensteuerung oder sonstige Mechanismen zur Anwendung kamen.

- Im Jahr 2022 galten Sonderausschreibungsvolumina, die erheblich über den bisherigen Ausschreibungs- und auch Gebotsvolumina lagen. Zusammen mit der Gebotszurückhaltung aufgrund gestiegener Anlagen- und Finanzierungskosten resultierte dies in starker Unterzeichnung.
- In der Folge kam es in der letzten Ausschreibungsrunde 2022 vom 01.12.2022 zur Anwendung einer Form der endogenen ex-ante-Mengensteuerung (§ 28a Abs. 5 EEG 2021). Dabei wurde die Ausschreibungsmenge in Abhängigkeit von den Gebotsvolumina der zwei vorangehenden Runden bestimmt. Aufgrund der geringen Menge an zugelassenen Geboten in den Vorrunden wurde das Ausschreibungsvolumen um rund 75 % verringert. Auch nach Mengenanpassung wurde in dieser Ausschreibungsrunde – ebenso wie die beiden vorangegangenen Runden – keine Überzeichnung erreicht. Dies kann auch auf ein in dieser Runde geringes Gebotsvolumen zurückgeführt werden, welches deutlich hinter den Gebotsvolumina der vorangegangenen Runden zurückbleibt.

Tabelle 3.3.6-2. Ausschreibungsvolumina und Mengenanpassungen bei Ausschreibungen für Solar-Aufdachanlagen

Ausschreibungsrunde	Ursprüngliches Ausschreibungsvolumen (MW)	Endogene Mengensteuerung (MW)	Sonstige Mengensteuerung (MW)	Tatsächliches Ausschreibungsvolumen (MW)
01.06.2021	150,0			150,0
01.12.2021	150,0			150,0
01.04.2022	767,0			767,0
01.08.2022	767,0			767,0
01.12.2022	767,0	-564,7		202,3
01.02.2023	217,0			217,0

Abbildung 3.3.6-3: Ausschreibungsvolumen und Mengensteuerung der Ausschreibungsrunden für Solar-Aufdachanlagen



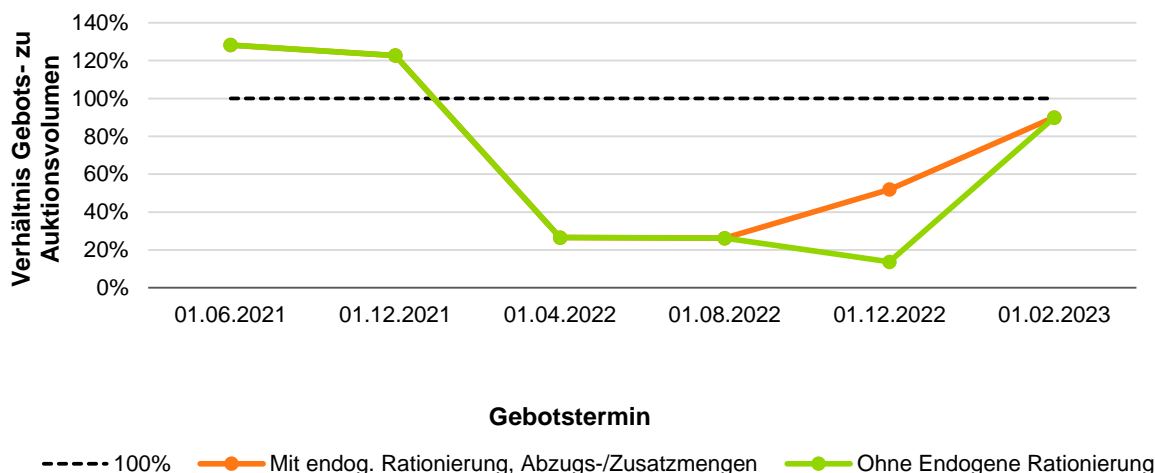
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Die Wirkung der Mengensteuerung auf die Wettbewerbsintensität kann Abbildung 3.3.6-5 entnommen werden. Dargestellt ist das Verhältnis von Gebots- zu Auktionsvolumen für die tatsächlichen Ausschreibungsvolumina inklusive Mengensteuerung sowie die ursprünglichen Ausschreibungsvolumina ohne Anpassungen (kontrafaktisches Szenario). Analog wird der HHI als Maß für die Marktkonzentration unter den bezuschlagten Geboten ermittelt, wiederum für die Szenarien mit und ohne Mengensteuerung. Neben dem absoluten HHI ist auch die relative Änderung des HHI durch die Mengensteuerung abgetragen.

- Die Ausschreibungsrunde 01.12.2022, in der eine endogene Mengensteuerung vorgenommen wurde, wird näher betrachtet. Eine starke Kürzung der Ausschreibungsmenge mittels endogener Mengensteuerung wurde vorgenommen. Dennoch konnte keine Überzeichnung erreicht werden. Das Verhältnis von Gebots- zu Auktionsvolumen steigt von unter 20 % auf lediglich rund 50 %.
- Da die Ausschreibungsrunde sowohl mit als auch ohne Berücksichtigung der Mengensteuerung unterzeichnet ist, zeigt sich kein Effekt auf die Marktkonzentration gemessen am HHI. Da in beiden Fällen alle zugelassen Gebote den Zuschlag erhalten

ist der HHI gleich. Der gewünschte Effekt – das Erhöhen des Wettbewerbs durch die Verringerung der Ausschreibungsmenge wurde nicht erreicht.

Abbildung 3.3.6-4. Verhältnis von Gebots- zu Auktionsvolumen mit und ohne Mengensteuerung bei Ausschreibungen für Solar-Aufdachanlagen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

3.3.6.3 Windenergie an Land

Um den Einfluss der Mengensteuerungsmechanismen auf die Wettbewerbsintensität darzustellen, wird zunächst diskutiert, welche Mechanismen in den betrachteten Runden zum Einsatz kamen (endogene Mengensteuerung und sonstige Mechanismen). Anschließend werden anhand der Indikatoren Verhältnis von Gebots- zu Ausschreibungsvolumen und HHI Änderungen in der Wettbewerbsintensität und Marktkonzentration analysiert. Fokus liegt dabei auf den Ausschreibungsrunden, in denen Mengensteuerungsmechanismen zum Einsatz kamen, die explizit den Wettbewerb erhöhen sollen (endogene Mengensteuerung).

Einen Überblick der erfolgten Änderungen der Ausschreibungsmengen in den verschiedenen Runden ist in Abbildung 3.3.6-7 dargestellt. Der Vergleich mit dem Gebotsvolumen der jeweiligen erlaub Rückschlüsse auf Über- und Unterzeichnung der Runden. In Tabelle 3.3.6-3 ist zudem aufgeschlüsselt, bei welchen Ausschreibungsrunden endogene Mengensteuerung oder sonstige Mechanismen zur Anwendung kamen.

- In den Ausschreibungsrunden 01.05.2021, 01.12.2022 und 01.05.2023 wurde eine endogene Mengensteuerung nach § 28 Abs. 6 EEG 2021 bzw. § 28 Abs. 6 EEG 2021 vorgenommen. Die Ausschreibungsmengen wurden dabei um 17% (01.05.2021), rund 50 % (01.12.2022) bzw. rund 10 % (01.05.2023) reduziert.
- Die drei betrachteten Ausschreibungsrunden waren unterzeichnet. Für die Ausschreibungsrunde 01.05.2023 lässt sich dies auch auf die gegenüber dem Vorjahr deutlich angehobenen Ausschreibungsmengen zurückführen. In der Ausschreibungsrunde 01.12.2022 zeigt sich ein Abwarten der Anbieter auf die Novelle des EEG, die absehbar mit einer Erhöhung der Höchstpreise einhergehen würde. In den Jahren 2021 und 2022 zeigt sich bei gleichbleibendem Niveau der Ausschreibungsmenge ein starkes Schwanken der Gebotsvolumina. Dies ist auch auf die wirtschaftliche Unsicherheit zurückzuführen, die mit den Auswirkungen der Covid-Pandemie sowie des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine einher gingen. Anbieter zeigten sich zurückhaltend im Angesicht stark steigender Kosten. Darüber hinaus stellte die mangelnde

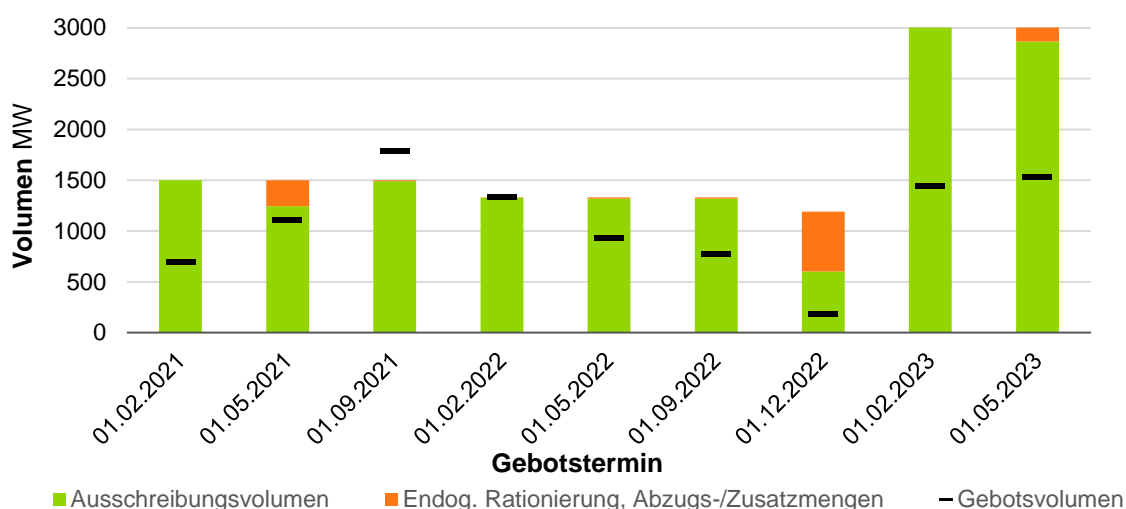
Verfügbarkeit von Standorten/Flächen ein Hemmnis für Anbieter dar. Insgesamt zeigt sich damit unabhängig von den Mengenkürzungen gegenüber den Ausschreibungsmengen ein mangelndes Angebot.

- Neben der diskutierten endogenen Mengensteuerung wurden in mehreren Ausschreibungsrunden der Jahre 2021 und 2022 sonstige Mengensteuerungsmechanismen eingesetzt (nach § 28 Abs. 3 EEG 2021). Diese verringerten das jeweilige Ausschreibungsvolumen in vernachlässigbarem Maße.

Tabelle 3.3.6-3. Ausschreibungsvolumina und Mengenanpassungen bei Ausschreibungen für Windenergie an Land

Ausschreibungsrunde	Ursprüngliches Ausschreibungsvolumen (MW)	Endogene Mengensteuerung (MW)	Sonstige Mengensteuerung (MW)	Tatsächliches Ausschreibungsvolumen (MW)
01.02.2021	1.500,0			1.500,0
01.05.2021	1.500,0	-248,8	-8,0	1.243,2
01.09.2021	1.500,0		-8,0	1.492,0
01.02.2022	1.333,3		-5,1	1.328,2
01.05.2022	1.333,3		-13,5	1.319,8
01.09.2022	1.333,3		-13,5	1.319,8
01.12.2022	1.190,0	-586,1		603,9
01.02.2023	3.210,0			3.210,0
01.05.2023	3.210,0	-344,1		2.865,9

Abbildung 3.3.6-5. Ausschreibungsvolumen und Mengensteuerung der Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

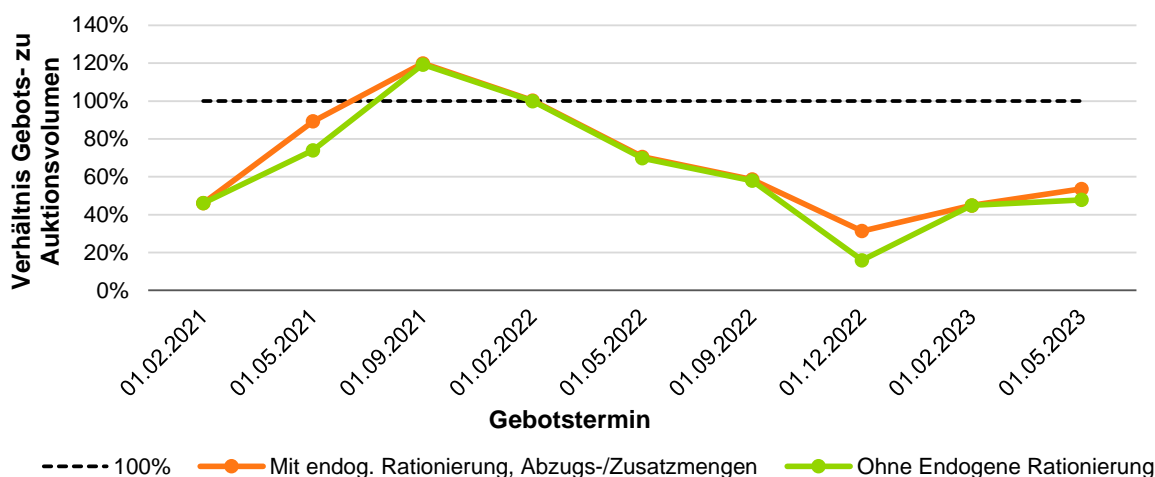
Die Wirkung der Mengensteuerung auf die Wettbewerbsintensität kann Abbildung 3.3.6-8 entnommen werden. Dargestellt ist das Verhältnis von Gebots- zu Auktionsvolumen für die

tatsächlichen Ausschreibungsvolumina inklusive Mengensteuerung sowie die ursprünglichen Ausschreibungsvolumina ohne Anpassungen (kontrafaktisches Szenario). Analog wird der HHI als Maß für die Marktkonzentration unter den bezuschlagten Geboten ermittelt, wiederum für die Szenarien mit und ohne Mengensteuerung. Neben dem absoluten HHI ist auch die relative Änderung des HHI durch die Mengensteuerung abgetragen.

- In den drei Ausschreibungsrunden mit endogener Mengensteuerung (01.05.2021, 01.12.2022 und 01.05.2023) konnte das Verhältnis von Ausschreibungs- zu Gebotsvolumina jeweils geringfügig erhöht werden – es verbleibt dennoch in allen Fällen unterhalb der 90 %-Schwelle.
- Die drei Ausschreibungsrunden sind sowohl mit als auch ohne Berücksichtigung der Mengensteuerung durch die BNetzA unterzeichnet. Daher sind auch keine Effekte auf die Marktkonzentration gemessen am HHI erkennbar. In allen drei Fällen werden alle zugelassen Gebote bezuschlagt. Der HHI bleibt in diesen drei Runden also konstant zwischen tatsächlicher Ausschreibungsmenge und kontrafaktischem Szenario mit Ausschreibungsmenge ohne Mengensteuerung.
- Lediglich in Ausschreibungsrunde 01.05.2021 wurde durch die Mengensteuerung das Niveau von Ausschreibungsvolumen und Gebotsvolumen soweit angeglichen, dass eine Überzeichnung ex-ante realistisch schien. Dies könnte sich potenziell auf das Gebotsverhalten der Bieter ausgewirkt haben und zu einer Veränderung der Gebotskurve geführt haben, die jedoch am HHI nicht ablesbar ist, da sich der Indikator lediglich auf die Angebotsvolumina, nicht jedoch die Preise bezieht.

Insgesamt zeigt sich, dass die Ausschreibungsmengen in den Runden mit endogener Mengensteuerung nicht weit genug abgesenkt wurden, um tatsächlich eine Überzeichnung herbeizuführen. Damit wurde auch das Niveau des Wettbewerbs durch realisierte Verringerung der Ausschreibungsmenge in den betrachteten Ausschreibungsrunden nicht signifikant angehoben.

Abbildung 3.3.6-6. Verhältnis von Gebots- zu Auktionsvolumen mit und ohne Mengensteuerung bei Ausschreibungen für Windenergie an Land



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Neben den beschriebenen kurzfristigen Effekten der endogenen Mengensteuerung kann sich diese auch langfristig über verschiedene Ausschreibungsrunden hinweg auf das Gebotsverhalten der Anbieter auswirken. Da sich diese langfristigen Effekte nicht anhand der

vorliegenden Ausschreibungsergebnisse zeigen lassen, wird die Wirkweise im Folgenden qualitativ dargestellt.

Um den Wirkmechanismus der endogenen Mengensteuerung nachzuvollziehen und deren Rückwirkung auf den Wirkmechanismus der EE-Förderung zu beschreiben, wird auf die Methodik der **Theory of Change** zurückgegriffen. Diese beschreibt die Wirkungskette von Interventionen, indem ausgehend von eingesetzten Mitteln und Aktivitäten, die erzielten Leistungen und Ergebnisse dargestellt werden. Aus diesen wiederum leitet sich die Wirkung der Intervention ab; im Fall der EE-Förderung bspw. ein Beitrag zum Klimaschutz. Die entsprechenden Wirkungsketten von EE-Förderung und endogener Mengensteuerung sind in Abbildung 3.3.6-9 dargestellt.

Neben der kurzfristig gewünschten Leistung endogener Mengensteuerung, also dem Verstärken des Wettbewerbs in EE-Ausschreibungen, zeigt sich dabei eine langfristig potenziell negative Nebenwirkung auf den EE-Ausbau. Spiel- und markttheoretische Untersuchungen endogener Mengensteuerung in der einschlägigen Literatur verweisen darauf, dass endogene Mengensteuerung Anbieter aus dem Markt (EE-Ausschreibungen) verdrängen und sukzessive das Angebot verringern können.

Aus spieltheoretischer Sicht sorgt das Verringern der Ausschreibungsmenge dafür, dass Anbietern am oberen teuren Ende der Angebotskurve die Gewinnmöglichkeit genommen wird. Schließlich sorgt das Verringern der Ausschreibungsmenge dafür, dass ihre Zuschlagswahrscheinlichkeit gegen Null geht. Die Teilnahme an Ausschreibungen ist jedoch mit erheblichen Qualifikationskosten verbunden, wie sie bei Windenergieausschreibungen bspw. durch die einzuholenden Genehmigungen entstehen (Planungskosten machen mit einem Drittel den größten Anteil der Investitionsnebenkosten aus⁶⁸). Für Anbieter am oberen Ende der Angebotskurve besteht also durch die endogene Mengensteuerung keine Möglichkeit mehr ihre Qualifikationskosten für die Teilnahme an einer Ausschreibung zu refinanzieren: Kosten entstehen, während die Chance auf einen Gewinn durch Bezuschlagung und Förderung in der Ausschreibung verschwindend gering ist. In Konsequenz werden Anbieter die Qualifikationskosten nicht erst leisten, sondern sich aus dem Markt zurückziehen. Die Attraktivität des Marktes sinkt so langfristig und immer mehr Anbieter werden durch weiter sinkende Ausschreibungsmengen aus dem Markt verdrängt. In Konsequenz geht langfristig die Angebotsmenge stark zurück⁶⁹.

Auch aus markttheoretischer Sicht können die negativen Wechselwirkungen endogener Mengensteuerung mit dem EE-Ausbau erklärt werden. In einem funktionierenden Markt wird durch Ausgleich von Angebot und Nachfrage sowohl Menge als auch Preis bestimmt. Dies hat zur Folge, dass bei geringem Angebot die Preise steigen und Anreize für eine Ausweitung des Angebots gesetzt werden. Dieser Zusammenhang wird durch die endogene Rationierung außer Kraft gesetzt. Durch die Reduktion der Nachfragemenge wird auch bei geringem Angebot der Wettbewerb verschärfte und Preise verringert – das Knappheitssignal hoher Preise bleibt also aus. Darüber hinaus treten durch endogene Mengensteuerung auch Anreize zur Angebotsverzerrung auf. So können Anbieter mit mehreren Angeboten/Projekten durch Verzerrung ihrer Angebotspreise ihre Zuschlagswahrscheinlichkeit erhöhen.⁷⁰

Vor diesem theoretischen Hintergrund kann die vorliegende Empirie der Ausschreibungsrunden eingeordnet werden. In den untersuchten Ausschreibungsrunden wurde durch den Einsatz der endogenen Mengensteuerung keine Überzeichnung erreicht, womit auch keine Gebote ausgeschlossen wurden. Dies heißt, dass die zuvor diskutierten negativen Effekte –

⁶⁸ Siehe [Deutsche Windguard, ZSW, et al. \(2023\)](#)

⁶⁹ <https://games.econ.kit.edu/downloads/EndogeneRationierungEhrhartHankeOtt190517.pdf>

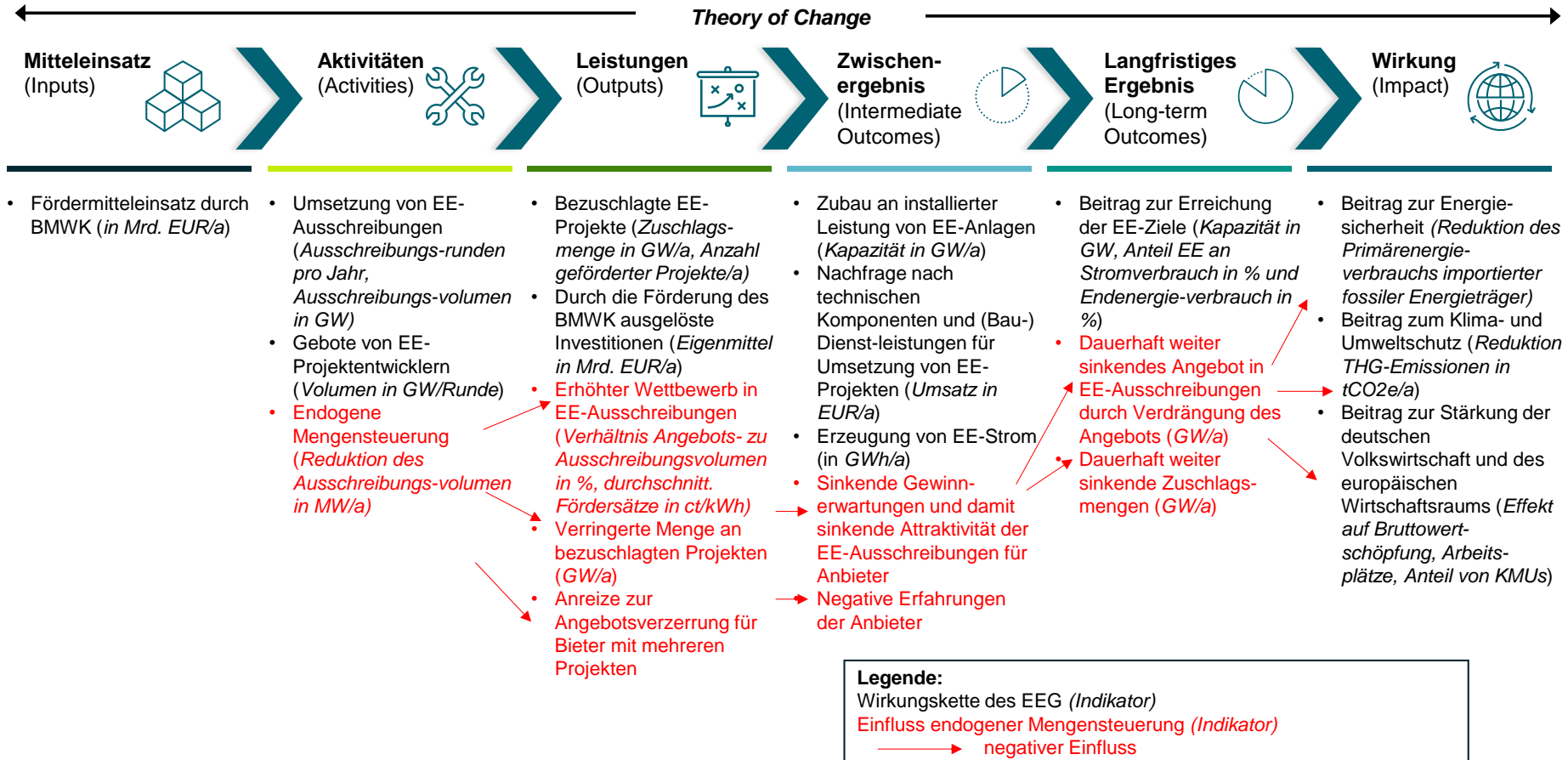
⁷⁰ <https://games.econ.kit.edu/downloads/EndogeneRationierungEhrhartHankeOtt190517.pdf>

das Verdrängen teurer Anbieter und das Verhindern von Knappheitspreisen – in den untersuchten Runden nicht zum Tragen gekommen sind. Zumindest auf Basis der vorliegenden Daten kann nicht nachgewiesen werden, dass die praktizierte Methode der endogenen Mengensteuerung zu den negativen, langfristigen Folgen führt, die in der Theorie beschrieben werden. Ein Grund hierfür ist, dass die für Windenergie an Land vorgesehenen Mechanismen der endogenen Mengensteuerung keine „echte“ endogene Mengensteuerung vorsehen führt, wie sie bspw. für Biomasse-Ausschreibungen vorgesehen ist.

Die häufig zu verzeichnende Unterzeichnung der Ausschreibungen muss auch vor dem Hintergrund eines deutlichen Anstiegs der Ausschreibungsmengen in den vergangenen Jahren sowie einem schwierigen Marktumfeld gesehen werden. Das Marktumfeld für Windenergie-Projektierer war geprägt durch drastische Steigerungen der Finanzierungskosten einerseits als auch der Materialkosten andererseits. Zudem ist der betrachtete Zeitraum zu kurz, um Rückschlüsse auf ein verändertes Gebotsverhalten der Projektierer in Folge endogener Mengensteuerung zu ziehen. Vielmehr spricht das weiterhin zu gering ausfallende Angebot in den Onshore-Windenergie-Ausschreibungen dafür, dass wichtige Barrieren für Projektierer bestehen, die durch eine endogene Mengensteuerung nicht adressiert werden können. Wichtigste Barriere ist die geringe Flächenverfügbarkeit, die das Angebot begrenzt. Darüber hinaus stellen neben dem bereits erwähnten schwierigen Marktumfeld auch Kosten für Vorentwicklung, Genehmigung und Qualifikation für Ausschreibungen ein Hemmnis zur Ausweitung des Angebots dar⁷¹.

⁷¹ Siehe Erhart, Hanke, Otte (2019): Endogene Rationierung in Ausschreibungen für Erneuerbare Energien

Abbildung 3.3.6-7. Wirkungskette (Theory of Change) der EE-Förderung mittels Ausschreibungen sowie endogener Mengensteuerung



3.3.6.4 Windenergie auf See

Eine analoge Untersuchung der Auswirkung der Mengensteuerung auf die Wettbewerbsintensität, wie für die restlichen Fördersegmente, war im Bereich der Windenergie auf See aufgrund fehlender Daten nicht möglich. Für die Diskussion des Wettbewerbs im Fördersegment Wind auf See wird auf die Ausführungen in den Kapiteln 3.3.13 bis 3.3.16 verwiesen.

3.3.6.5 Biomasseanlagen

Um den Einfluss der Mengensteuerungsmechanismen auf die Wettbewerbsintensität darzustellen, wird zunächst diskutiert, welche Mechanismen in den betrachteten Runden zum Einsatz kamen (endogene Mengensteuerung und sonstige Mechanismen). Anschließend werden anhand der Indikatoren Verhältnis von Gebots- zu Ausschreibungsvolumen und HHI Änderungen in der Wettbewerbsintensität und Marktkonzentration analysiert. Fokus liegt dabei auf den Ausschreibungsrunden, in denen Mengensteuerungsmechanismen zum Einsatz kamen, die explizit den Wettbewerb erhöhen sollen (endogene Mengensteuerung).

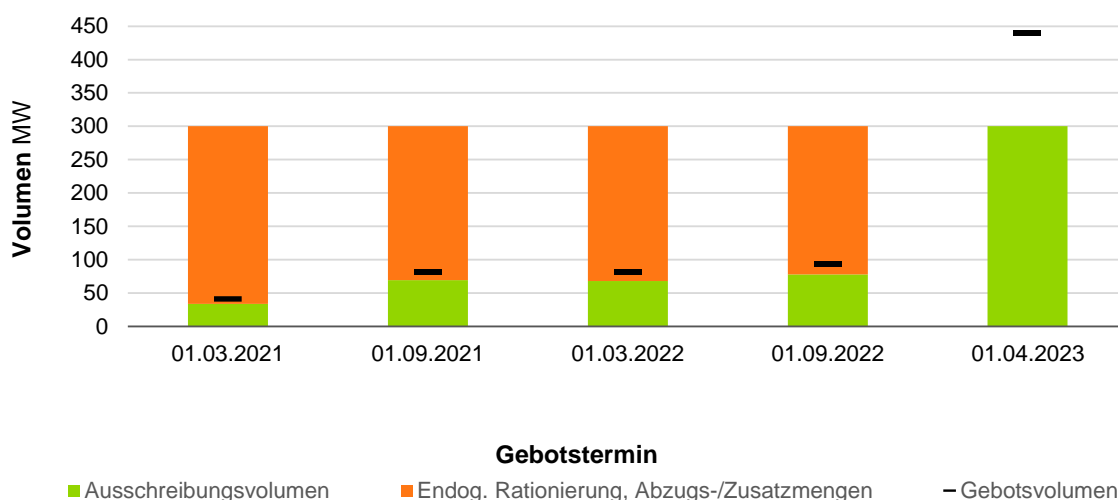
Einen Überblick der erfolgten Änderungen der Ausschreibungsmengen in den verschiedenen Runden ist in Abbildung 3.3.6-10 dargestellt. Der Vergleich mit dem Gebotsvolumen der jeweiligen erlaub Rückschlüsse auf Über- und Unterzeichnung der Runden. In Tabelle 3.3.6-4 ist zudem aufgeschlüsselt, bei welchen Ausschreibungsrunden endogene Mengensteuerung oder sonstige Mechanismen zur Anwendung kamen.

- In drei Ausschreibungsrunden (01.09.2021, 01.03.2022, 01.09.2022) wurden sonstige Mengensteuerungsmechanismen eingesetzt (§ 28b Abs. 2 S. 2 Nr. 2 EEG 2021), um den Zubau von Anlagen mit administrativer Förderung im Vorjahr zu berücksichtigen. Durch diese wurde das jeweilige Ausschreibungsvolumen um 5-8 % reduziert.
- Vier der fünf Ausschreibungsrunden im Untersuchungszeitraum waren unterzeichnet (01.03.2021 bis 01.09.2022). In diesen Ausschreibungsrunden kam eine ex-post-Mengensteuerung entsprechend der sogenannten 80 %-Regel zum Einsatz (§ 39d EEG 2021). Die Mengenreduktion war also abhängig vom Volumen der eingereichten Gebote in der jeweiligen Ausschreibungsrunde. Diese ex-post-Mengensteuerung entspricht also einer äquivalenten Reduktion des Ausschreibungsvolumens um 68-89 % in den vier Runden.

Tabelle 3.3.6-4. Ausschreibungsvolumina und Mengenanpassungen bei Ausschreibungen für Biomasseanlagen

Ausschreibungsrunde	Ursprüngliches Ausschreibungsvolumen (MW)	Endogene Mengensteuerung (MW) ⁷²	Sonstige Mengensteuerung (MW)	Tatsächliches Ausschreibungsvolumen (MW) ⁷³
01.03.2021	300,0	-266,1		33,9
01.09.2021	300,0	-205,4	-25,1	69,6
01.03.2022	300,0	-206,6	-25,1	68,3
01.09.2022	300,0	-207,6	-14,2	78,2
01.04.2023	300,0			300,0

Abbildung 3.3.6-8. Ausschreibungsvolumen und Mengensteuerung der Ausschreibungsrunden für Biomasseanlagen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Die Wirkung der Mengensteuerung auf die Wettbewerbsintensität kann Abbildung 3.3.6-11 und Abbildung 3.3.6-12 entnommen werden. Dargestellt ist das Verhältnis von Gebots- zu Auktionsvolumen für die tatsächlichen Ausschreibungsvolumina inklusive Mengensteuerung sowie die ursprünglichen Ausschreibungsvolumina ohne Anpassungen (kontrafaktisches Szenario). Analog wird der HHI als Maß für die Marktkonzentration unter den bezuschlagten Geboten dargestellt, wiederum für die Szenarien mit und ohne Mengensteuerung. Neben dem absoluten HHI ist auch die relative Änderung des HHI durch die Mengensteuerung abgetragen.

- Durch die ex-post-Mengensteuerung wurde das Verhältnis von Gebots- zu Auktionsvolumen in den vier unterzeichneten Ausschreibungsrunden stark erhöht und

⁷² Volumen der endogenen Mengensteuerung ermittelt als Differenz des ursprünglichen Ausschreibungsvolumens und sonstiger Mengensteuerung sowie Zuschlagsvolumen.

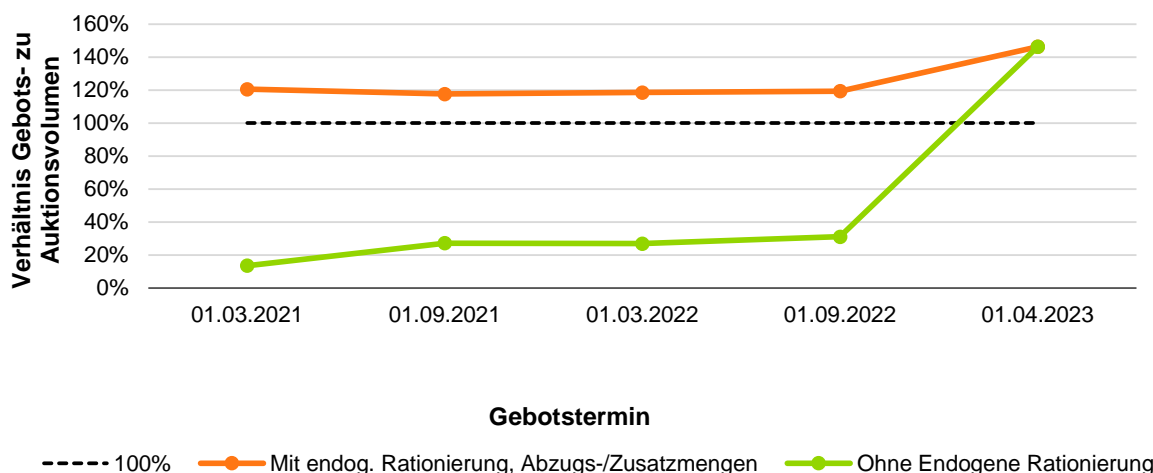
⁷³ Bei Biomasse findet keine Änderung der Ausschreibungsmenge statt. Stattdessen wird die Zuschlagsmenge angepasst. Angegeben ist hier also das der 80 %-Regel äquivalente Ausschreibungsvolumen, welches der Zuschlagsmenge entspricht.

auf jeweils auf rund 120 % angehoben⁷⁴. Diese endogene Mengensteuerung resultiert qua Design in wettbewerblichen Ausschreibungen, so dass die teuersten Anbieter aufgrund der verringerten Ausschreibungsmenge keinen Zuschlag mehr erhalten. Kurzfristig kann durch diese Regelung in allen Ausschreibungsrunden Wettbewerb sichergestellt werden. Langfristig besteht durch die Regelung die Gefahr, dass Angebot verdrängt wird, die Attraktivität des Ausschreibungssegments abnimmt und das Angebotsvolumen insgesamt zurückgeht. Eine Diskussion dieser Effekte findet sich im Abschnitt zu Windenergie an Land.

- Ein Nebeneffekt der Nichtbezuschlagung von Geboten durch endogene Mengensteuerung ist eine erhöhte Marktkonzentration, die sich in einem geringfügig höheren HHI zeigt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass durch die Verringerung des Zuschlagvolumens hochpreisige Gebote mit tendenziell unterdurchschnittlichem Gebotsvolumen keinen Zuschlag mehr erhalten. Bedingt durch die geringere Anzahl an bezuschlagten Bietern mit höherem Marktanteil (d. h. relativer Anteil des Gebotsvolumens am gesamten bezuschlagten Volumen) steigt der HHI. Dennoch verbleibt der HHI in allen Ausschreibungsrunden auf einem geringen Niveau, welches einem nicht-konzentrierten Markt entspricht.
- Bei der Analyse der Wettbewerbssituation in den Biomasseanlagen müssen mehrere Effekte beachtet werden. Zum einen nehmen sowohl Bestandsanlagen als auch Neuanlagen an den Ausschreibungen teil, wobei Bestandsanlagen den überwiegenden Teil der Gebote ausmachen (siehe Abschnitt 3.3.8). Für Bestands- und Neuanlagen gelten jeweils unterschiedliche Höchstpreise. Für Bestandsanlagen größer 150 kW wird gemäß § 39g Abs. 6 EEG der anzulegende Wert individuell berechnet. Dies erfolgt unabhängig von Zuschlagswert der Anlage. Desweiteren wird in den Biomasseauschreibungen seit 2022 eine Südquote angewendet (siehe Abschnitt 3.3.24). In der Ausschreibungsrunde im April 2023 ist erstmals eine deutliche Überzeichnung zu beobachten. Es wird davon ausgegangen, dass sich dieser Trend fortsetzt, da die zubaustarken Jahrgänge der Bestandsbiomasseanlagen nun langsam das Ende ihrer Förderdauer erreichen und somit zur Teilnahme an den Ausschreibungen für eine Anschlussförderung berechtigt sind.

