

**Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines
Erfahrungsberichtes gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-
Gesetz (EEG 2017) zum spartenspezifischen Vorhaben
Windenergie an Land**

Kostensituation der Windenergie an Land Stand 2023

Dieser Bericht wurde erstellt durch:

Deutsche WindGuard

Silke Lüers
Anna-Kathrin Wallasch

Auszug aus dem Gesamtbericht vom 22. Juni 2023
zuletzt bearbeitet am 23. November 2023

Vorhabens-Konsortium:

DEUTSCHE
WINDGUARD



Stiftung
Umweltenergierecht

Deutsche WindGuard
GmbH
Oldenburger Straße 65
26316 Varel

Zentrum für Sonnen-
energie- und Wasser-
stoff-Forschung Baden-
Württemberg (ZSW)
Meitnerstr. 1
70563 Stuttgart

BioConsult SH
GmbH & Co. KG
Schobüller Str. 36
25813 Husum

Stiftung Umwelt-
energierecht (SUER)
Friedrich-Ebert-Ring 9
97072 Würzburg

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	III
Abbildungsverzeichnis	IV
Tabellenverzeichnis	VI
1. Einleitung	7
2. Kostenstruktur	8
2.1. Datengrundlage	8
2.2. Hauptinvestitionskosten	11
2.3. Investitionsnebenkosten	19
2.4. Finanzierung	24
2.5. Betriebskosten	28
3. Stromgestehungskosten im Förderzeitraum	35
3.1. Methodik der Stromgestehungskostenberechnung	35
3.2. Eingangparameter und mittlere Stromgestehungskosten	37
3.3. Sensitivitätsanalysen zur installierten Anlagenkonfiguration	40
3.4. Sensitivitätsanalysen zu fixen und variablen Betriebskosten	43
3.5. Sensitivitätsanalysen zu Fremdkapitalzinsen	44
3.6. Sensitivitätsanalysen zu weiteren Parametern	45
3.7. Bandbreite zu erwartender Stromgestehungskosten	48
3.8. Resultierende erforderliche Gebotswerte in der Ausschreibung	52
Abkürzungsverzeichnis	55
Literaturverzeichnis	56

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Verteilung der erhaltenen Kostendaten für Windenergieanlagen im Jahr 2022 nach Leistungsklasse und Gesamthöhe	9
Abbildung 2:	Verteilung der Projektdatenbasis für den (erwarteten) Inbetriebnahmezeitraum von 2019 bis 2025 hinsichtlich Anlagenanzahl, Leistung sowie Projektanzahl auf Postleitzahlregionen	11
Abbildung 3:	Spezifische Hauptinvestitionskosten Q4 2022 in €/kW mit Standardabweichung nach Leistungsklasse und Gesamthöhe	13
Abbildung 4:	Trendlinien der spezifischen Hauptinvestitionskosten Q4 2022 in €/kW in Abhängigkeit von der Nabenhöhe, der spezifischen Flächenleistung und der Nennleistung	14
Abbildung 5:	Trendlinien der Volllaststunden am Referenzstandort für die Anlagenauswahl aus Q4 2022 in Abhängigkeit von der Nabenhöhe und der spezifischen Flächenleistung	16
Abbildung 6:	Mittlere nominale spezifische Hauptinvestitionskosten in €/kW für die im jeweiligen Erhebungsjahr durchschnittliche installierte Anlagenkonfiguration	18
Abbildung 7:	Spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Investitionsnebenkosten bei Inbetriebnahme von 2019 bis 2021	20
Abbildung 8:	Spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Investitionsnebenkosten bei (erwarteter) Inbetriebnahme von 2022 bis 2025	20
Abbildung 9:	Inflationsbereinigte spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW 2023 im Zeitverlauf	23
Abbildung 10:	Entwicklung der Zinssätze im KfW-Programm Erneuerbare Energien, Programmteil Standard, Laufzeit 20 Jahre / tilgungsfreie Anlaufjahre 3 Jahre / Zinsbindung 20 Jahre, Risikoklasse B	26
Abbildung 11:	Durchschnittliche spezifische Betriebskosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Betriebskosten nach Dekaden bei Inbetriebnahme von 2019 bis 2021	28
Abbildung 12:	Durchschnittliche spezifische Betriebskosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Betriebskosten nach Dekaden bei (erwarteter) Inbetriebnahme von 2022 bis 2025	29
Abbildung 13:	Inflationsbereinigte spezifische Betriebskosten (Mittel über 20 Jahre Betriebsdauer) in 2023 €/kW im Zeitverlauf	34

Abbildung 14: Mittlere Stromgestehungskosten 2019-2021 und 2022-2025 nach Standortgüte	39
Abbildung 15: Mittlere Stromgestehungskosten nach Standortgüte bei unterschiedlichen Gesamthöhenklassen, Nennleistungsklassen und Klassen der spezifischen Flächenleistung.....	42
Abbildung 16: Mittlere Stromgestehungskosten nach Standortgüte bei hohen fixen und hohen variablen Anteilen der Betriebskosten.....	44
Abbildung 17: Mittlere Stromgestehungskosten nach Standortgüte unterschiedlichen Fremdkapitalzinsen.....	45
Abbildung 18: Sensitivitätsanalyse der mittleren Stromgestehungskosten hinsichtlich der Variation verschiedener Eingangsparameter	47
Abbildung 19: Mittlere Stromgestehungskosten und P75 und P90-Bandbreiten sowie Höchstwert im Jahr 2023 nach Standortgüte	51
Abbildung 20: Wahrscheinlichkeitsverteilung für erwartete Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten im deutschen Markt	52
Abbildung 21: Wahrscheinlichkeitsverteilung für erwartete Stromgestehungskosten und resultierende erforderliche Gebotswerte für Windenergieprojekte	53

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Grundannahmen zur Stromgestehungskostenberechnung.....	38
Tabelle 2:	Eingangsparameter zur Stromgestehungskostenberechnung für unterschiedliche Technologiegruppen im Jahr 2022 in Betrieb genommener und genehmigter Windenergieanlagen.....	40
Tabelle 3:	Eingangsparameter zur Stromgestehungskostenberechnung für unterschiedliche Anteile fixer und variabler Betriebskosten.....	44
Tabelle 4:	Erwarteter Anteil von potenziellen Windenergievorhaben mit erforderlichem Gebot kleiner oder gleich unterschiedlicher (fiktiver) Höchstwerte.....	53

1. Einleitung

Die Deutsche WindGuard ist gemeinsam mit den Unterauftragnehmern Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), BioConsult SH und Stiftung Umweltenergierecht (SUER) durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie mit der Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017)¹ zum spartenspezifischen Vorhaben Windenergie an Land beauftragt. Das Vorhaben hat eine Laufzeit von Ende 2019 bis Anfang 2024 und dient der Unterstützung des BMWK hinsichtlich der Evaluation des EEG in Bezug auf die Windenergie an Land.

Im Rahmen des Vorhabens wird neben Kurz- und Zwischenberichten ein Abschlussbericht zur Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017) zum spartenspezifischen Vorhaben Windenergie an Land erstellt. Der vorliegende Bericht zur Kostensituation stellt einen Vorab-Auszug aus dem Abschlussbericht des Vorhabens dar. Zur Herleitung typischer Stromgestehungskosten wird zunächst die Kostenstruktur aktueller Projekte dargestellt. Berücksichtigt werden dabei Hauptinvestitionskosten, Investitionsnebenkosten, Finanzierungsparameter und Betriebskosten (Abschnitt 2). Darauf folgt die Ermittlung mittlerer Stromgestehungskosten, die Analyse des Einflusses verschiedener Parameteränderungen über Sensitivitätsanalysen und die Ermittlung möglicher Bandbreiten von Kosten über verschiedene Projekte hinweg (Abschnitt 3).

¹ Weiterführung der Regelungen zum Erfahrungsbericht finden sich in § 99 EEG 2021 bzw. § 99 EEG 2023

2. Kostenstruktur

Als Grundlage zur Betrachtung der Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland wird für die vorliegende Analyse eine entsprechende Datenbasis erhoben und ausgewertet. Im Folgenden wird die Datengrundlage sowie die sich ergebende Kostenstruktur beschrieben.

2.1. Datengrundlage

Den Kern der für die Analyse der Kostensituation der Windenergie an Land zur Verfügung stehenden Datengrundlage bilden die Ergebnisse aus Befragungen der verschiedenen Akteure des deutschen Windenergiemarktes in 2020, 2021 und 2022. Anstelle einer finalen Aktualisierung der Erhebung im Jahr 2023 wurde vor dem Hintergrund der Kostensteigerungen des Jahres 2022 der Status der Kostensituation im Herbst 2022 zuletzt erhoben. Zwischenergebnisse hierzu wurden bereits Ende 2022 in einem Kurzpapier veröffentlicht (vgl. [DWG 2022]). Ergänzt werden die im aktuellen Vorhaben erhobenen Daten durch die im Rahmen der Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung des Erfahrungsberichts zum EEG 2014 bereits erfassten Informationen für Projekte mit Inbetriebnahmejahr ab 2019.

Die Hauptinvestitionskosten für Windenergieanlagen werden im Rahmen einer Herstellerbefragung ermittelt. Die Gesamtinvestitionskosten, Finanzierungsparameter sowie Betriebskosten von aktuellen Windenergieprojekten werden durch Erhebungen bei Projektentwicklern und Betreibern erfasst. Ergänzt werden die Ergebnisse insbesondere hinsichtlich der Finanzierungsparameter durch eine Befragung von Banken, die Windenergieprojekte finanzieren.

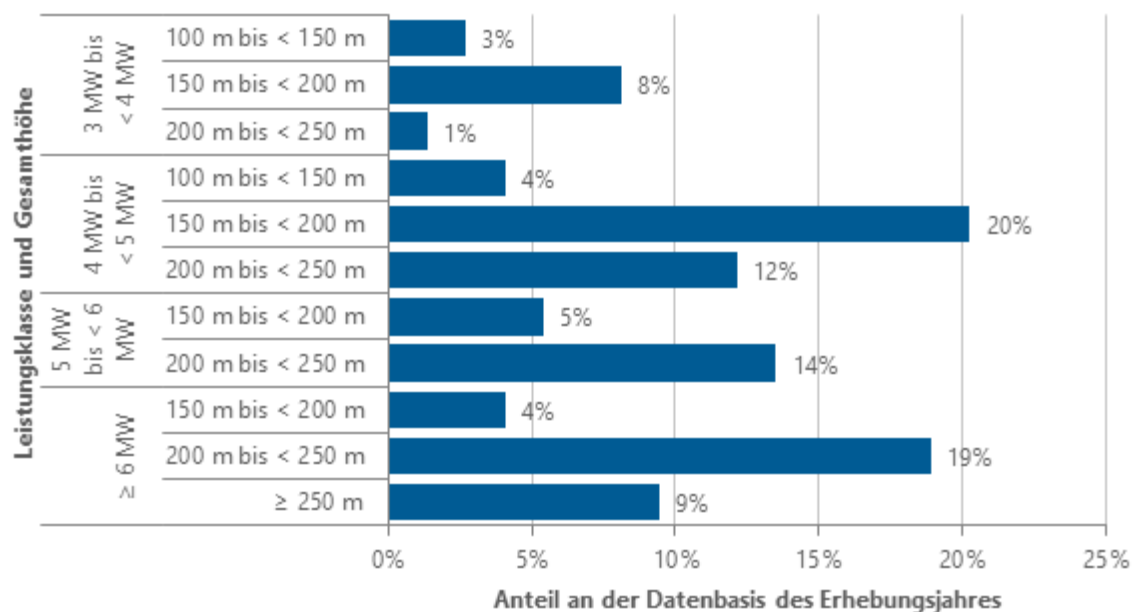
Im Bereich der Hauptinvestitionskosten wird in Abschnitt 2.2 ein Überblick über den aktuellen Kenntnisstand auf Basis der Herstellerbefragung gegeben, zudem werden die Kosten im Zeitverlauf ausgewiesen, wobei in der Regel jährliche Datensätze vorliegen. Zu den Investitionsnebenkosten und Betriebskosten werden in den Abschnitten 2.3 und 2.5 Auswertungen insbesondere differenziert für die Zeiträume 2019-2021 sowie 2022-2025 dargestellt, um die letzten beiden Erhebungszeiträume abzubilden und die Kostenentwicklungen der letzten Jahre sichtbar zu machen.

Im Folgenden wird ein Überblick über den Umfang und die Art der erzielten Datenrückläufe im Rahmen der Erhebungen bei den unterschiedlichen Branchenakteuren gegeben.

Befragung der Hersteller

Im Rahmen der Erhebung der Hauptinvestitionskosten bei Anlagenherstellern wurden jährlich Daten abgefragt. In die Stromgestehungskostenanalyse fließen die jeweils neuesten vorliegenden Daten ein. Daten der Vorjahre und aus Vorgängervorhaben werden für die Betrachtung der Kostenentwicklung im Zeitverlauf genutzt.