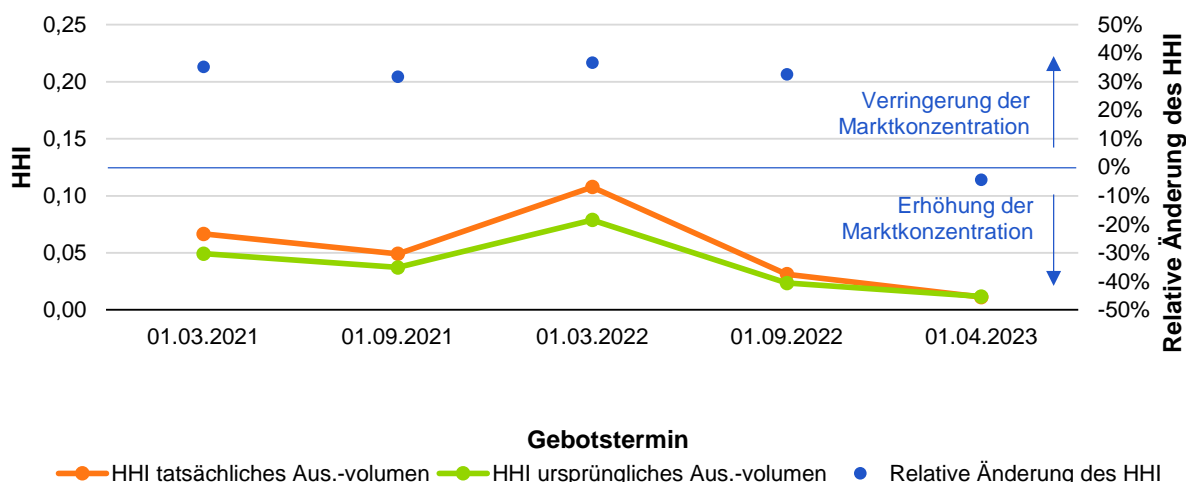
⁷⁴ Anwendung der 80 %-Regel führt per Definition zu einem Verhältnis des Gebots- zu Auktionsvolumens von 125 % (= 1 / 0,8). Abweichungen kommen dadurch zustande, dass mit dem letzten bezuschlagten Gebot das 80 %-Ziel in der Regel überschritten wird.

Abbildung 3.3.6-9. Verhältnis von Gebots- zu Auktionsvolumen mit und ohne Mengensteuerung bei Ausschreibungen für Biomasseanlagen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Abbildung 3.3.6-10. Änderung des HHI durch Mengensteuerung in den Ausschreibungen für Biomasseanlagen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

3.3.6.6 Biomethananlagen

Um den Einfluss der Mengensteuerungsmechanismen auf die Wettbewerbsintensität darzustellen, wird zunächst diskutiert, welche Mechanismen in den betrachteten Runden zum Einsatz kamen (endogene Mengensteuerung und sonstige Mechanismen). Anschließend werden anhand der Indikatoren Verhältnis von Gebots- zu Ausschreibungsvolumen und HHI Änderungen in der Wettbewerbsintensität und Marktkonzentration analysiert. Fokus liegt dabei auf den Ausschreibungsrunden, in denen Mengensteuerungsmechanismen zum Einsatz kamen, die explizit den Wettbewerb erhöhen sollen (endogene Mengensteuerung).

Einen Überblick der erfolgten Änderungen der Ausschreibungsmengen in den verschiedenen Runden ist in Abbildung 3.3.6-11 dargestellt. Der Vergleich mit dem Gebotsvolumen der jeweiligen erlaub Rückschlüsse auf Über- und Unterzeichnung der Runden. In Tabelle

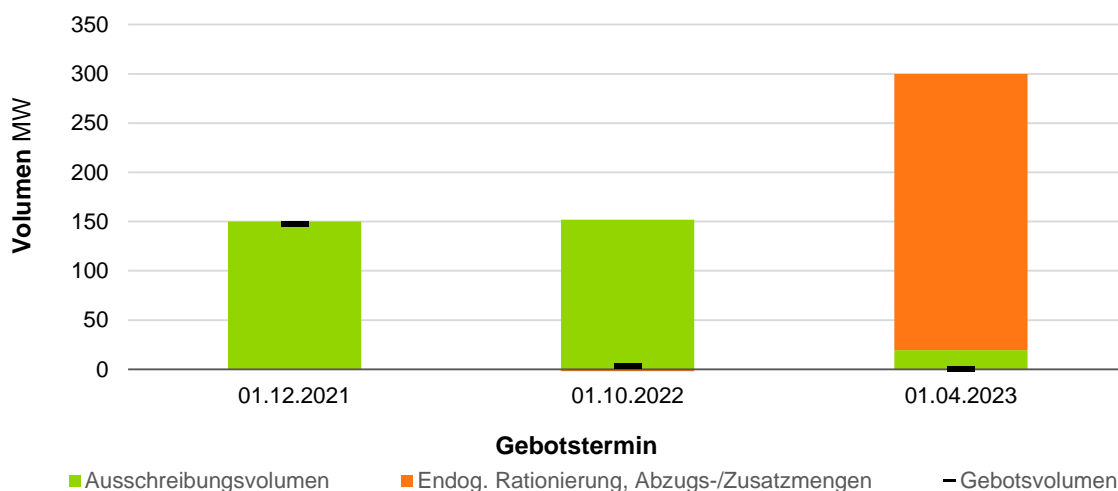
3.3.6-5 ist zudem aufgeschlüsselt, bei welchen Ausschreibungsrunden endogene Mengensteuerung oder sonstige Mechanismen zur Anwendung kamen.

- Lediglich in der Ausschreibungsrunden 01.04.2023. wurde endogene Mengensteuerung aufgrund drohender Unterzeichnung eingesetzt (§ 28 Abs. 6d EEG 2023). In dieser Ausschreibungsrunde wurden jedoch keine Gebote abgegeben. Aufgrund des eklatanten Mangels an Angebot konnte auch keine Erhöhung des Wettbewerbs durch die Mengensteuerung erzielt werden. Aufgrund der fehlenden Angebote können auch keine weiterführenden Analysen zur Wettbewerbsintensität vorgenommen werden.
- Die deutliche Unterzeichnung in den beiden Ausschreibungsrunden 2022 und 2023 werden auf das mangelnde Angebot von Biomethan, welches wirtschaftlich zur Stromerzeugung eingesetzt werden kann zurückgeführt⁷⁵.

Tabelle 3.3.6-5. Ausschreibungsvolumina und Mengenanpassungen bei Ausschreibungen für Biomasseanlagen

Ausschreibungsrunde	Ursprüngliches Ausschreibungsvolumen (MW)	Endogene Mengensteuerung (MW)	Sonstige Mengensteuerung (MW)	Tatsächliches Ausschreibungsvolumen (MW)
01.12.2021	150,0			150,0
01.10.2022	150,0			150,0
01.04.2023	300,0	-280,5		19,5

Abbildung 3.3.6-11: Ausschreibungsvolumen und Mengensteuerung der Ausschreibungsrunden für Biomethananlagen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

⁷⁵ Siehe Erfahrungsbericht der Bundesregierung zum Erneuerbare-Energien-Gesetz und Windenergie-auf-See-Gesetz siehe https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erfahrungsbericht-erneuerbare-energien-gesetz-windenergie-auf-see-gesetz.pdf?__blob=publicationFile&v=2

3.3.6.7 Innovationsausschreibungen

Um den Einfluss der Mengensteuerungsmechanismen auf die Wettbewerbsintensität darzustellen, wird zunächst diskutiert, welche Mechanismen in den betrachteten Runden zum Einsatz kamen (endogene Mengensteuerung und sonstige Mechanismen). Anschließend werden anhand der Indikatoren Verhältnis von Gebots- zu Ausschreibungsvolumen und HHI Änderungen in der Wettbewerbsintensität und Marktkonzentration analysiert. Fokus liegt dabei auf den Ausschreibungsrunden, in denen Mengensteuerungsmechanismen zum Einsatz kamen, die explizit den Wettbewerb erhöhen sollen (endogene Mengensteuerung).

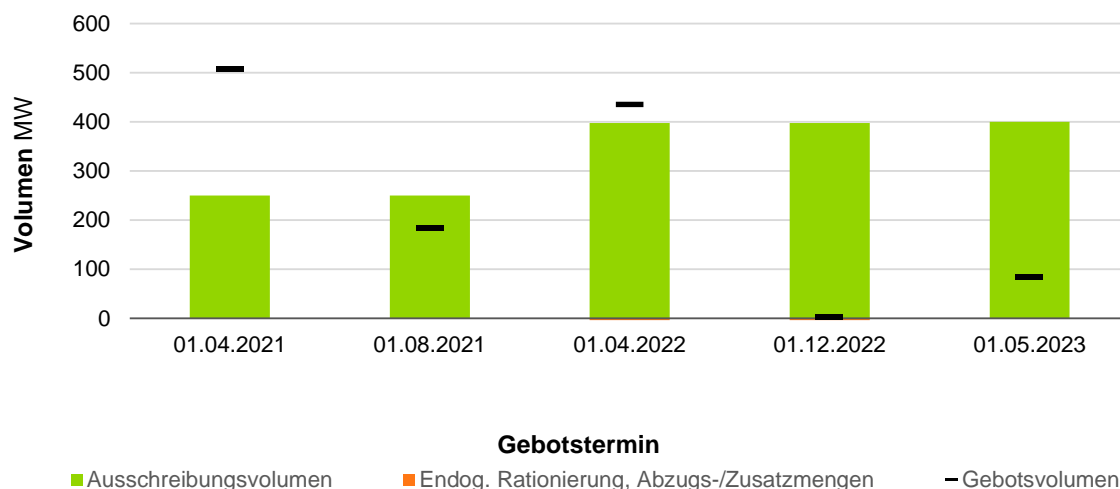
Einen Überblick der erfolgten Änderungen der Ausschreibungsmengen in den verschiedenen Runden ist in Abbildung 3.3.6-12 dargestellt. Der Vergleich mit dem Gebotsvolumen der jeweiligen Runde erlaubt Rückschlüsse auf Über- und Unterzeichnung der Runden. In Tabelle 3.3.6-6 ist zudem aufgeschlüsselt, bei welchen Ausschreibungsrunden endogene Mengensteuerung oder sonstige Mechanismen zur Anwendung kamen.

- Bei den betrachteten Runden der Innovationsausschreibungen kam keine Kürzung der Ausschreibungsmengen durch endogene Mengensteuerung zum Einsatz. Vielmehr wurde in den Runden 01.04.2022 und 01.12.2022 das Ausschreibungsvolumen um rund ein Viertel erhöht (§ 28c Abs. 3 EEG 2021). Die Erhöhung wurde in dem Umfang durchgeführt, in dem Gebotsmengen im Vorjahr nicht bezuschlagt werden konnten. Da keine Mengenkürzungen vorgenommen wurden, werden im Sinne der Fragestellung keine weiterführenden Analysen zur Wettbewerbsintensität vorgenommen.

Tabelle 3.3.6-6. Ausschreibungsvolumina und Mengenanpassungen bei Ausschreibungen für Innovationsausschreibungen

Ausschreibungsrunde	Ursprüngliches Ausschreibungsvolumen (MW)	Endogene Mengensteuerung (MW)	Sonstige Mengensteuerung (MW)	Tatsächliches Ausschreibungsvolumen (MW)
01.04.2021	250,0			250,0
01.08.2021	250,0			250,0
01.04.2022	350,0		+47,2	397,2
01.12.2022	350,0		+47,2	397,2
01.05.2023	400,0			400,0

Abbildung 3.3.6-12. Ausschreibungsvolumen und Mengensteuerung der Innovationsausschreibungen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

3.3.6.8 Fazit

Mechanismen der endogenen Mengensteuerung kamen in fast allen Ausschreibungssegmenten im betrachteten Zeitraum in mindestens einer Ausschreibungsrunde zum Einsatz. Ausnahmen hiervon bilden lediglich Windenergie auf See und Innovationsausschreibungen. Die unterschiedlichen Mechanismen, die zum Einsatz kamen zeigen dabei unterschiedliche Wirkungen.

Änderungen im Wettbewerbsniveau in den Ausschreibungsrunden verschiedener Segmente können dabei nicht allein auf die Wirkung der endogenen Mengensteuerung zurückgeführt werden. Vielmehr beeinflussen neben der Mengensteuerung vielfältige sonstige Faktoren das Gebotsvolumen und Wettbewerbsniveau. Hierzu gehören beispielweise Markt- und Angebotsstruktur (Anzahl Bieter, Kosten und erwartete Erlöse der Bieter), sonstige Elemente des Ausschreibungsdesigns wie Höchstpreise und maximale Gebotsgröße und initiales Ausschreibungsvolumen sowie der regulatorische Rahmen für die Genehmigung von Anlagen.

Die im Ermessensspielraum der BNetzA liegende ex-ante-Mengensteuerung führte aufgrund zu geringer Mengenkürzungen nicht zu einer Erhöhung des Wettbewerbsniveaus in den betrachteten Ausschreibungsrunden. Trotz Kürzung der Ausschreibungsmengen lagen weiterhin unterzeichnete Ausschreibungsrunden vor.

Die Wirkung der ex-post-Mengensteuerung bei Biomasse-Ausschreibungen unterscheidet sich deutlich von der ex-ante-Steuerung der anderen Segmente: Entsprechend des Designs des Mengensteuerungsmechanismus wurde in allen Biomasse-Ausschreibungsrunden mit Mengensteuerung eine deutliche Überzeichnung erreicht. Diese ging jedoch zulasten einer geringfügig erhöhten Marktkonzentration unter den bezuschlagten Anbietern, die insgesamt jedoch weiterhin auf einem geringen Niveau verblieb.

Endogene Mengensteuerung, insbesondere wie im Fall der Biomasse-Ausschreibungen umgesetzt (ex-post), kann potenziell negative langfristige Folgen haben, die zu einer Einschränkung des Angebots führen. Anhand der vorliegenden Daten des begrenzten Untersuchungszeitraumes lassen sich keine belastbaren Schlussfolgerungen ziehen, die diese negativen langfristigen Folgen nachweisen.

Anhand der betrachteten Indikatoren konnte – in Abhängigkeit vom betrachteten Segment – der Einfluss der Mengensteuerung auf das Wettbewerbsniveau gezeigt werden. Die verwendete Methodik ist jedoch nicht geeignet, um auch das potenziell veränderte Gebotsverhalten der Bieter durch zu bewerten, welches sich in veränderten Gebotspreisen ausdrückt. Die betrachteten Indikatoren bezogen sich lediglich auf die Gebotsvolumina.

3.3.7 Ausschreibungsdesign: Bürgerenergie

Frage 3.7

- Was für einen Einfluss hatten die noch bestehenden Begünstigungen für Bürgerenergieprojekte, z. B. pay-as-cleared Regelung auf die relevanten Ausschreibungssegmente?

Bürgerenergie bezeichnet Projekte, die gemeinschaftlich von Bürger*innen finanziert werden und eine Möglichkeit der finanziellen Teilhabe beinhalten. Die Projekte befinden sich häufig in örtlicher Nähe des Wohnorts der Bürger*innen. In § 3 des EEG befindet sich eine Definition für den Begriff „Bürgerenergiegesellschaften“, welcher genaue Vorgaben macht, welche Genossenschaft oder sonstige Gesellschaft für Regelungen zur Bürgerenergie infrage kommt. Im EEG 2021 muss die Bürgerenergiegesellschaft unter anderem aus mindestens zehn natürlichen Personen als stimmberechtigten Mitgliedern oder Anteilseignern bestehen und keines der Mitglieder oder Anteilseigner darf mehr als zehn Prozent der Stimmrechte an der Gesellschaft halten. Im EEG 2023 ist die Definition angepasst worden und dort ist unter anderem genannt, dass mindestens 50 natürliche Personen stimmberechtigte Mitglieder oder Anteilseigner sein müssen und mindestens 75 % der Stimmrechte bei natürlichen Personen liegen müssen.

Das Ausschreibungssegment, in welchem die Bürgerenergie eine relevante Rolle spielt, ist Wind an Land. Im EEG 2023 wurde zusätzlich das Thema Bürgerenergie in Bezug zum Ausschreibungssegment Solar ergänzt.

In § 36g EEG 2021 sind besondere Ausschreibungsbestimmungen für Bürgerenergiegesellschaft bei Windenergie an Land zu finden. Diese sagen unter anderem aus, dass „Gebote für bis zu sechs Windenergieanlagen an Land mit einer zu installierenden Leistung von insgesamt nicht mehr als 18 Megawatt abgegeben“ werden können. Zusätzlich ist dort geregelt, dass für alle Bürgerenergiegesellschaften eines Gebotstermins das Einheitspreisverfahren gilt. Das bedeutet, dass die bezuschlagten Gebote von Bürgerenergiegesellschaften als Zuschlagswert den höchsten noch bezuschlagten Gebotswert des jeweiligen Gebotstermins erhalten. Dieses Verfahren wird im Englischen auch mit „pay-as-cleared“ bezeichnet.

Im EEG 2023 wurde dieses Verfahren abgeschafft und die Regelung eingeführt, dass Bürgerenergiegesellschaften mit Windenergieanlagen an Land mit einer installierten Leistung bis einschließlich 18 Megawatt von der Teilnahme an Ausschreibungen ausgenommen sind. Für Gebote von Bürgerenergiegesellschaften im Ausschreibungssegment Solar wurde dieselbe Regelung eingeführt mit einer installierten Leistung bis einschließlich 6 Megawatt.

Für Windenergieanlagen an Land, welche von Bürgerenergiegesellschaften geplant werden, gibt es zusätzlich seit dem 01. Januar 2023 eine neue Förderrichtlinie⁷⁶, welche die Bürgerenergiegesellschaften bei den Kosten der Planungs- und Genehmigungsphase finanziell unterstützt. Die Förderhöhe beträgt 70 % der Gesamtkosten der Planung und Genehmigung, jedoch maximal 200.000 Euro.

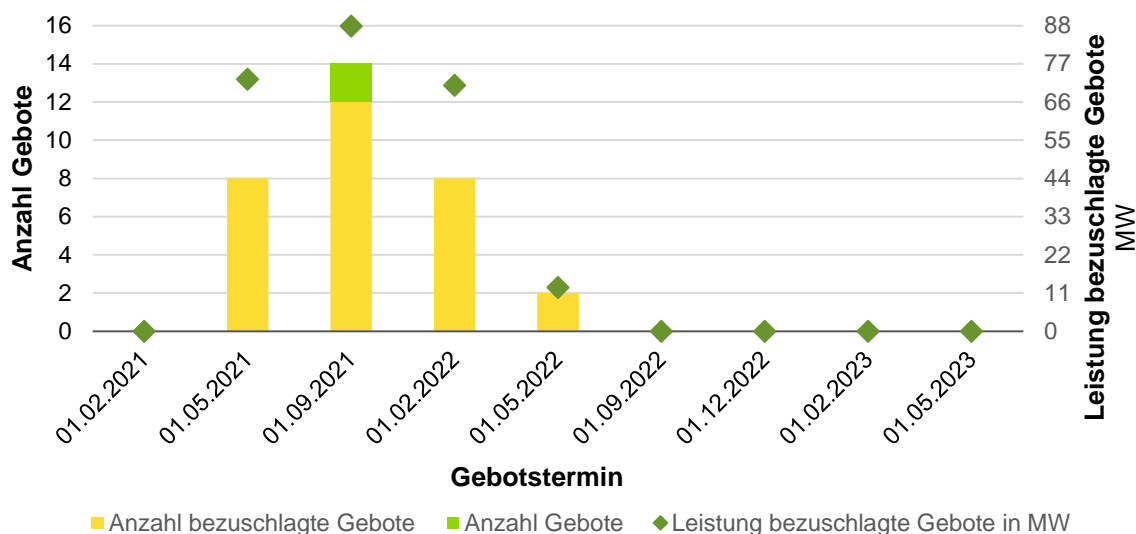
⁷⁶ Richtlinie zum Förderprogramm „Bürgerenergiegesellschaften“ bei Windenergie an Land

Um aus den vorhandenen Daten ablesen zu können, welchen Effekt die Begünstigungen und Sonderregelungen für Bürgerenergiegesellschaften hatten, wurden verschiedene Parameter betrachtet. Ein Vergleich der Rechtsform der Bieter lässt keine Abgrenzung von Bürgerenergiegesellschaften zu anderen Bietern erkennen und ist damit kein aussagekräftiger Parameter und wurde daher in der Analyse nicht weiter verwendet.

In Abbildung 3.3.7-1 ist für das Ausschreibungssegment Wind an Land dargestellt wie viele Gebote es von Bürgerenergiegesellschaften seit 2021 in Ausschreibungen gab. Zusätzlich ist die Anzahl der bezuschlagten Bürgerenergie-Gebote und die dazugehörige bezuschlagte Gesamtleistung je Gebotstermin zu erkennen. Aus der Auswertung wird sichtbar, dass Bürgerenergie in den letzten Ausschreibungen keine Relevanz mehr gespielt hat. In 2021 und Anfang 2022 wurden in Summe 32 Gebote von Bürgerenergiegesellschaften abgegeben, von denen 30 Gebote einen Zuschlag erhalten haben. In der überzeichneten Ausschreibungsrunde am 01.09.2021 wurden zwei Projekte nicht bezuschlagt. Beide Gebote haben einen Gebotswert von null cent/kWh angegeben.

Von den abgegebenen Geboten von Bürgerenergiegesellschaften seit 2021 hat keines der Projekte die Grenze von 18 Megawatt Leistung überschritten. Das erklärt, wieso vor allem seit 2023 keine Bürgerenergie-Projekte an den Ausschreibungen teilgenommen haben bzw. Gebote abgegeben haben. Die Regelungen aus dem EEG 2023 haben demnach zur Folge, dass Bürgerenergiegesellschaften gemäß § 3 EEG für die Ausschreibungen keine Rolle mehr spielen.

Abbildung 3.3.7-1. Anzahl Gebote und Zuschläge von Bürgerenergiegesellschaften bei Wind an Land und die Leistung der bezuschlagten Gebote seit 2021



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Für die vier Ausschreibungsrunden von Wind an Land, in welchen Bürgerenergiegesellschaften Gebote abgegeben haben, wurde der mengengewichtete durchschnittliche Gebotswert von Bürgerenergie-Projekten berechnet. In Tabelle 3.3.7-1 sind die berechneten Werte im Verhältnis zu den höchsten Zuschlagswerten der jeweiligen Runde dargestellt. Die Differenz beider Werte zeigt, dass sich die Werte im Verlauf der Gebotstermin angenähert haben, die Differenz somit mit jedem Gebotstermin geringer wurde. Das liegt unter anderem daran, dass der Höchstwert der Ausschreibung in 2022 von 6,0 ct/kWh auf 5,88 ct/kWh gesunken ist. Es ist jedoch auch zu erkennen, dass die Bürgerenergiegesellschaften mit ihren Geboten von den Begünstigungen, in diesem Fall der pay-as-cleared Regelung, profitiert haben, da der durchschnittliche mengengewichtete Gebotswert immer unter dem höchsten Zuschlagswert der jeweiligen Gebotsrunde lag.

Tabelle 3.3.7-1. Gebots- und Zuschlagswerte von Bürgerenergie-Projekte in den vier relevanten Ausschreibungsrunden von Wind an Land

Gebotstermin	Mengewichteter durchschnittlicher Gebotswert von Bürgerenergie-Projekten in ct/kWh	Höchster Zuschlagswert in ct/kWh	Differenz in ct/kWh
01.05.2021	5,48	6,00	0,52
01.09.2021	5,68	6,00	0,32
01.02.2022	5,58	5,88	0,30
01.05.2022	5,69	5,88	0,19

3.3.8 Ausschreibungsdesign: Ausschreibungsbedingungen in den Biomasse-Ausschreibungen

Frage 3.8

- Was für einen Einfluss hatten die Ausschreibungsbedingungen in den Biomasse-ausschreibungen, z. B. unterschiedliche Technologien, Teilnahme Bestandsanlagen, pay-as-cleared für Bestandsanlagen < 150 kW?

3.3.8.1 Biomasseanlagen

Seit 2017 werden Ausschreibungen für Biomasseanlagen durchgeführt (siehe §§ 28 bis 35a und §§ 39 bis 39i EEG). An den Ausschreibungen können neben Neuanlagen, die auf eine 20-jährige Förderung bieten, auch Bestandsanlagen teilnehmen, um eine 10-jährige Anschlussförderung zu erhalten. Für die Ausschreibungen gelten folgende Regelungen bezüglich der Gebotsgröße: Für Neuanlagen >150 kW wird die Höhe der EEG-Förderung im Rahmen der Ausschreibungen ermittelt. Bei den Bestandsanlagen können auch Anlagen bis 150 kW an der Ausschreibung teilnehmen, um die Anschlussförderung zu erhalten. Für beide Anlagentypen gilt eine Gebotsobergrenze von 20 MW. Seit 2022 wird bei der Zuschlagung in der Biomasseausschreibung eine Südquote angewendet, die Wirkung dieser Quote wird in Abschnitt 3.3.24 näher untersucht.

Bezuschlagte Gebote erhalten einen Zuschlag in Höhe ihres Gebotswertes. Anhand des anzulegenden Wertes wird die Höhe des Zahlungsanspruchs in Form der gleitenden Marktprämie ermittelt. Für Bestandsanlagen wird gem. § 39g Abs. 6 EEG der anzulegende Wert individuell berechnet. Die Obergrenze für den anzulegenden Wert bildet die durchschnittliche EEG-Vergütung der vorhergegangenen drei Jahre. Bestandsanlagen bis 150 kW erhalten nach Einheitspreisverfahren den höchsten noch bezuschlagten Gebotswert als Zuschlagswert. Die Höchstwerte für Gebote von Neu- und Bestandsanlagen sind Tabelle 3.3.8-1 zu entnehmen:

Tabelle 3.3.8-1. Höchstwerte für Neu- und Bestandsanlagen in den Biomasseausschreibungen 2021-2023

Gebotstermin	Neuanlagen [ct/kWh]	Bestandsanlagen [ct/kWh]
01.03. & 01.09.2021	16,40	18,40
01.03. & 01.09.2022	16,24	18,22
01.04.2023	17,67	19,83

Quelle: BNetzA⁷⁷

Die vier Ausschreibungsrunden in den Jahren 2021 und 2022 waren alle unterzeichnet. Bereits in den Jahren zuvor waren die Ausschreibungen unterzeichnet, seit 2021 hat sich die Ausschreibungsmenge je Auktion zusätzlich von 150 MW auf 300 MW verdoppelt⁷⁸. In der Ausschreibungsrunde im April 2023 überstieg das Gebotsvolumen das Ausschreibungsvolumen. Die erstmalige deutliche Überzeichnung kann dadurch erklärt werden, dass die zu baustarken Jahrgänge der Bestandsbiomasseanlagen nun langsam das Ende ihrer Förderdauer erreichen und somit zur Teilnahme an den Ausschreibungen für eine Anschlussförderung berechtigt sind. In allen Ausschreibungsrunden entfielen die meisten Zuschläge auf Bestandsanlagen >150 kW.

Tabelle 3.3.8-2. Verteilung der Zuschläge auf Bestands- und Neuanlagen in den Ausschreibungsrunden 2021-2023

Gebotstermin	Neuanlagen	Bestandsanlagen >150 kW	Bestandsanlagen ≤150 kW
01.03.2021	5	28	5
01.09.2021	7	59	7
01.03.2022	5	44	7
01.09.2022	7	61	1
01.04.2023	7	261	3

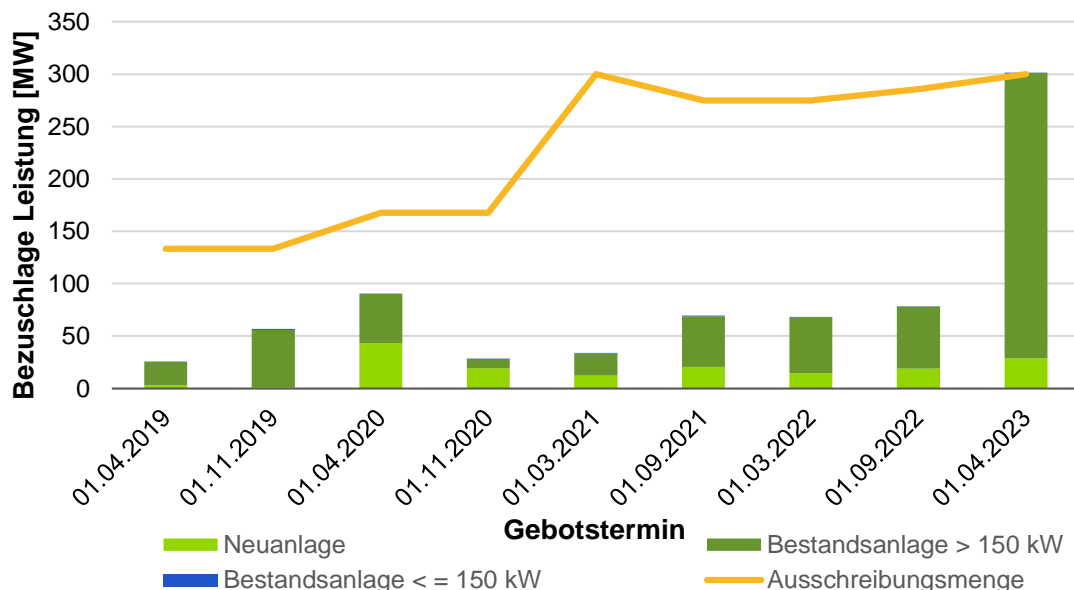
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der BNetzA-Daten

In den beiden Runden des Jahres 2021 machte die bezuschlagte Menge der Neuanlagen 36 % bzw. 30 % der gesamten bezuschlagten Menge aus, in der Ausschreibungsrunde 2022 waren es lediglich 21 % bzw. 24 %. In der nicht unterzeichneten Ausschreibung 2023 hatten die Neuanlagen nur einen Anteil von 10 % an der bezuschlagten Menge (siehe Abbildung 3.3.8-1). In den kommenden Jahren werden zunehmend Bestandsanlagen das Ende der 20-jährigen EEG-Vergütungslaufzeit erreichen.

⁷⁷ Statistiken zu Biomasseausschreibungen siehe <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/start.html>

⁷⁸ Die Ausschreibungsmengen betragen nicht immer exakt 150 bzw. 300 MW, da die Ausschreibungsmenge gemäß § 28c Abs. 3 angepasst wird.

Abbildung 3.3.8-1 Verteilung der bezuschlagten Menge [MW] je Ausschreibungsrunde auf Neu- und Bestandsanlagen



Quelle: eigene Darstellung auf Basis der BNetzA-Daten

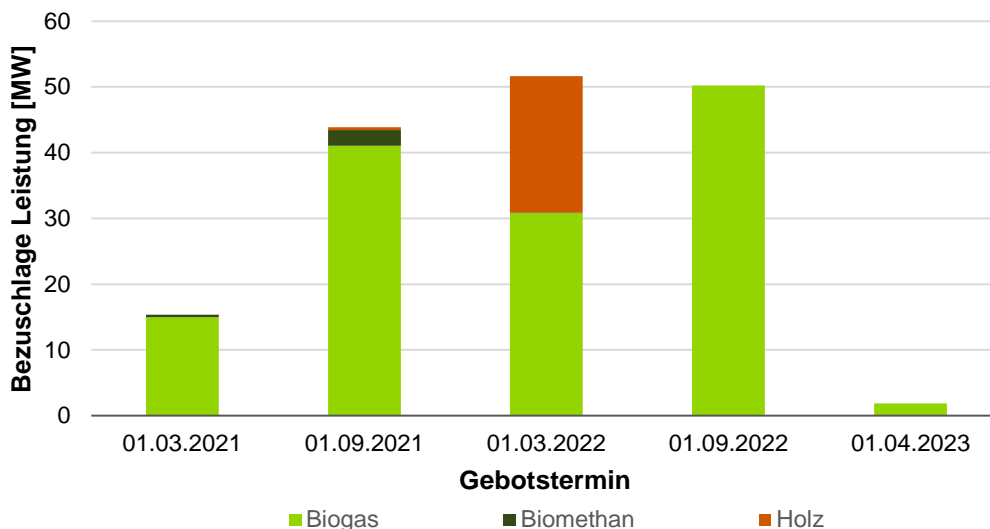
Für die Auswertung, welcher Brennstoff von den Anlagen in den vergangenen Ausschreibungen genutzt wurde, wird auf das MaStR zurückgegriffen. Es können daher nur die Brennstoffe ausgewertet werden, für die sich auf Basis der verfügbaren Daten eine Verknüpfung mit dem MaStR herstellen lässt. Insbesondere für die Ausschreibungsrunde 2023 konnten für nur sehr wenige Anlagen der Brennstofftyp ausgewertet werden (vgl. Tabelle 3.3.8-3). Für die vorherigen Ausschreibungsrunden ist in Abbildung 3.3.8-2 deutlich erkennbar, dass für die Anlagen, bei denen ein Bezug zu den Informationen im MaStR hergestellt werden konnte, die Mengen im Wesentlichen auf Biogas entfallen.

Tabelle 3.3.8-3. Anzahl bezuschlagte Anlagen je Ausschreibungsrunde und Brennstofftyp

	01.03.2021	01.09.2021	01.03.2022	01.09.2022	01.04.2023
Biogas	26	52	39	51	3
Biomethan	1	1	2	0	0
Holz	0	1	2	0	0
Anzahl ausgewertete Anlagen	27	54	43	51	3
Anzahl bezuschlagte Anlagen	38	73	56	69	271

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis MaStR, BNetzA-Daten

Abbildung 3.3.8-2 Verteilung der bezuschlagten Menge je Ausschreibungsrunde nach Brennstoffen



Quellen: MaStR, BNetzA

Insgesamt lässt sich feststellen, dass die Bestandsanlagen den größten Teil der bezuschlagten Menge in den Ausschreibungen ausmachen. Es handelt sich dabei vor allem um Anlagen > 150 und vorwiegend um Biogasanlagen. Mit dem Erreichen des Endes der ursprünglichen Förderdauer von den zubaustarken Jahrgängen, lässt nach zahlreichen unterzeichneten Ausschreibungsrunden seit 2023 erstmals eine Überzeichnung der Ausschreibung beobachten.

3.3.8.2 Biomethananlagen

Seit 2021 existiert eine gesonderte Ausschreibung für hochflexible Biomethananlagen. Seit 2023 können Biomethananlagen ausschließlich an den Ausschreibungen dieses Segmentes teilnehmen, um eine finanzielle Förderung nach dem EEG zu erhalten. Des Weiteren sind in den Biomethanausschreibungen ausschließlich Neuanlagen im Süden zugelassen. Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW müssen „H2-ready“ sein, das heißt ab 2028 mit Wasserstoff betrieben werden können.

Tabelle 3.3.8-4. Höchstwerte für Biomethananlagen 2021-2023

Gebotstermin	Höchstwert [ct/kWh]
01.12.2021	19,00
01.10.2022	18,81
03.04.2023	19,31

Quelle: BNetzA⁷⁹

In Abschnitt 3.3.3.6 wurde bereits dargestellt, dass die Ausschreibungsrunde 2021 knapp unterzeichnet war. 2022 wurden lediglich 2 Gebote eingereicht und bezuschlagt und in 2023 wurden keinerlei Gebote eingereicht. Als Gründe für die Unterzeichnungen in den Jahren

⁷⁹ Statistiken zu Biomasseausschreibungen siehe <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/start.html>

2022 und 2023 werden im EEG Erfahrungsbericht die Nichtverfügbarkeit von Biomethan genannt, da dieses bevorzugt im Kraftstoffsektor, der eine höhere Zahlungsbereitschaft aufweist, eingesetzt wird⁸⁰.

3.3.9 Ausschreibungsdesign: Endogene Rationierung in Innovations- und Biomasseausschreibungen und Mengenkürzung Wind an Land

Frage 3.9

- Welche Auswirkungen haben weitere relevante Ausschreibungselemente (endogene Rationierung in Innovations- und Biomasseausschreibungen und Mengenkürzung Wind an Land)?

Frage 3.9 wird gemeinsam mit Frage 3.6 in Abschnitt 3.3.6 beantwortet. Dort werden zunächst die verschiedenen Mengensteuerungsmechanismen dargestellt. Anschließend wird werden die Analyseergebnisse für die verschiedenen Ausschreibungssegmente dargestellt und eingeordnet.

3.3.10 Ausschreibungsdesign: Aufhebung des Verbots des Eigenverbrauchs

Frage 3.10

- Welche Auswirkungen hatte die Aufhebung des Verbots des Eigenverbrauchs? Hat dies zu einem höheren Eigenverbrauchsanteil der produzierten Strommenge geführt?

Gemäß § 27a Satz 1 EEG 2021 dürfen Betreiber von Anlagen, deren anzulegender Wert durch Ausschreibungen ermittelt worden ist, den in ihrer Anlage erzeugten Strom im gesamten Zeitraum, in dem sie Zahlungen nach dem EEG in Anspruch nehmen, nicht zur Eigenversorgung nutzen. Ausgenommen hiervon ist nach § 27a Satz 2 EEG 2021 der Strom, der verbraucht wird

1. durch die Anlage oder andere Anlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind,
2. in den Neben- und Hilfsanlagen der Anlage oder anderer Anlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind,
3. zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste,
4. in den Stunden, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, oder
5. in den Stunden, in denen die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung nach § 13 des Energiewirtschaftsgesetzes reduziert wird.

Dieses so genannte „Eigenversorgungsverbot“ wurde mit dem EEG 2023 zum 01.01.2023 aufgehoben. Bestandsanlagen mit Zuschlag vor dem 01.01.2023 sind von der Aufhebung ausgenommen und dementsprechend für die gesamte Förderdauer voll einspeisepflichtig.

Um darzulegen, wie sich die Aufhebung des Verbots ausgewirkt hat, werden nachfolgend die installierte Leistung und Anlagenanzahl im Ausschreibungssegment für Voll- und Teileinspeiseanlagen nach Zuschlagsjahr ermittelt und gegenübergestellt. Als Datenbasis dient das MaStR, in dem für alle Einheiten die Einspeiseart (Teil- oder Volleinspeisung) erfasst wird.