Im Rahmen der Erhebung Ende 2022 wurden von sechs Herstellern Daten geliefert. Die sich an der Datenerhebung beteiligenden Hersteller stehen gemeinsam für 98 % des Marktes, gemessen am Zubau im Jahr 2022. Auf Basis der Datenerhebung konnten Kostenangaben für 74 Anlagenkonfigurationen im Leistungsbereich von < 3 MW bis ≥ 6 MW gesammelt werden. Die folgende Abbildung 1 gibt nähere Hinweise zur Verteilung der vorhandenen Datensätze auf unterschiedliche Leistungsklassen und Nabelhöhen.



Datenbasis: 74 WEA-Konfigurationen

Datengrundlage: Eigene Erhebung. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 1: Verteilung der erhaltenen Kostendaten für Windenergieanlagen im Jahr 2022 nach Leistungsklasse und Gesamthöhe

In der aktuellen Datenerhebung lag der Fokus auf Preisen, die zum Erhebungszeitpunkt (Q4 2022) verhandelt wurden und für die im Folgenden angenommen wird, dass sie nach etwa 2 Jahren installiert werden. Dies stellte eine Abweichung zu den vorherigen Erhebungen dar, deren Fokus auf für ein bestimmtes Inbetriebnahmejahr übliche Preise lag. Die Anpassung wurde aufgrund der zurzeit volatilen Preisentwicklungen notwendig. Änderungen, die sich zwischen dem Erhebungs- und dem Berichtszeitpunkt ergeben haben, können nicht abgebildet werden.

Anlagen mit einer Leistung von 1 bis \leq 2 MW sind seit längerem auf dem deutschen Markt nicht mehr vertreten und entsprechend in der Kostendatenerhebung nicht enthalten. Inzwischen sind auch Anlagentypen mit weniger als einem Megawatt, die von einem der großen Multi-Megawatt-Anlagenherstellern bis vor einiger Zeit angeboten wurden, vom Markt genommen worden. Die Anlagenklasse von 2 MW bis < 3 MW ist zwar grundsätzlich auf dem Markt noch verfügbar, aufgrund des Fokus der Erhebung auf zukünftige Installationen wurden jedoch keine Daten zu diesen Typen gemeldet. Die Datensätze teilen sich auf vier Leistungssegmente auf: 3 MW bis < 4 MW (12 %), 4 MW bis < 5 MW (36 %), 5 MW bis < 6 MW (19 %), und \geq 6 MW² (32 %). Die Datenbasis repräsentiert somit insbesondere die aktuell genehmigten Anlagen sowie die neuesten angekündigten Anlagentypen.

Neben der Einteilung in Leistungsklassen ist die Datenbasis nach Gesamthöhe gruppiert. Je nach betrachteter Leistungsklasse ergeben sich unterschiedliche Verteilungen auf die einzelnen Gesamthöhenklassen. Bezogen auf die gesamte Datenbasis aus der Herstellerbefragung 2022 weisen 7 % der Anlagenkonfigurationen eine Gesamthöhe von 100 bis <150 m auf. 38 % der Anlagen liegen im Bereich von 150 m bis < 200 m, 48 % – und damit die größte Kategorie – stellen Gesamthöhen von

² Die Leistungsklasse \geq 6 MW umfasst Windenergieanlagen bis einschließlich 7,2 MW.

200 m bis < 250 m dar. Weitere 9 % der Anlagen in der Datenbasis verfügen über eine Gesamthöhe über 250 m. Die Verteilung der Anlagen in der Datenbasis auf Leistungs- und Gesamthöhenklassen ist in Abbildung 1 dargestellt.

Befragung der Projektierer

Im Vorhaben wurde bereits 2020 eine erste Kostendatenerhebung bei Projektierern von Windenergieprojekten durchgeführt. Vor dem Hintergrund des geringen Zubaus wurde die damalige Kostendatenerhebung zunächst rein schriftlich ohne aufwendige telefonische Datenakquisition ausgestaltet. Im Jahr 2021 wurde eine größer angelegte Erhebung mit entsprechender intensiver Datenakquisition vorgenommen, mit der die Datenbasis weiter ergänzt werden konnte. Die Rücklaufquote bezogen auf die Anzahl der kontaktierten Unternehmen betrug in der Erhebung aus 2021 insgesamt 15 %. Vor dem Hintergrund der Kostensteigerungen, die 2022 in allen Bereichen auftraten, wurde die abschließende Kostenerhebung vorgezogen und bereits Ende 2022 angestoßen. In einem im Dezember 2022 veröffentlichten Kurzpapier [vgl. DWG 2022] lagen die hier berücksichtigten, von den Projektentwicklern übermittelten Daten noch nicht vor, entsprechend wurden Annahmen für die Höhe von Investitionsnebenkosten und Betriebskosten getroffen. In die vorliegende aktualisierte Auswertung sind hingegen alle übermittelten Datensätze eingegangen. Der Datenbasis wurden zudem Projekte hinzugefügt, die bereits im Jahr 2018 im Vorgängervorhaben mit geplanter Inbetriebnahme in den Jahren 2019 und 2020 erfasst wurden. Weiterhin wurden Informationen zur Kostensituation von Projekten mit Inbetriebnahme in 2019 bis 2021 aus öffentlich zugänglichen Quellen erfasst und der Datenbasis hinzugefügt.

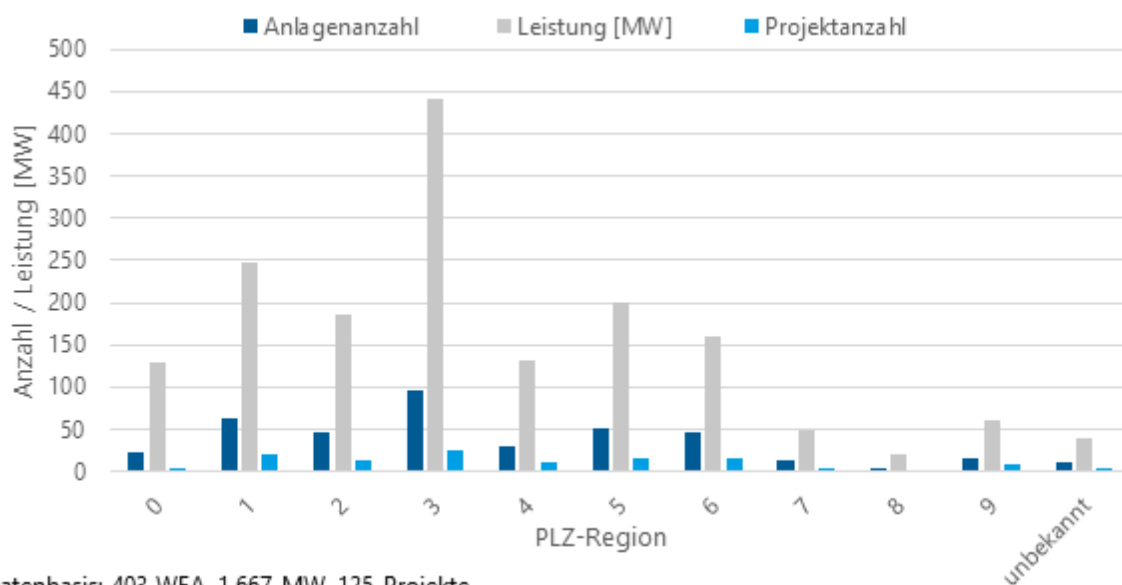
Im Ergebnis umfasst die Datenbasis für die (erwarteten) Inbetriebnahmejahre 2019 bis 2025 insgesamt 403 WEA mit einer Leistung von 1.667 MW in 125 Projekten. Dies entspricht einem Anteil von 10 % der Leistung der seit 2019 tatsächlich errichteten Windenergieanlagen und der im MaStR gemeldeten Genehmigungen. Nur bezogen auf den Inbetriebnahmezeitraum von 2019 bis 2022 liegt der Anteil bei 14 %. Für alle erfassten Datensätze sind mindestens die Gesamtinvestitionskosten oder die jährlichen Betriebskosten auswertbar. Die meisten Datensätze umfassen jedoch weitaus detailliertere Informationen zu den Anteilen unterschiedlicher Kostenpositionen. Die Datensätze werden so aggregiert, dass möglichst viele der übermittelten Informationen in die Analyse einfließen können.

Für alle Postleitzahlregionen (PLZ-Region) Deutschlands wurden Daten erfasst. Einige Datensätze wurden ohne Zuordnung zu einer PLZ-Region geliefert, für andere konnten aus einer Angabe des Bundeslandes oder der Region Rückschlüsse auf die PLZ-Region getroffen werden. Die größte Datenbasis besteht für die Postleitzahl-Regionen 3, ebenfalls mindestens 100 MW umfasst die Datenbasis für die PLZ-Regionen 0 bis 2 und 4 bis 6. Eher wenige Daten beziehen sich hingegen auf die PLZ-Regionen 7, 8 und 9.

Der erzielte bzw. erwartete Zubau verteilt sich im Betrachtungszeitraum ebenfalls nicht gleichmäßig über die Regionen. Projekte mit Inbetriebnahme seit 2019 sowie zum Analysezeitpunkt aktuelle Genehmigungen häufen sich analog zur Datenbasis in den PLZ-Regionen 2 und 3 und sind in den PLZ-Gebieten 6 bis 9 deutlich niedriger als in den anderen Regionen. Im Großen und Ganzen zeigt der Vergleich der Kosten-Datenbasis mit den Inbetriebnahmen und Genehmigungen ab 2019 eine relativ gute Übereinstimmung. Abweichungen gibt es insbesondere für die PLZ-Region 2, die in der Kosten-

Datenbasis unterrepräsentiert ist, sowie in den Regionen drei und sechs, die in der Datenbasis überrepräsentiert werden.

Da die Datenbasis naturgemäß nur einen kleineren Teil des Realzubaues abdeckt (hier 10 %), bewegen sich die genannten Abweichungen hinsichtlich der Verteilung auf die PLZ-Regionen in einem erwartbaren Rahmen. Abbildung 2 gibt nähere Informationen zur geografischen Verteilung der vorhandenen Datensätze für die (erwarteten) Inbetriebnahmejahre 2019 bis 2025.



Datengrundlage: Eigene Erhebung. Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 2: Verteilung der Projektdatenbasis für den (erwarteten) Inbetriebnahmezeitraum von 2019 bis 2025 hinsichtlich Anlagenanzahl, Leistung sowie Projektanzahl auf Postleitzahlregionen

Befragung von Banken

Die Finanzierungsparameter von Windenergieprojekten in Deutschland wurden mittels einer Bankenbefragung ermittelt. Im Rahmen dieser wurden im Sommer 2021 insgesamt 17 Banken telefonisch und per E-Mail kontaktiert. Davon haben sich acht Banken, die in den Jahren 2019 bis 2021 Windenergieprojekte mit einem Volumen von insgesamt knapp 1,5 GW (teil-)finanziert haben, an der Erhebung beteiligt. Als Grund für eine Nichtteilnahme an der Erhebung gaben mehrere Banken an, dass sie im relevanten Zeitraum in den Jahren 2019 bis 2021 keine langfristigen Finanzierungen für neue Windenergieprojekte in Deutschland abgeschlossen haben. Mit einzelnen Akteuren wurden ergänzend zur schriftlichen Befragung telefonische Interviews durchgeführt. Im Rahmen der Aktualisierung im Jahr 2023 wurden statt einer schriftlichen Erhebung Interviews mit einigen Banken zur Validierung der von Projektentwicklern zur Finanzierung gemachten Angaben durchgeführt.