⁸⁰ Erfahrungsbericht der Bundesregierung zum Erneuerbare-Energien-Gesetz und Windenergie-auf-See-Gesetz siehe https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erfahrungsbericht-erneuerbare-energien-gesetz-windenergie-auf-see-gesetz.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Zum Zeitpunkt der Berichterstellung ist dies die einzige Datenbasis, anhand derer die Fragestellung beantwortet werden kann. Erst nach der Realisierung der Anlagen stehen mit Zeitverzug die Einspeisedaten zur Verfügung⁸¹ und können dann als zusätzliche Datenquelle genutzt werden. Die Analyse wird in den nachfolgenden Abschnitten spartenspezifisch durchgeführt.

Bei der Interpretation der Daten ist zu berücksichtigen, dass für Windenergieanlagen an Land, für Biomasseanlagen und für Anlagen im Rahmen der Innovationsausschreibungen bereits vor der Ausschreibungsteilnahme – und damit auch vor der Inbetriebnahme – die entsprechenden Projekte im MaStR registriert werden müssen. Die unten dargestellten Leistungen entsprechen den im MaStR angegebenen Bruttoleistungen und weichen in Teilen leicht von den Zuschlagsmengen ab. Anders stellt sich die Situation bei den Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten und zweiten Segments (PV-Freiflächenanlagen und Dachanlagen) dar. Für diese Anlagen ist eine Registrierung im Vorfeld der Ausschreibungen nicht erforderlich. Sie folgt in der Regel erst im Zuge der Inbetriebnahme der bezuschlagten Anlagen. Die für diese Fragestellung aufbereiteten Daten zu PV-Anlagen umfassen also nur eine Teilmenge der bezuschlagten Anlagen, nämlich die der bereits in Betrieb genommenen und folglich registrierten Anlagen.

Bei allen Sparten wurde für die Jahre 2021 und 2022 basierend auf den Angaben im MaStR ein geringer Anteil an Teileinspeiseanlagen identifiziert, der nach Maßgabe von § 27a EEG 2021 an sich unzulässig wäre. Diesbezüglich ist anzumerken, dass die Registrierung im MaStR von den Anlagenbetreibern selbstständig durchgeführt werden muss und somit Eintragungsfehler – nicht zuletzt infolge falsch verstandener Ausnahmeregelungen (s. oben, Nr. 1.-5.) – nicht ausgeschlossen werden können.

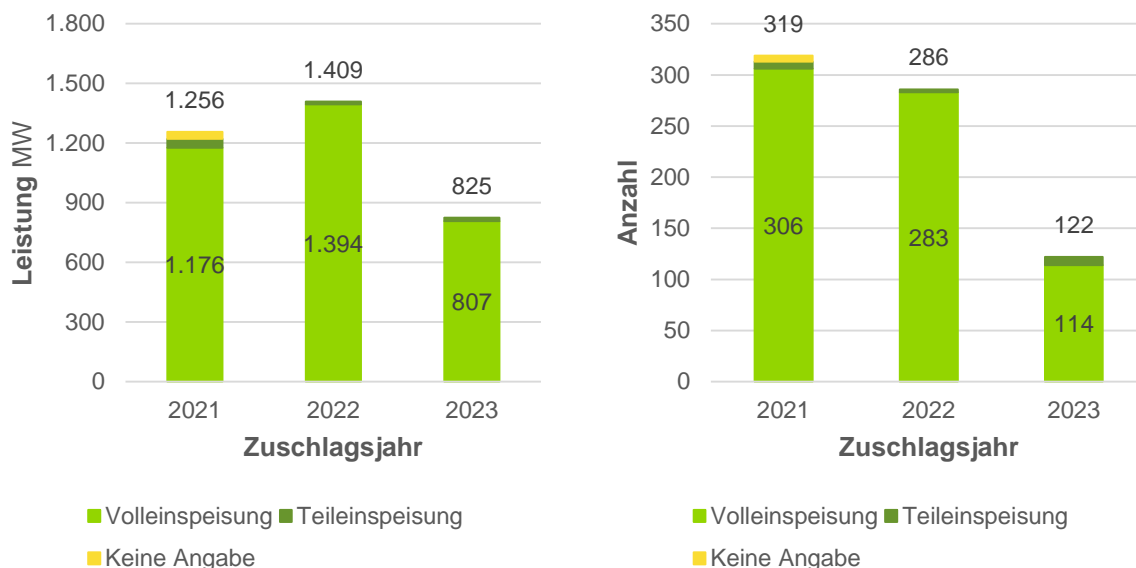
Ausschreibungen des ersten Segments (PV-Freiflächenanlagen und PV-Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen)

Für die Ausschreibungen des ersten Segments wird die kumulierte Leistung und Anlagenanzahl nach Einspeiseart und Zuschlagsjahr in der nachfolgenden Abbildung gezeigt. Die dargestellten Zahlen decken nur die bereits in Betrieb befindlichen und im MaStR erfassten Anlagen ab.⁸² Unbeschadet dessen wird ersichtlich, dass die Volleinspeiseanlagen das Ausschreibungssegment auch nach der Aufhebung des Eigenversorgungsverbots dominieren. Der leistungsbezogene Anteil von Teileinspeiseanlagen unter den 2023 bezuschlagten und bereits im MaStR erfassten Anlagen liegt bei rund 6 %. Wie eingangs angemerkt ist auch für die Zuschlagsjahre 2021/2022 ein geringer Anteil an Teileinspeiseanlagen verzeichnet. Diese werden als Fehleinträge interpretiert. Für das Zuschlagsjahr 2021 liegen ferner für 3 % der Leistung keine Angaben zur Einspeiseart im MaStR vor. Die Aufhebung des § 27a zum 01.01.2023 hat – unter Berücksichtigung eines geringen Anteils an möglichen Fehleinträgen – zu keiner signifikanten Änderung am Zubau der Teileinspeiseanlagen im Ausschreibungssegment geführt. Dies dürfte darauf zurückzuführen sein, dass PV-Freiflächenanlagen i. d. R. verbrauchsfern installiert werden und somit in den meisten Fällen keine Eigenversorgung möglich ist und damit auch kein Teil des jeweiligen Geschäftsmodells ist.

⁸¹ Die EEG-Bewegungsdaten werden im dritten Quartal des auf das Betriebsjahr folgenden Jahres von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlicht

⁸² Die Zuschlagsmengen in den Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments beliefen sich im Jahr 2021 auf rund 1.645 MW, im Jahr 2022 auf 2.388 MW und im Jahr 2023 auf 3.732 MW.

Abbildung 3.3.10-1. Kumulierte Leistung und Anlagenanzahl von PV-Freiflächenanlagen im Ausschreibungssegment nach Einspeiseart und Zuschlagsjahr (Stand: 01.02.2024).

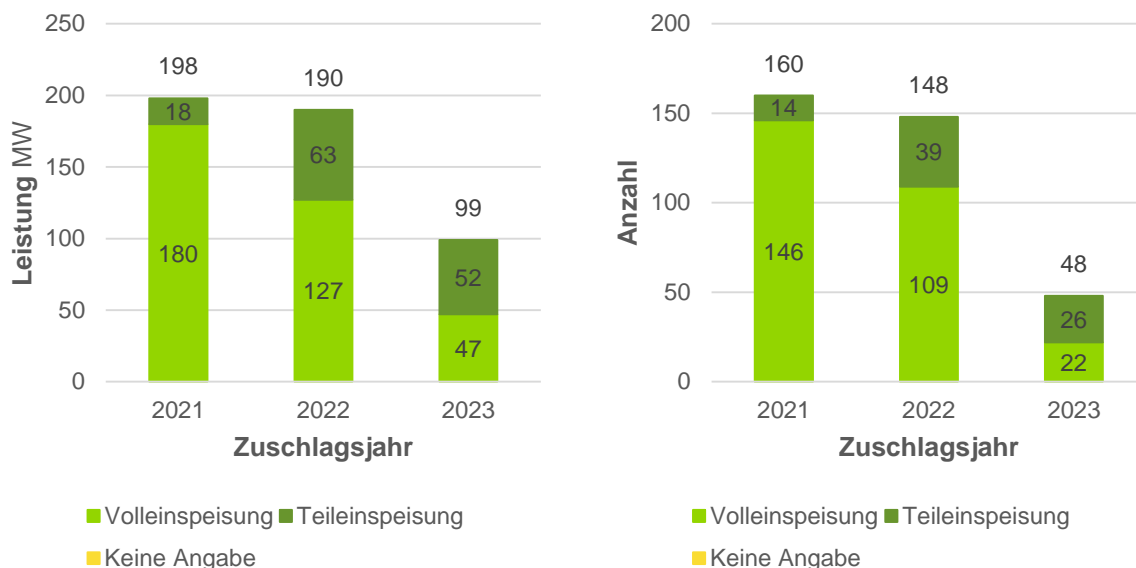


Ausschreibungen des zweiten Segments (Gebäude-Solaranlagen)

Unter Gebäude-Solaranlagen werden alle Solaranlagen auf, an oder in einem Gebäude oder einer sonstigen baulichen Anlage subsumiert (Hausdach, Gebäude und Fassade). Für Gebäude-Solaranlagen in den Ausschreibungen wird die Leistung und Anzahl nach Einspeiseart und Zuschlagsjahr in der nachfolgenden Abbildung dargestellt. In den Jahren 2021 und 2022 bestimmen Volleinspeiseanlagen das Ausschreibungssegment. Wie bereits eingangs erwähnt, muss für die 2021/2022 ausgewiesenen Teileinspeiseanlagen davon ausgegangen werden, dass es sich um Fehleinträge im MaStR handelt, da Eigenversorgung nach § 27a EEG 2021 unzulässig war. Für das Jahr 2023 liegt der Anteil der Teileinspeiseanlagen leistungsseitig bei 52 % und damit deutlich höher als im Freiflächensegment. Für Gebäude-Solaranlagen ist dies jedoch naheliegend, da diese Anlagen meistens verbrauchsnahe installiert werden. Die ausgewiesenen Daten für das Jahr 2023 sind zum Zeitpunkt der vorliegenden Auswertung als erste Indikation zu verstehen, da erst ein geringer Teil der 2023 bezuschlagten Anlagen in Betrieb genommen wurde⁸³.

⁸³ Die Zuschlagsmengen in den Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments beliefen sich im Jahr 2021 auf rund 306 MW, im Jahr 2022 auf 510 MW und im Jahr 2023 auf 579 MW.

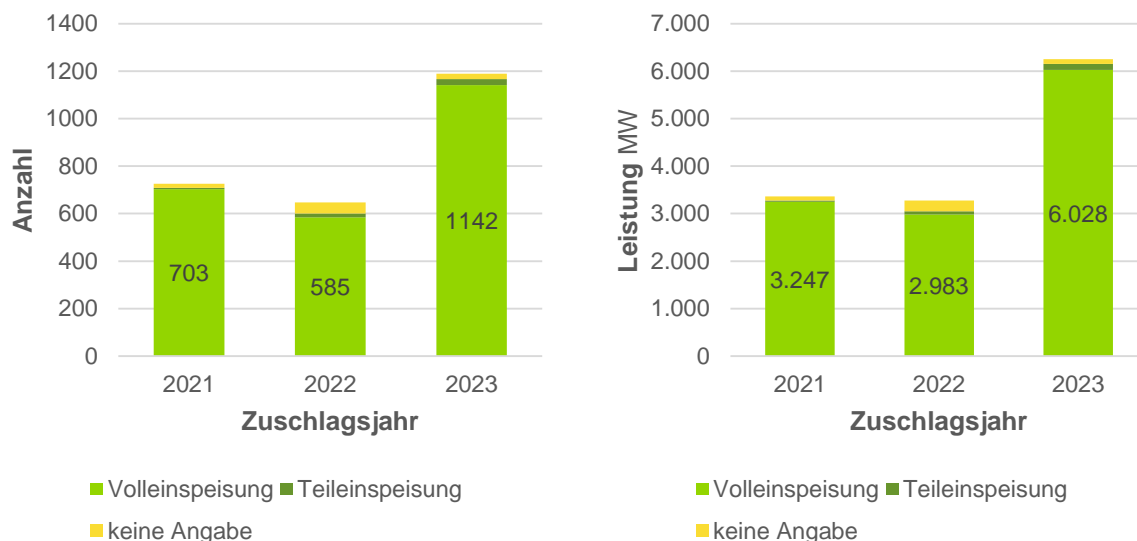
Abbildung 3.3.10-2. Kumulierte Leistung und Anzahl von Gebäude-Solaranlagen im Ausschreibungssegment nach Einspeiseart und Zuschlagsjahr (Stand: 01.02.2024)



Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land

Für die Windenergie an Land wird in der nachfolgenden Abbildung die Anzahl und Leistung der in den Jahren 2021 bis 2023 bezuschlagten Windenergieanlagen getrennt nach Einspeiseart dargestellt. Als Datenbasis dienen die Zuschlagslisten der BNetzA in Verbindung mit den Angaben zur Bruttoleistung und Einspeiseart im MaStR. Mit einem Anteil zwischen 91 % (2022) und 97 % (2021) entfällt der Großteil der Leistung auf Volleinspeisanlagen. Bei 2 % (2023) bis 7 % (2022) der Leistung ist im MaStR keine Angabe zur Einspeiseart hinterlegt. Der Leistungsanteil von Teileinspeisanlagen beläuft sich im Betrachtungszeitraum auf Werte zwischen 1 und 2 %. In den Ausschreibungen des Jahres 2021 und 2022 war die Teileinspeisung nach § 27a EEG 2021 unzulässig, sodass mindestens in diesen Fällen von Fehleinträgen im Register auszugehen ist. Die Aufhebung des Eigenversorgungsverbots hat im Jahr 2023 zu keiner signifikanten Änderung geführt. Ein Grund dafür dürfte sein, dass Windenergieanlagen an Land in der Regel verbrauchsfern, an Standorten mit den günstigsten Windbedingungen installiert werden.

Abbildung 3.3.10-3. Anzahl und Leistung der in den Jahren 2021 bis 2023 bezuschlagten Windenergieanlagen getrennt nach Voll- und Teileinspeisung



Ausschreibungen für Windenergieanlagen auf See

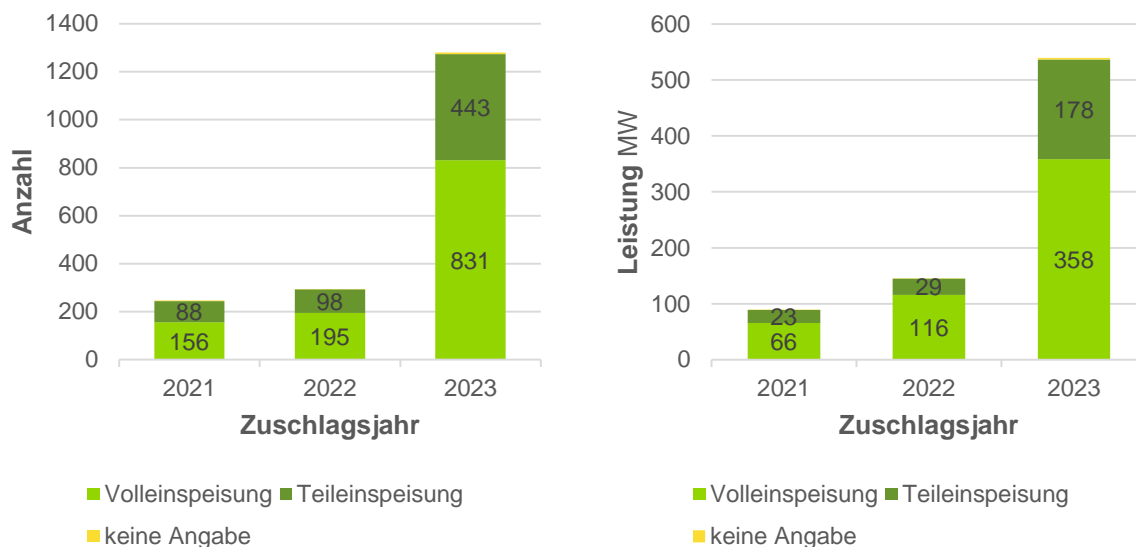
Im Bereich der Windenergie auf See sind aufgrund der relativ langen Realisierungszeiten derzeit noch keine Anlagen im MaStR für die Zuschlagsjahre 2021 bis 2023 gelistet. Daher lässt sich zum Stand der Berichterstellung keine Aussage dazu treffen, wie sich die Aufhebung von § 27a EEG 2021 auf Offshore-Anlagen ausgewirkt hat.

Ausschreibungen für Biomasseanlagen

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Leistung und Anzahl der in den Jahren 2021 bis 2023 bezuschlagten Biomasseeinheiten getrennt nach Einspeiseart. Als Datengrundlage dienen die Zuschlagslisten der BNetzA in Verbindung mit den Angaben zur Bruttoleistung und Einspeiseart im MaStR. Für neun der insgesamt 816 MaStR-Nummern, die in den Zuschlagslisten aufgeführt sind, konnten keine Einträge im MaStR auffindig gemacht werden.

Der Anteil der Biomasseanlagen mit Teileinspeisung liegt für die im Jahr 2023 bezuschlagten Anlagen leistungsbezogen bei einem Drittel (178 von 539 MW). Zwei Drittel der Leistung entfällt auf Anlagen mit Volleinspeisung. Wie bei den anderen Sparten wurde auch für die Vorjahre ein gewisser Anteil an Teileinspeiseanlagen registriert, 26 % in 2021 und 20 % in 2022 (leistungsbezogen). Diese werden als Fehleinträge interpretiert. Unbeschadet dessen deuten die Zahlen darauf hin, dass die Aufhebung des Eigenversorgungsverbots im Bereich der Biomasse von einem gewissen Teil der Anlagenbetreiber aufgegriffen wurde. Anzumerken ist, dass rund 90 % der 2023 bezuschlagten Leistung (486 von 539 MW) auf Bestandsanlagen entfällt, deren Vergütung bis zu diesem Zeitpunkt gesetzlich bestimmt war.

Abbildung 3.3.10-4. Anzahl und Leistung der in den Jahren 2021 bis 2023 bezuschlagten Biomasseeinheiten getrennt nach Voll- und Teileinspeisung



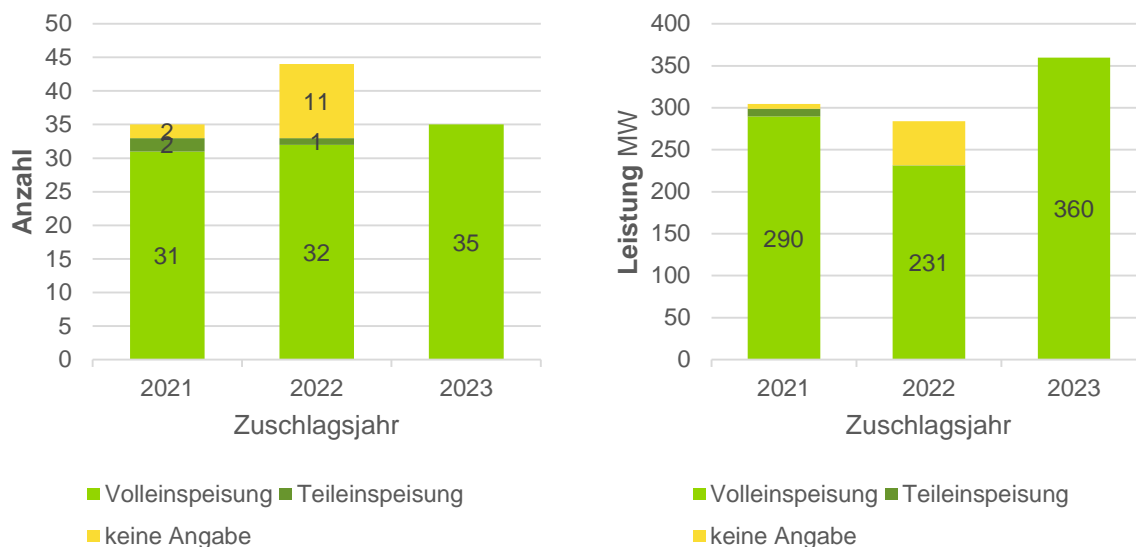
Ausschreibungen für Biomethananlagen

In den beiden Ausschreibungen für Biomethananlagen des Jahres 2023 (Gebotstermine 01.04.2023 und 01.09.2023) wurden keine Gebote eingereicht. Entsprechend lassen sich für dieses Ausschreibungssegment zum Zeitpunkt der Berichterstellung keine Auswirkungen durch den Wegfall des Eigenversorgungsverbots analysieren.

Innovationsausschreibungen

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Anzahl und Leistung der in den Innovationsausschreibungen der Jahre 2021 bis 2023 bezuschlagten Solareinheiten. Als Datengrundlage dienen die Zuschlagslisten der BNetzA in Verbindung mit den Angaben zur Bruttoleistung und Einspeiseart im MaStR. Demnach erhielten in den Innovationsausschreibungen des Jahres 2023 ausschließlich Anlagen mit Volleinspeisung einen Zuschlag. Wie bei den Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments dürfte dies daran liegen, dass PV-Freiflächenanlagen i. d. R. verbrauchsfern installiert werden und somit in den meisten Fällen keine Eigenversorgung möglich ist. In den Innovationsausschreibungen der Jahre 2021 bis 2023 sind ausschließlich Gebote für Solar/Speicher-Kombinationen eingereicht worden.

Abbildung 3.3.10-5. Anzahl und Leistung der in den Innovationsausschreibungen der Jahre 2021 bis 2023 bezuschlagten Solareinheiten getrennt nach Voll- und Teileinspeisung



3.3.11 Realisierungsraten

Frage 3.11

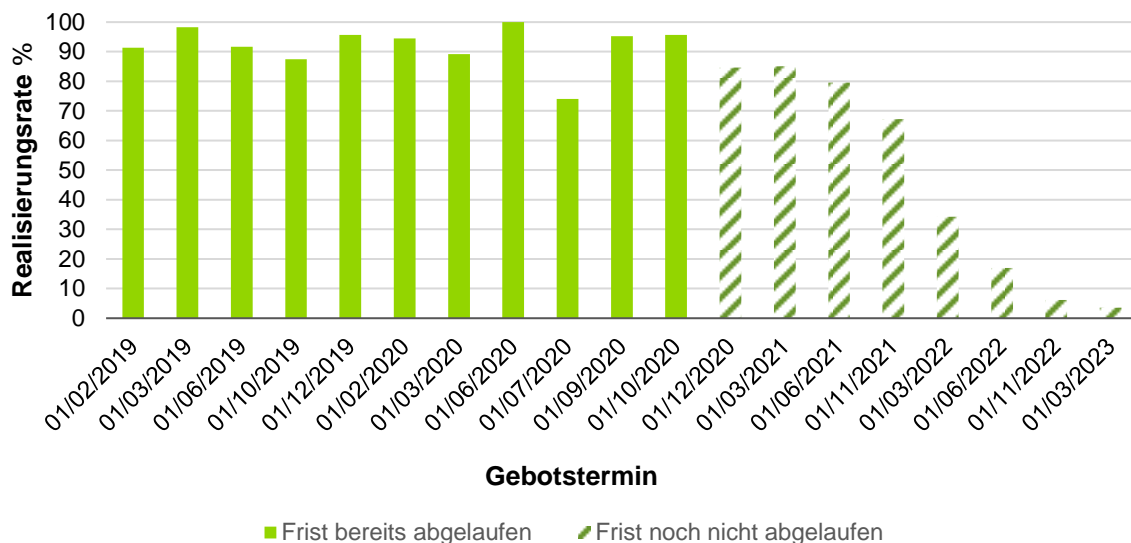
- Wie hoch sind die Realisierungsraten und -zeiten, ggf. differenziert nach Ausschreibungssegmenten?

Wie bereits erwähnt gibt es zum Zeitpunkt der Berichtserstellung einen großen Anteil an Ausschreibungsrunden, deren Realisierungsfristen noch nicht abgelaufen sind. Um möglichst aussagekräftige Informationen zu abgeschlossenen Runden zu gewährleisten, werden im folgenden Kapitel für die meisten Segmente Gebotstermine ab 2019 betrachtet. Nur für das Ausschreibungssegment der Solar-Aufdachanlagen und die Innovationsausschreibungen werden sich die Zeiträume ab 2021 bzw. 2020 angesehen, da diese beiden Segmente erst zu diesen Zeitpunkten eingeführt wurden. Für die Analyse der Realisierungsdauern werden nur Ausschreibungsrunden ab 2019 analysiert, bei denen die Realisierungsfrist bereits abgelaufen ist, um die Werte nicht zu verfälschen.

Ausschreibungen für Solar-Freiflächenanlagen (erstes Segment)

Bis Ende 2022 erteilte Zuschläge für Solar-Freiflächenanlagen erlöschen, wenn die Anlagen nicht innerhalb von 32 Monaten nach Bekanntgabe der Zuschlagserteilung in Betrieb genommen werden. Mit dem EEG 2023 wurde diese Realisierungsfrist angepasst und auf 24 Monate nach Bekanntgabe der Zuschlagserteilung verkürzt. Abbildung 3.3.11-1 stellt die Realisierungsraten für den beobachteten Zeitraum von 2019 bis 2023 getrennt nach abgelaufener und noch nicht abgelaufener Realisierungsfrist dar. Es lässt sich beobachten, dass die Realisierungsraten für Ausschreibungsrunden zwischen dem 01.02.2019 und 01.10.2020 meist zwischen 90 % und 100 % liegen. Diese Werte werden nur für zwei Ausschreibungsrunden minimal unterschritten mit einer Nichtrealisierungsrate von 12,5 % (01.10.2019) und 10,9 % (01.03.2020) und für Anlagen bezuschlagt am 01.07.2020 sehr deutlich mit einer Nichtrealisierungsrate von 25,9 %. Für die Gebotstermine, deren Realisierungsfristen zum Zeitpunkt des Datenauszugs noch nicht abgelaufen waren, zeigt sich die erwartbare Entwicklung, dass die Realisierungsraten deutlich sinken, je kürzer die Ausschreibungsrunden vergangen sind.

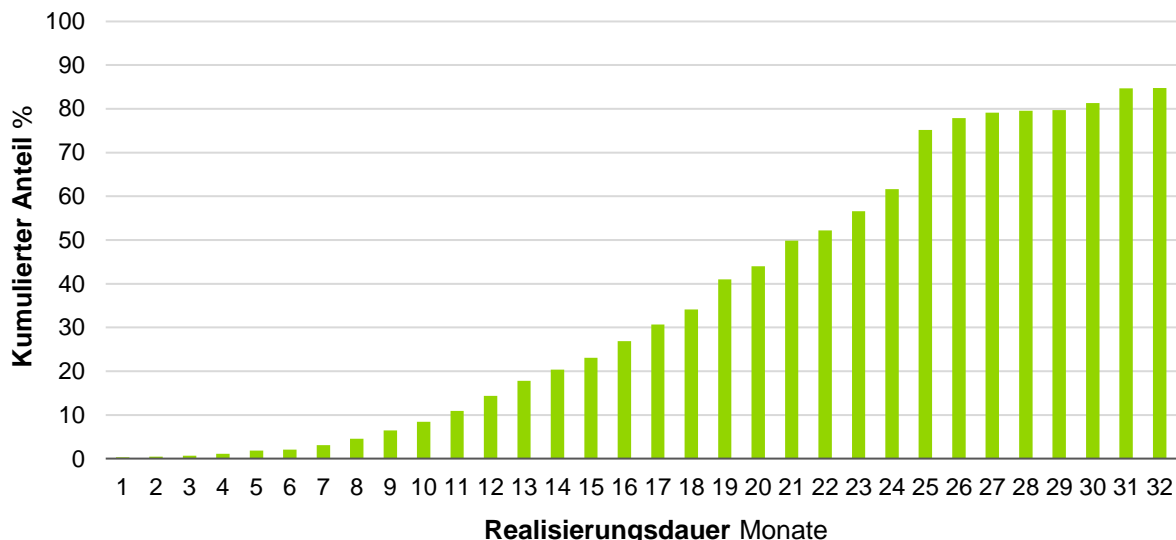
Abbildung 3.3.11-1. Realisierungsrate je Ausschreibungsrunde für Solar-Freiflächenanlagen (erstes Segment)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Für die Realisierungsdauer der installierten Leistung von Solar-Freiflächenanlagen wird, wie in Abbildung 3.3.11-2 dargestellt, ein konstanter Anstieg verzeichnet. Der größte Zuwachs an installierter Leistung kann nach 25 Monaten Realisierungsdauer beobachtet werden. Danach sind die weiteren Installationen von Solar-Freiflächenanlagen eher stagnierend, mit weiteren 80 MW Zuwächsen nur im 31. Monat nach erteiltem Zuschlag.

Abbildung 3.3.11-2. Kumulierter Anteil der realisierten Leistung in Bezug zur gesamten bezuschlagten Gebotsmenge von Ausschreibungsrunden mit abgeschlossener Realisierungsfrist nach Realisierungsdauer in Monaten für Solar-Freiflächenanlagen (erstes Segment)

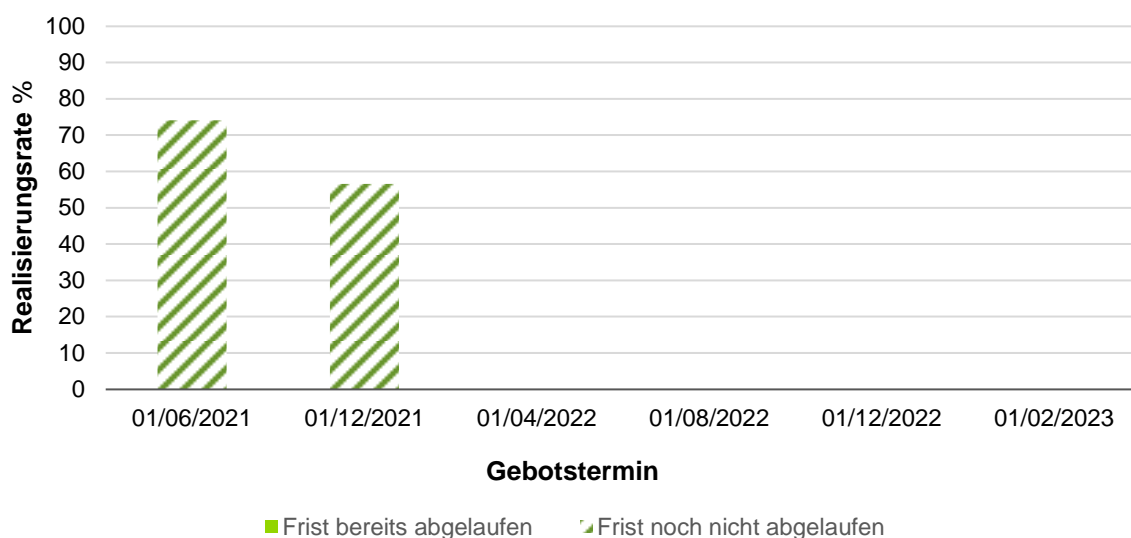


Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Ausschreibungen für Solar-Aufdachanlagen (zweites Segment)

Für Solar-Aufdachanlagen gibt es keine vorgegebene Realisierungsfrist, sondern eine Vergütungsdauer von 20 Jahren, welche 12 Monate nach Zuschlagserteilung beginnt. Somit können Projekte innerhalb dieser 252 Monate ihre Projekte realisieren. Da dieses Ausschreibungssegment erst 2021 eingeführt wurde, gibt es noch keine Gebotstermine, deren Realisierungsfrist bereits abgelaufen ist, wie Abbildung 3.3.11-3 zu entnehmen ist. Es wurden bisher nur von zwei Ausschreibungsrunden Solar-Aufdachanlagen realisiert, vom Gebotstermin 01.06.2021 mit einer Realisierungsrate von 74,1 % und vom 01.12.2021 mit 56,6 %.

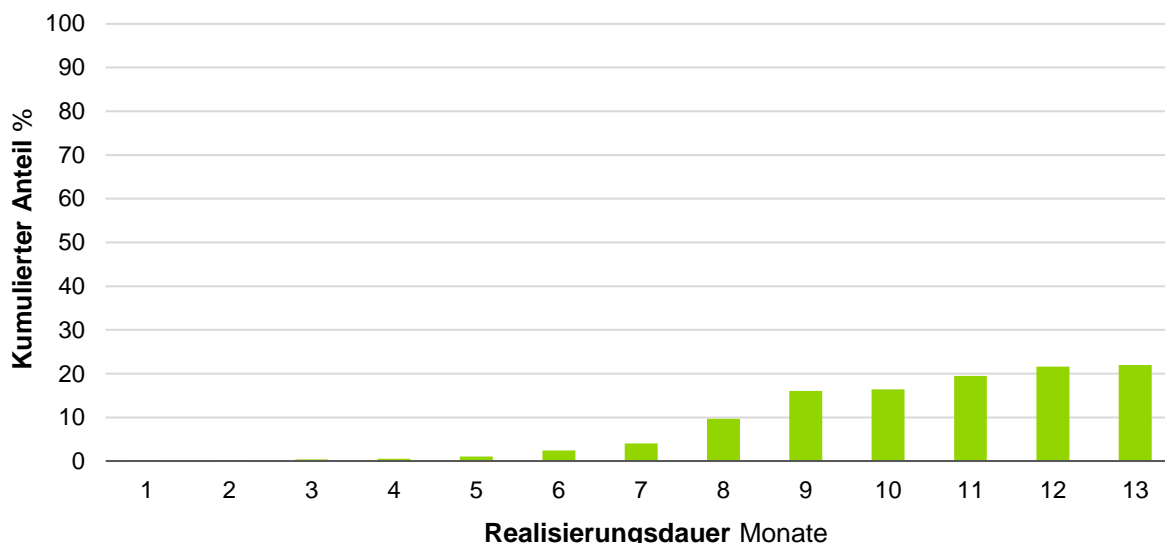
Abbildung 3.3.11-3. Realisierungsrate je Ausschreibungsrunde für Solar-Aufdachanlagen (zweites Segment)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Für die Realisierungsdauer von Solar-Aufdachanlagen zeigt sich in Abbildung 3.3.11-4, dass ein großer Teil der Leistung vor allem nach acht bis zwölf Monaten installiert wird. Im ersten halben Jahr wurden nur 25 MW installiert, nach acht Monaten Realisierungsdauer steigt die installierte Leistung dann auf 98 MW und noch mal um 64 MW nach einem weiteren Monat. Ein Jahr nach Erteilung des Zuschlags sind 219 MW installiert, die nach einem weiteren Monat kaum mehr angestiegen sind. Zusätzlich lässt sich erkennen, dass erst etwas über 20 % der gesamt bezuschlagten Gebotsmenge bereits realisiert sind.

Abbildung 3.3.11-4. Kumulierter Anteil der realisierten Leistung in Bezug zur gesamten bezuschlagten Gebotsmenge aller Ausschreibungsrunden von 2021 bis Februar 2023 nach Realisierungsdauer in Monaten für Solar-Aufdachanlagen (zweites Segment)

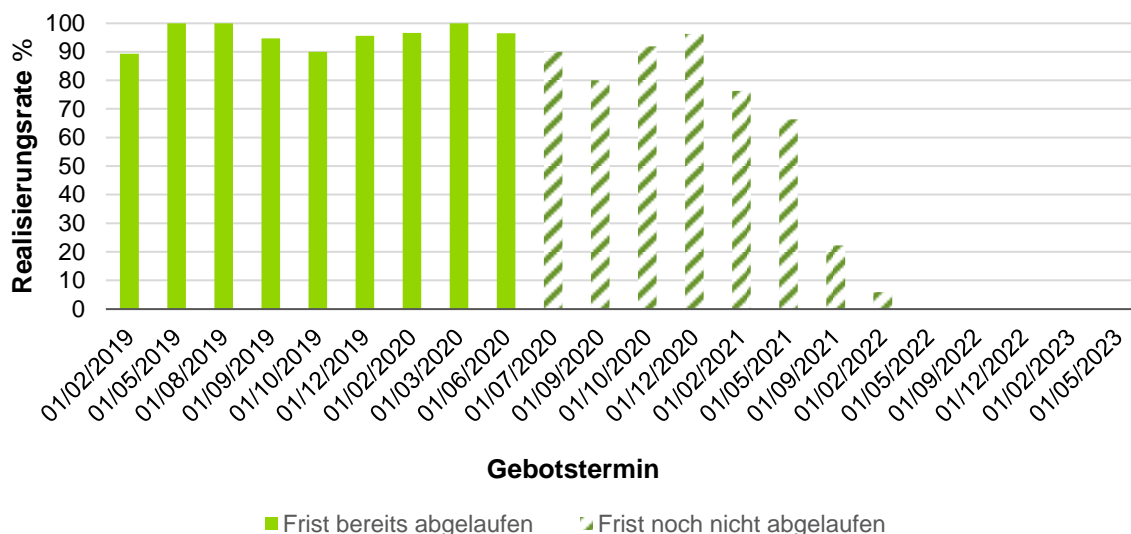


Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land

Für Windenergieanlagen an Land gilt für erteilte Zuschläge ab dem Gebotstermin 01.02.2020 eine Realisierungsfrist von 36 Monaten. Für die Ausschreibungsrunden, deren Fristen bereits abgelaufen sind, lässt sich in Abbildung 3.3.11-5 eine durchgehend hohe Realisierungsquote erkennen. Diese liegt im Zeitraum vom 01.05.2019 bis 01.06.2020 zwischen 90 % und 100 %. Darunter gibt es drei Ausschreibungsrunden, deren Realisierungsquote bei 100 % liegt. Für die weiteren Gebotstermine, deren Realisierungsfristen noch nicht abgelaufen sind, zeigen bis zum Gebotstermin vom 01.12.2020 bereits relativ hohe Realisierungsraten zwischen 80 % und 97 %, für die darauffolgenden Runden steigen die Nichtrealisierungsraten an, auf 35 % für den Gebotstermin am 01.02.2021 und bis zu 95 % für den Gebotstermin am 01.02.2022.