2.2. Hauptinvestitionskosten

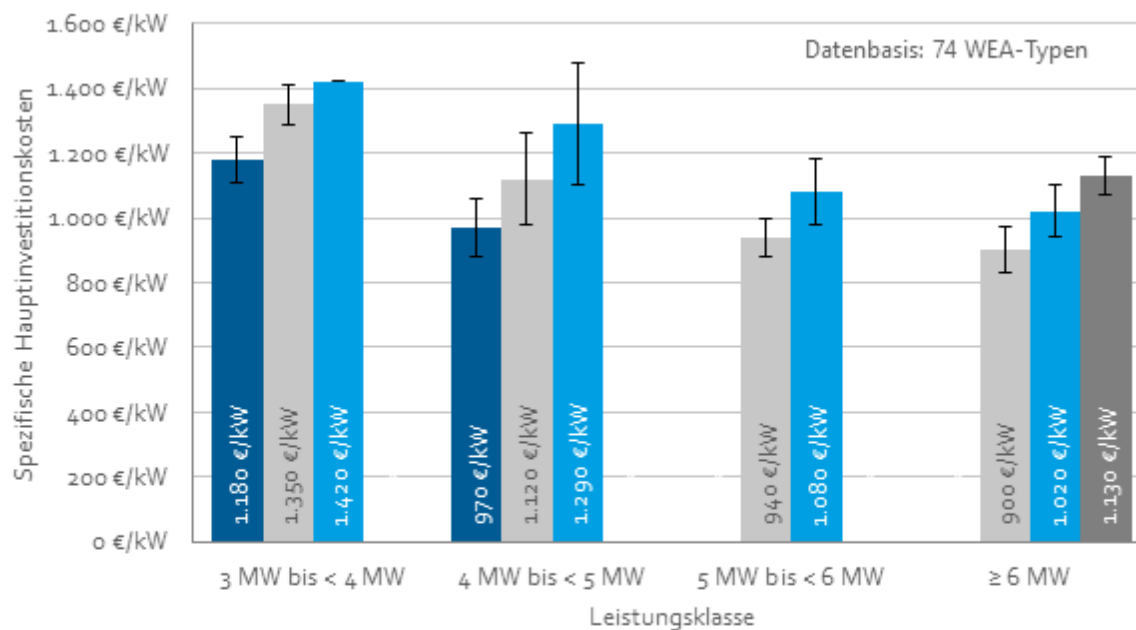
Die Hauptinvestitionskosten umfassen neben der Windenergieanlage selbst die Logistik- und Transportkosten der Anlagen zum jeweiligen Projektstandort sowie die Installationskosten. Üblicherweise werden diese Kosten vom Hersteller getragen und in die Anlagenpreise einkalkuliert. Die Kosten für die Bereitstellung und Errichtung der nötigen Infrastruktur sowie der Netzanschlüsse sind hingegen Bestandteil der Investitionsnebenkosten. Die Kosten für die Fundamente der Anlagen sind in einigen Fällen Bestandteil des Anlagenpreises, in anderen werden diese separat ausgewiesen. Im

Rahmen der vorliegenden Analyse werden die Fundamentkosten gesondert im Rahmen der Investitionsnebenkosten betrachtet (siehe hierzu Kapitel 2.3). Im Folgenden werden zunächst die Ergebnisse der Datenerhebung zu den Hauptinvestitionskosten vorgestellt.

Ergebnisse der Datenerhebung

Die Hauptinvestitionskosten wurden auf Basis einer Abfrage bei den auf dem deutschen Markt aktiven Herstellern von Windenergieanlagen erhoben. Die ermittelten durchschnittlichen Hauptinvestitionskosten je Kilowatt installierter Leistung werden in Abbildung 3 differenziert nach je vier Leistungs- und Gesamthöhenklassen dargestellt. Die Gesamthöhe setzt sich aus der Nabenhöhe und dem Rotordurchmesser zusammen. Steigende Gesamthöhen resultieren folglich entweder aus steigenden Nabenhöhen, steigenden Rotordurchmessern oder einer Kombination beider Aspekte. Innerhalb einer Leistungsklasse ist der treibende Faktor für eine steigende Gesamthöhe die Erhöhung der Nabenhöhe. Innerhalb einer gesamten Klasse hingegen steigt mit zunehmender Anlagenleistung vorrangig die Größe des Rotors.

Kostenunterschiede zwischen den unterschiedlichen Anlagenkonfigurationen sind in der Darstellung in Abbildung 3 hinsichtlich der Gesamthöhe und der Leistungsklasse sichtbar. Mit zunehmender Gesamthöhe steigen die spezifischen Hauptinvestitionskosten innerhalb einer Leistungsklasse. Mit zunehmender Anlagenleistung sinken die spezifischen Kosten. Der Skaleneffekt, der die sinkenden spezifischen Kosten bei steigender Leistung verursacht, ist insbesondere in den Leistungsklassen zwischen 3 und 6 MW gut sichtbar. Der Effekt flacht in der Leistungsklasse ab 6 MW etwas ab. Zum einen ist die Leistungssteigerung gegenüber der vorhergehenden Leistungsklasse weniger erheblich, zum anderen handelt es sich bei den Anlagen ab 6 MW um die neueste Anlagengeneration, für die langfristig weitere Kostensenkungen zu erwarten sind. Die erheblichen Skaleneffekte werden erst seit einigen Jahren beobachtet, zuvor verfügte üblicherweise die am Markt am stärksten etablierte Anlagenklasse über die niedrigsten spezifischen Hauptinvestitionskosten. Die Standardabweichung der Kosten innerhalb der einzelnen Nabenhöhen- und Leistungsklassen liegt dabei zwischen 4 und 14 %.

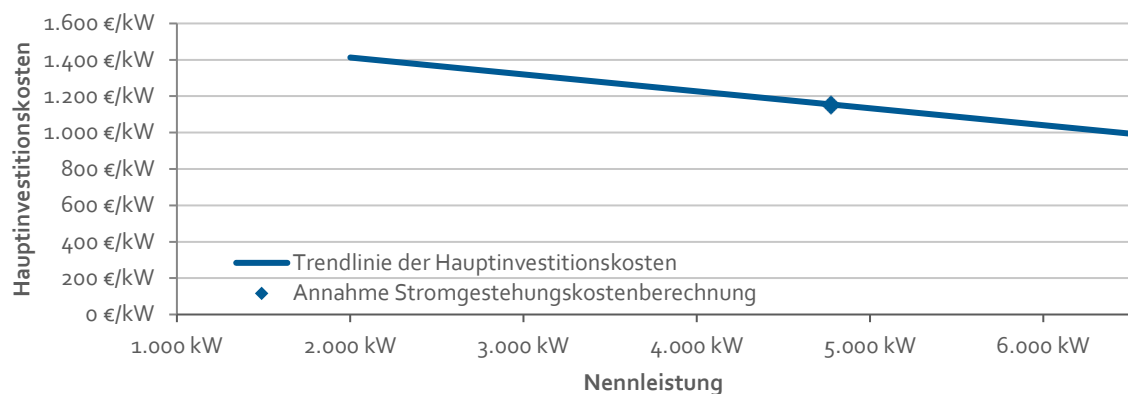
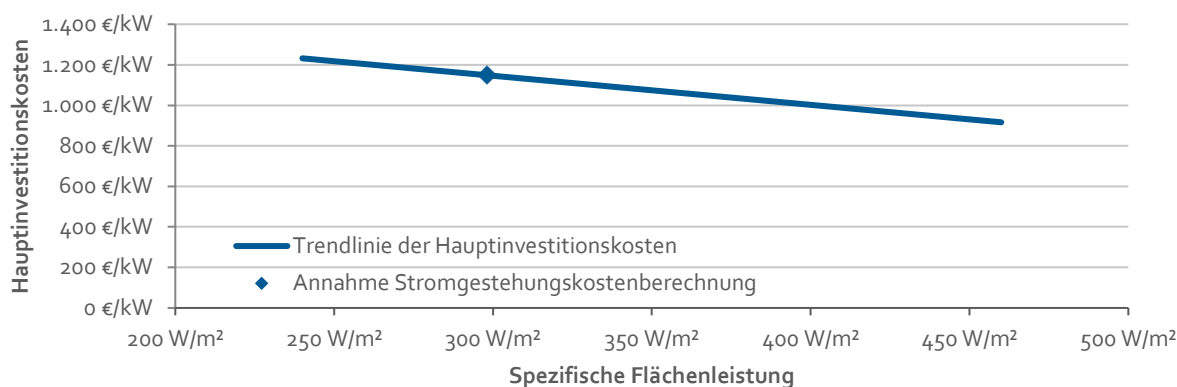
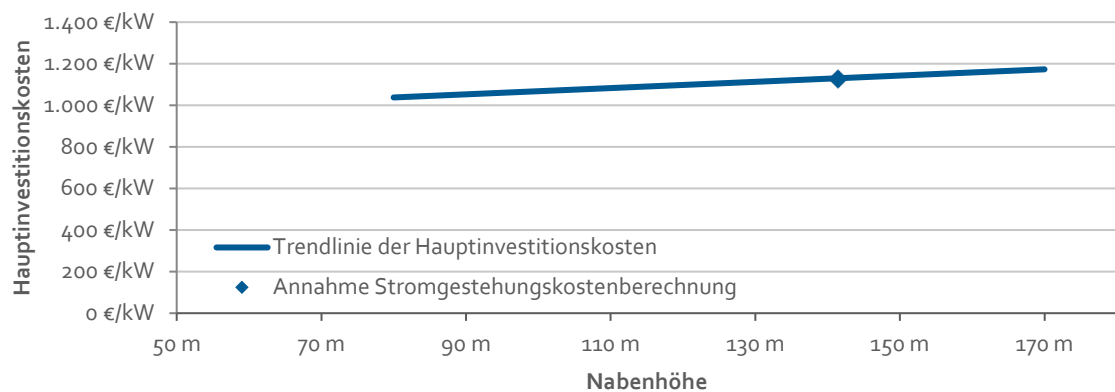


Gesamthöhe: ■ 100 m bis < 150 m ■ 150 m bis < 200 m ■ 200 m bis < 250 m ■ ≥ 250 m † Standardabweichung

Datengrundlage: Eigene Erhebung. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 3: Spezifische Hauptinvestitionskosten Q4 2022 in €/kW mit Standardabweichung nach Leistungsklasse und Gesamthöhe

In Abbildung 4 sind zusätzlich Trendlinien für die spezifischen Hauptinvestitionskosten in Abhängigkeit von der Nabenhöhe, der Nennleistung und der spezifischen Flächenleistung dargestellt. Mit Hilfe dieser Trendlinien lassen sich mittlere Hauptinvestitionskosten für beliebige Anlagenkonfigurationen unter Berücksichtigung von Nabenhöhe, spezifischer Flächenleistung und Nennleistung ermitteln. Im vorliegenden Bericht werden die Trendlinien zur Herleitung der Kosten für die Stromgestehungskostenanalyse herangezogen. Zur Einordnung werden die jeweils für den Zeitraum 2022-2025 ausgewählten mittleren Konfigurationen hervorgehoben. Diese basieren auf den mittleren 2022 und 2023 zum Berichtszeitpunkt installierten und bereits genehmigten Windenergieanlagen.



Datengrundlage: Eigene Erhebung. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 4: Trendlinien der spezifischen Hauptinvestitionskosten Q4 2022 in €/kW in Abhängigkeit von der Nabenhöhe, der spezifischen Flächenleistung und der Nennleistung

Wie die Trendlinien in Abbildung 4 zeigen, steigen die Hauptinvestitionskosten tendenziell mit der Nabenhöhe an. Mit zunehmender spezifischer Flächenleistung sowie mit zunehmender Nennleistung nehmen die spezifischen Hauptinvestitionskosten hingegen ab. Die Abweichung der von den Herstellern gemeldeten einzelnen Kostendaten beträgt gemessen an den mittels Trendlinien erzeugten Kostendaten bei Berücksichtigung der spezifischen Flächenleistung, der Nabenhöhe und der Nennleistung der Anlagen etwa 12 %.

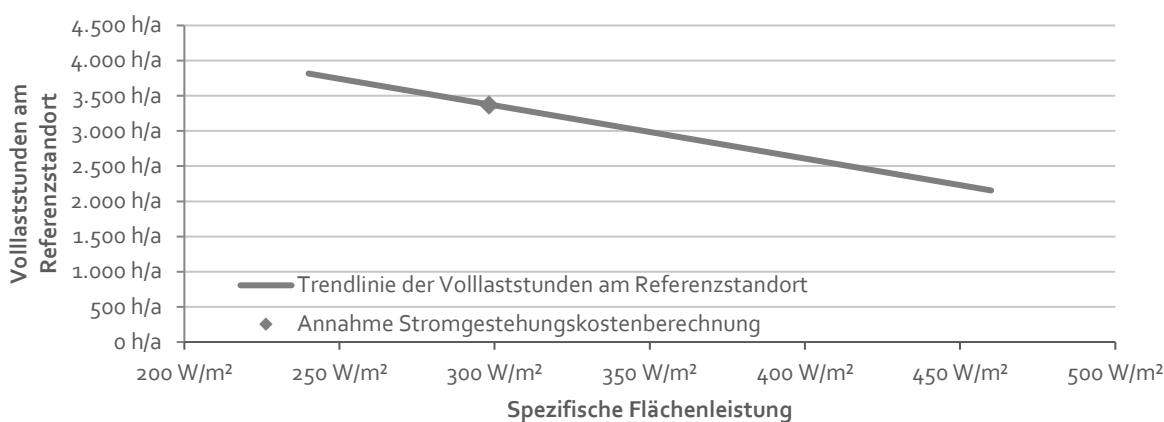
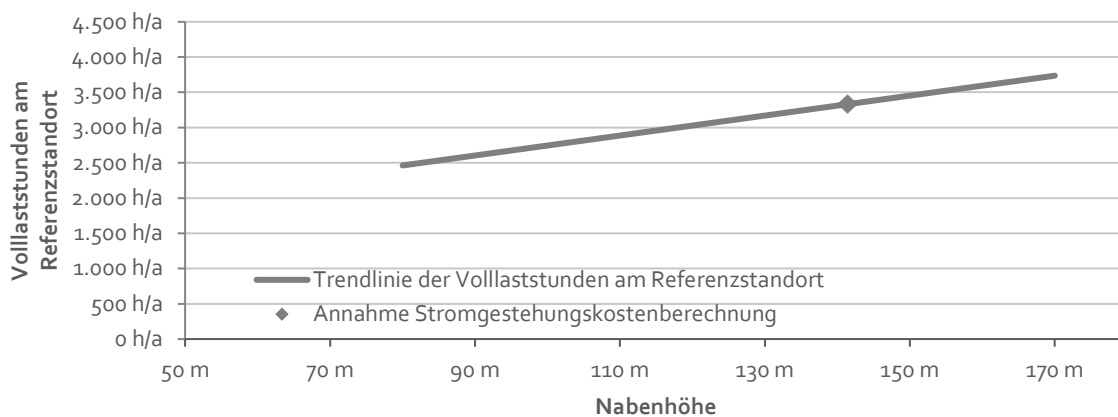
Da sich anhand der Trendlinien der Herstellerangaben mittlere Hauptinvestitionskosten für beliebige Anlagenkonfigurationen ermitteln lassen, ist auf dieser Basis ein Abgleich mit den durch die Projektierer gemeldeten Projektdaten möglich. Dieser wurde auf Basis der Daten aus 2021