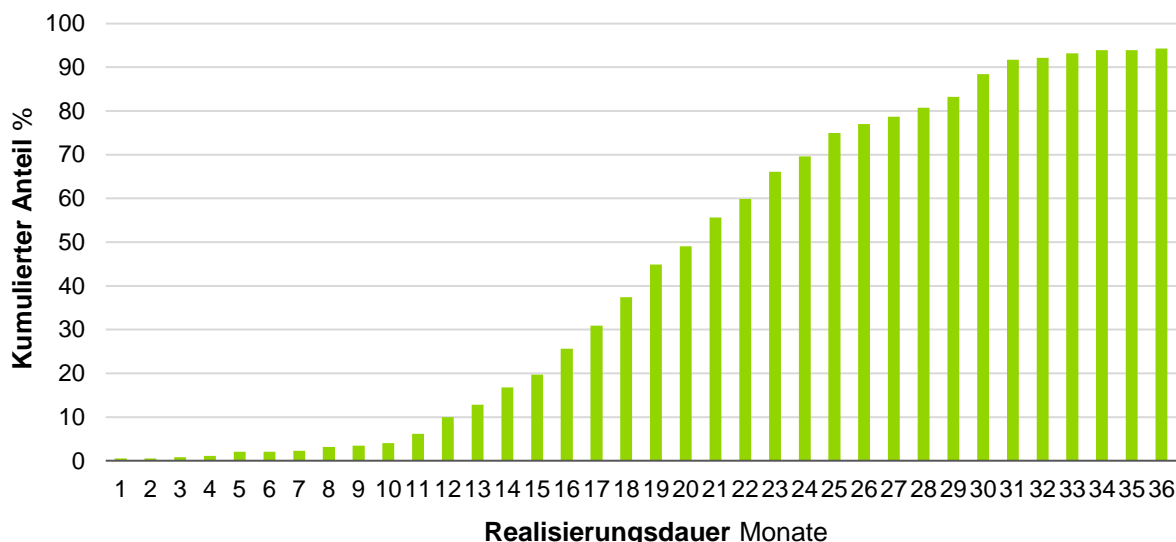
Abbildung 3.3.11-5. Realisierungsrate je Ausschreibungsrunde für Windenergieanlagen an Land



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Dass die Realisierung für diese aktuelleren Gebotstermine relativ gering ausfällt, ist konsistent mit den Realisierungszeiten, die in Abbildung 3.3.11-6 dargestellt werden. Hier zeigt sich deutlich, dass die ersten zwölf Monate wenig Leistung pro Monat installiert wird, und erst im zweiten Jahr mit jedem Monat deutlich ansteigt. Nach etwa 31 Monaten ist dann der größte Teil der Leistung bereits installiert und die Zahl der monatlichen Inbetriebnahmen stagniert bis zum Ende der für Windenergieanlagen gesetzten Realisierungsfrist.

Abbildung 3.3.11-6: Kumulierter Anteil der realisierten Leistung in Bezug zur gesamten bezuschlagten Gebotsmenge von Ausschreibungsrunden mit abgeschlossener Realisierungsfrist nach Realisierungsdauer in Monaten für Windenergieanlagen an Land

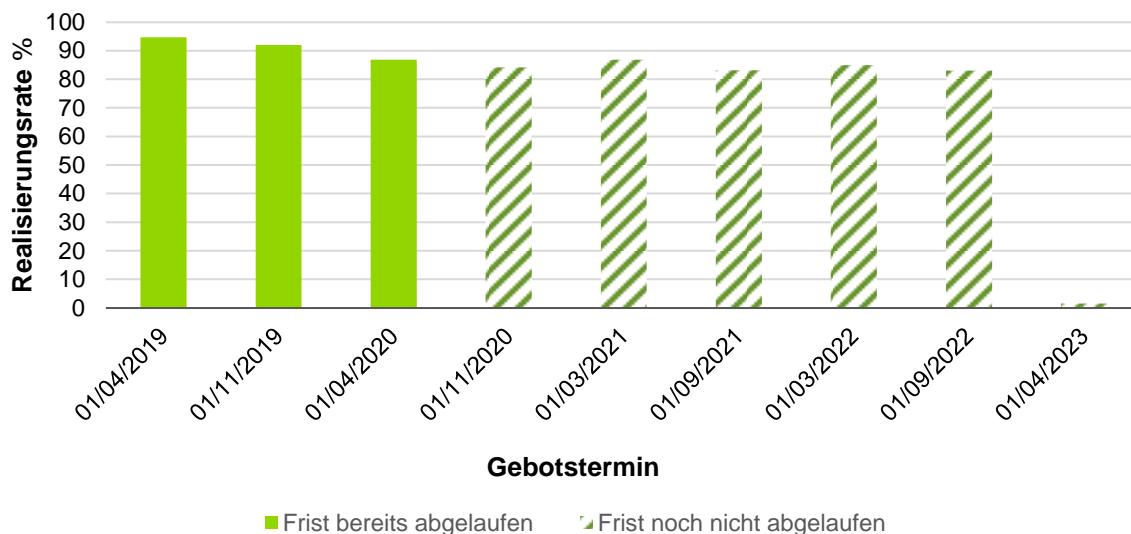


Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

Ausschreibungen für Biomasseanlagen

Erteilte Zuschläge für Biomasseanlagen erlöschen, wenn die Anlage nach 36 Monaten nach der Bekanntgabe des Zuschlags nicht in Betrieb genommen wurde. Diese Realisierungsfrist ist zum Zeitpunkt der Berichterstellung für drei Ausschreibungsrunden verstrichen, wie aus Abbildung 3.3.11-7 hervorgeht. Die Realisierungsquote für die zu diesen drei Gebotsterminen erteilten Zuschläge sinkt mit der Zeit leicht von 95 % am 01.04.2019 auf 92 % am 01.11.2019, auf 87 % am 01.04.2020. Die Realisierungsquote für die nachfolgenden fünf Ausschreibungen, deren Frist noch nicht verstrichen ist, liegt bereits auf ähnlich hohem Niveau und lediglich knapp 13 % bis 17 % der Anlagen wurden noch nicht realisiert. Eine Ausnahme stellt ausschließlich die letzte Ausschreibungsrunde vom 01.04.2023 dar, von welcher nur knapp 2 % der bezuschlagten Anlagen bisher realisiert wurden.

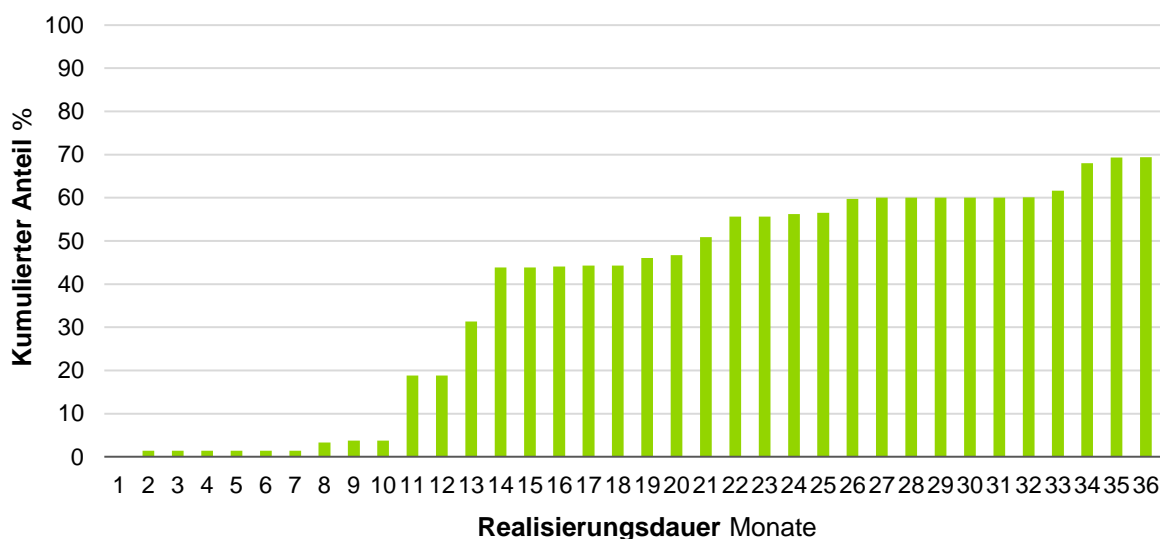
Abbildung 3.3.11-7. Realisierungsrate je Ausschreibungsrunde für Biomasseanlagen



Hinweis: Für die Auswertung wurde nicht zwischen Bestands- und Neuanlagen unterschieden. Dies führt zu einer Erhöhung der Realisierungsrate, da Bestandsanlagen keine Realisierungsdauer haben.
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

In Abbildung 3.3.11-8 wird die kumulierte Leistung von Biomasseanlagen nach Realisierungsdauer für den beobachteten Zeitraum dargestellt. Da hier nur Neuanlagen betrachtet werden handelt es sich in der Analyse um ein vergleichsweise geringes Leistungsvolumen. Hier lässt sich gut erkennen, dass in den ersten zehn Monaten nach der Erteilung des Zuschlags kaum Leistung installiert wird. Erst im elften Monat wurden 32 MW Leistung installiert. Einen ähnlichen Sprung gibt es dann in Monat 13 und Monat 14 nach Bezuschlagung, während das darauffolgende Halbjahr kaum Biomasseanlagen in Betrieb genommen wurden. Weitere kleine Anstiege gab es nur in Monat 21, 22 und 26. Erst kurz vor Ende der Realisierungsfrist, 34 Monate nach Erteilung des Zuschlags, werden erneut einige Megawatt an Leistung in Betrieb genommen.

Abbildung 3.3.11-8. Kumulierter Anteil der realisierten Leistung in Bezug zur gesamten bezuschlagten Gebotsmenge von Ausschreibungsrunden mit abgeschlossener Realisierungsfrist nach Realisierungsdauer in Monaten für Biomasseanlagen



Hinweis: Für die Auswertung wurden nur Neuanlagen betrachtet, da Bestandsanlagen keine Realisierungsdauer haben. Daher ist der kumulierte Anteil der realisierten Leistung geringer.
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

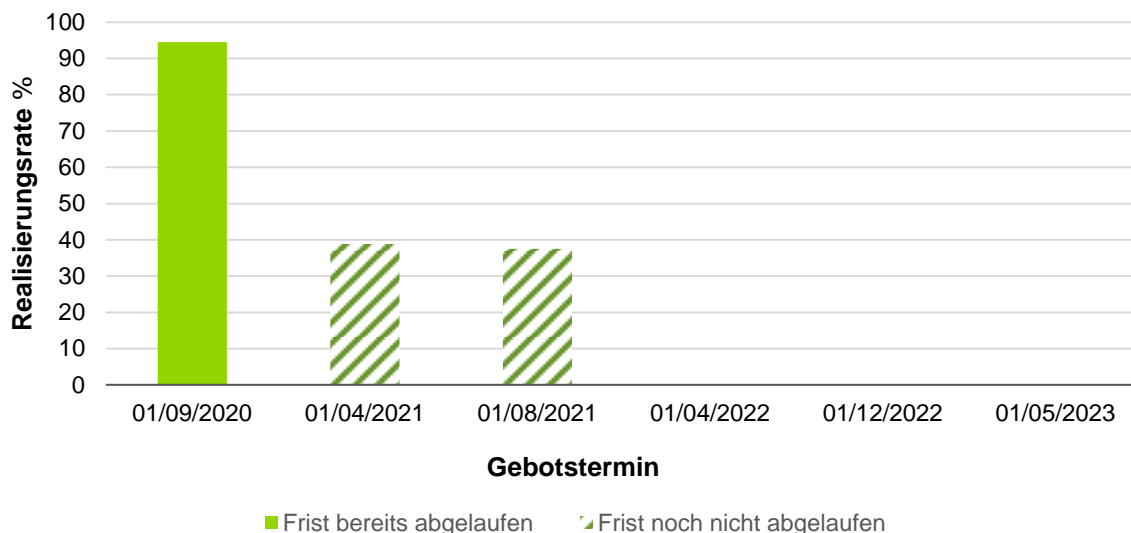
Ausschreibungen für Biomethananlagen

Die Ausschreibungen für Biomethananlagen fanden zum ersten Mal am 01.12.2021 statt. Die Realisierungsfrist für diese Anlagen liegt bei 36 Monaten, bis die erteilten Zuschläge erlöschen. Daher sind die Fristen für die beiden abgehaltenen Gebotstermine noch nicht verstrichen, weswegen die Realisierungsraten und -dauern zum Zeitpunkt der Berichterstellung nicht auswertbar sind.

Innovationsausschreibungen

Für die bezuschlagten Anlagen besteht eine Realisierungsfrist von 30 Monaten, wobei diese Frist zumindest zwei Teil-Anlagen betrifft, die in Betrieb zu nehmen sind, damit eine Anlagenkombination im Sinne der Innovationsausschreibungsverordnung besteht. Diese Ausschreibungen wurden zum 01.09.2020 eingeführt, weswegen bisher nur für diesen Gebotstermin die Frist bereits verstrichen ist. Es wurden 94 % aller erteilten Zuschläge realisiert. Für die beiden darauffolgenden Ausschreibungsrunden mit noch gültigen Fristen liegen die Realisierungsraten bei bisher knapp 40 %.

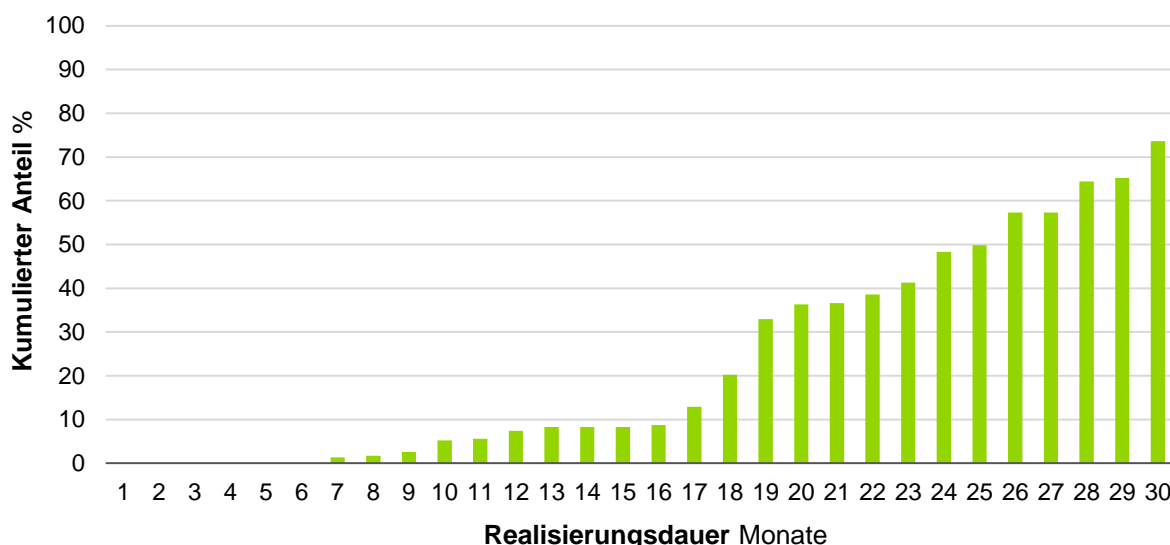
Abbildung 3.3.11-9. Realisierungsrate je Ausschreibungsrunde für Innovationsausschreibungen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

In Abbildung 3.3.11-10 wird die kumulierte Leistung von Innovationsausschreibungen nach Realisierungsdauer für den beobachteten Zeitraum dargestellt. Es ist zu erkennen, dass in den ersten sechs Monaten nach Zuschlagserteilung keine Projekte realisiert wurden und bis einschließlich 16 Monate danach knapp 60 MW Leistung installiert wurden. Danach steigt die installierte Leistung zum Teil stärker an auf 246 MW nach 20 Monaten. Danach sind ungefähr in zweimonatigen Abständen kleine Anstiege zu erkennen, der größte davon im letzten Monate der Realisierung mit 57 MW Realisierung in einem Monat.

Abbildung 3.3.11-10. Kumulierter Anteil der realisierten Leistung in Bezug zur gesamten bezuschlagten Gebotsmenge von Ausschreibungsrunden mit abgeschlossener Realisierungsfrist nach Realisierungsdauer in Monaten für Innovationsausschreibungen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA-Gebotsdatenbank (Stand 06/2023)

3.3.12 Flexibilisierung Biomasse

Frage 3.12	<ul style="list-style-type: none"> • Welche Gesamtvergütungshöhe erreichen flexibilisierte Biomasseanlagen durchschnittlich? • In welchem Ausmaß wurden die Anreize zur Flexibilisierung in Anspruch genommen? • Inwieweit führt die Flexibilisierung der Anlagen zu einem veränderten Marktverhalten?
-------------------	---

Die Flexibilisierung von neuen Biogasanlagen wird durch einen Flexibilitätszuschlag gefördert, wenn sie für mindestens 1.000 Stunden im Jahr mit mindestens 85 % ihrer installierten Leistung betrieben werden (§ 50 EEG). Diese Vergütung wird für maximal knapp 4000 Vollaststunden bezahlt, was einem Faktor 2,2 zwischen der installierten Leistung und der Bemessungsleistung entspricht⁸⁴. Mit dem EEG 2021 wurde der Flexibilitätszuschlag auf 65 EUR/kW angehoben. Bestandsanlagen, die in den Ausschreibungen einen Zuschlag für eine Anschlussförderung erhalten, können den Flexibilitätszuschlag ebenfalls in Anspruch nehmen - für neue flexible Leistung in voller Höhe und für bereits über die Flexibilitätsprämie geförderte flexible Leistung in Höhe von 50 EUR/kW (§ 50b EEG). Biomethananlagen können den Flexibilitätszuschlag ebenfalls in Anspruch nehmen, wenn sie mindestens 500 Stunden im Jahr mit mindestens 85 % ihrer installierten Leistung betrieben werden.

Die Flexibilitätsvergütung für Bestandsanlagen, die vor dem 31. Juli 2014 in Betrieb genommen wurden, erfolgt in Form der Flexibilitätsprämie (§ 50b EEG). Diese Prämie vergütet für 10 Jahre zusätzlich installierte Leistung mit 130 EUR/kW.

⁸⁴ Definition Bemessungsleistung gem. § 3 Nr. 6 EEG „[...] der Quotient aus der Summe der in dem jeweiligen Kalenderjahr erzeugten Kilowattstunden und der Summe der vollen Zeitstunden des jeweiligen Kalenderjahres [...]“.

§ 44b EEG legt fest, dass die die Bemessungsleistung von Biogasanlagen maximal 45 Prozent der installierten Leistung entsprechen darf.

Zu Analyse der durchschnittlichen Gesamtvergütungshöhe von flexibilisierten Biomasseanlagen müssen die durchschnittliche Förderung des produzierten Stroms sowie die Vergütung der Flexibilität über die Flexibilitätsprämie bzw. Flexibilitätszuschlag ermittelt werden. Die Anlagenstammdaten, also die Informationen über die Biomasseanlagen, die eine EEG-Förderung für ihre Stromproduktion und Flexibilität erhalten, lassen sich mithilfe der ÜNB-Stammdaten und des MaStR auswerten. Die durchschnittliche Vergütung von durch Biomasseanlagen erzeugtem Strom lässt sich mithilfe der Ausschreibungsergebnisse approximieren. Zusätzlich lässt sich aus den EEG-Jahresabrechnungen⁸⁵ entnehmen, welche Marktprämie an die Biomasseanlagen in einem Jahr ausgezahlt wurden und wie hoch die Gesamtvergütung für Flexibilität in Summe ausfiel.

Zur Beurteilung der Flexibilisierung auf das Marktverhalten sind Informationen zu Volllaststunden und dem Marktwert des vermarkteten Stroms von flexibilisierten Biomasseanlagen (Vergleich vor und nach der Flexibilisierung) und nicht-flexibilisierten Biomasseanlagen erforderlich. Das Einspeiseverhalten von flexibilisierten Biogasanlagen wird beispielsweise durch das VisuFlex-Tool des BMEL Vorhabens „VisuFlex – Visualisierung der Netz-/Systemdienlichkeit flexiblierter Biogasanlagen“ abgebildet⁸⁶.

Die Informationen könnten um eine Stichprobe aus einer Betreiberbefragung (und falls nötig ergänzende Erhebung der relevanten Daten vom Netzbetreiber) zu Betriebsweisen der flexibilisierten Biomasseanlagen im Vergleich zu nicht flexibilisierten Biomasseanlagen ergänzt werden.

Insgesamt ist für Analyse der Wirkung der Flexibilisierungsinstrumente eine Betrachtung des über den gesamten Evaluierungszeitraum sinnvoll, insbesondere laufen für die Neuanlagen, welche in den bisher erfolgten Ausschreibungen noch die Realisierungsfristen. Die Analyse wird daher im Endbericht erfolgen.

3.3.13 Windenergie auf See: Nicht zentral voruntersuchte Flächen – Häufigkeit Null-Cent-Gebote und dynamisches Gebotsverfahren

Frage 3.13

- Wurden bei Windenergie auf See Null-Cent-Gebote auf nicht zentral voruntersuchten Flächen abgegeben? Falls ja, wie oft kam es zum dynamischen Gebotsverfahren?

Nach den Übergangsausschreibungen für Wind auf See in den Jahren 2017 und 2018 („Ausschreibungen für bestehende Projekte“), starteten im Jahr 2021 erstmals regelmäßige Ausschreibungen für Flächen/Vorhaben auf Wind auf See.

In den Jahren 2021 und 2022 wurden ausschließlich Ausschreibungen für zentral voruntersuchte Flächen durchgeführt. Für jede ausgeschriebene Fläche wurde ein eigenes Gebotsverfahren durchgeführt, in welchem Bieter Gebote für die Realisierung eines Vorhabens abgeben. Die Gebotswerte bezogen sich dabei ausschließlich auf den anzulegenden Wert der gleitenden Marktprämie und letztendlich wurde das Gebot mit dem niedrigsten Gebotswert bezuschlagt. In den Ausschreibungen der drei Flächen im Jahr 2021 (N-3.7, N-3.8 und O-1.3), sowie der einzigen ausgeschriebenen Fläche im Jahr 2022 (N-7.2), wurde jeweils ein Null-Cent-Gebot bezuschlagt. Bei den Ausschreibungen der Flächen N-3.8 und O-1.3 im

⁸⁵ <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Abrechnungen/EEG-Jahresabrechnungen/EEG-Jahresabrechnungen-2022-2000>

⁸⁶ <https://visuflex.fnr.de/visualisierung>

Jahr 2021 wurden mehrere Null-Cent-Gebote abgegeben, weswegen der Zuschlag mittels Losverfahren ermittelt wurde.

Seit dem Jahr 2023 ersetzen zwei unterschiedliche Ausschreibungssegmente für Wind auf See das bis dahin geltende Ausschreibungsdesign: Ausschreibungen für durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) **zentral voruntersuchte** Flächen, die auf ihre Eignung zur Errichtung eines Windparks hin geprüft werden, und Ausschreibungen für **nicht zentral voruntersuchte Flächen**.

Seit 2023 wird in den Ausschreibungen für zentral voruntersuchte Flächen ein multi-kriterielles Gebotsverfahren durchgeführt, in welchem neben dem Gebotswert noch weitere Eigenschaften des geplanten Vorhabens in die Bezuschlagung miteinbezogen werden. Der Gebotswert, welcher in diesem Ausschreibungssegment aus einer Zahlung des bezuschlagten Bieters an den Staat besteht, fließt mit bis zu 60 Punkten in die Gesamtwertung mit ein. Neben dem Gebotswert werden außerdem noch die folgenden Kriterien bewertet: der Beitrag zur Dekarbonisierung durch die Nutzung von ungefordertem Strom (bis zu 5 Punkte) und grünem Wasserstoff (bis zu 5 Punkte) im Herstellungsprozess der eingesetzten Windenergieanlagen, der Umfang der gelieferten Energie des Vorhabens (bis zu 10 Punkte), der eingesetzten Gründungstechnologie (bis zu 10 Punkte) und dem Beitrag zur Fachkräftesicherung (bis zu 10 Punkte). Während der jeweils "beste" Bieter in jedem Kriterium die Höchstpunktzahl erhält, werden die Punkte an die weiteren Bieter linear im Verhältnis zum Gebot des "besten" Bieters vergeben. Abschließend erhält der Bieter mit der höchsten Gesamtpunktzahl aus allen Kriterien den Zuschlag für die jeweilige Fläche. Im Jahr 2023 wurden Ausschreibungen für vier Flächen durchgeführt, deren Ergebnisse in Tabelle 3.3.16-1 präsentiert werden.

Die Ausschreibungen für Wind auf See auf nicht zentral voruntersuchte Flächen sehen bis zu zwei Gebotsverfahren vor. Im ersten Gebotsverfahren geben die Bieter (wie in den Jahren 2021 und 2022 in den Ausschreibungen für zentral voruntersuchten Flächen) einen Gebotswert auf den anzulegenden Wert ab. Das Gebot mit dem niedrigsten Gebotswert erhält den Zuschlag. Sollte jedoch mehr als ein Bieter ein Null-Cent-Gebot abgegeben haben, führt die BNetzA ein zweites Gebotsverfahren durch (das sog. "dynamische Gebotsverfahren"). Zu diesem sind jedoch nur die Bieter der Null-Cent-Gebote zugelassen. Das dynamische Gebotsverfahren besteht aus mehreren Gebotsrunden mit ansteigenden Gebotsstufen. Jede Gebotsstufe repräsentiert eine zweite Gebotskomponente (in EUR/MW), welche die Bieter bereit sind für den Zuschlag zu bezahlen. In jeder Gebotsrunde können die Bieter der jeweiligen Gebotsstufe zustimmen. Sollte mehr als ein Bieter zustimmen, führt die BNetzA eine weitere Gebotsrunde mit einer erhöhten Gebotsstufe durch. Zu dieser Gebotsrunde sind jedoch nur Bieter zugelassen, welche in der vorherigen Runde der Gebotsstufe zugestimmt haben. Das dynamische Gebotsverfahren wird so lange durchgeführt, bis nur noch ein einzelner Bieter der Gebotsstufe zustimmt.

Im Jahr 2023 wurden in den Ausschreibungen für Windenergie auf See auf nicht zentral voruntersuchten Flächen auf allen vier ausgeschriebenen Flächen (ausschließlich) Null-Cent-Gebote abgegeben (siehe nächste Frage). Folglich (und ebenfalls bestätigt durch die veröffentlichten Ergebnisse⁸⁷) kam es in allen vier ausgeschriebenen Flächen zum dynamischen Gebotsverfahren.

⁸⁷ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_72_Offshore/Ausschr_nicht_zentral_vorunters_Flaechen/Bekanntgabe12062023.pdf?blob=publicationFile&v=1

3.3.14 Windenergie auf See: Nicht zentral voruntersuchte Flächen – Anzahl und Höhe der Gebote pro Fläche

Frage 3.14

- Wie viele Gebote wurden pro Fläche auf nicht zentral voruntersuchten Flächen abgegeben? Wie hoch waren die Gebote?

Im ersten Gebotsverfahren (statisches Gebotsverfahren) der jeweiligen Ausschreibung von nicht zentral voruntersuchten Flächen wurden pro Fläche jeweils acht Gebote, bzw. neun Gebote für die Fläche O-2.2, abgegeben. Alle abgegebenen Gebote hatten eine Höhe von 0 ct/kWh.

Wie in der folgenden Tabelle dargestellt, wurden im Rahmen des zweiten Gebotsverfahrens (dynamisches Gebotsverfahren) zwischen 55-72 Gebotsrunden mit steigenden Gebotsstufen durchgeführt (siehe Ausführungen der vorherigen Frage). Die daraus resultierenden Gebotswerte befinden sich zwischen 1,56 und 2,07 Mio. EUR/MW. Insgesamt hat die gesamte Ausschreibungsrunde zu Zahlungen der Bieter in Höhe von 12,6 Mrd. EUR geführt.

Außerdem lässt sich (laut Aussage der BNetzA) festhalten, dass es über die Flächen hinweg mehr als neun individuelle Bieter/Unternehmen gab, was darauf schließen lässt, dass einzelne Bieter nur auf bestimmte Flächen geboten haben.

Tabelle 3.3.14-1. Ergebnisse der Ausschreibungen für nicht zentral voruntersuchte Flächen im Jahr 2023

	N-11.1	N-12.1	N-12.2	O-2.2
Bezuschlagte Menge [MW]	2.000	2.000	2.000	1.000
Name des bezuschlagten Bieters	bp OFW Management 1 GmbH	North Sea OFW N12-1 GmbH & Co. KG	bp OFW Management 3 GmbH	Baltic Sea OFW O2-2 GmbH & Co. KG
Bezuschlagter Gebotswert [EUR/MW]	1,83 Mio.	1,875 Mio.	1,56 Mio.	2,07 Mio.
Bezuschlagter Gebotswert [EUR]	3,66 Mrd.	3,75 Mrd.	3,12 Mrd.	2,07 Mrd.
Anzahl teilnahmeberechtigter Bieter am dynamischen Gebotsverfahren/Gebote im statischen Gebotsverfahren	8	8	8	9
Runden im dynamischen Gebotsverfahren	64	65	55	72

3.3.15 Windenergie auf See: Nicht zentral voruntersuchte Flächen – Einfluss des dynamischen Gebotsverfahrens

Frage 3.15

- Welchen Effekt hatte bei nicht zentral voruntersuchten Flächen die Durchführung der zweiten Runde mit dynamischem Gebotsverfahren? Hat dies zu weniger Null-Cent Geboten in der ersten Runde geführt? Hat es die Förderung von Wind auf See reduziert?

Die fehlende, zentrale Voruntersuchung der Flächen hinsichtlich deren Eignung zur Errichtung eines Windparks führt zu einer höheren Unsicherheit bei den Bietern, welche sich in potenziell höheren Stromgestehungskosten widerspiegelt. Diese wiederum könnten dazu führen, dass die zu realisierenden Offshore-Windparks nicht mehr ohne Förderung rentabel wären, weswegen es zu weniger Null-Cent Geboten kommen könnte.

Dies scheint jedoch basierend auf dem Ergebnis der Ausschreibungen mit ausschließlich Null-Cent-Geboten nicht der Fall zu sein (siehe vorherige Frage). Dies deutet darauf hin, dass Bieter mit Förderbedarf/positiven Gebotswerten gar nicht erst an der Ausschreibung teilgenommen haben und/oder die fehlende, zentrale Voruntersuchung die Stromgestehungskosten nur marginal erhöht. Eine weitere Erklärung könnte sein, dass die Bieter die künftigen Stromgestehungskosten zu optimistisch eingeschätzt haben, was zusammen mit evtl. zu niedrigen Pönalen zu Null-Cent-Geboten geführt hat. Nichtsdestotrotz lässt sich festhalten, dass die Durchführung der zweiten Runde mit dynamischem Gebotsverfahren ebenfalls nicht zu weniger Null-Cent-Geboten geführt hat. Möglicherweise waren die bezuschlagten Gebotswerte im dynamischen Gebotsverfahren bei nicht zentral voruntersuchten Flächen niedriger als es bei einem (hypothetischen) dynamischen Gebotsverfahren für zentral voruntersuchte Flächen der Fall gewesen wäre.

Die Einführung eines zweiten, dynamischen Gebotsverfahrens hat gegenüber bisherigen Ausschreibungen der Windenergie auf See nicht zu einer Reduktion der Förderung (im Sinne des EEG) geführt. Dies liegt daran, dass in den Ausschreibungen für zentral voruntersuchte Flächen ausschließlich Null-Cent Gebote (2021 und 2022), bzw. nicht-positive Gebotswerte (2023), bezuschlagt wurden. Somit kommt es weder im Rahmen der Ausschreibungen für zentral noch für nicht zentral voruntersuchten Flächen zu (positiven) Förderzahlungen.

Nichtsdestotrotz hat die Durchführung des dynamischen Gebotsverfahrens bei nicht zentral voruntersuchten Flächen zu signifikanten Mehreinnahmen von 12,6 Mrd. EUR für den Staat geführt⁸⁸.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass in den Ausschreibungen für zentral voruntersuchte Flächen eine relativ hohe Anzahl an Bietern teilgenommen hat, was sich in der Anzahl der Null-Cent Gebote und den bezuschlagten Gebotswerten widerspiegelt. Laut der BNetzA waren die Gründe für den hohen Wettbewerb das transparente (und rein preis-basierte) Verfahren der Ausschreibung, sowie das Fehlen von Eintrittsrechten (siehe Frage 3.17) bei den nicht zentral voruntersuchten Flächen. Insgesamt sei das dynamische Gebotsverfahren gut aufgenommen worden durch die Branche.

⁸⁸ Diese Erlöse werden wie folgt verwendet: 90 Prozent der Erlöse fließen in die Stromkostensenkung und jeweils fünf Prozent in den Meeresnaturschutz sowie die Förderung einer umweltschonenden Fischerei.

3.3.16 Windenergie auf See: Vergleich der Ausschreibungssegmente

Frage 3.16

- Vergleich der Entwicklung von Wind auf See in nicht zentral voruntersuchten Flächen gegenüber voruntersuchten Flächen

Aufgrund unterschiedlicher Ausgestaltungselemente ist ein Vergleich der beiden Ausschreibungssegmente schwierig. Unterschiede in den Ergebnissen der Ausschreibungen lassen sich nicht gezielt einem Ausgestaltungselement zuordnen. Im Folgenden stellen wir für eine Analyse der möglichen Einflussfaktoren die Wettbewerbssituation anhand der Anzahl der Bieter je Fläche sowie die bezuschlagten Preise der beiden Ausschreibungssegmente im Jahr 2023 gegenüber. Eine Übersicht der Ergebnisse der vier Flächen aus den Ausschreibungen für nicht zentral voruntersuchte Flächen findet sich in Tabelle 3.3.14-1. Die Ergebnisse der vier Flächen der Ausschreibungen für zentral voruntersuchte Flächen werden in der untenstehenden Tabelle präsentiert.

Tabelle 3.3.16-1. Ergebnisse der Ausschreibungen für zentral voruntersuchte Flächen im Jahr 2023

	N-3.5	N-3.6	N-6.6	N-6.7
Bezuschlagte Menge [MW]	420	480	630	270
Name des bezuschlagten Bieters	Nordseecluster B GmbH	Nordseecluster B GmbH	RWE Renewables Offshore HoldCo Four GmbH	Waterkant Energy GmbH
Angenommener bezuschlagter Gebotswert [EUR/MW]	0 EUR/MW	0 EUR/MW	Im Durchschnitt 0,9 Mio EUR/MW	
Bezuschlagter Gebotswert [EUR]	784 Mio. EUR			

Hinweis: Es lagen uns keine Daten zu den bezuschlagten Gebotswerten (in EUR/MW) der einzelnen Flächen vor, weswegen wir diesbezüglich (basierend auf Aussagen der BNetzA und den veröffentlichten Ergebnissen), diese geschätzt haben; Quelle des gesamten, absoluten, bezuschlagten Gebotswerts in EUR: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2023/20230810_OffshoreErgebnisse.html

Im Hinblick auf die Wettbewerbsintensität lässt sich laut BNetzA festhalten, dass an den Ausschreibungen für zentral voruntersuchte Flächen relativ wenig Bieter teilgenommen haben (bei zwei von vier Flächen höchstwahrscheinlich nur ein Bieter), im Gegensatz zu den Ausschreibungen der nicht zentral voruntersuchten Flächen.

Nichtsdestotrotz ist der Vergleich der (relativen) bezuschlagten Gebotswerte weniger signifikant. Die Ausschreibungen der nicht zentral voruntersuchten Flächen resultierten in einem durchschnittlichen, gewichteten Gebotswert von 1,8 Mio. EUR/MW. Im Gegensatz hierzu betrug der durchschnittliche, gewichtete Gebotswert in den Ausschreibungen der zentral voruntersuchten Flächen 0,4 Mio. EUR/MW. Geht man jedoch davon aus, dass auf der bezuschlagte Gebotswert auf den Flächen N-3.5 und N-3.6 jeweils 0 EUR/MW betrug (siehe Frage 3.17), erhält man für die zwei restlichen Flächen (mit Wettbewerb) einen durchschnittlichen Gebotswert von 0,9 Mio. EUR/MW. Falls man davon ausgeht, dass nur auf der Fläche ohne Eintrittsrecht (N-6.7) genügend Wettbewerb herrschte, um einen positiven Gebotswert zu erzielen, erhöht sich dieser auf 2,9 Mio. EUR/MW.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Ausschreibungen für zentral voruntersuchte Flächen aufgrund der Existenz von Eintrittsrechten und dem multi-kriteriellen Verfahren weniger kompetitiv waren und generell in einem niedrigeren, bezuschlagten Gebotswert resultierten. Mögliche Einflussfaktoren sind:

- Existenz von Eintrittsrechten: Eintrittsrechte-Inhaber (welche nicht bezuschlagt wurden) können nach Abschluss der Ausschreibung ihr Eintrittsrecht ausüben und den Zuschlag vollständig erhalten, was dazu führt, dass Bieter ohne Eintrittsrecht wenig Anreize haben, an den Ausschreibungen teilzunehmen (siehe Ausführungen in der nächsten Frage).
- Multi-kriterielles Verfahren: im Gegensatz zu den rein preisbasierten Ausschreibungsverfahren der Jahre 2021 und 2022 wurde die Ausschreibung für zentral voruntersuchte Flächen als multi-kriterielles Verfahren durchgeführt. Bieter könnten dieses Verfahren als weniger transparent und komplexer ansehen, was zu weniger Teilnahmen führen kann.
- Ausschreibungen für nicht zentral voruntersuchte Flächen: ungefähr zeitgleich wurden die Ausschreibungen für nicht zentral voruntersuchte Flächen durchgeführt, welche rein preisbasiert durchgeführt wurden. Außerdem gab es in diesem Ausschreibungssegment keine Eintrittsrechte und die verfügbare Leistung auf diesen Flächen war tendenziell höher. Dies hat evtl. zu einer höheren Attraktivität der Ausschreibungen für nicht zentral voruntersuchte Flächen geführt.