durchgeführt, da zu diesem Zeitpunkt aktuelle Kostendaten sowohl von Herstellern als auch Projektierern vorlagen. So konnte eine Validierung von Projektierer- und Herstellerdatenmeldungen erfolgen. Die Abweichung der auf Basis der Trendlinien der Herstellerdaten aus 2021 hergeleiteten Hauptinvestitionskosten von den projektspezifisch gemeldeten Kostendaten der Projektentwickler liegt im Mittel bei 11 %, dabei liegen einzelne Projektiererangaben sowohl über als auch unter den aus den Herstellerangaben abgeleiteten Werten. Die Abweichungen liegen insgesamt im zu erwartenden Rahmen und können z. B. durch unterschiedlich stark repräsentierte Hersteller und Anlagentypen sowie -spezifikationen, unterschiedliche Abnahmemengen bzw. unterschiedliche Verhandlungspositionen bedingt sein. Da die Herstellerdaten einen größeren Marktanteil abdecken als die Stichprobe der Projektiererdaten, ist es zielführend, für weitere Berechnungen diese zu verwenden. Aufgrund der erheblichen Preisveränderungen im Jahr 2022 ist ein entsprechender Abgleich mit den Projektiererdaten nicht zielführend, da Abweichungen eher aus der in kurzer Zeit erfolgten Preissteigerung resultieren. Es ist davon auszugehen, dass den Herstellern die besten Informationen zu den abgerufenen Preisen für die Anlagen vorliegen. Die dynamische Entwicklung der Preise macht jedoch auch den Hinweis erforderlich, dass die abgerufenen Herstellerdaten den Preis zum Jahresende 2022 abbilden, weitere seither erfolgten Preisanpassungen sind nicht auszuschließen.

Im Rahmen der Stromgestehungskostenberechnung in Kapitel 3 werden die Trendlinien der durch die Hersteller mitgeteilten Hauptinvestitionskosten in Abhängigkeit der Nabenhöhe, der Nennleistung und der spezifischen Flächenleistung genutzt, um detaillierte Annahmen für die mittleren Kosten einer Windenergieanlage mit definierter Konfiguration zu treffen. In Abbildung 4 ist die entsprechende Konfigurationsauswahl für die Stromgestehungskostenberechnung bereits markiert.

Volllaststunden der WEA in der Kostendatenbasis am Referenzstandort

Für jeden Windenergieanlagentyp können auf Basis der Leistungskurve in Verbindung mit definierten Ausgangsannahmen Angaben zu den kalkulierten Volllaststunden am Referenzstandort gemacht werden. Diese Annahme ist für die spätere Stromgestehungskostenermittlung entscheidend, da hierdurch die Ertragsseite bestimmt wird. Die Herleitung einer Annahme für die mittleren Volllaststunden am Referenzstandort muss technologieabhängig erfolgen und wird ebenfalls auf Basis der in der Kostendatenbank enthaltenen Anlagenkonfigurationen in Abhängigkeit von den Parametern spezifische Flächenleistung und Nabenhöhe getroffen. Die Nennleistung der Windenergieanlagen wird bei der Herleitung der Volllaststunden am Referenzstandort nicht berücksichtigt, da sie nicht ausschlaggebend für die relativen Energieerträge (Volllaststunden), sondern für den absoluten Energieertrag ist. Die mit der Nennleistung steigenden Volllaststunden am Referenzstandort sind auf die Korrelation zwischen höherer Nennleistung und höheren Nabenhöhen und Rotordurchmessern zurückzuführen. Die folgende Abbildung 5 stellt entsprechend die Trendlinien der Volllaststunden am Referenzstandort in Abhängigkeit von Nabenhöhe und Rotordurchmesser dar.



Datengrundlage: Eigene Erhebung. Quelle: Eigene Darstellung.
Abbildung 5: Trendlinien der Volllaststunden am Referenzstandort für die Anlagenauswahl aus Q4 2022 in Abhängigkeit von der Nabhöhe und der spezifischen Flächenleistung

Wie die spezifischen Hauptinvestitionskosten steigen auch die Volllaststunden am Referenzstandort mit zunehmender Nabhöhe und Rotordurchmesser bzw. mit abnehmender spezifischer Flächenleistung. Die entsprechenden aus der Herstellererhebung resultierenden Trendlinien sind in Abbildung 5 dargestellt. Die Abweichung der für die einzelnen Anlagentypen angesetzten Volllaststunden beträgt gemessen an den mittels Trendlinien erzeugten Volllaststunden am Referenzstandort bei Berücksichtigung der spezifischen Flächenleistung und der Nabhöhe der Anlagen etwa 5 %.