Ferner sollte beachtet werden, dass im Jahr 2024 in keinem der beiden Ausschreibungssegmente Eintrittsrechte existieren, was zu einer besseren Vergleichbarkeit führen kann.

3.3.17 Windenergie auf See: Wirkung der Eintrittsrechte

Frage 3.17

- Welche Wirkung entfalten Eintrittsrechte in den Ausschreibungen im zentralen Modell ab 2021? Haben die Inhaber von Eintrittsrechten von ihrem Eintrittsrecht Gebrauch gemacht?
- Hat ein Bieter mit Eintrittsrecht an einer Ausschreibung teilgenommen und hat dieser den Höchstwert geboten?

Laut Aussage der BNetzA haben alle Inhaber eines Eintrittsrechts an der jeweiligen Ausschreibung für zentral voruntersuchte Flächen teilgenommen und den jeweiligen Höchstwert (2021 und 2022), bzw. einen Gebotswert von 0 EUR (2023), geboten. Diese Beobachtung deckt sich mit der auktionstheoretischen Vorhersage, dass Eintrittsrechte-Inhaber mit dem jeweiligen Höchstwert an den Ausschreibungen teilnehmen. Erklären lässt sich dies dadurch, dass die Teilnahme an der Ausschreibung für das Ausüben des Eintrittsrechts verpflichtend ist und dass es aus Sicht der Eintrittsrechte-Inhaber von Vorteil ist, einen möglichst hohen Gebotswert in der Ausschreibung zu bieten. Wäre der Eintrittsrechts-Inhaber der einzige Bieter in der jeweiligen Ausschreibung, würde er zum Höchstwert bezuschlagt werden. Sollte ein anderer Bieter (mit einem niedrigeren Gebotswert) bezuschlagt werden, kann der Eintrittsrechte-Inhaber immer noch sein Eintrittsrecht ausüben und der Zuschlag geht auf diesen über (zu dem bezuschlagten, niedrigeren Gebotswert). Die klassische Abwägung zwischen möglichst hohem bezuschlagten Gebotswert und der Zuschlagswahrscheinlichkeit ist für die Eintrittsrechte-Inhaber somit nicht relevant.

Außerdem lässt sich basierend auf den durch die BNetzA veröffentlichten Ergebnissen der Ausschreibungen festhalten, dass die Inhaber von Eintrittsrechten immer von diesen Gebrauch gemacht haben (siehe nachfolgende Tabelle). Dies deutet darauf hin, dass auch für die Eintrittsrechte-Inhaber die Flächen mit einem anzulegenden Wert von Null Cent (2021 und 2022) noch wirtschaftlich waren. Ferner sollte beachtet werden, dass nach Abschluss der Ausschreibungen im Jahr 2023 keine weiteren Eintrittsrechte für ausgeschriebene Flächen existieren.

Tendenziell ist die Teilnahme an Ausschreibungen, in welchen Eintrittsrechte existierten, für Bieter ohne Eintrittsrecht weniger attraktiv. Dies lässt sich dadurch begründen, dass, wie oben beschrieben, Eintrittsrechte-Inhaber die Möglichkeit haben, ihr Eintrittsrecht auszuüben und den Zuschlag (unabhängig von ihrem eigenen Gebotswert) zu erhalten. Bieter ohne Eintrittsrecht haben dadurch nur bedingt die Möglichkeit, den Zuschlag durch ihren Gebotswert zu beeinflussen. Dies führt dazu, dass es in den Ausschreibungen mit existierenden Eintrittsrechten laut BNetzA tendenziell zu weniger Wettbewerb kam.

Nichtsdestotrotz wurden in den beiden Ausschreibungen 2021 und 2022 Null-Cent Gebote bezuschlagt, was auf einen gewissen Wettbewerb hindeuten kann (da die Eintrittsrechte-Inhaber den Höchstwert geboten haben). Einzig bei den Ausschreibungen der Flächen N-3.5 und N-3.6 kann angenommen werden, dass bis auf den bezuschlagten Bieter keine weiteren Bieter teilgenommen haben. Die Annahme basiert auf der Tatsache, dass der Eintrittsrechte-Inhaber Nordseecluster B GmbH den Höchstwert von 0 EUR geboten hat und dennoch in beiden Ausschreibungen bezuschlagt worden ist⁸⁹. Möglicherweise war eine Teilnahme für weitere Bieter in diesen Ausschreibungen aufgrund der Existenz der Eintrittsrechte, sowie der weiteren, in der vorherigen Frage bereits beschriebenen Gründe, wenig attraktiv.

⁸⁹ Es kann jedoch nicht ausgeschlossen werden, dass der bezuschlagte Bieter aufgrund einer höheren Punktzahl in den anderen Kategorien bezuschlagt worden ist. Dieser Fall ist jedoch relativ unwahrscheinlich, da der höchste Gebotswert mit 60 von insgesamt 100 möglichen Punkten bewertet wird und der bezuschlagte Bieter mit einem Gebotswert von 0 EUR eine Punktzahl von 0 erhalten würde, falls ein anderer Bieter einen Gebotswert höher 0 EUR geboten hätte.

Tabelle 3.3.17-1. Übersicht der Eintrittsrechte in den Ausschreibungen für zentral voruntersuchte Flächen in den Jahren 2021-2023

Fläche	Jahr der Ausschreibung	Ursprünglich bezuschlagter Bieter	Gebotswert	Bezuschlagte Leistung	Eintrittsrechte-inhaber, bzw. neuer bezuschlagter Bieter
N-3.8	2021	EDF Offshore Nordsee 3.8 GmbH	0 ct/kWh	433 MW	Nordsee Two GmbH
O-1.3	2021	RWE Renewables Offshore Development One GmbH	0 ct/kWh	300 MW	Windanker GmbH
N-7.2	2022	RWE Renewables Offshore HoldCo Four GmbH	0 ct/kWh	980 MW	Vattenfall Atlantis 1 und Global Tech 2 Offshore Wind GmbH
N-3.5	2023	Nordseecluster B GmbH	n/a	420 MW	Nordseecluster B GmbH (idem)
N-3.6	2023	Nordseecluster B GmbH	n/a	480 MW	Nordseecluster B GmbH (idem)
N-6.6	2023	RWE Renewables Offshore HoldCo Four GmbH	n/a	630 MW	Vattenfall Nordlicht II Offshore Wind GmbH

Hinweis: Alle Eintrittsrechte wurden von den jeweiligen Eintrittsrechte-Inhabern gezogen. Außerdem sollte beachtet werden, dass auf den ausgeschriebenen Flächen N-3.7 (2021) und N-6.7 (2023) kein Eintrittsrecht existierte.

3.3.18 Windenergie auf See: Übergangsausschreibungen 2017/2018

Frage 3.18

- Wie entwickelt sich die Realisierung der bezuschlagten Projekte aus den Übergangsausschreibungen der Jahre 2017 und 2018? Kommt es zu Pönalzahlungen?

Basierend auf einer schriftlichen Auskunft der BNetzA vom 15.01.2024, einem klärenden Telefonat am 19.02.2024, sowie eigener Recherche, lässt sich festhalten, dass sich sechs von sieben⁹⁰ bezuschlagten Vorhaben (bis auf Wikinger Süd mit lediglich 10 MW Leistung) aus den Übergangsausschreibungen der Jahre 2017 und 2018 innerhalb der gesetzlichen Fristen befinden. Von diesen sechs Vorhaben wurden zwei bereits vollständig errichtet (Kaskasi und Arcadis Ost 1). Die weiteren vier Vorhaben (He dreht, Borkum Riffgrund 3, Gode Wind 3 und Baltic Eagle) befinden sich in der Errichtung oder vor Errichtungsbeginn.

⁹⁰ Ursprünglich wurden 10 Vorhaben in den Übergangsausschreibungen der Jahre 2017 und 2018 bezuschlagt. Ørsted hat jedoch die drei bezuschlagten Vorhaben Borkum Riffgrund West II, OWP West und Borkum Riffgrund West I zu Borkum Riffgrund 3 zusammengelegt. Ebenfalls wurden die zwei bezuschlagten Vorhaben Gode Wind 3 und Gode Wind 4 von Ørsted zu Gode Wind 3 zusammengelegt.

Dem Vorhaben Wikinger Süd (10 MW) wurde am 08.04.2022 der Zuschlag durch die BNetzA entzogen. Grund hierfür war, dass bis 24 Monate vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin am 31.12.2023 kein Nachweis über eine bestehende Finanzierung für die Errichtung des Vorhabens vorgelegt worden ist⁹¹. Laut Aussage der BNetzA ist für Wikinger Süd eine Pönale in Höhe von 30 % der zu leistenden Sicherheit, d. h. insgesamt 300.000 EUR, angefallen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass von der ursprünglich bezuschlagten Leistung von 3,1 GW in den Übergangsausschreibungen 18,5 % (572 MW) bereits realisiert wurde, 81,2 % (2.518 MW) aktuell realisiert wird und lediglich 0,3 % (10 MW) abgebrochen wurde.

Tabelle 3.3.18-1. Stand der Realisierung der bezuschlagten Projekte aus den Übergangsausschreibungen der Jahre 2017 und 2018

Windpark	Ausschreibungsrunde	Status	Leistung	Betreiber	Kommentar
RWE Kaskasi	2018	Vollständig errichtet am 23.03.2023	342	RWE	
Arcadis Ost	2018	Vollständig errichtet am 05.12.2023	257	Parkwind	
Borkum Riffgrund 3	2017/18	in Errichtung/vor Errichtungsbeginn	900	Ørsted	Die drei bezuschlagten Vorhaben Borkum Riffgrund West II, OWP West und Borkum Riffgrund West I wurden von Ørsted zu Borkum Riffgrund 3 zusammengelegt
Gode Wind 3	2017/18	in Errichtung/vor Errichtungsbeginn	242	Ørsted	Die zwei bezuschlagten Vorhaben Gode Wind 3 und Gode Wind 4 wurden von Ørsted zu Gode Wind 3 zusammengelegt
EnBW He Dreiht	2017	in Errichtung/vor Errichtungsbeginn	960	EnBW	
Baltic Eagle	2018	in Errichtung/vor Errichtungsbeginn	476	Iberdrola	
Wikinger Süd	2018	Zuschlag am 08.04.2022 von BNetzA widerrufen - Pönale angefallen	10	Iberdrola	

⁹¹ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-009/BK6-22-009_beschluss_vom_08.04.2022.pdf?blob=publicationFile&v=1

3.3.19 Referenzertragsmodell Windenergie an Land: Einfluss des Modells

Frage 3.19

- Wie hat sich das Referenzertragsmodell auf das Ausschreibungsergebnis für Windenergieanlagen an Land ausgewirkt?
- Welchen Einfluss hat das Referenzertragsmodell auf die Vergütungshöhe und die Gesamtförderungskosten zur Erreichung der EE-Ziele?
- Welchen Einfluss hat das Referenzertragsmodell auf die räumliche Verteilung des Zubaus?
- Welchen Einfluss hat das Referenzertragsmodell auf Systemkosten, insbesondere:
 - Netzengpässe und damit einhergehende Kosten (z. B. für Redispatch)?
 - Netzentwicklungsplanung und den Bedarf an weiteren Stromnetzen sowie die damit einhergehenden Netzausbaukosten?
- Hat das Referenzertragsmodell Mitnahmeeffekte verhindert?
- Wird eine Mehrteilnahme durch das REM erreicht?

Das Referenzertragsmodell für Windenergieanlagen an Land soll laut Bundesregierung vergleichbare Wettbewerbsbedingungen in ganz Deutschland schaffen und dadurch zu einem bundesweiten Zubau neuer Windenergieanlagen beitragen⁹². Zu diesem Zweck wird die Höhe der Vergütung ertragsabhängig gesteuert.

Gemäß § 36h EEG berechnet sich der anzulegende Wert für eine Windenergieanlage an Land aus dem Produkt von Zuschlagswert und Korrekturfaktor. Für Windenergieanlagen an Land, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird, ist der Zuschlagswert durch den Durchschnitt aus den Gebotswerten des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebots der Gebotstermine für Windenergieanlagen an Land im Vorvorjahr zu ersetzen.

Der Gütefaktor ist nach Anlage 2 des EEG zu ermitteln und gibt das Verhältnis zwischen dem Standortertrag und dem anlagentypabhängigen Referenzertrag wieder. Gemäß § 36h Abs. 2 EEG ist der anzulegende Wert jeweils mit Wirkung ab Beginn des sechsten, elften und sechzehnten auf die Inbetriebnahme der Anlage folgenden Jahres anhand des Standortertrags anzupassen.

Die Korrekturfaktoren nach § 36h EEG 2021 sind in Tabelle 3.3.19-1 (Zeile 1) dargestellt und betragen zwischen 1,35 (Gütefaktor 60 %) und 0,79 (Gütefaktor 150 %). Zwischen den Stützwerten wird linear interpoliert. Unter 60 % und über 150 % Standortgüte gilt der jeweils letzte Stützwert. Mit dem EEG 2023 hat der Gesetzgeber die Korrekturfaktoren überarbeitet (Zeile 2). Zum einen wurde für Anlagen in der Südregion ein weiterer Stützwert in Höhe von 1,55 bei einem Gütefaktor von 50 % eingezogen. Zum anderen wurde der Stützwert beim Gütefaktor von 60 % auf 1,42 erhöht. Durch die Anpassung sollen laut Bundesregierung mehr Potenziale in Süddeutschland erschlossen werden⁹³.

⁹² Bundesrat (2016): Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2016). Gesetzentwurf der Bundesregierung. Drucksache 310/16 vom 09.06.2016. https://www.clearingstelle-eeg-kwqg.de/sites/default/files/BR-Drs_310-16_160609.pdf

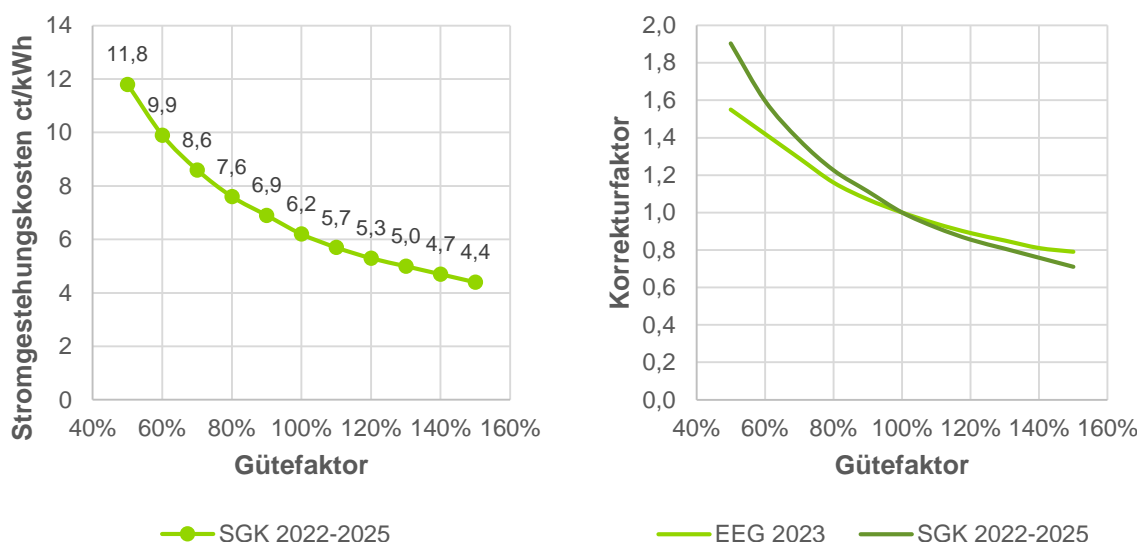
⁹³ Deutscher Bundestag (2022): Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor. Gesetzentwurf der Bundesregierung. Drucksache 20/1630 vom 02.05.2022. https://www.clearingstelle-eeg-kwqg.de/sites/default/files/2022-09/12_Regierungsentwurf_BT-Drs_20-1630.pdf

Tabelle 3.3.19-1. Korrekturfaktoren gemäß § 36h EEG 2021/2023

Gütefaktor %	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150
Korrekturfaktor EEG 2021	-	1,35	1,29	1,16	1,07	1,00	0,94	0,89	0,85	0,81	0,79
Korrekturfaktor EEG 2023	1,55	1,42	1,29	1,16	1,07	1,00	0,94	0,89	0,85	0,81	0,79

Die Parametrierung der Korrekturfaktoren orientiert sich grundsätzlich an den mittleren Stromgestehungskosten je Standortklasse, wobei Mehrkosten von Projekten an windschwächeren Standorten nur anteilig ausgeglichen werden. Abbildung 3.3.19-1 zeigt auf der linken Seite die erwarteten mittleren Stromgestehungskosten von Windenergieanlagen an Land, die im Zeitraum 2022–2025 in Betrieb gehen. Auf der rechten Seite sind die Korrekturfaktoren des EEG 2023 jenen Korrekturfaktoren gegenübergestellt, die erforderlich wären, um die Stromgestehungskostenunterschiede vollständig auszugleichen. Der flachere Verlauf der Korrekturfaktoren aus dem EEG 2023 bestätigt obige Aussage zum anteiligen Ausgleich von Mehrkosten.

Abbildung 3.3.19-1. Stromgestehungskosten (SGK) von Windenergieanlagen an Land bei Inbetriebnahme 2022-2025 und Korrekturfaktoren gemäß EEG 2023



Quelle: Stromgestehungskosten 2022-2025 gemäß DWG (2023)⁹⁴

Die Auswirkungen des Referenzertragsmodells auf die Ergebnisse der Ausschreibungen sind abhängig vom Wettbewerb. Tabelle 3.3.19-2 zeigt diesbezüglich die Ausschreibungsvolumina und Gebotsmengen der Ausschreibungen in den Jahren 2021 bis 2023. Demnach überstieg die um Ausschlüsse bereinigte Gebotsmenge lediglich zum Gebotstermin 01.09.2021 das von der BNetzA ausgeschriebene Volumen (Überzeichnung um 20 %). Zum 01.02.2022 reichte die Gebotsmenge nach Abzug von Ausschlüssen geradeso aus, um das Ausschreibungsvolumen zu decken. Bei den übrigen Terminen wurde das Ausschreibungsvolumen immer und zum Teil deutlich unterschritten.

⁹⁴ Deutsche WindGuard et al. (2023): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017) zum spartenspezifischen Vorhaben Windenergie an Land. Wissenschaftlicher Endbericht. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eg-eb-wal-03map393-endbericht.pdf>

Tabelle 3.3.19-2. Ausschreibungsvolumina und Gebotsmengen der Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2021–2023

Gebots-termin	Tatsächliches Ausschreibungsvolumen	Gebotsmenge	Ausschlussmenge	Bereinigte Gebotsmenge	Verhältnis von Gebots- zu Ausschreibungsvolumen
01.02.2021	1.500.000	718.800	27.350	691.450	0,46
01.05.2021	1.243.230	1.161.390	51.000	1.110.390	0,89
01.09.2021	1.492.019	1.823.840	34.200	1.789.640	1,20
01.02.2022	1.328.191	1.356.449	24.200	1.332.249	1,00
01.05.2022	1.319.842	946.890	16.100	930.790	0,71
01.09.2022	1.319.842	772.660	0	772.660	0,59
01.12.2022	603.870	203.050	13.600	189.450	0,31
01.02.2023	3.210.000	1.501.530	60.380	1.441.150	0,45
01.05.2023	2.865.910	1.597.020	61.560	1.535.460	0,54
01.08.2023	1.666.810	1.435.560	2.300	1.433.260	0,86
01.11.2023	2.086.630	1.981.315	14.100	1.967.215	0,94

Quelle: BNetzA⁹⁵

Die potenziellen Auswirkungen des Referenzertragsmodells sind vielseitig und werden in den nachfolgenden Unterabschnitten einzeln adressiert:

- Abschnitt 3.3.19.2: Gebotsreihenfolge und Zuschlagschancen
- Abschnitt 3.3.19.3: Anzulegende Werte und Förderkosten
- Abschnitt 3.3.19.4: Räumliche Verteilung des Zubaus
- Abschnitt 3.3.19.5: Systemkosten
- Abschnitt 3.3.19.6: Mitnahmeeffekte
- Abschnitt 3.3.19.7: Teilnahmeanreize

Bevor die einzelnen Teilfragen beantwortet werden, folgen im nachfolgenden Abschnitt zunächst statistische Auswertungen zur Häufigkeitsverteilung der Gütefaktoren auf Ebene des Bundes und der Länder.

3.3.19.1 Häufigkeitsverteilung der Gütefaktoren

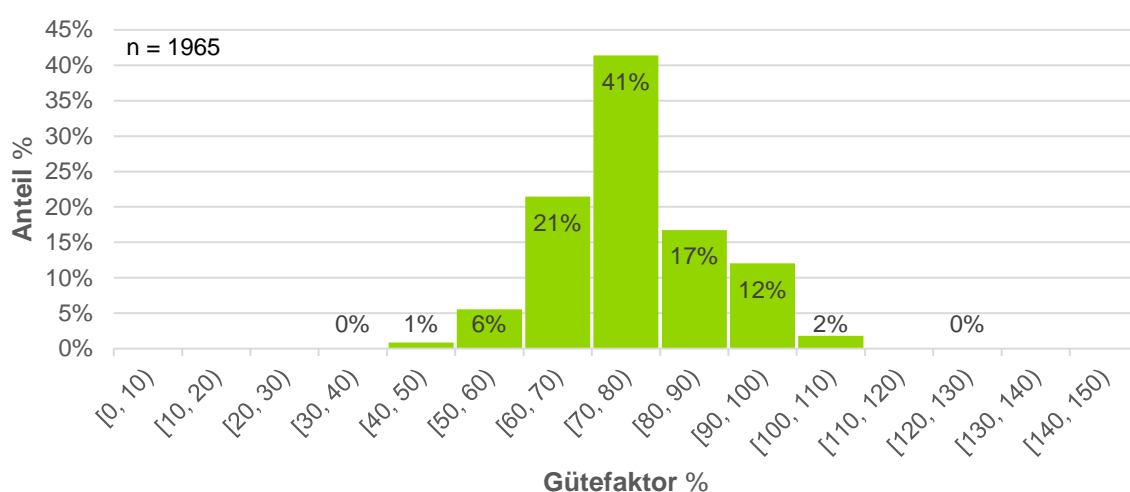
Gemäß Marktstammdatenregisterverordnung (MaStRV) müssen Betreiberinnen und Betreiber von Windenergieanlagen an Land die Gütefaktoren im Marktstammdatenregister registrieren. Dies gilt für die Ersteinschätzung zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme ebenso wie für die Korrekturen zu Beginn des sechsten, elften und sechzehnten auf die Inbetriebnahme der

⁹⁵ BNetzA (2023): Statistiken zur Ausschreibung von Windenergieanlagen an Land nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Stand 06.12.2023. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/start.html

Anlage folgenden Jahres (s. o.). Da die Meldepflicht erst mit der Inbetriebnahme beginnt und darüber hinaus nicht alle Betreiberinnen und Betreiber ihrer Pflicht nachkommen, liegen nicht für alle Windenergieanlagen Gütefaktoren vor. Dort wo Angaben fehlen, wurden eigene Berechnungen basierend auf öffentlich zugänglichen Winddaten und Leistungskennlinien vorgenommen (zur Methodik siehe Abschnitt 2.3).

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Häufigkeitsverteilung der Gütefaktoren für die 1.965 Windenergieanlagen an Land, für die bei den Gebotsterminen 01.02.2021 bis 01.05.2023 ein Gebot eingereicht wurde (ohne Doppelzählung bei mehrmaliger Gebotsabgabe, inkl. ungültige Gebote). Die Spanne der beobachteten Gütefaktoren reicht von 39 bis 125 %, das arithmetische Mittel beträgt 75,5 % und der Median liegt mit 74,0 % knapp darunter.

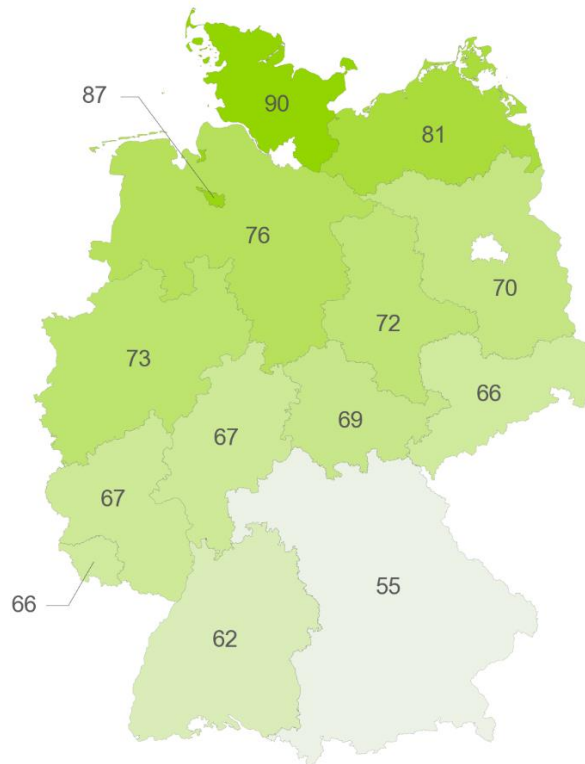
Abbildung 3.3.19-2. Häufigkeitsverteil der Gütefaktoren (Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 01.02.2021–01.05.2023)



Quelle: MaStR und eigene Berechnungen.

Die Gütefaktoren weisen ein Nord-Süd-Gefälle auf. Abbildung 3.3.19-3 zeigt hierzu den Median der Gütefaktoren je Bundesland. Tabelle 3.3.19-3 enthält ergänzend weitere Statistiken. Die Mediane reichen von 90 % in Schleswig-Holstein bis 55 % in Bayern. Auf die Stadtstaaten Hamburg und Berlin entfallen im Betrachtungszeitraum keine Windenergieanlagen.

Abbildung 3.3.19-3. Median der Gütefaktoren je Bundesland (Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 01.02.2021–01.05.2023)



Quelle: MaStR und eigene Berechnungen. Geobasisdaten: © GeoBasis-DE / BKG (2023)

Tabelle 3.3.19-3. Statistiken zur Verteilung der Gütefaktoren (Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 01.02.2021–01.05.2023)

Bundesland	Anzahl WEA	Mittel	STABW	Min	Q1	Median	Q2	Max
BB	210	69,6	5,9	50,0	66,0	70,0	73,0	88,0
BE								
BW	56	60,4	6,2	43,0	56,0	62,0	65,0	72,0
BY	30	56,2	6,0	47,0	52,3	55,0	59,0	75,0
HB	1	87,0		87,0	87,0	87,0	87,0	87,0
HE	91	65,1	8,8	45,0	60,0	67,0	71,0	87,0
HH								
MV	66	81,7	6,9	57,0	80,0	81,0	84,0	106,0
NI	393	76,6	7,8	54,0	72,0	76,0	80,0	125,0
NW	433	72,9	6,7	39,0	69,0	73,0	78,0	104,0
RP	95	66,0	7,2	52,0	60,0	67,0	71,0	81,0
SH	411	89,4	8,1	52,0	86,0	90,0	94,0	109,0
SL	11	64,8	7,0	55,0	59,5	66,0	69,5	77,0
SN	26	67,8	6,2	59,0	63,0	66,0	71,8	86,0
ST	101	71,0	4,1	53,0	71,0	72,0	72,0	84,0
TH	41	68,4	9,4	53,0	62,0	69,0	75,0	94,0
DE	1965	75,5	11,2	39,0	68,0	74,0	83,0	125,0

Mittel: Arithmetischer Mittelwert, STABW: Standardabweichung, Q1: unteres Quartil, Q3: oberes Quartil

Quelle: MaStR und eigene Berechnungen.

Die oben dargestellten Gütefaktoren stellen das Verhältnis der Ertragseinschätzung zum Referenzertrag dar und basieren vorrangig auf den Ertragsgutachten der Betreiber und entsprechenden Angaben im MaStR sowie ergänzend auf eigenen Berechnungen. Hinsichtlich der Korrektur von Gütefaktoren und anzulegenden Werten sowie den daraus folgenden Erstattungen zu viel oder zu wenig geleisteter Zahlungen nach § 36h Abs. 2 EEG können zum Zeitpunkt der Berichterstellung keine Aussagen getroffen werden. Zwar haben gemäß MaStR inzwischen 74 Windenergieanlagen, auf die die Regelung prinzipiell anzuwenden ist, eine Betriebsdauer von fünf Jahren überschritten, allerdings wurden bislang für keine dieser Anlagen korrigierte Gütefaktoren im Register eingetragen.

Die Anpassungsregelung nach § 36h Abs. 2 EEG ist in der bestehenden Form erstmals mit dem EEG 2017 eingeführt worden und galt zunächst nur für Windenergieanlagen, deren anzulegender Wert wettbewerblich bestimmt wurde. Seit 2019 ist die Regelung auch auf Anlagen anzuwenden, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird.

3.3.19.2 Wie hat sich das Referenzertragsmodell auf das Ausschreibungsergebnis für Windenergieanlagen an Land ausgewirkt?

Im Rahmen dieser Teilfrage wird darauf eingegangen welchen Einfluss das Referenzertragsmodell auf die Reihung der Gebote und damit die Zuschlagschancen hat. Da bei unterzeichneten Ausschreibungen alle gültigen Gebote – unabhängig von der Standortgüte – einen Zuschlag erhalten, sind die Analysen auf den Gebotstermin 01.09.2021 fokussiert. Wie oben dargestellt war dies im Betrachtungszeitraum der einzige Gebotstermin, bei dem nach Abzug der Gebotsausschlüsse eine Überzeichnung verzeichnet wurde.

Für die Aussagekraft der Ergebnisse ist ferner bedeutend, ob alle Bieter die Überzeichnung antizipiert und ihr Gebot darauf ausgerichtet haben. Einen Anhaltspunkt dafür liefern die Gebots- und Zuschlagswerte. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Gebotskurve des Gebotstermins. Der durchschnittliche, mengengewichtete Gebotswert betrug 5,81 ct/kWh und lag damit 0,19 ct/kWh unter dem Höchstwert sowie 0,07 ct/kWh unter dem durchschnittlichen, mengengewichteten Gebotswert der Vorrunde (01.05.2021). Der niedrigste Gebotswert betrug 5,2 ct/kWh (Vorrunde: 4,5 ct/kWh) und der höchste 6,0 ct/kWh (Vorrunde 6,0 ct/kWh). Der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert fiel mit 5,79 ct/kWh nur 0,02 ct/kWh niedriger aus als der durchschnittliche, mengengewichtete Gebotswert. Der maximale Gebotswert mit Zuschlag betrug 5,92 ct/kWh. Das Niveau der Gebots- und Zuschlagswerte ist demnach leicht gesunken, was als Anhaltspunkt für die Existenz von Wettbewerb gewertet werden kann. Bzgl. der Intensität des Wettbewerbs ist jedoch zu berücksichtigen, dass der Gebotstermin im Betrachtungszeitraum diesbezüglich ein Ausnahmefall darstellt und die Überzeichnung mit 20 % eher moderat ausgefallen ist.

Abbildung 3.3.19-4. Gebotskurve der Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land vom 01.09.2021

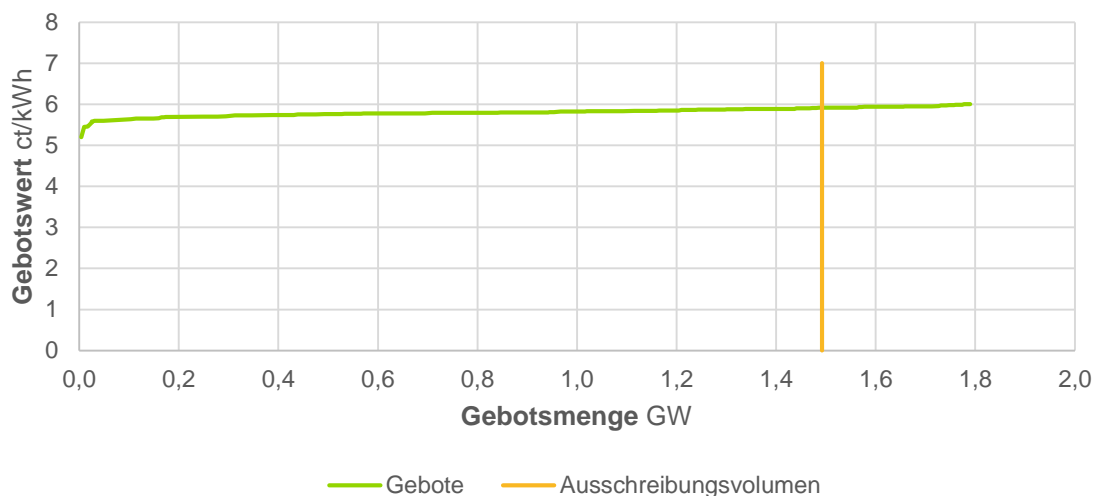


Abbildung 3.3.11-5 sowie Tabelle 3.3.19-4 zeigen für die Ausschreibung vom 01.09.2021 die Anzahl und Leistung der Gebote und Zuschläge nach Gütefaktor sowie die resultierenden Zuschlagsquoten. Letztere weisen über alle Güteklassen hinweg Werte zwischen 70 und 100 % und nur leichte Unterschiede zwischen den Bezugsebenen (Anzahl und Leistung) auf. Im Bereich von 60 bis 100 % Gütefaktor nimmt die Zuschlagsquote mit dem Gütefaktor zu. An den Rändern, auf die insgesamt nur ein geringer Anteil der Menge entfällt, zeigt sich dagegen ein umgekehrtes Bild.

Abbildung 3.3.19-5. Zuschlagsquote nach Gütefaktor (Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land vom 01.09.2021)

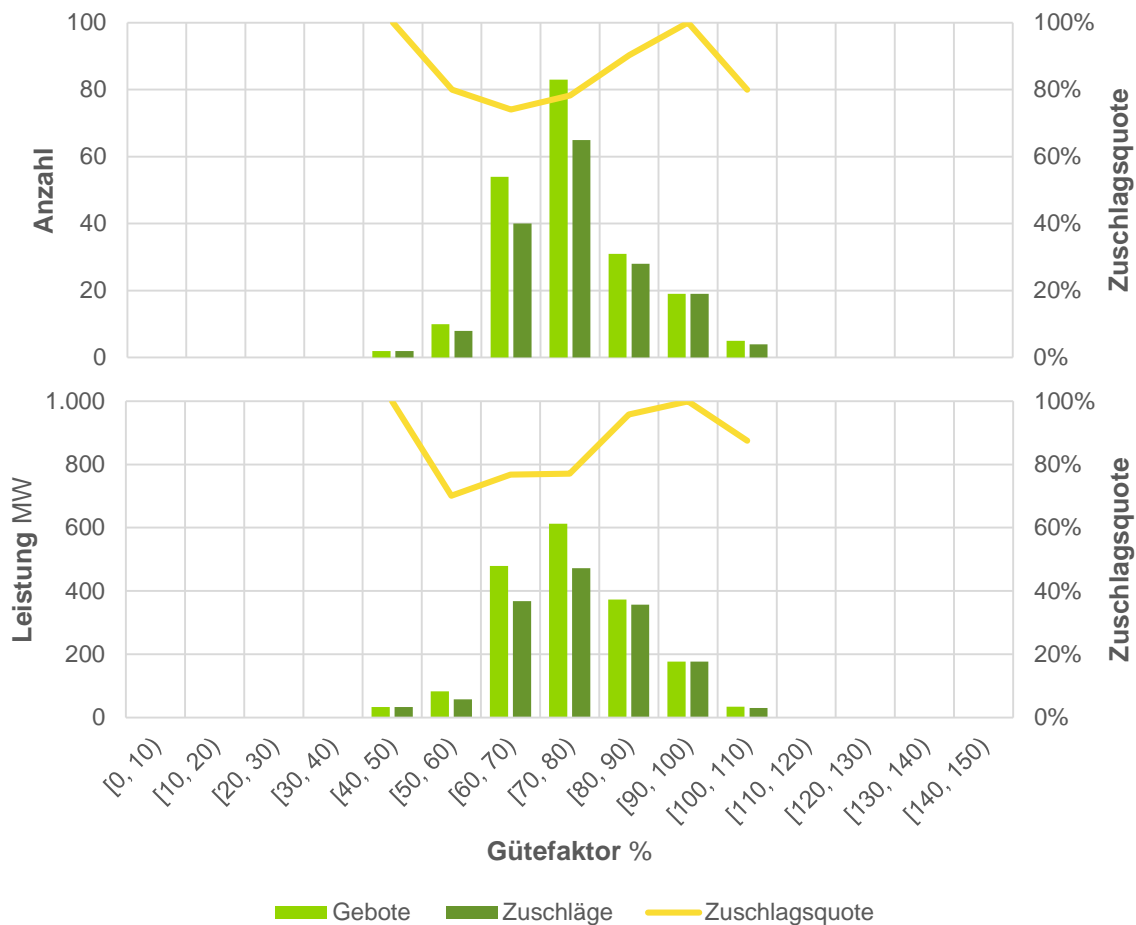


Tabelle 3.3.19-4. Zuschlagsquote nach Gütefaktor (Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land vom 01.09.2021)

Gütefaktor	Gebote #	Zuschläge #	Zuschlagsquote % (#)	Gebotsmenge kW	Zuschlagsmenge kW	Zuschlagsquote % (kW)
[0, 10)	0	0		0	0	
[10, 20)	0	0		0	0	
[20, 30)	0	0		0	0	
[30, 40)	0	0		0	0	
[40, 50)	2	2	100 %	32.700	32.700	100 %
[50, 60)	10	8	80 %	82.200	57.600	70 %
[60, 70)	54	40	74 %	478.900	368.000	77 %
[70, 80)	83	65	78 %	612.590	472.190	77 %
[80, 90)	31	28	90 %	372.650	357.050	96 %
[90, 100)	19	19	100 %	177.000	177.000	100 %
[100, 110)	5	4	80 %	33.600	29.400	88 %
[110, 120)	0	0		0	0	
[120, 130)	0	0		0	0	
[130, 140)	0	0		0	0	
[140, 150)	0	0		0	0	

Trotz der eingangs erläuterten Einschränkung hinsichtlich des Wettbewerbsniveaus, den abweichenden Ergebnissen bei den niedrigsten und höchsten Gütefaktoren sowie der insgesamt geringeren Datenlage (nur ein Gebotstermin mit Überzeichnung) lassen sich vorläufig zwei Wirkungen des Referenzertragsmodells ableiten:

1. Die Zuschlagsquote nimmt mit dem Gütefaktor tendenziell zu. Die Vorteile windstärkerer Standorte werden durch das Referenzertragsmodell folglich nicht vollständig aufgehoben.
2. Unter bestimmten Voraussetzungen können sich Projekte an windschwächeren Standorten mit entsprechend niedrigeren Gütefaktoren und höheren Erzeugungskosten gegen Projekte an windstärkeren Standorten durchsetzen (mehr dazu in Abschnitt 3.3.19.4). Bezogen auf die Erzeugungskosten zieht dies potenziell Effizienzverluste nach sich.

Die Beobachtungen decken sich mit der vom Gesetzgeber intendierten Wirkung. Aufgrund der geringen Datenlage und den beschriebenen Einschränkungen gilt es die Ergebnisse anhand zukünftiger Ausschreibungsergebnisse zu bestätigen.

3.3.19.3 Welchen Einfluss hat das Referenzertragsmodell auf die Vergütungshöhe und die Gesamtförderungskosten zur Erreichung der EE-Ziele?

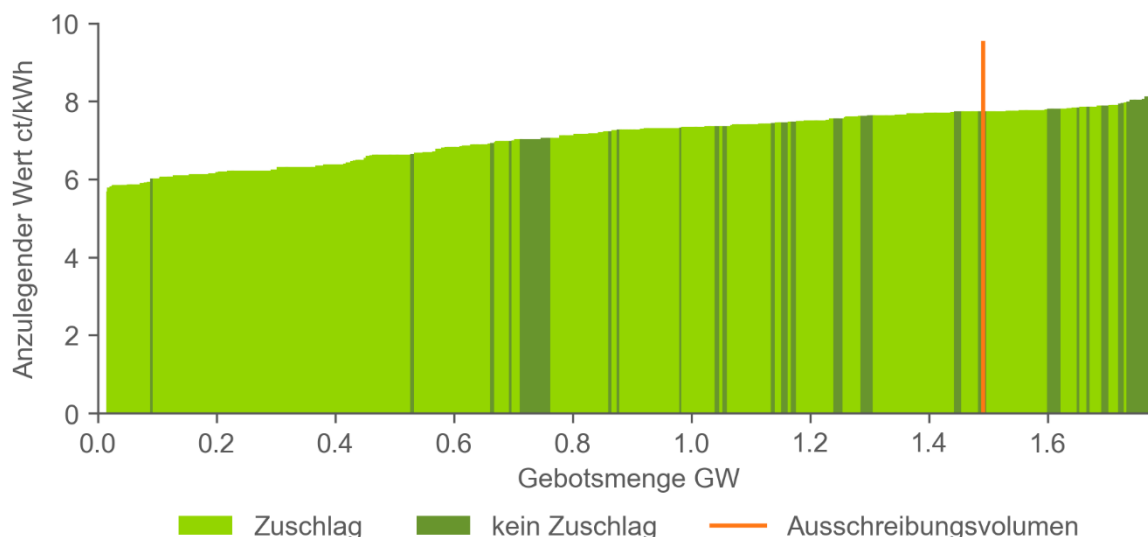
Bezüglich des Einflusses auf die Vergütungshöhe und Gesamtförderungskosten sind grundsätzlich zwei gegenläufige Effekte zu berücksichtigen:

1. **Verdrängung von Projekten mit niedrigerem anzulegenden Wert (Ineffiziente Zuschlagsvergabe):** Durch die Anwendung des Referenzertragsmodells erhalten nicht zwangsläufig die Projekte mit dem niedrigsten anzulegenden Wert einen Zuschlag. Die Gebotswerte, anhand derer die Zuschläge in aufsteigender Reihenfolge vergeben werden, sind auf den Referenzstandort bezogen. Bieter müssen dabei einkalkulieren, dass ihr Zuschlagswert zur Bestimmung des anzulegenden Werts mit dem gütefaktorabhängigen Korrekturfaktor multipliziert wird. Da die Korrekturfaktoren die Mehrkosten von Projekten an windschwächeren Standorten nur anteilig ausgleichen (s. o.), muss ein Projekt an einem windschwächeren Standort unterdurchschnittliche Kosten (z. B. für Erschließung, Pacht oder Wartung) aufweisen und/oder mit einer geringeren Renditeerwartung kalkuliert worden sein, um ein Projekt an einem windstärkeren Standort im Wettbewerb zu verdrängen. Der umgekehrte Fall ist ebenfalls möglich: Das Projekt am windstarken Standort weist überdurchschnittlich hohe Kosten auf und/oder wurde mit einer höheren Renditeerwartung kalkuliert.
2. **Begrenzung der Produzentenrente:** Das Referenzertragsmodell begrenzt den erzielbaren anzulegenden Wert in Abhängigkeit der Standortgüte. Dieser Effekt kommt bei unterzeichneten Ausschreibungen am stärksten zum Tragen, da die Bieter mangels Wettbewerb Gebote nahe dem Höchstwert einreichen können, ohne damit ihre Zuschlagschancen zu schmälern. Bei einem Höchstwert von 7,35 ct/kWh (Stand 2023) und einer Standortgüte von 150 % beträgt der erzielbare anzulegende Wert unter Anwendung des Korrekturfaktors von 0,79 maximal 5,81 ct/kWh. Bei einer Standortgüte von 50 % (in der Südregion) sind bei gleichem Höchstwert dagegen bis zu 11,39 ct/kWh möglich (Korrekturfaktor: 1,55). Wollte man ohne Referenzertragsmodell Projekten mit der gleichen Breite an Standortgüten eine Teilnahme an den Ausschreibungen ermöglichen, müsste der Höchstwert für alle Projekte in der Südregion bei 11,39 ct/kWh und im übrigen Teil Deutschlands bei 10,44 ct/kWh (Gütefaktor

60 %, Korrekturfaktor 1,42) liegen. Projekte an besseren Standorten könnten folglich deutliche Produzentenrenten erwirtschaften.

Wie Eingangs in diesem Kapitel dargestellt, war im Betrachtungszeitraum lediglich die Gebotsrunde vom 01.09.2021 überzeichnet. Abbildung 3.3.19-6 zeigt die „fiktive“ Gebotskurve des Termins basierend auf den anzulegenden Werten (= Gebotswert * Korrekturfaktor⁹⁶). Gebote mit Zuschlag sind in Hellgrün dargestellt, Gebote ohne Zuschlag in Dunkelgrün. Demnach erhielten 24 Gebote mit einer Leistung von rund 181 MW keinen Zuschlag, obwohl sie basierend auf den anzulegenden Werten hätten berücksichtigt werden müssen. Wären sie berücksichtigt worden, fiel der durchschnittliche, mengengewichtete anzulegende Wert bezuschlagter Gebote rund 0,06 ct/kWh niedriger aus (6,91 gegenüber 6,97 ct/kWh). Die dargestellte Verdrängung von Projekten mit einer höheren Standortgüte und niedrigerem anzulegenden Wert wirkt sich im Betrachtungszeitraum jedoch nicht nachhaltig auf die Förderkosten aus. Grund dafür ist der fehlende Wettbewerb in den Folgerunden, in denen alle gültigen Gebote einen Zuschlag erhielten.

Abbildung 3.3.19-6. Fiktive Gebotskurve auf Basis anzulegender Werte (Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land vom 01.09.2021)



Die Begrenzung der erzielbaren anzulegenden Werte hat die Vergütungshöhe und die Gesamtförderkosten im beobachteten Marktumfeld dagegen nachhaltig beeinflusst. Um den Effekt gegenüber einem System ohne Referenzertragsmodell abzuschätzen, werden die maximal erzielbaren anzulegenden Werte als fiktive Höchstwerte in den jeweiligen Ausschreibungsrunden angesetzt (Produkt aus regulärem Höchstwert und höchstem Korrekturfaktor⁹⁷). Wie oben beschrieben, wird damit indirekt unterstellt, dass der Gesetzgeber auch in einem System ohne Referenzertragsmodell – und ansonsten unverändertem Ausschreibungsdesign – Projekten mit der gleichen Breite an Standortgütern eine Teilnahme an den Ausschreibungen ermöglichen wollen würde und die erhöhten Förderkosten dafür in Kauf nähme. Ferner wird vereinfachend unterstellt, dass die Gebotswerte über alle Runden hinweg im Schnitt rund 0,07 ct/kWh unter dem zulässigen Höchstwert liegen. Dies entspricht der durchschnittlichen, mengengewichteten Differenz zwischen Höchstwert und Zuschlagswert in den betrachteten Runden. Der durchschnittliche, mengengewichtete anzulegende

⁹⁶ Korrekturfaktoren gemäß EEG 2021

⁹⁷ Grundlage bildet die zum jeweiligen Gebotstermin gültige Korrekturfaktorkurve.

Wert über alle Runden hinweg läge in diesem fiktiven Szenario bei 8,75 ct/kWh und damit rund 1,0 ct/kWh bzw. 13 % über dem tatsächlich beobachteten Wert von 7,72 ct/kWh. Abbildung 3.3.19-7 zeigt die Verteilung der Zuschlagsmenge über die tatsächlich erzielten und fiktiven anzulegenden Werte. Im Fall der fiktiven anzulegenden Werte häufen sich die Zuschlagsmengen an vier Punkten, die sich aus den drei unterschiedlichen Höchstwerten (2021: 6,00 ct/kWh, 2022: 5,88 ct/kWh, 2023: 7,35 ct/kWh), dem zum jeweiligen Gebotstermin höchsten Korrekturfaktor (2021/2022: 1,35; 2023: 1,55 in der Südregion und 1,42 sonst) und dem Abzugsbetrag von 0,07 ct/kWh (s. o.) ergeben. Tabelle 3.3.19-5 zeigt ergänzend die rundenspezifischen Durchschnittswerte.

Abbildung 3.3.19-7: Verteilung der Zuschlagsmenge über den anzulegenden Wert – tatsächlich und ohne Referenztragsmodell (fiktiv) – für die Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 01.02.2021–01.05.2023

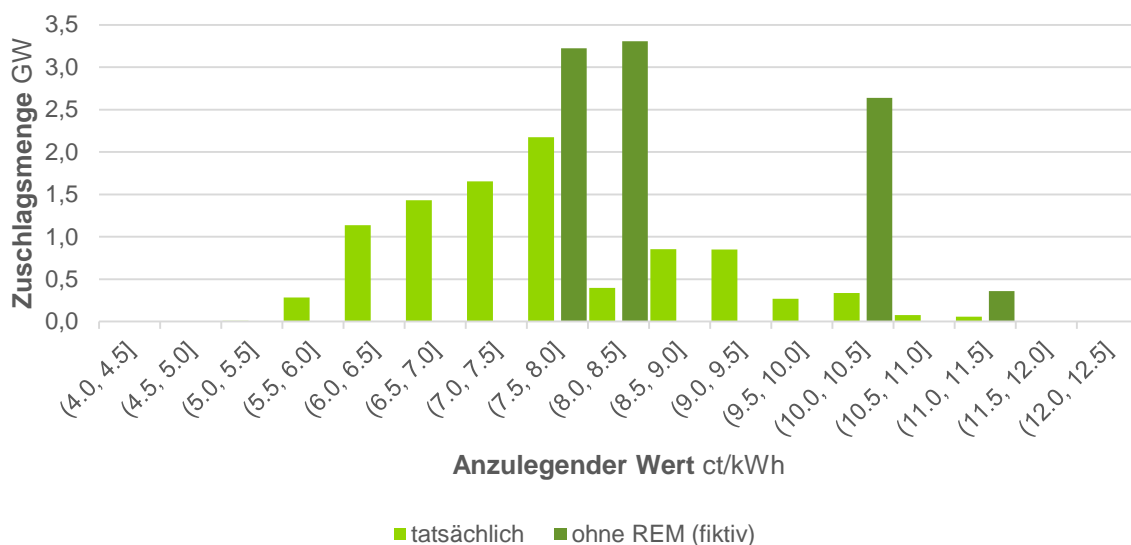


Tabelle 3.3.19-5. Zuschlagswerte und anzulegende Werte in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land

Gebotstermin	Höchstwert	Zuschlagswert gew. Mittel	Anzulegender Wert gew. Mittel	Fiktiver Anzulegender Wert gew. Mittel
01.02.2021	6,00	6,00	7,28	8,03
01.05.2021	6,00	5,91	7,13	8,03
01.09.2021	6,00	5,79	6,97	8,03
01.02.2022	5,88	5,76	7,03	7,87
01.05.2022	5,88	5,85	7,05	7,87
01.09.2022	5,88	5,84	6,99	7,87
01.12.2022	5,88	5,87	7,26	7,87
01.02.2023	7,35	7,34	9,26	10,53
01.05.2023	7,35	7,34	9,02	10,44
Gesamt		6,31	7,72	8,74

Die Auswirkungen auf die Förderkosten werden gebotsscharf aus der Differenz zwischen dem fiktiven und tatsächlichen anzulegenden Wert, der Gebotsmenge und den mittleren

Volllaststunden der zugeordneten Windenergieanlagen berechnet. In Summe über die Gebotstermine 01.02.2021 bis 01.05.2023 ergibt sich eine jährliche Förderkostendifferenz von rund 254 Mio. Euro⁹⁸. Die zahlungswirksame Höhe kann in Abhängigkeit des Marktwerts für Strom aus Windenergieanlagen an Land schwanken, da mit der Förderung lediglich die Differenz zwischen dem anzulegenden Wert und dem Marktwert ausgeglichen wird.

Abschließend ist anzumerken, dass die dargestellten Ergebnisse stark von den getroffenen Annahmen abhängen. Insbesondere ist unklar, ob der Gesetzgeber bei einem Verzicht auf das Referenzertragsmodell die Höchstwerte wie oben angenommen ansetzen würde. In den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen definierte der Gesetzgeber anstelle des Referenzertragsmodells beispielsweise drei Höchstwertgebiete (Nord, Mitte, Süd), um die Mitnahmeeffekte zu begrenzen (siehe § 14 bis 17 und Anlage 3 GemAV, außer Kraft).

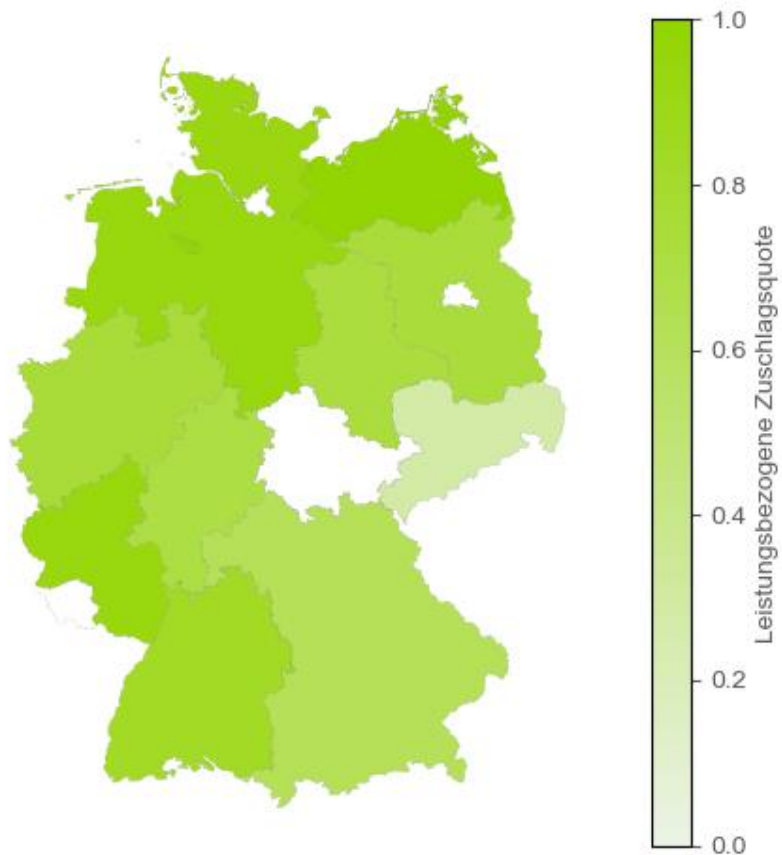
3.3.19.4 Welchen Einfluss hat das Referenzertragsmodell auf die räumliche Verteilung des Zubaus?

Hinsichtlich des Einflusses auf die räumliche Verteilung ist zwischen dem direkten Einfluss auf die Zuschlagsvergabe und dem Einfluss auf die Angebotsmenge zu unterscheiden. Letzteres ist Gegenstand von Abschnitt 3.3.19.7.

Wie in Abschnitt 3.3.19.1 dargelegt weisen die standortabhängigen Gütefaktoren ein weitgehendes Nord-Süd-Gefälle auf. Zudem konnte in den vorangegangenen Abschnitten gezeigt werden, dass die Zuschlagsquote mit dem Gütefaktor tendenziell zunimmt, Projekte an windschwächeren Standorten sich jedoch unter bestimmten Voraussetzungen behaupten können. In einem wettbewerblichen Marktumfeld stärkt das Referenzertragsmodell folglich die Position ertragsschwächerer Standorte und kann damit – wie intendiert – zu einem gewissen Grad einen Beitrag zu einem bundesweiten Zubau leisten. Die strukturelle Benachteiligung windschwächerer Standorte wird mit dem Referenzertragsmodell geschmälert, jedoch nicht vollumfänglich aufgehoben. Abbildung 3.3.19-8 und Tabelle 3.3.19-6 zeigen die Zuschlagsquoten nach Bundesland für die Ausschreibung vom 01.09.2021. Wenngleich die Bundesländer Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern mit 92 %, 93 % und 100 % allesamt sehr hohe leistungsbezogene Zuschlagsquoten aufweisen, ist insgesamt kein ausgeprägtes Nord-Südgefälle erkennbar. Anzumerken ist jedoch, dass der Gebotstermin lediglich 20 % überzeichnet war und der Wettbewerb – wie oben dargestellt – mutmaßlich eher moderat ausfiel. Bei einem stärkeren Wettbewerb und einer höheren Überzeichnung könnte sich folglich ein ausgeprägteres Nord-Süd-Gefälle einstellen.

⁹⁸ 2.124 Mio. Euro gegenüber 1.870 Mio. Euro (= Gesamtvergütung einschließlich Marktwert = Anzulegender Wert * Zuschlagsmenge * Volllaststunden)

Abbildung 3.3.19-8. Zuschlagsquoten nach Bundesland in der Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land vom 01.09.2021



Geobasisdaten: © GeoBasis-DE / BKG (2023)

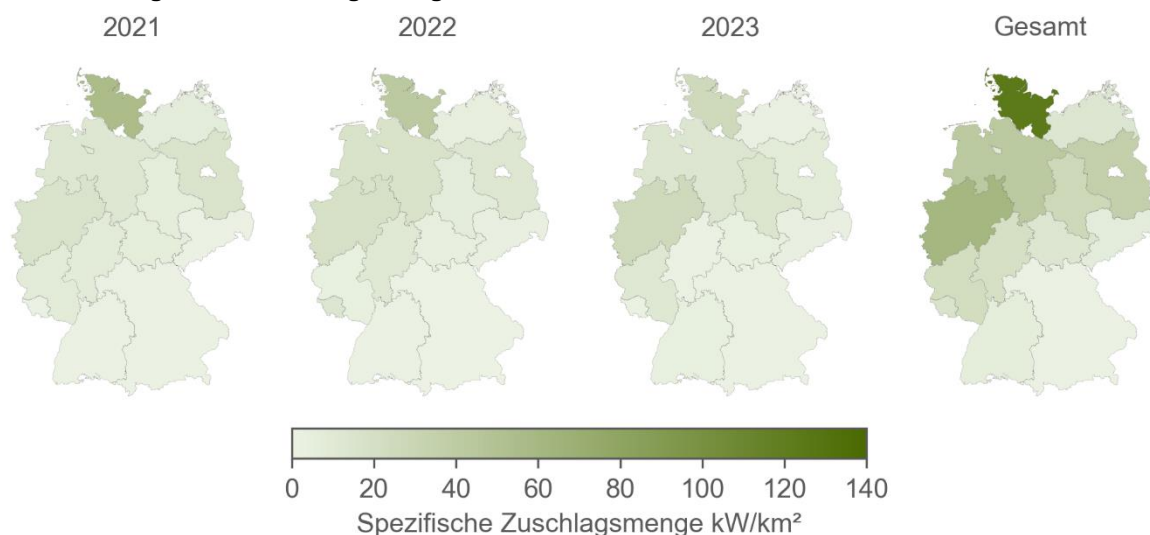
Tabelle 3.3.19-6. Zuschlagsquoten nach Bundesland in der Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land vom 01.09.2021

Bundesland	Gebote #	Zuschläge #	Quote % (#)	Gebotsmenge MW	Zuschlagsmenge MW	Quote % (kW)
BW	2	1	50 %	25,2	21,0	83 %
BY	5	3	60 %	43,6	27,0	62 %
BB	28	18	64 %	230,5	170,5	74 %
HB	1	1	100 %	3,6	3,6	100 %
HE	8	7	88 %	116,7	82,2	70 %
MV	6	6	100 %	84,5	84,5	100 %
NI	22	19	86 %	284,9	265,5	93 %
NW	65	51	78 %	416,8	315,3	76 %
RP	12	11	92 %	85,6	80,0	93 %
SL	1	0	0 %	14,4		0 %
SN	7	2	29 %	34,9	9,8	28 %
ST	5	4	80 %	46,1	33,5	73 %
SH	48	43	90 %	434,8	401,2	92 %
TH	2	0	0 %	24,0	21,0	0 %
DE	212	166	78 %	1.845,4	1.493,9	81 %

Über den gesamten Betrachtungszeitraum gesehen hatte das Referenzertragsmodell allerdings keinen nennenswerten Einfluss auf die Zuschlagsvergabe und damit die räumliche Verteilung des Zubaus. Von den 1.933 Windenergieanlagen, für die im Betrachtungszeitraum mindestens ein gültiges Gebot abgegeben wurde, erhielten lediglich drei Anlagen keinen Zuschlag. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bis auf eine Ausschreibungsrunde alle Runden unterzeichnet waren.

Abbildung 3.3.19-9 und Tabelle 3.3.19-7 zeigen die regionale Verteilung der Zuschlagsmenge für die Gebotstermine 01.02.2021 bis 01.05.2023 nach Bundesland und Zuschlagsjahr. Die Zuschlagsmengen sind ins Verhältnis zur Landesfläche gesetzt, um eine Verzerrung durch die Größe der Bundesländer zu vermeiden. Auf Schleswig-Holstein entfällt mit 123 kW/km² im gesamten Betrachtungszeitraum gemessen an der Fläche der mit Abstand höchste Anteil der Zuschlagsmenge. Dahinter reihen sich Nordrhein-Westfalen (60,5 kW/km²), Niedersachsen (41,7 kW/km²) und Brandenburg (36,1 kW/km²) ein. Sachsen, Baden-Württemberg und Bayern sortieren sich mit Werten von 1,6 bis 6,9 kW/km² am unteren Ende ein. Auf die Stadtstaaten Berlin und Hamburg entfielen im Betrachtungszeitraum keine Gebote und Zuschläge.

Abbildung 3.3.19-9. Regionale Verteilung der Zuschlagsmenge im Verhältnis zur Landesfläche in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 01.02.2021 bis 01.05.2023



Geobasisdaten: © GeoBasis-DE / BKG (2023)

Tabelle 3.3.19-7. Regionale Verteilung der Zuschlagsmenge im Verhältnis zur Landesfläche in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 01.02.2021 bis 01.05.2023.

Bundesland	2021 kW/km ²	2022 kW/km ²	2023 kW/km ²	Summe kW/km ²
BW	1,5	1,5	3,3	6,3
BY	0,7	0,3	0,6	1,6
BE				
BB	15,5	12,8	7,7	36,1
HB	8,6			8,6
HH				
HE	8,1	10,6	1,1	19,9
MV	6,7	4,4	2,1	13,3
NI	12,0	16,4	13,2	41,7
NW	16,2	18,5	25,8	60,5
RP	7,7	3,6	11,0	22,2
SL	1,3	13,4	1,6	16,3
SN	1,3	2,8	2,9	6,9
ST	6,0	7,0	14,0	27,1
SH	55,7	42,2	25,7	123,7
TH	6,1	4,0	3,5	13,5
DE	9,2	9,0	8,4	26,7

3.3.19.5 Welchen Einfluss hat das Referenzertragsmodell auf Systemkosten, insbesondere: a) Netzengpässe und damit einhergehende Kosten (z. B. für Redispatch)? b) Netzentwicklungsplanung und den Bedarf an weiteren Stromnetzen sowie die damit einhergehenden Netzausbaukosten?

Diese Frage wird im Endbericht thematisiert.

Zur Bestimmung der Einflüsse des Referenzertragsmodells auf die Systemkosten ist ein Vergleich mit einem speziellen kontrafaktischen Szenario notwendig, das zwar die Existenz der Beihilfe berücksichtigt, nicht aber das Referenzertragsmodell abbildet. Dabei spielen lediglich die Auswirkungen auf die zugeschlagenen Anlagen eine Rolle; Zuschlagspreise, Renten, etc. sind hingegen nicht relevant)

Für ein alternatives Set von Zuschlägen können dann Unterschiede bei den Systemintegrationskosten ermittelt werden. Hierfür ist geplant, bis zum Endbericht eine Netzausbausimulation analog dem Modell aus der BMWK-Studie Langfristszenarien einzusetzen, die basierend auf den Ergebnissen des Beihilfeszenarios aus der Top-Down-Analyse Unterschiede in Engpassvolumina und Netzausbaukosten quantifizieren kann.

Allerdings dürfte der Effekt bei lediglich drei nicht zugeschlagenen Anlagen im Berichtszeitraum und damit maximal drei veränderten Zuschlägen durch das Referenzertragsmodell unterhalb der Messbarkeitsgrenze liegen.

3.3.19.6 Hat das Referenzertragsmodell Mitnahmeeffekte verhindert?

Wie in Abschnitt 3.3.19.3 dargelegt hat das Referenzertragsmodell im Betrachtungszeitraum dazu beigetragen, die anzulegenden Werte zu begrenzen. Der durchschnittliche, mengenge-

wichtete anzulegende Wert über alle Runden hinweg läge in einem System ohne Referenzertragsmodell und ansonsten identischer Ausgestaltung bei 8,75 ct/kWh und damit rund 1,0 ct/kWh über dem tatsächlich beobachteten Wert von 7,72 ct/kWh.

3.3.19.7 Wird eine Mehrteilnahme durch das REM erreicht?

Für die Beantwortung der Frage, inwieweit das Referenzertragsmodell zu einer Mehrteilnahme führt, ist der Einfluss auf das Angebot zu untersuchen. Zwei Faktoren sind wesentlich für die Entscheidung ein Projekt umzusetzen und ein entsprechendes Gebot in den Ausschreibungen für Windenergie an Land einzureichen:

- Die Wirtschaftlichkeit des Projektes: Ein Projekt muss unter Berücksichtigung der Risiken ausreichend hohe Renditen versprechen und die Vorgaben der Finanzierungsinstitute erfüllen.
- Die Wettbewerbsfähigkeit des Gebots: Seit Einführung der Ausschreibungen 2017 stehen die Projekte im Wettbewerb. Es besteht nur ein Anreiz ein Planungs- und Genehmigungsverfahren zu durchlaufen, wenn die Wahrscheinlichkeit für einen Zuschlag in den Ausschreibungen und eine anschließende Realisierung ausreichend hoch ist.

Ab wann ein Projekt ausreichend wirtschaftlich und die Wettbewerbsfähigkeit ausreichend hoch ist, unterliegt der individuellen unternehmerischen Entscheidung und Strategie.

Das Referenzertragsmodell beeinflusst beide Faktoren. Es ermöglicht Projekten mit schlechteren Windbedingungen höhere anzulegende Werte als Projekten mit guten Windbedingungen und beeinflusst die Reihung der Gebote in Abhängigkeit der Standortgüte (s. Abbildung 3.3.19-6). Damit steigert es für Projekte auf windärmeren Flächen sowohl die Wirtschaftlichkeit als auch die Wettbewerbsfähigkeit.

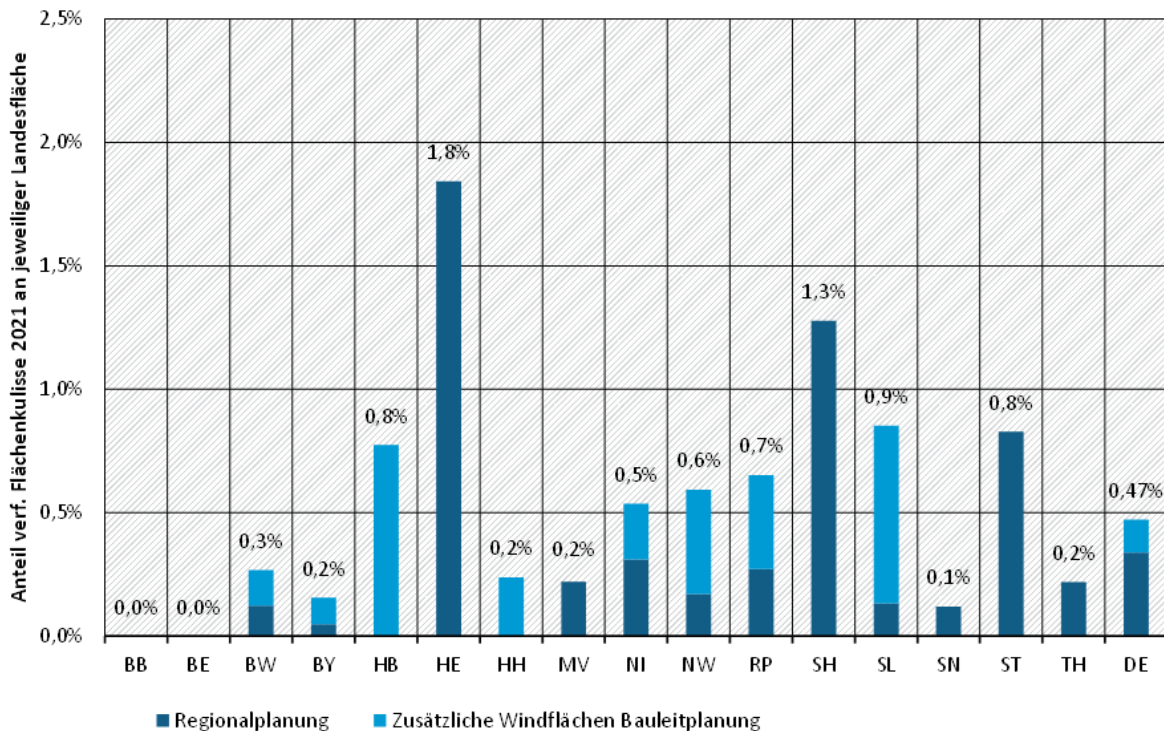
Da der Wettbewerb in den Ausschreibungen für Windenergie an Land im Betrachtungszeitraum ab 2021 sowie rückblickend bereits ab 2019 niedrig war, stand in diesem Zeitraum die Frage der Wirtschaftlichkeit der Projekte stärker im Vordergrund als die Wettbewerbsfähigkeit. Die vorstehenden Analysen zeigen, dass die Stromgestehungskosten für Projekte mit Standortgütern unterhalb von 100 % zumeist oberhalb der Höchstwerte der Ausschreibungen liegen und die Projekte erst durch den Korrekturfaktor und damit die höheren anzulegenden Werte wirtschaftlich umsetzbar sind (vgl. Abbildung 3.3.19-1). Daraus lässt sich schließen, dass – unter der Annahme identischer Höchstwerte – erst durch das Referenzertragssystem eine Umsetzung dieser Projekte ermöglicht wurde. Alternativ wäre die Festsetzung höherer Höchstwerte notwendig gewesen, um eine Umsetzung dieser Projekte zu ermöglichen, was jedoch zu stärkeren Mitnahmeeffekten geführt hätte (vgl. Abschnitt 3.3.19.3).

Wie in Abschnitt 3.3.19.1 aufgezeigt, besteht grundsätzlich ein Nord-Süd-Gefälle der Standortgüte. Somit profitieren von der Wirkung des Referenzertragsmodells insbesondere südlichere Standorte, wobei die Standortgüte dabei standort- und damit vom jeweiligen Projekt bzw. der jeweiligen Fläche abhängig ist.

Die historische Betrachtung der Ausschreibungsrunden ab 2021 ist insbesondere durch eine Flächen- und damit Projektknappheit gekennzeichnet. Maßgeblich aufgrund zu geringer Flächenausweisungen konnten nicht ausreichend Projekte entwickelt und in die Ausschreibungen eingebracht werden. Mit der Einführung von verbindlichen Flächenbeitragswerten für die Bundesländer im Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG) und weiterer Maßnahmen zur zeitnahen Erhöhung der Flächenverfügbarkeit insbesondere im Baugesetzbuch (BauGB) wird die Flächenverfügbarkeit in den nächsten Jahren um ein Vielfaches gesteigert. Waren

Ende 2021 lediglich 0,47 % der Landesfläche für die Windenergie verfügbar (s. Abbildung 3.3.19-10), beträgt der Zielwert für Ende 2027 1,4 %. Der langfristige Zielwert ab 2032 beträgt 2,0 % der Bundesfläche.

Abbildung 3.3.19-10. Anteil der verfügbaren Flächenkulisse 2021 an der jeweiligen Landesfläche



Quelle: Guidehouse, Fraunhofer IEE, Stiftung Umweltenergierecht (2023)⁹⁹

Mit den Flächenausweisungen ist eine deutliche Zunahme der Projekte und damit Gebote in den Ausschreibungen und letztendlich eine Stärkung des Wettbewerbs zu erwarten, sodass das Referenzertragsmodell auch einen Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit von Projekten mit weniger guten Windbedingungen haben und die Nutzung der entsprechenden Flächen langfristig anreizen kann. Die der Projektentwicklung in Süddeutschland wird somit gestärkt. Insbesondere in Bayern und Baden-Württemberg müssen aufgrund der historisch geringen Werte eine Vielzahl an Flächen neu ausgewiesen werden.

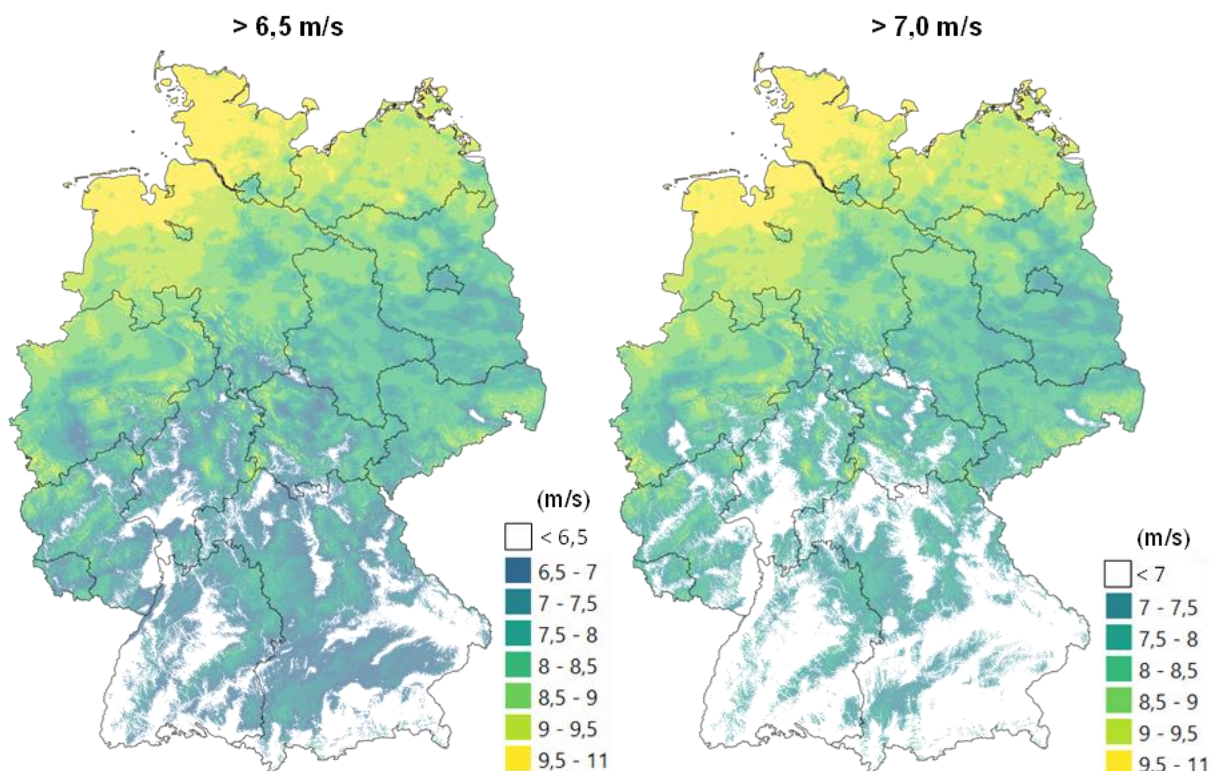
Wie stark letztendlich das Referenzertragsmodell zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit beitragen kann, ist von mehreren Faktoren abhängig. Dabei ist unter anderem entscheidend, wie gut die Windbedingungen der ausgewiesenen Windgebiete in Süddeutschland sind, da schließlich nur ein geringer Teil der Landesfläche ausgewiesen wird.

Die nachfolgende Abbildung zeigt hierbei exemplarisch die perspektivische Wirkung des Referenzertragsmodells. Die Abbildung zeigt die Fläche mit einer mittleren Windgeschwindigkeit in 150 m über Grund von mindestens 6,5 m/s (links) sowie mindestens 7,0 m/s (rechts). Liegt der Anteil der Landesfläche Bayerns unterhalb einer Mindestwindgeschwindigkeit von 6,5 m/s bei 36,7 %, steigt der Wert bei Anhebung der Mindestwindgeschwindigkeit auf 66,6 %. Für Baden-Württemberg steigt der Wert von 47,2 % auf 72,2 %. Hierbei sei weniger auf die angegebenen absoluten Zahlen der Windgeschwindigkeiten verwiesen, als auf den

⁹⁹ Guidehouse, Fraunhofer IEE, Stiftung Umweltenergierecht (2023). Flächenverfügbarkeit und Flächenbedarfe für den Ausbau der Windenergie an Land

Effekt, dass eine leichte Anpassung der Mindestwindgeschwindigkeit für einen wirtschaftlichen Betrieb oder analog der Korrekturfaktoren der Standortgüte einen hohen Einfluss haben kann, ob Flächen in Süddeutschland potenziell wirtschaftlich und wettbewerbsfähig sind oder nicht.

Abbildung 3.3.19-11. Gegenüberstellung der Ausschlussflächen bei einer Mindestwindgeschwindigkeit in 150 m über Grund von 6,5 m/s bzw. 7,0 m/s



Quelle: Guidehouse, Fraunhofer IEE, Stiftung Umweltenergierecht, Bosch & Partner (2022)¹⁰⁰; Datenbasis: Global Wind Atlas

¹⁰⁰ Guidehouse, Fraunhofer IEE, Stiftung Umweltenergierecht, Bosch & Partner (2022). Analyse der Flächenverfügbarkeit für Windenergie an Land post-2030 – Ermittlung eines Verteilungsschlüssels für das 2-%-Flächenziel auf Basis einer Untersuchung der Flächenpotenziale der Bundesländer

3.3.20 Einfluss der Änderungen des Modells

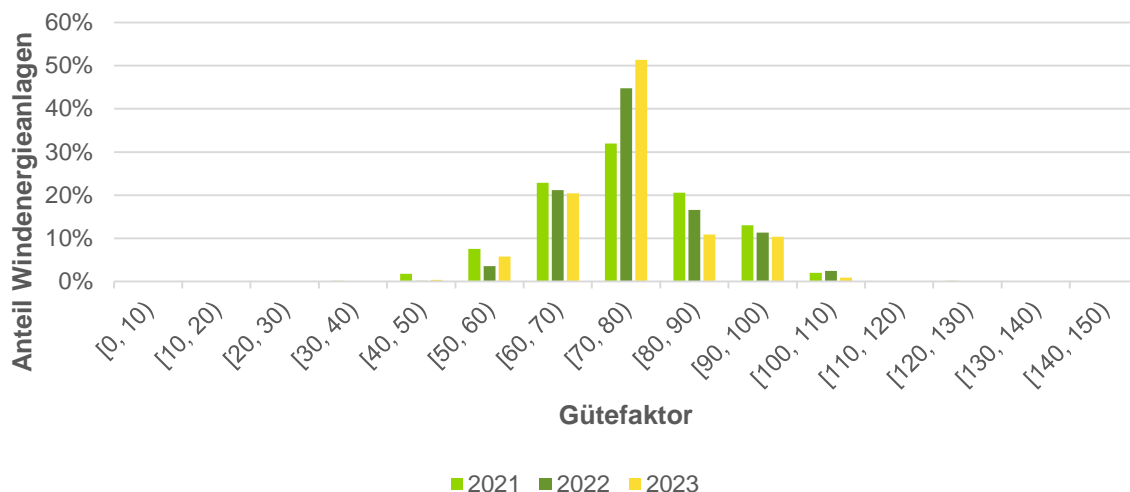
Frage 3.20	<ul style="list-style-type: none"> • Wie haben sich die Änderungen im Referenzertragsmodell ausgewirkt? Sind mehr Schwachwindstandorte entwickelt worden? • Hat die zusätzliche Kategorie von 50 % Standorten zur Realisierung von mehr Windenergieanlagen im Süden geführt?
-------------------	--

Wie in der Einleitung zu Abschnitt 3.3.19 dargelegt hat der Gesetzgeber mit dem EEG 2023 die Korrekturfaktoren überarbeitet, um mehr Potenziale in Süddeutschland zu erschließen. Im vorliegenden Abschnitt soll evaluiert werden, inwiefern die Anpassungen die intendierte Wirkung entfalten.

Für den vorliegenden Zwischenbericht liegen Gebotsdaten bis zum Gebotstermin 01.05.2023 vor. Die Daten decken folglich erst zwei Ausschreibungen (WIN23-1 und WIN23-2) ab, bei denen die angepasste Korrekturfaktorkurve zur Anwendung kam. Hinzu kommt, dass zwischen dem Projektbeginn und der Erteilung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung im Schnitt rund vier Jahre vergehen¹⁰¹. Für eine abschließende Bewertung ist es folglich noch zu früh.

Abbildung 3.3.20-1 zeigt die Häufigkeitsverteilungen der Gütefaktoren für die 1.965 Windenergieanlagen an Land, für die in den Jahren 2021 bis 2023 (bis einschließlich 01.05.2023) ein Gebot eingereicht wurde. Ein Anstieg von Schwachwindstandorten (= niedriger Gütefaktor) ist nicht zu verzeichnen. Der Anteil der Anlagen, der auf Gütefaktoren größer gleich 60 % und kleiner 70 % entfällt, ist in den betrachteten Jahren sogar leicht von 23 % auf 20 % gesunken. Von den insgesamt 36 Windenergieanlagen mit einem Gütefaktor kleiner als 60 %, für die im Jahr 2023 ein Gebot eingereicht wurde, entfallen 27 auf die Südregion (2022: acht von 24 WEA, 2023: 36 von 75 WEA).

Abbildung 3.3.20-1: Häufigkeitsverteil der Gütefaktoren nach Ausschreibungsjahr (Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 01.02.2021–01.05.2023)



¹⁰¹ Fachagentur Windenergie an Land (2023): Typische Verfahrenslaufzeiten von Windenergieprojekten. Empirische Datenanalyse für den Zeitraum 2011 bis 2022. https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Analysen/FA_Wind_Analyse_typischer_Verfahrenslaufzeiten_06-2023.pdf

Die Auswirkungen der mit dem EEG 2023 in Kraft getretenen Änderungen am Referenztragsmodell werden im Endbericht weiter untersucht. Infolge langer Planungs- und Genehmigungszeiten ist jedoch damit zu rechnen, dass sich das volle Potenzial der Maßnahmen erst in einigen Jahren zeigen wird.

3.3.21 Kleine PV-Dachanlagen

Frage 3.21

- In welchem Maß hat die Einführung eines neuen Segmentes mit Volleinspeisung für kleine PV-Dachanlagen zu einer besseren Ausnutzung der Dachflächen und zu einem höherem Anteil von durch kleine Dachanlagen produzierten und in das Netz eingespeisten Stroms beigetragen?

Als Teil des Osterpaketes hat der Gesetzgeber eine umfassende energiepolitische Novellierung des EEG vorgenommen, die zum 01.01.2023 in Kraft trat. Einige Neuerungen, wie die Anpassung der Vergütungssätze für PV-Dachanlagen, wurden jedoch vorgezogen und galten bereits ab 30.07.2022. Für Strom aus PV-Anlagen außerhalb der Ausschreibung wird seither zwischen Teileinspeise- und Volleinspeisevergütung unterschieden. Nach § 100 Abs. 14 Satz 2 EEG 2021 bzw. § 48 Abs. 2a EEG 2023 erhöht sich die Grundvergütung für PV-Dachanlagen, wenn der Anlagenbetreiber den gesamten in einem Kalenderjahr in der Anlage erzeugten Strom in das Stromnetz einspeist (sog. Volleinspeisevergütung). Weitere relevante Voraussetzungen für die Inanspruchnahme der Volleinspeisevergütung sind:

- Die Solaranlagen sind ausschließlich auf, an oder in einem Gebäude oder an einer Lärmschutzwand angebracht.
- Der Anlagenbetreiber speist den gesamten in einem Kalenderjahr in der Anlage erzeugten Strom in das Netz ein. Ausgenommen hiervon ist der Strom, der in der Solaranlage oder in deren Neben- und Hilfsanlagen zur Erzeugung von Strom im technischen Sinn verbraucht wird (sog. Kraftwerkseigenverbrauch).
- Die Solaranlagen müssen nach dem 29.07.2022 in Betrieb genommen worden sein.
- Begrenzung der Erhöhung der Vergütung im Hinblick auf die installierte Leistung:
 - Solaranlagen mit Inbetriebnahme nach dem 29.07.2022 und vor dem 01.01.2023 mit einer installierten Leistung von bis zu 300 kW (einschließlich); für darüber hinausgehende Leistungsanteile kann keine Volleinspeisevergütung beansprucht werden.
 - Solaranlagen mit Inbetriebnahme ab dem 01.01.2023 mit einer installierten Leistung von bis zu 1 MW (einschließlich); für darüber hinausgehende Leistungsanteile kann keine Volleinspeisevergütung beansprucht werden.

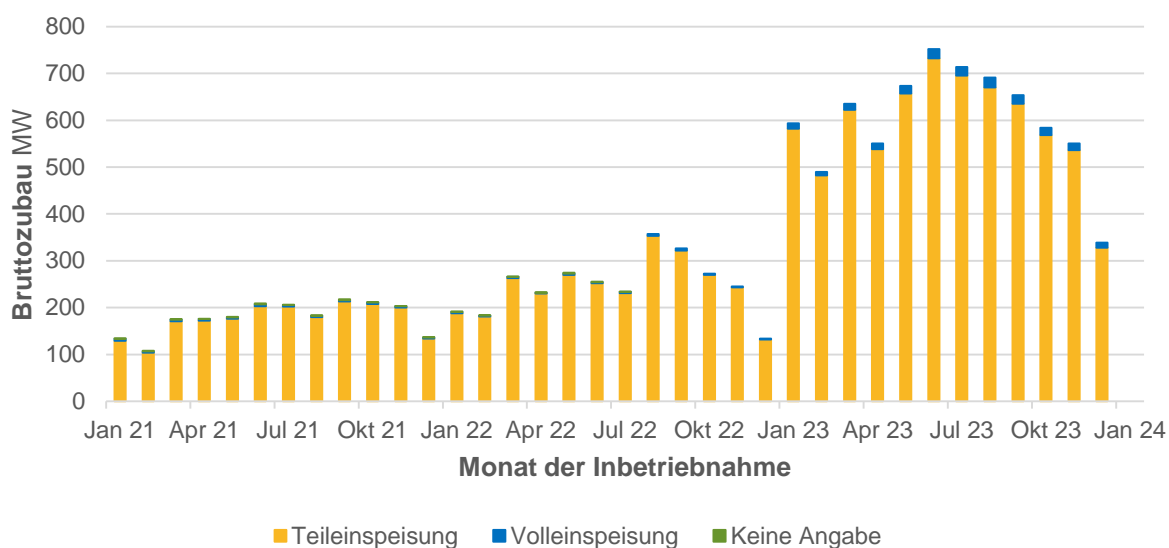
Da im MaStR keine Dachflächen angegeben werden, lässt sich der Einfluss des neuen Vergütungstatbestandes auf eine bessere Ausnutzung der Dachflächen mit den verfügbaren Daten nicht beantworten. Eine Auswertung von Strommengen, die grundsätzlich anhand der EEG-Bewegungsdaten möglich ist, brächte keine Erkenntnisse für die vorliegende Fragestellung und wird folglich nicht durchgeführt.

Die Fragestellung wird deshalb anhand eines Hilfsindikators beantwortet. Hierzu wird die Leistungsverteilung von Dachanlagen bis einschließlich 30 kW getrennt nach Voll- und Teileinspeisung untersucht. Die Teileinspeiseanlagen dienen dabei als Vergleichskategorie. In der Fragestellung ist die zu untersuchende Sparte in Form von „kleinen PV-Dachanlagen“

vage formuliert, daher wurde hier der Untersuchungsbereich auf Anlagen bis 30 kW festgelegt, da bei den Dachanlagen in diesem Bereich der meiste Zubau stattfindet und somit eine ausreichend große Aussagekraft vorliegt. Die zugebauten Dachanlagen werden nach ihrer auf ganze Kilowatt gerundeten Leistung in Klassen von 1 bis 30 kW eingeordnet. Anschließend wird die Anlagenzahl und Gesamtleistung pro Klasse bestimmt.

Zur Einordnung der Relevanz der Volleinspeisung im betrachteten Kleinanlagensegment wird in Abbildung 3.3.21-1 zunächst der monatliche Brutto-Zubau der Dachanlagen bis 30 kW nach Einspeiseart gezeigt. Im Betrachtungszeitraum summierte sich die installierte Leistung der Teileinspeiseanlagen auf rund 12 GW. Lediglich 252 MW des Zubaus entfällt auf Volleinspeiseanlagen. Für 22 MW liegen keine Angaben zur Einspeiseart vor. Demnach wurde im Teileinspeisesegment bis 30 kW fast fünfzigmal so viel Leistung installiert, wie im Volleinspeisesegment. Im Zuge der deutlich gestiegenen Strompreise im Herbst 2022 ist die Nachfrage nach Teileinspeiseanlagen in den Folgemonaten gegenüber 2022 deutlich gewachsen. Zwischen Januar 2021 und Juni 2022 lag der mittlere Monatszubau der Volleinspeiseanlagen bei 3 MW, Teileinspeiseanlagen erzielten im gleichen Zeitraum 191 MW Zubaumenge. Ab dem Geltungsdatum der erhöhten Volleinspeisevergütung, also ab Juli 2022, lag der mittlere Monatszubau der Volleinspeiseanlagen bei 11 MW, Teileinspeiseanlagen erzielten 478 MW. Wenngleich das Wachstum in relativen Zahlen gering war, so ist das Volleinspeisesegment bis 30 kW prozentual nach der Einführung der erhöhten Volleinspeisevergütung stärker gewachsen, als das Teileinspeisesegment. Dies dürfte folglich dem neuen Fördertatbestand der Volleinspeisevergütung zuzurechnen sein.

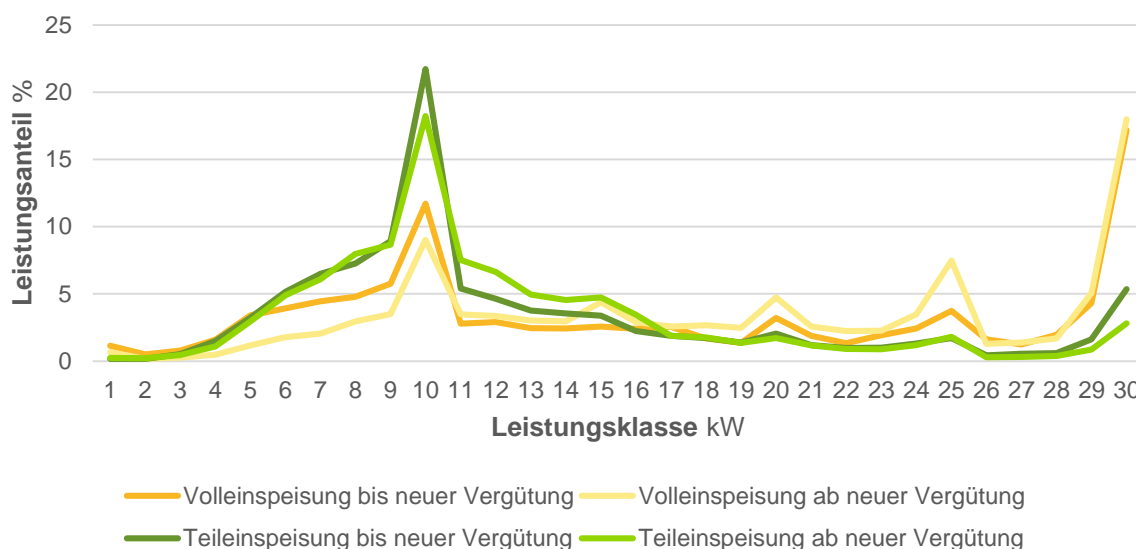
Abbildung 3.3.21-1: Monatlicher Bruttozubau nach Einspeiseart in MW von PV-Dachanlagen bis 30 kW



Um die Leistungsverteilung vergleichbar zu machen, wurde eine Normierung vorgenommen. Dazu wurde die kumulierte Leistung je Klasse ins Verhältnis zur Gesamtleistung bis 30 kW gesetzt. Für die Auswertung werden zwei Betrachtungszeiträume je Vergütungskategorie bzw. Einspeisesegment analysiert: Der Zeitraum vor Einführung der Volleinspeisevergütung vom 01.01.2021 bis zum 29.07.2022 und der Zeitraum danach vom 30.07.2022 bis zum 31.12.2023. In Abbildung 3.3.21-2 ist die normierte Leistungsverteilung jeweils für den Zubau von Voll- und Teileinspeiseanlagen und zeitlich getrennt vor/nach Einführung der Volleinspeisevergütung dargestellt. Aus der Darstellung lassen sich mehrere Aussagen ableiten. Die höheren Spitzen bei 20, 25 und 30 kW zeigen, dass der Zubau bei Volleinspeiseanlagen (hell-/dunkelgelbe Linien) in Richtung größerer Anlagen verlagert ist. Gleichzeitig ist der Zubauanteil bei Anlagen bis 10 kW geringer im Vergleich zu Teileinspeiseanlagen (hell-

/dunkelgrüne Linien). Der Vergleich innerhalb der Volleinspeiseanlagen (hell- vs. dunkelgelbe Linien) zeigt, dass die Einführung der Volleinspeisevergütung eine weitere Verschiebung hin zu größeren Anlagen zur Folge hatte. Bei den Teileinspeiseanlagen ist eine solch ausgeprägte Verschiebung in der Form nicht zu beobachten.

Abbildung 3.3.21-2: Verhältnis von installierter Leistung je Leistungsklasse zu installierter Gesamtleistung in % der Volleinspeiseanlagen bzw. Teileinspeiseanlagen vor und nach der Einführung des neuen Vergütungstatbestandes.



Die orangenen Linien zeigen die installierte Leistung je Leistungsklasse zu installierter Gesamtleistung in % der Volleinspeiseanlagen vor und nach der Einführung des neuen Vergütungstatbestandes. Die grünen Linien zeigen die installierte Leistung je Leistungsklasse zu installierter Gesamtleistung in % der Teileinspeiseanlagen vor und nach der Einführung des neuen Vergütungstatbestandes (Stand: 24.01.2024). Anhand der angeführten Auswertungen lassen sich zusammenfassend zwei erste Schlüsse ziehen: Zum einen hat die Einführung des Volleinspeisetarifs im Kleinanlagensegment zu einem prozentual hohen Wachstum geführt. Der Zubau bleibt in absoluten Zahlen jedoch weiterhin auf niedrigem Niveau. Zum anderen wurde deutlich, dass Volleinspeiseanlagen im Segment bis 30 kW tendenziell größer sind, als Teileinspeiseanlagen. Ob und inwieweit die angeführten Veränderungen auf die Einführung der Volleinspeisevergütung zurückzuführen sind, kann zum jetzigen Zeitpunkt nicht belegt werden. Zu berücksichtigen ist, dass im betreffenden zeitlichen Umfeld weitere regulatorische Änderungen erfolgten, die die Interpretation erschweren. So erfolgte zum Jahresanfang 2021 eine Erhöhung der Leistungsgrenze von 10 auf 30 kW, ab der PV-Anlagen EEG-Umlage auf selbst verbrauchten Strom entrichten mussten, gefolgt vom Wegfall der EEG-Umlagepflicht Mitte 2022. Damit wurden tendenziell größere Anlagen angereizt. Darüber hinaus wurde zum Jahresbeginn 2023 für Anlagen bis 10 kW die Umsatzsteuer auf null abgesenkt.

3.3.22 Garten-PV

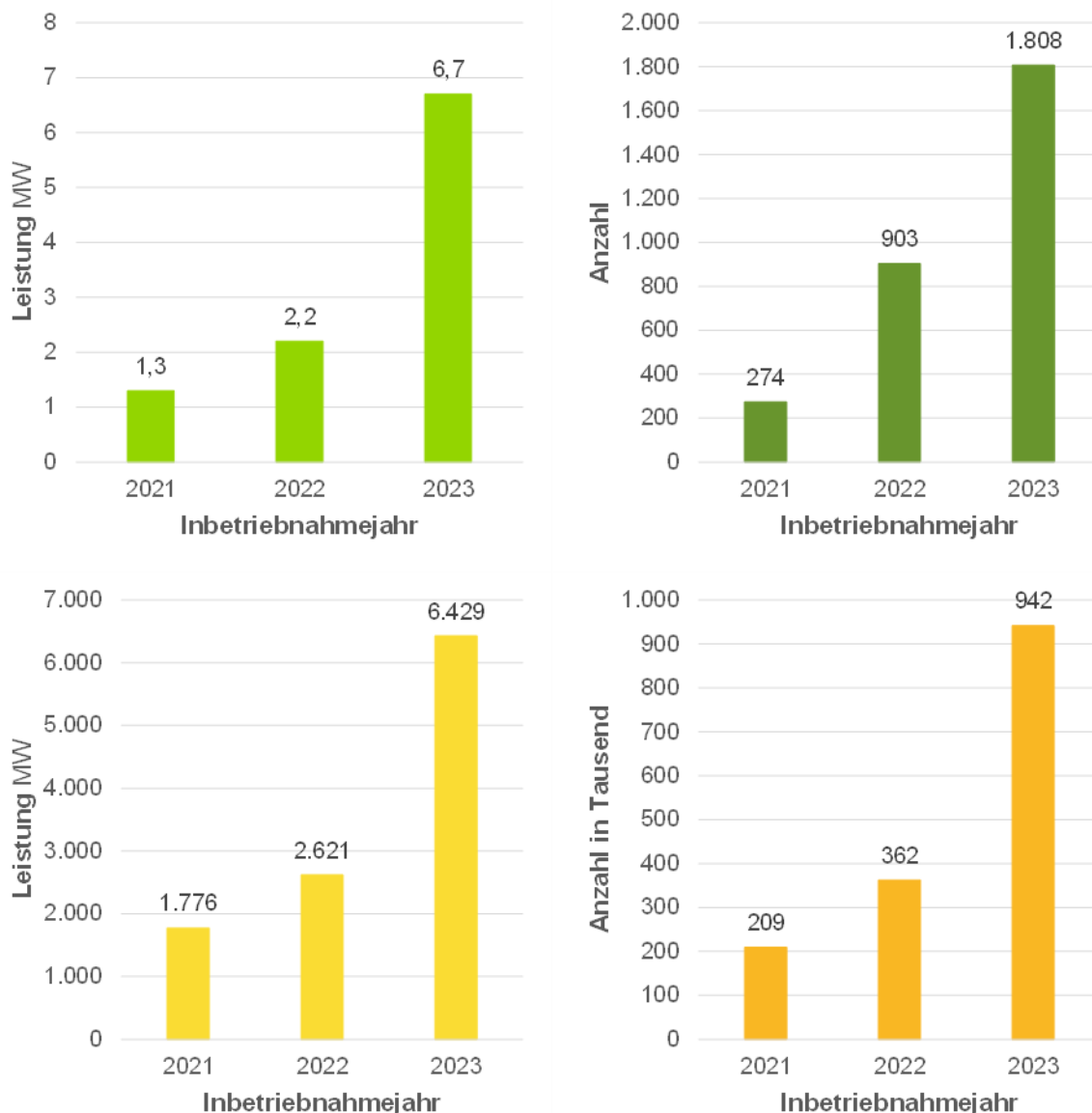
Frage 3.22	<ul style="list-style-type: none"> • Welche Auswirkungen hatte die neue Kategorie der Garten-PV?
------------	---

Mit Inkrafttreten des EEG 2023 zum 01.01.2023 wurde ein neuer Fördertatbestand für PV-Anlagen auf Nichtwohngebäuden eingeführt. Nach § 48 Abs. 1 Nr. 1a können fortan sogenannte Garten-Solaranlagen eine Vergütung nach dem EEG erhalten, wenn sie

1. innerhalb eines bebauten Ortsteils i. S. d. § 34 BauGB errichtet werden,
2. sich auf einem Grundstück mit Wohnbebauung befinden und sich das Wohngebäude selbst, nach Maßgabe der Verordnung nach § 95 Nr. 3 EEG 2023, nicht für eine PV-Installation eignet,
3. die Grundfläche der Anlage die Grundfläche dieses Wohngebäudes nicht überschreitet und
4. die Anlage eine installierte Leistung von nicht mehr als 20 kW hat.

Nachfolgend wird darauf eingegangen, wie stark der neue Fördertatbestand bislang in Anspruch genommen wurde. Da keine gesonderte Vergütungskategorie für die Garten-Solaranlagen im Rahmen der EEG-Bewegungsdaten existiert und keine separate Kennzeichnung im MaStR erfolgt, wird die Fragestellung anhand eines Hilfsindikators beantwortet. Als Untersuchungsbereich für Garten-Solaranlagen werden alle Freiflächenanlagen mit einer Leistung bis einschließlich 20 kW herangezogen. Für die Analyse der Marktentwicklung wird die Summe der jährlich installierten Leistung sowie die entsprechende Anlagenanzahl vor und nach dem Stichtag des Inkrafttretens des neuen Fördertatbestands dargestellt. Zur Einordnung der Zahlen wird die Marktentwicklung von Gebäude-Solaranlagen im gleichen Leistungsbereich gegenübergestellt, was in folgender Abbildung zusammengefasst ist. Unter Gebäude-Solaranlagen werden alle Anlagen auf baulichen Anlagen (Hausdächern, Gebäuden und Fassaden) sowie steckerfertige Solaranlagen subsummiert.

Abbildung 3.3.22-1: Leistung und Anzahl aller Freiflächenanlagen unter 20 kW (oben) sowie aller Gebäude-Solaranlagen unter 20 kW (unten) nach Inbetriebnahmejahren



Datenquelle: MaStR, Stand: 15.01.2024

Die Daten zeigen, dass im Freiflächensegment bereits vor der Einführung des neuen Förderatbestands Kleinanlagen bis 20 kW realisiert wurden. Der Leistungszubau solcher Anlagen stieg im Jahr 2022 gegenüber dem Vorjahr um 69 % an. Nach der Einführung der neuen Förderung zum 01.01.2023 wurde ein prozentualer Anstieg des Leistungszubaus um 204 % auf insgesamt 6,7 MW erzielt. Allerdings lässt sich aufgrund der fehlenden Kennzeichnung nicht ableiten, wie hoch der Anteil der Garten-Solaranlagen ist und was gewöhnliche Freiflächenanlagen sind. Die Vergleichskategorie der Gebäude-Solaranlagen bis 20 kW weist zwischen 2021 und 2022 ein Marktwachstum von 48 % auf, 2023 ist der Zubau um weitere 145 % gestiegen. Das stärkere Wachstum im Bereich der kleinen Freiflächenanlagen seit 2023 lässt sich nicht zwangsläufig auf die neue Förderung für Garten-Solaranlagen zurückzuführen. Die dargestellten Zahlen stellen somit lediglich eine obere Indikation für den Zubau dar. Letztendlich lässt sich auf Grundlage der vorhandenen Daten zum aktuellen Zeitpunkt die Frage nach den Auswirkungen der Garten-Solaranlagen nicht abschließend beantworten.

3.3.23 Agri- und Moor-PV

Frage 3.23

- Welche Auswirkungen hatte das Verschieben spezieller Solaranlagen aus der Kategorie der Innovationsausschreibungen in die Kategorie der PV-Freiflächen-Ausschreibungen? In welchem System wurden beispielsweise mehr Agri-PV und Moor-PV-Anlagen bezuschlagt?

Es wird davon ausgegangen, dass mit „speziellen Solaranlagen“ die so genannten „besonderen Solaranlagen“ gemeint sind. Besondere Solaranlagen waren erstmals und zunächst lediglich für eine einzige Ausschreibungsrunde Teil der Innovationsausschreibungen. Demnach war zum Gebotstermin 01.04.2022 ein Ausschreibungsvolumen von 150 MW für besondere Solaranlagen vorgesehen. Als besondere Solaranlagen galten gemäß der Festlegung der BNetzA¹⁰² zunächst:

- Solaranlagen auf Gewässern,
- Solaranlagen auf Ackerflächen bei gleichzeitigem Nutzpflanzenanbau auf derselben Fläche und auf landwirtschaftlich genutzten Flächen, auf denen Dauerkulturen oder mehrjährige Kulturen angebaut werden sowie
- Solaranlagen auf Parkplatzflächen.

Gebote in den Innovationsausschreibungen dürfen nur für so genannte Anlagenkombination abgegeben werden, also für den Zusammenschluss mehrerer Anlagen verschiedener erneuerbarer Energien oder eines Speichers. Mindestens ein erneuerbarer Energieträger muss Windenergie an Land oder Solarenergie sein und die Einspeisung muss über einen gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt erfolgen. Abweichend von den regulären Regelungen der Innovationsausschreibungen galt für die besonderen Anlagen in den Innovationsausschreibungen eine minimale Gebotsgröße von 100 kW und eine maximale Gebotsgröße von 2 MW. Des Weiteren wurden zum damaligen Zeitpunkt die Förderung in Form einer fixen Marktprämie ausgezahlt und dementsprechend Gebote auf die fixe Marktprämie abgegeben.

Im Zuge der Überführung der besonderen Solaranlagen in die Ausschreibungen des ersten Segments (PV-FFA) wurde die Definition der besonderen Solaranlagen in § 37 EEG 2023 leicht angepasst. Mit aufgenommen in die Kategorie der besonderen Solaranlagen wurden

- Solaranlagen auf Grünland, das kein Moorboden ist, bei gleichzeitiger landwirtschaftlicher Nutzung als Dauergrünland und
- Solaranlagen auf Moorböden, die entwässert und landwirtschaftlich genutzt worden sind, wenn die Flächen mit der Errichtung der Solaranlage dauerhaft wiedervernässt werden.

Die besonderen Solaranlagen auf Flächen mit gleichzeitigem Nutzpflanzenanbau, gleichzeitiger landwirtschaftlicher Nutzung zum Anbau von Dauerkulturen bzw. mehrjährigen Kulturen und bei gleichzeitiger Nutzung als Dauergrünland werden auch als Agri-PV-Anlagen bezeichnet. Um die höheren Kosten auszugleichen gilt für Agri-PV-Anlagen, die in einer lichten Höhe von mindestens 2,1 Meter aufgeständert sind, ein Bonus von 1,2 ct/kWh (Zuschlag im Jahr 2023). Der Bonus sinkt für spätere Zuschläge in den Jahren 2026 bis 2028 auf

¹⁰² https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Innovations/gezeichnetfestlegungoktober2021.pdf

0,5 ct/kWh. Anlagen auf entwässerten Moorböden („Moor-PV“) erhalten einen Bonus von 0,5 ct/kWh.

Schwimmende PV-Anlagen („Floating-PV“) wurden den regulären Freiflächenanlagen zugeordnet. Zusätzlich wurde in § 36 Abs. 3 WHG geregelt, dass, ausgehend vom Mindestwasserstand, die Anlage maximal 15 % der Gewässerfläche bedecken darf und der Abstand vom Ufer mindestens 40 Meter beträgt.

Anhand des Datenstands, der für die Evaluierung vorliegt, ist noch keine belastbare Evaluierung der Förderung besonderer Solaranlagen möglich. Zum Zeitpunkt der Berichterstellung ist bekannt, dass bislang knapp 120 MW Gebote für besondere Solaranlagen abgegeben wurden (Tabelle 3.3.23-1). Davon entfällt der größte Teil auf Agri-PV-Anlagen (77 MW auf Ackerland, 36 MW Dauerkulturen). Lediglich jeweils ein Gebot ging für Parkplatz-PV und Moor-PV ein.

In der Innovationsausschreibung vom 01.04.2022 und der Ausschreibung für Solaranlagen des ersten Segments vom 01.03.2023 gingen jeweils Gebote mit weniger als 20 MW für besondere Solaranlagen ein. Erst zum Gebotstermin 01.07.2023 ging mit 87 MW ein deutlich höheres Gebotsvolumen ein – was parallel zu einem insgesamt deutlich steigenden Gebotsvolumen in den Freiflächenausschreibungen von 2.869 MW auf 4.653 MW erfolgte.

Tabelle 3.3.23-1. Gebote für besondere Solaranlagen nach Ausschreibungsrunden und Anlagentyp

Gebotstermin	Ackerland	Dauerkultur	Parkplatz	Moor	Insgesamt
01.04.2022 (Innovations- ausschreibungen)	12 Gebote 16,1 MW	-	1 Gebot 0,6 MW	-	13 Gebote 16,7 MW
01.03.2023 (EEG 2023)	2 Gebote 5,3 MW	2 Gebote 9,3 MW	-	-	4 Gebote 14,6 MW
01.07.2023 (EEG 2023)	7 Gebote 56,0 MW	6 Gebote 26,2 MW	-	1 Gebot 5,2 MW	14 Gebote 87,4 MW
Insgesamt	21 Gebote 77,4 MW	8 Gebote 35,5 MW	1 Gebot 0,6 MW	1 Gebot 5,2 MW	31 Gebote 118,7 MW

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA

Von den obigen Geboten wurden insgesamt lediglich 28 MW Gebote bezuschlagt (Tabelle 3.3.23-2). Die höchste Zuschlagsquote mit 100 %, d. h. alle abgegebenen Gebote waren erfolgreich, war für die besonderen Solaranlagen in den Innovationsausschreibungen zu verzeichnen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die besonderen Solaranlagen in dieser Ausschreibungsrunde nicht mit anderen Solaranlagen konkurrieren mussten, sondern für sie ein separates Ausschreibungskontingent galt (s. einleitend). In der ersten Ausschreibungsrunde nach EEG 2023 lag die Zuschlagsquote der besonderen Solaranlagen mit leistungsbezogen 79 % höher als für alle Freiflächenanlagen insgesamt (68 %). In der Runde vom 01.07.2023 wurde keine besondere Solaranlage bezuschlagt. In dieser Runde lag die Zuschlagsquote aller Freiflächenanlagen aufgrund des hohen Wettbewerbsniveaus (Ausschreibung fast dreifach überzeichnet) bei lediglich 36 %. Über alle betrachteten Ausschreibungsrunden lag die Zuschlagsquote der besonderen Solaranlagen leistungsbezogen mit 24 % deutlich niedriger als für die betrachteten Ausschreibungsrunden insgesamt mit 51 %.

Tabelle 3.3.23-2. Zuschläge für besondere Solaranlagen nach Ausschreibungsrunden und Anlagentyp

Gebotstermin	Ackerland	Dauerkultur	Parkplatz	Moor	Insgesamt
--------------	-----------	-------------	-----------	------	-----------

01.04.2022 (Innovations- ausschreibungen)	12 Zuschläge 16,1 MW	-	1 Zuschlag 0,6 MW	-	13 Zuschläge 16,7 MW
01.03.2023 (EEG 2023)	2 Zuschläge 5,3 MW	1 Zuschlag 6,2 MW	-	-	3 Zuschläge 11,5 MW
01.07.2023 (EEG 2023)	0	0	-	0	0
Insgesamt	14 Zuschläge 21,4 MW	1 Zuschlag 6,2 MW	1 Zuschlag 0,6 MW	0	16 Zuschläge 28,2 MW

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA

Von den insgesamt knapp 8 GW Gebotsvolumen der oben betrachteten drei Ausschreibungsrunden entfallen 1,5 % auf besondere Solaranlagen. Bezogen auf die insgesamt 4,0 GW Zuschlagsvolumen liegt der Anteil mit 0,7 % nochmals niedriger. Der höchste Anteil besonderer Solaranlagen war mit rund 4 % in der Innovationsausschreibungsrunde vom 01.04.2022 zu verzeichnen. Insgesamt betrachtet war die Beteiligung von besonderen Solaranlagen bislang somit vernachlässigbar gering. Dafür kommen mehrere Gründe in Betracht. Der wesentliche Grund dürfte darin bestehen, dass Agri- und Moor-PV-Anlagen ein relativ neuer Anlagentyp sind, mit dem über Forschungs- und Demonstrationsanlagen hinaus kaum Praxiserfahrungen vorliegen. Darüber hinaus liegen die Kosten für besondere Solaranlagen höher, als für reguläre PV-Freiflächenanlagen. Bei Agri- und Parkplatz-PV resultieren höhere Kosten aus der teureren Gründung (längere Ramppfosten) und Aufständering (höhere Aufständering), bei schwimmenden Solaranlagen aus den Mehrkosten für die schwimmende Umsetzung sowie bei Moor-PV aus der teureren Gründung und dem Wegebau sowie der Umsetzung und dem Monitoring der erforderlichen Wiedervernässung.

In den Innovationsausschreibungen wurde den besonderen Solaranlagen zwar kein Bonus gewährt, aber ein eigenes Kontingent von 150 MW zugewiesen. Damit standen die besonderen Solaranlagen nur untereinander im Wettbewerb und nicht mit den sonstigen Geboten der Innovationsausschreibungen. Dass 10 der 13 Gebote nahezu gleichauf mit dem zulässigen Höchstwert lagen, könnte ein Hinweis darauf sein, dass angesichts des Ausschreibungsvolumens von 150 MW von den Bietern mit geringem oder keinem Wettbewerb für das Segment der besonderen Solaranlagen gerechnet wurde.

Mit der Überführung der besonderen Solaranlagen in die regulären Ausschreibungen, in denen die besonderen Solaranlagen im Wettbewerb mit den übrigen teilnahmeberechtigten Anlagen standen, wurden für bestimmte besondere Solaranlagen Boni eingeführt (s. oben). Bei der Interpretation muss auch berücksichtigt werden, dass mit den ab 2023 um das zulässige Höchstmaß von 25 % angehobenen Höchstwerten¹⁰³ ein deutlich höheres Gebots- und damit Wettbewerbsvolumen zu erwarten war, als im Jahr 2022. Dies könnte im Zusammenspiel mit fehlenden bzw. zu niedrigen Boni zu einer zurückhaltenden Teilnahme von Bietern für besondere Solaranlagen geführt haben. In der Ausschreibungsrunde vom 01.07.2023 lag dann zwar das Gebotsvolumen für besondere Solaranlagen höher, die Zuschlagsquote lag, wie oben beschrieben, aufgrund des hohen Wettbewerbs jedoch deutlich niedriger. Offensichtlich konnten für besondere Solaranlagen – trotz Boni für hoch aufgeständerte Agri-PV und Moor-PV – keine ausreichend niedrigen Gebote abgegeben werden.

¹⁰³ https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2023/20230123_SolarEEG.html

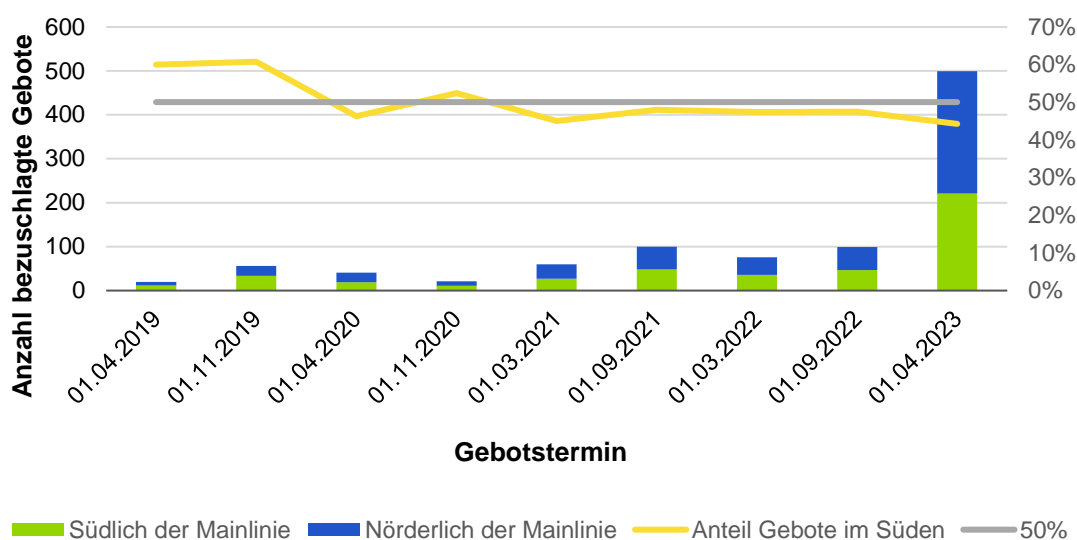
3.3.24 Südquote Biomasse

Frage 3.24	<ul style="list-style-type: none"> Hat die Einführung der Südquote für Biomasse und Biomethan zu einer verstärkten Entwicklung dieser Technologien in der Südregion geführt?
------------	---

3.3.24.1 Biomasseanlagen

Seit dem Jahr 2022 wird bei der Bezuschlagung in der Biomasseausschreibung eine Südquote angewendet, indem zunächst Anlagen im Süden (südlich der Mainlinie, die Südregion wird in Anlage 5 des EEG definiert) bezuschlagt werden, bis 50 % des Ausschreibungsvolumens erreicht sind. Die Wirkung der Einführung dieser Quote auf die Entwicklung der Biomasse in der Südregion lässt sich nur eingeschränkt beurteilen, weil die der Einführung der Südquote vorangegangenen Ausschreibungsrunden unterzeichnet waren und auch nach Einführung der Quote in beiden Ausschreibungsrunden 2022 das Angebotsvolumen unter dem Ausschreibungsvolumen lag, sodass alle zugelassenen Gebote bezuschlagt wurden. Die Südquote wird ebenfalls angewendet, wenn bei Unterzeichnung die endogene Rationierung greift (siehe dazu im Detail Abschnitt 3.3.6). Die Anzahl der Gebote aus der Südregion lag 2019 bei gut 60 % und liegt seit 2020 in allen Ausschreibungsrunden nahe 50 % (siehe nachfolgende Abbildung).

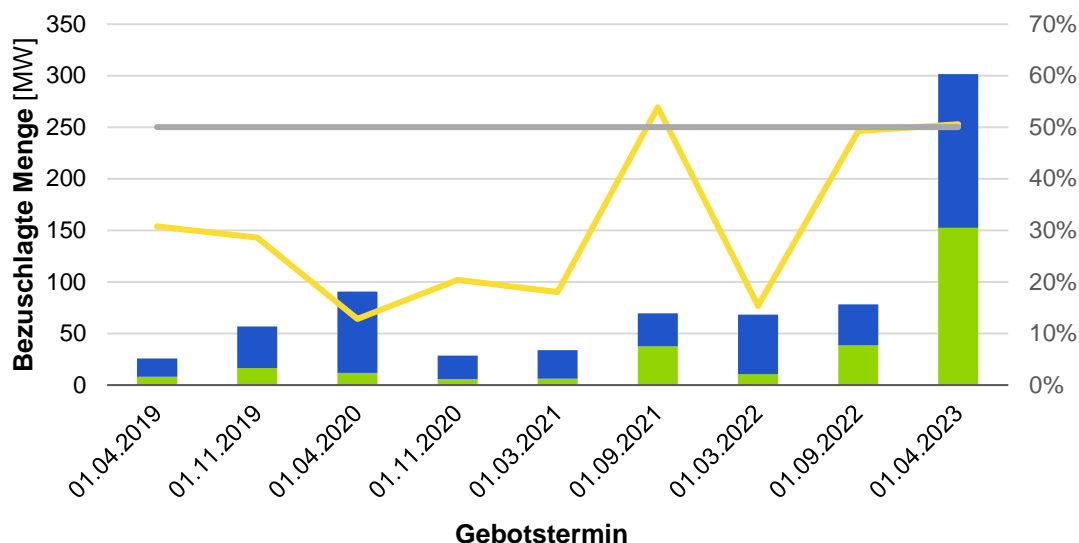
Abbildung 3.3.24-1 Regionale Verteilung der Anzahl der bezuschlagten Gebote in den Biomasseausschreibungen



Quelle: eigene Darstellung auf Basis von BNetzA

Die zugeschlagene Gebotsmenge aus der Südregion hat in den Jahren 2019 bis 2021 vor Anwendung der Südquote stark geschwankt um im Maximum in der zweiten Ausschreibung 2021 54 % erreicht. In der ersten Ausschreibungsrunde mit Anwendung der Südquote 2022, lag die bezuschlagte Menge im Süden bei nur 15 % in der zweiten Runde 2022 dann bei knapp 50 %. Beide Ausschreibungsrunden 2022 waren deutlich unterzeichnet. In der ersten überzeichneten Ausschreibung im April 2023 griff die Quote zum ersten Mal, sodass 50 % der bezuschlagten Menge im Süden liegt.

Abbildung 3.3.24-2 Regionale Verteilung der bezuschlagten Gebotsmenge in den Biomasseausschreibungen



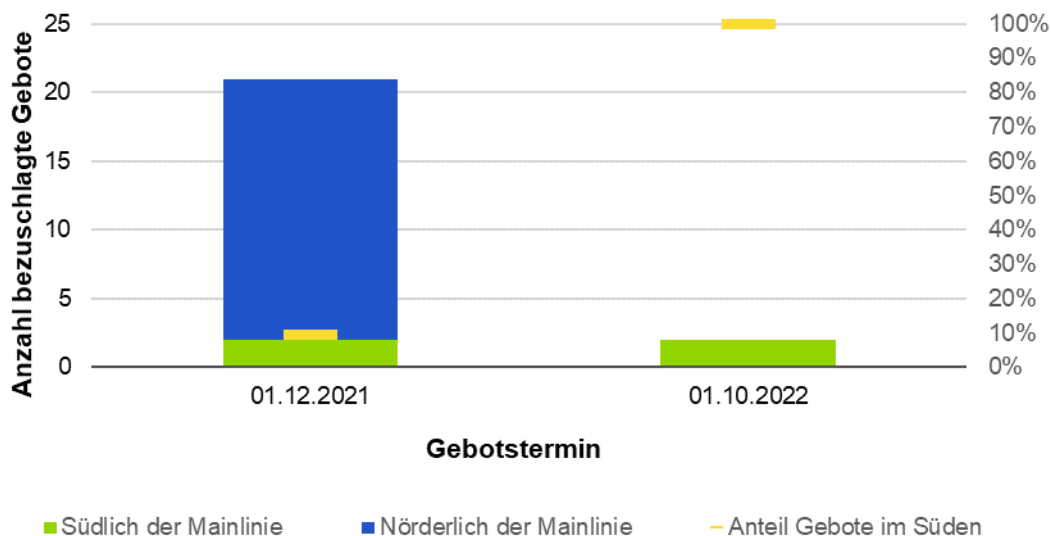
Quelle: eigene Darstellung auf Basis von BNetzA

3.3.24.2 Biomethananlagen

In den Ausschreibungsrunden 2021 und 2022 konnten noch Biomethananlagen aus dem Norden teilnehmen, seit 2023 ist die Teilnahme auf Gebote für Anlagen in der Südregion beschränkt. 2021 kamen 19 von 21 Geboten aus dem Norden, 2022 wurden insgesamt nur 2 Gebote abgegeben, die beide aus dem Süden stammen und 2023 wurde kein Gebot abgegeben (vgl. Abbildung 3.3.24-3). Mengenmäßig machten die Gebote aus dem Norden 2021 knapp 97 % der bezuschlagten Menge aus (vgl. Abbildung 3.3.24-4). Die deutliche Unterzeichnung in den beiden Ausschreibungsrunden 2022 und 2023 werden auf das mangelnde Angebot von Biomethan, welches wirtschaftlich zur Stromerzeugung eingesetzt werden kann zurückgeführt¹⁰⁴.

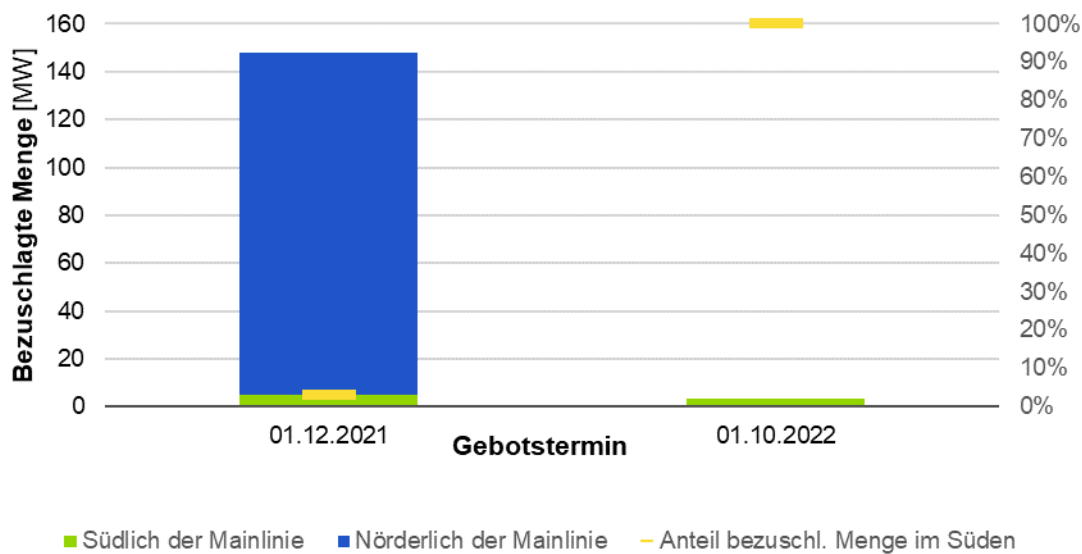
¹⁰⁴ Siehe Erfahrungsbericht der Bundesregierung zum Erneuerbare-Energien-Gesetz und Windenergie-auf-See-Gesetz siehe [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erfahrungsbericht-erneuerbare-energien-gesetz-windenergie-auf-see-gesetz.pdf? blob=publicationFile&v=2](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erfahrungsbericht-erneuerbare-energien-gesetz-windenergie-auf-see-gesetz.pdf?blob=publicationFile&v=2)

Abbildung 3.3.24-3. Regionale Verteilung der Anzahl der bezuschlagte Gebote in den Biomethanausschreibungen



Quelle: eigene Darstellung auf Basis von BNetzA

Abbildung 3.3.24-4. Regionale Verteilung der bezuschlagten Gebotsmenge in den Biomethanausschreibungen



Quelle: eigene Darstellung auf Basis von BNetzA

Anhang A. Evaluierungsplan

Nr.	Evaluierungsfrage	Indikator	Quelle	Frequenz	Ebene	Gruppe
1.	Direkte Effekte	Zur Identifizierung der direkten und indirekten Effekte des EEG wird ein top-down und ein bottom-up Ansatz gewählt. Im bottom-up Ansatz werden, sofern genügend Datenpunkte verfügbar sind, Beihilfeempfänger mittels Regressionsanalyse (z. B. Regression-Discontinuity Design / RDD) mit einer geeigneten Kontrollgruppe verglichen. Wo nötig, wird außerdem auf einen top-down Ansatz, eine Strommarktmodellierung der Beihilfe und eines kontrafaktischen Szenarios ohne Beihilfe, zur Identifizierung der direkten und indirekten Effekte zurückgegriffen. Außerdem wird die Angebotskurve aus abgegebenen Geboten für einen komparativ statischen Vergleich herangezogen. Diese Ansätze werden in Kapitel 5. weiter erläutert.				
1.1	<p>Welche Auswirkung hatte die Beihilfe auf den Zubau an Kapazität pro Technologie (Vergleich zu nicht geförderten Projekten)? Gibt es Realisierungen außerhalb des EEG?</p> <p>Wenn ja, wie ist das Verhältnis zwischen innerhalb und außerhalb des EEG zugebauter Kapazität pro Technologie?</p>	<p>Vergleich der Projekte im EEG (Behandlungsgruppe) und außerhalb des EEG (Kontrollgruppe)</p> <p>Zusätzlich Vergleich der nicht bezuschlagten und bezuschlagten Projekte, sofern möglich unter Nutzung einer Regressionsanalyse (z. B. Regression Discontinuity Design, Difference in Differences).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Zugebaute Kapazität pro EE-Technologie (gefördert und ungefördert) sowie Speicher (Innovationsausschreibungen) laut MaStR • Bezuschlagte und nicht-bezuschlagte Projekte der Ausschreibungen • Vergleich mit Ausschreibungsdaten: Wurden Projekte, die an den Ausschreibungen teilgenommen aber keinen Zuschlag erhalten haben auch ohne EEG-Förderung realisiert? Wurden Projekte realisiert, die sich nicht um EEG-Förderung beworben haben? • Vergleich der Entwicklung der Anlagenanzahl und Kapazitäten in geförderten und nicht geförderten Segmenten (z. B. große PV-Anlagen) -- für Segmente insgesamt sowie für Anlagen nahe der Schwelle zum Nachbarsegment. 	Auktionsdaten der BNetzA (starting from 2015/2017); MaStR	jährlich	Anlagenebene / Gebotsebene	Beihilfeempfänger und Nicht-Empfänger
1.2	Führt die Beihilfe kausal dazu, dass Anlagen zugebaut werden (relativ zu einem modellierten kontrafaktischen Szenario)?	Modellierung der Beihilfe und eines kontrafaktischen Szenarios, sowie Vergleich des Zubaus beider Szenarien.	Strommarktmodellierung	jährlich	Anlagenebene	Beihilfeempfänger und Nicht-Empfänger

Nr.	Evaluierungsfrage	Indikator	Quelle	Frequenz	Ebene	Gruppe
1.3	Was wäre der marginale Zuschlagspreis der Ausschreibungen, wenn das Ausschreibungsvolumen bei gleichbleibender Angebotskurve (also auch gleichbleibenden Gebotswerten) erhöht oder verringert würde? Wie würden sich die Gesamtkosten der Förderung in diesem Fall verändern (absolut und per MWh)?	Angebotskurve aus allen Geboten einer Ausschreibungsrunde; Ermittlung eines hypothetischen marginalen Zuschlagspreises bei Erhöhung oder Verringerung des Ausschreibungsvolumens um z. B. 10 % und 20 %. Diese komparativ statische Analyse erlaubt Preis- und Kosteneffekte einer exogenen Änderung des Ausschreibungsvolumens einzuschätzen und illustriert die Steigung der Angebotskurve. Die hierbei implizit getroffene Annahme eines unveränderten Bietverhaltens (zumindest der marginalen Anbieter) ist im Fall eines hinreichend hohen Wettbewerbsniveaus bzw. einer nicht zu starken Veränderung des Ausschreibungsvolumens berechtigt.	Auktionsdaten der BNetzA	Je Ausschreibung	Je Ausschreibungssegment	Beihilfeempfänger und Nicht-Empfänger
1.4	War der geförderte Zubau von Erneuerbaren Energien ausreichend, dass Deutschland seinen jährlichen Ausbaupfad und Strommengenpfad aus dem EEG 2021 und den Zielen des NECP erreicht?	<ul style="list-style-type: none"> Vergleich des Zubaus in GW mit dem Ausbaupfad des EEG 2021 Vergleich der Stromerzeugung in TWh mit dem Strommengenpfad des EEG 2021 Effekt zunehmender EE-Kapazitäten auf EE-Stromerzeugung Entwicklung von Abregelungen von EE-Kapazitäten (Entwicklung der Volllaststunden je Technologie) Anteil des EE-Strom am Bruttostromverbrauch 	EEG Monitoringbericht (Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik/AGEE-Stat)	jährlich	Anlagenebene	Beihilfeempfänger
1.5	Wie viele Projekte und wie viel Kapazität wurden in jedem Ausschreibungssegment gefördert? Wie viele Projekte und wie viel Kapazität wurden außerhalb der Ausschreibungen gefördert (separat für gleitende Markprämie und Einspeisevergütung)?	Anzahl der Projekte und Kapazität in GW je Ausschreibungssegment Anzahl der Projekte und Kapazität in GW je Sparte, bei separaten Fördersegmenten jeweils getrennte Zahlen (z. B. Photovoltaik-Mieterstrom, Pilotanlagen Windenergie)	Auktionsdaten der BNetzA, MaStR, EEG-Daten der Übertragungsnetzbetreiber	Je Ausschreibung bzw. je Inbetriebnahmejahr bei Festvergütung	Anlagenebene	Beihilfeempfänger
1.6	Haben sich die Fördersegmente gegenseitig beeinflusst und wenn ja, inwiefern?	Verteilung der geförderten Projekte auf die Segmente Ausschreibungen und administrative Vergütung Quantitative und qualitative Analyse, z. B. steigende Installationszahlen im Segment direkt unterhalb der Ausschreibungs- und Prämienobergrenze	BNetzA, MaStR, EEG-Daten der Übertragungsnetzbetreiber	Je Ausschreibung bzw. je Inbetriebnahmejahr	Projektebene	Beihilfeempfänger

Nr.	Evaluierungsfrage	Indikator	Quelle	Frequenz	Ebene	Gruppe
2.	Indirekte Effekte	Zur Identifizierung der direkten und indirekten Effekte des EEG wird ein top-down und ein bottom-up Ansatz gewählt. Im bottom-up Ansatz werden Beihilfeempfänger mit einer geeigneten Kontrollgruppe verglichen. Wo nötig, wird außerdem auf den top-down Ansatz, eine Strommarktmodellierung der Beihilfe und ein kontrafaktisches Szenario ohne Beihilfe, zur Identifizierung der direkten und indirekten Effekte zurückgegriffen. Beide Ansätze werden unter 5. weiter erläutert.				
2.1	Hat die Beihilfe die jährlichen CO ₂ -Emissionen im Stromsektor gesenkt?	Diskussion der Wirkungskette und -zusammenhänge zwischen ETS und nationaler EE-Förderung.	BNetzA, EEG Monitoring-berichte	jährlich	Technologie-spezifisch Photovoltaik Windenergie an Land Windenergie auf See Biomasse Geothermie Wasserkraft	Beihilfeempfänger
2.2	Wie hat sich die Beihilfe auf die Wettbewerbssituation des Strommarktes ausgewirkt? Ist eine Marktkonzentration innerhalb der geförderten Segmente in einzelnen Branchen zu beobachten?	Vergleich Konzentrationsmaße (HHI) konventioneller und EE-Markt	BNetzA, evtl. externe Datenquellen für konventionelle Kraftwerke	Wenn möglich jährlich	Technologie-über-greifend und technologiespezifisch für die geförderten Segmente	Beihilfeempfänger und Nicht-Empfänger

Nr.	Evaluierungsfrage	Indikator	Quelle	Frequenz	Ebene	Gruppe
2.3	Wie hat sich die Beihilfe auf den Wettbewerb und die Preise am Großhandelsmarkt ausgewirkt? Sind Effekte der fixen Marktprämie nachweisbar? Können Effekte der Beihilfe in Zeiträumen negativer Preise ermittelt werden?	<ul style="list-style-type: none"> • Qualitative und quantitative Wettbewerbsanalyse über die Auswirkungen des EEG 2021 im Strommarkt. • Durchschnittliche Großhandelsstrompreise (€/MWh) • Anteil der EE-Erzeugung an der Gesamterzeugung in Stunden mit negativen Preisen • Jährliche Differenzkosten (€/MWh) • Simulation des unterschiedlichen Dispatches von Anlagen in den Innovationsausschreibungen (fixe Marktprämie) sowie einer Vergleichsgruppe mit gleitender Marktprämie auf Basis der vorliegenden Gebotswerte und historischer Strompreise (inkl. Zeiträume negativer Preise) im Evaluierungszeitraum • Zusätzlich Stichproben zu Einspeisereihen von a) Anlagen, die eine fixe Prämie und keine Vergütung bei negativen Preisen erhalten, b) Anlagen, die eine gleitende Prämie und Vergütung bis zu 4 Stunden negativer Preise erhalten und c) Anlagen, die eine gleitende Prämie und Vergütung bis zu 6 Stunden negativer Preise erhalten durch Betreiberbefragung (und falls nötig ergänzende Erhebung der relevanten Daten vom Netzbetreiber) und Abgleich mit Ergebnissen aus dem Direktvermarktungs-vorhaben (Quelle: https://www.erneuerbare-energien.de/SiteGlobals/EE/Forms/Listen/Publikationen/Publikationen_Formular.html?queryResultId=null&pageNo=0&oneOfTheseWords=Direktvermarktung, hier insbesondere Kapitel 4 Monitoring negative Preise) 	BNetzA Betreiberbefragung gegebenenfalls Netzbetreiber	jährlich	Technologieübergreifend Differenzierung für fluktuierende und nicht-fluktuierende EE	Nicht zutreffend
2.4	Wie hat sich die Beihilfe auf den grenzüberschreitenden Stromhandel ausgewirkt?	Vergleich der exportierten und importierten Strommenge in einem EEG und einem kontrafaktischen Szenario	BNetzA, ÜNBs, Strommarktmodell	jährlich	Technologie-spezifisch	Beihilfeempfänger und Nicht-Empfänger
2.5	Wie hat sich die Beihilfe auf die Verbraucherpreise ausgewirkt?	<ul style="list-style-type: none"> • Entwicklung der durchschnittlichen Verbraucherstrompreise (Cent/kWh) • Entwicklung der Netzentgelte (Cent/kWh) • Entwicklung der theoretischen EEG-Umlage (ohne Haushaltsfinanzierung) 	BNetzA	jährlich	Nicht zutreffend	Nicht zutreffend

Nr.	Evaluierungsfrage	Indikator	Quelle	Frequenz	Ebene	Gruppe
3.	Verhältnismäßigkeit und Angemessenheit	Zur Bestimmung der Verhältnismäßigkeit und Angemessenheit der Beihilfe wird sowohl auf den top-down und wo möglich auf den bottom-up Ansatz zurückgegriffen. Darüber hinaus werden LCOE Daten der Erfahrungsberichtsvorhaben genutzt. Diese werden in einem auktionstheoretischen Kontext zur Beantwortung der Fragen diskutiert und analysiert.				
3.1	Waren die Kosten der Beihilfe im Verhältnis zu den angenommenen Kosten für EE verhältnismäßig?	<ul style="list-style-type: none"> Vergleich mit LCOE-Schätzungen Auktionstheoretische qualitative Erklärung Varianz der Gebote & Zuschläge 	LCOE-Studien, z. B. EEG-Erfahrungsbericht	jährlich	Technologie-spezifisch für Festvergütung und Ausschreibungen	Beihilfeempfänger
3.2	Wie haben sich die anzulegenden Werte sowie die Beihilfesummen im Ausschreibungssystem und im administrierten Segment entwickelt?	<ul style="list-style-type: none"> Verlauf der anzulegenden Werte, Berücksichtigung des Inbetriebnahmezeitpunktes Verlauf der Beihilfesummen (Marktprämien, Einspeisevergütungen) Berücksichtigung der Degression im administrierten Segment, einschl. weiterer Regelungen (z. B. atmen-der Deckel) Quantitative und qualitative Diskussion von Wechselwirkungen 	BNetzA, ÜNB	jährlich	Technologie-spezifisch	Beihilfeempfänger
3.3	Wie hat sich die Wettbewerbsintensität in den verschiedenen Auktionsformaten entwickelt?	<ul style="list-style-type: none"> Verhältnis von Gebotsvolumen zu Auktionsvolumen Varianz der Zuschlagspreise Qualitativ: Bestimmung von Einflussfaktoren und Rahmenbedingungen 	BNetzA	Je Ausschreibungsrunde	Technologie-spezifisch	Beihilfeempfänger
3.4	Wie haben sich die Zuschlagspreise je Ausschreibungsformat entwickelt?	<ul style="list-style-type: none"> Mengengewichtete Zuschlagspreise je Technologie (inkl. Windenergie auf See) und Ausschreibungsformat 	BNetzA	Je Ausschreibungsrunde	Technologie-spezifisch	Beihilfeempfänger
3.5	Wie hat sich das deutliche Anheben der Ausschreibungsmengen ab 2022 auf den Wettbewerb in den Ausschreibungen ausgewirkt?	<ul style="list-style-type: none"> Cf. 3.3 	BNetzA	Je Ausschreibungsrunde	Technologie-spezifisch	Beihilfeempfänger

Nr.	Evaluierungsfrage	Indikator	Quelle	Frequenz	Ebene	Gruppe
3.6	Welche Auswirkungen hatten die verschiedenen Mengensteuerungsmechanismen im EEG 2021 und EEG 2023 (80 %-Regel, ex-ante Mengensteuerung basierend auf der Projektpipeline, ex-ante Mengensteuerung basierend auf Ergebnissen vorheriger Ausschreibungen) auf das Wettbewerbsniveau in den Ausschreibungen?	<ul style="list-style-type: none"> Cf. 3.3 	BNetzA	Je Ausschreibungsrunde	Technologie-spezifisch	Beihilfeempfänger
3.7	Was für einen Einfluss hatten die noch bestehenden Begünstigungen für Bürgerenergieprojekte, z. B. pay-as-cleared Regelung auf die relevanten Ausschreibungssegmente?	<ul style="list-style-type: none"> Verteilung der Zuschläge auf die Rechtsformen Vergleich der Gebotswerte mit dem marginalen Zuschlagswert 	BNetzA	Je Ausschreibungsrunde	Technologie-spezifisch	Beihilfeempfänger
3.8	Was für einen Einfluss hatten die Ausschreibungsbedingungen in den Biomasseausschreibungen, z. B. unterschiedliche Technologien, Teilnahme Bestandsanlagen, pay-as-cleared für Bestandsanlagen < 150 kW?	<ul style="list-style-type: none"> Verteilung der Zuschläge auf die Biomasse-Technologien Verteilung der Zuschläge auf Bestands- und Neuanlagen 	BNetzA	Je Ausschreibungsrunde	Technologie-spezifisch	Beihilfeempfänger
3.9	Welche Auswirkungen haben weitere relevante Ausschreibungselemente (endogene Rationierung in Innovations- und Biomasseausschreibungen und Mengenkürzung Wind an Land)?	<p>Vergleich der ursprünglichen und ggf. gekürzten Ausschreibungsvolumina</p> <p>Entwicklung der Gebotsvolumina bei Kürzung der Ausschreibungsvolumina</p> <p>Vergleich der Gebotsdaten der Innovationsausschreibung und relevanter technologiespezifischer Ausschreibungen</p> <p>Auktionstheoretische Diskussion der Ausschreibungselemente</p>	Auktionsdaten der BNetzA, MaStR	Je Ausschreibung	Je Technologie bzw. Ausschreibungssegment	Beihilfeempfänger

Nr.	Evaluierungsfrage	Indikator	Quelle	Frequenz	Ebene	Gruppe
3.10	Welche Auswirkungen hatte die Aufhebung des Verbots des Eigenverbrauchs? Hat dies zu einem höheren Eigenverbrauchsanteil der produzierten Strommenge geführt?	Yet to be determined				
3.11	Wie hoch sind die Realisierungsraten und -zeiten, ggf. differenziert nach Ausschreibungssegmenten?	<ul style="list-style-type: none"> Realisierungsraten je Ausschreibungssegment Nichtrealisierung bezuschlagter Mengen und Pönalzahlen je Ausschreibungssegment Realisierungszeiten je Ausschreibungssegment 	BNetzA	Je Ausschreibungsrunde	Technologie-spezifisch	Beihilfeempfänger
3.12	Flexibilisierung von Biomasse Welche Gesamtvergütungshöhe erreichen flexibilisierte Biomasseanlagen durchschnittlich? In welchem Ausmaß wurden die Anreize zur Flexibilisierung in Anspruch genommen? Inwieweit führt die Flexibilisierung der Anlagen zu einem veränderten Marktverhalten?	<ul style="list-style-type: none"> Durchschnittliche Gesamtvergütung in ct/kWh basierend auf Festvergütung und Flexibilitätsprämie bzw. Flexzuschlag Statistiken zur Bewilligung der Flexibilitätsprämie bzw. des Flexzuschlags für Biomasse Statistiken zu Volllaststunden und Marktwert des vermarkteten Stroms von flexibilisierten Biomasseanlagen (Vergleich vor und nach der Flexibilisierung) und nicht-flexibilisierten Biomasseanlagen Stichprobe mit Betreiberbefragung (und falls nötig ergänzende Erhebung der relevanten Daten vom Netzbetreiber) zu Betriebsweisen der flexibilisierten Biomasseanlagen im Vergleich zu nicht flexibilisierten Biomasseanlagen 	Auktionsdaten der BNetzA, MaStR Betreiberbefragung gegebenenfalls Netzbetreiber	Jährlich	Anlagenebene	Beihilfeempfänger
3.13	Wurden bei Windenergie auf See Null-Cent-Gebote auf nicht zentral voruntersuchten Flächen abgegeben? Falls ja, wie oft kam es zum dynamischen Gebotsverfahren?	<ul style="list-style-type: none"> Anzahl Gebote Gebotswerte Anzahl Bieter im dynamischen Verfahren 	BNetzA	Je Ausschreibungsrunde	Technologie-spezifisch	Beihilfeempfänger
3.14	Wie viele Gebote wurden pro Fläche auf nicht zentral voruntersuchten Flächen abgegeben? Wie hoch waren die Gebote?	<ul style="list-style-type: none"> Anzahl Gebote Gebotswerte 	BNetzA	Je Ausschreibungsrunde	Technologie-spezifisch	Beihilfeempfänger

Nr.	Evaluierungsfrage	Indikator	Quelle	Frequenz	Ebene	Gruppe
3.15	Welchen Effekt hatte bei nicht zentral voruntersuchten Flächen die Durchführung der zweiten Runde mit dynamischem Gebotsverfahren? Hat dies zu weniger Null-Cent Geboten in der ersten Runde geführt? Hat es die Förderung von Wind auf See reduziert?	<ul style="list-style-type: none"> tbd 				
3.16	Vergleich der Entwicklung von Wind auf See in nicht zentral voruntersuchten Flächen gegenüber voruntersuchten Flächen	<ul style="list-style-type: none"> tbd 				
3.17	Welche Wirkung entfalten Eintrittsrechte in den Ausschreibungen im zentralen Modell ab 2021? Haben die Inhaber von Eintrittsrechten von ihrem Eintrittsrecht Gebrauch gemacht? Hat ein Bieter mit Eintrittsrecht an einer Ausschreibung teilgenommen und hat dieser den Höchstwert geboten?	<ul style="list-style-type: none"> Verhältnis von Gebots- zu Ausschreibungsvolumen Ausschreibungsergebnisse Anzahl Gebote und Gebotswerte 	BNetzA	Je Ausschreibungsrunde	Technologie-spezifisch	Beihilfeempfänger
3.18	Wie entwickelt sich die Realisierung der bezuschlagten Projekte aus den Übergangsausschreibungen der Jahre 2017 und 2018? Kommt es zu Pönalzahlungen?	<ul style="list-style-type: none"> Entwicklung voraussichtlicher und verbindlicher Inbetriebnahmetermine der Offshore-Netzanbindungen und der Offshore-Windparks; mögliche Pönalen 	BNetzA	Einmalig	Technologie-spezifisch	Beihilfeempfänger

Nr.	Evaluierungsfrage	Indikator	Quelle	Frequenz	Ebene	Gruppe
3.19	<p>Wie hat sich das Referenzertragsmodell auf das Ausschreibungsergebnis für Windenergieanlagen an Land ausgewirkt?</p> <p>Welchen Einfluss hat das Referenzertragsmodell auf die Vergütungshöhe und die Gesamtförderungskosten zur Erreichung der EE-Ziele?</p> <p>Welchen Einfluss hat das Referenzertragsmodell auf die räumliche Verteilung des Zubaus.</p> <p>Welchen Einfluss hat das Referenzertragsmodell auf Systemkosten? insbesondere:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Netzengpässe und damit einhergehende Kosten (z. B. für Redispatch)? • Netzentwicklungsplanung und den Bedarf an weiteren Stromnetzen sowie die damit einhergehenden Netzausbaukosten? <p>Hat das Referenzertragsmodell Mitnahmeeffekte verhindert?</p> <p>Wird eine Mehrteilnahme durch das REM erreicht?</p>	<p>Gebote und Zuschläge je Standortklasse</p> <p>Verhältnis Zuschläge/Gebote nach Standortklassen</p> <p>Mengengewichteter anzulegender Wert</p> <p>Fiktive Gebotskurve ohne REM (Reihung auf Basis des anzulegenden Werts anstatt des normierten Gebotswerts)</p> <p>Räumliche Verteilung der Anlagen</p> <p>Statistiken zu vorgenommenen Anpassungen des Gütefaktors und den jeweiligen Erstattungen nach § 36h (2)</p> <p>Stromgestehungskostenabschätzungen je Standortklasse</p> <p>Auktionstheoretische Bewertung des Referenzertragsmodells.</p> <p>Abschätzung des Projektpotenzials in Abhängigkeit der Standortgüte</p>	<p>Auktionsdaten der BNetzA, MaStR</p> <p>Spezifische Studien zu Kosten und Vorteilen alternativer Regionalisierung</p> <p>Wissenschaftliches Gutachten zum EEG-Erfahrungsbericht</p>	Je Ausschreibungsrunde	Anlagen- / Gebotsebene	Beihilfeempfänger und Nicht-Empfänger
3.20	<p>Wie haben sich die Änderungen im Referenzertragsmodell ausgewirkt? Sind mehr Schwachwindstandorte entwickelt worden?</p> <p>Hat die zusätzliche Kategorie von 50 % Standorten zur Realisierung von mehr Windenergieanlagen im Süden geführt?</p>	Cf. 3.17				

Nr.	Evaluierungsfrage	Indikator	Quelle	Frequenz	Ebene	Gruppe
3.21	In welchem Maß hat die Einführung eines neuen Segmentes mit Volleinspeisung für kleine PV-Dachanlagen zu einer besseren Ausnutzung der Dachflächen und zu einem höheren Anteil von durch kleine Dachanlagen produzierten und in das Netz eingespeisten Stroms beigetragen?	Statistiken zur Anzahl und Größe der Anlage im Verhältnis zur Dachfläche Eingespeiste Strommenge	MaStR Ggf. Befragungen Daten der Netzbetreiber	Wenn möglich jährlich	Technologie-spezifisch	Beihilfeempfänger
3.22	Welche Auswirkungen hatte die neue Kategorie der Garten-PV?					
3.23	Welche Auswirkungen hatte das Verschieben spezieller Solaranlagen aus der Kategorie der Innovationsausschreibungen in die Kategorie der PV-Freiflächen-Ausschreibungen? In welchem System wurden beispielsweise mehr Agri-PV und Moor-PV-Anlagen bezuschlagt?					
3.24	Hat die Einführung der Süddquote für Biomasse und Biomethan zu einer verstärkten Entwicklung dieser Technologien in der Südregion geführt?	Statistiken zum Zubau von Biomasse- und Biomethanleistung in der Südregion Differenz der Förderkosten im Norden und Süden Netzstabilität und Redispatchkosten	MaStR Daten der Netzbetreiber Strommarktmodellierung und ggf. weitere Analysen	Einmalig	Technologie-spezifisch	Beihilfeempfänger