Tendenziell ist der Anstieg der Volllaststunden am Referenzstandort größer als der Anstieg der Hauptinvestitionskosten. Somit werden im Allgemeinen Mehrkosten von höheren Anlagen mit größeren Rotoren durch höhere Energieerträge ausgeglichen, die Investition in entsprechende teurere Konfigurationen lohnt sich (vgl. hierzu Abschnitt 3.3). In der Praxis ist dieser allgemeine Effekt einer Einzelfallprüfung zu unterziehen, da die tatsächlichen zu erwartenden Energieerträge durch unterschiedliche Windverhältnisse oder die Ertragssteigerungen durch vom Referenzstandort abweichende Höhenprofile beeinflusst werden.

Im Rahmen der Stromgestehungskostenberechnung in Kapitel 3 werden die Trendlinien in Abhängigkeit von der Nabhöhe und der spezifischen Flächenleistung genutzt, um detaillierte Annahmen für

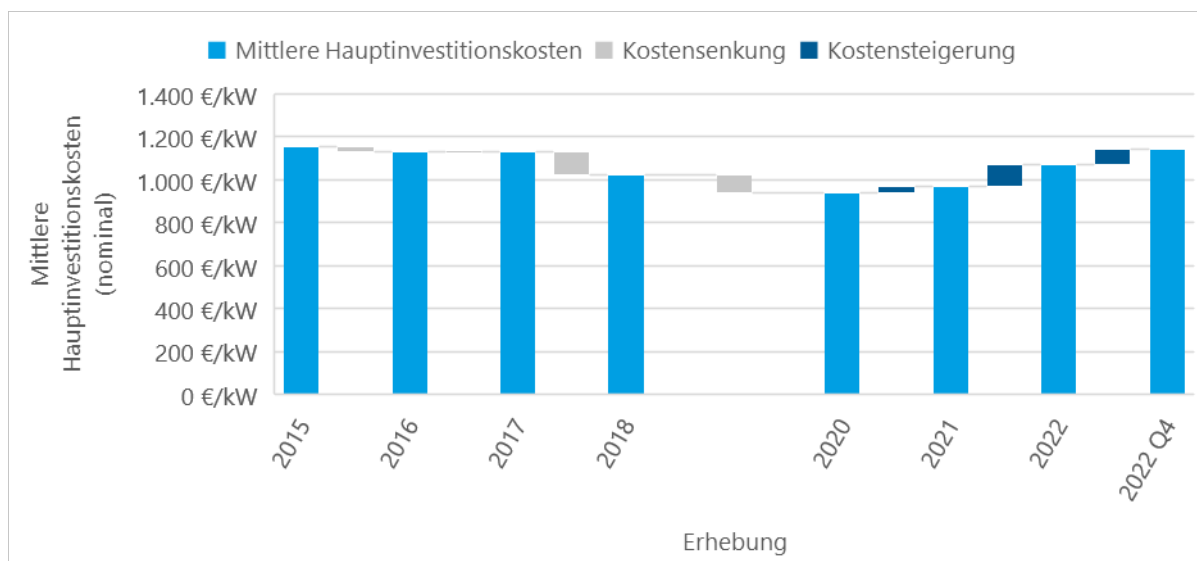
die mittleren Volllaststunden am Referenzstandort bei einer vordefinierten Konfiguration zu treffen. Die entsprechende Konfigurationsauswahl für die Stromgestehungskostenberechnung ist in Abbildung 5 hervorgehoben.

Kostenentwicklung im Zeitverlauf

Die spezifischen Hauptinvestitionskosten sind in der Vergangenheit im Zeitverlauf von 2015 bis 2020 regelmäßig gesunken, 2021 stagnierte die Kostensenkung, und 2022 wurde eine Erhöhung der Kosten festgestellt, welche im Rahmen einer zweiten Datenerhebung im Jahr 2022 mit Fokus auf die in den kommenden Jahren zu installierenden Windenergieanlagen noch stärker ausfiel. In Abbildung 6 wird die nominale Entwicklung der spezifischen Hauptinvestitionskosten für die im jeweiligen Jahr durchschnittliche Anlagenkonfiguration dargestellt.

Von 2015 bis 2020 wurde im Mittel bezogen auf die jeweils mittlere installierte Konfiguration eine Kostensenkung von 4 % pro Jahr erreicht. Zwischen 2017 und 2018 wurde dabei die größte Kostensenkung festgestellt, diese lag bei 10 % gegenüber dem Vorjahr. Unter anderem können Entwicklungen in der Technologie, große Zubaumengen und der durch die Einführung der Ausschreibungen verursachte Kostendruck als Einflussfaktoren angeführt werden. In den zwei Jahren zwischen 2018 und 2020 wurden weitere moderatere Kostensenkungen festgestellt. In diesem Zeitraum sanken die Zubaumengen deutlich ab und die Ausschreibungsrunden für Windenergie waren unterzeichnet. Der Wettbewerb zwischen den verschiedenen auf dem deutschen Markt aktiven Herstellern um die wenigen Projekte wuchs. Im Betrachtungszeitraum wurden die niedrigsten nominalen Hauptinvestitionskosten 2020 beobachtet. Nach einer nominalen Kostensteigerung von 2020 auf 2021 (+4 %), stiegen die Kosten von 2021 auf 2022 zunächst um 12 % an, die erneute Erhebung zum Jahresende (mit Fokus auf Inbetriebnahme in den kommenden Jahren) ergab eine weitere Steigerung um 8 %. Bereits 2021 hatte die Herstellerbefragung ergeben, dass Kostensteigerungen aufgrund von steigenden Kosten auf den Rohstoffmärkten und im Bereich Logistik aufgetreten waren und künftig verstärkt durch die Anlagenpreise widergespiegelt werden würden. Der Anfang 2022 durch den Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine ausgelöste Schock auf die Märkte verstärkte diese Entwicklungen erheblich.

In Abbildung 6 wird dies mittels Trendlinien der nominalen Hauptinvestitionskosten in Abhängigkeit von der Nabenhöhe über alle im jeweiligen Erhebungsjahr erfassten Anlagenkonfigurationen widergespiegelt. Dargestellt sind dabei die jährlichen Erhebungszeiträume von 2015-2022 mit Ausnahme des Jahres 2019. In diesem Jahr wurde keine Erhebung durchgeführt. Abhängig davon, welche Anlagentypen im jeweiligen Erhebungszeitraum verfügbar waren, sind Anlagen der größeren Leistungsklassen erst in späteren Jahrgängen in den der Auswertung zugrundeliegenden Kostendaten enthalten. Die ab 2021 zu beobachtenden Kostensteigerungen entsprechen annähernd der allgemeinen Teuerung über den Zeitraum. Die technische Weiterentwicklung der Anlagen konnte diesen Kostensteigerungen nicht entgegenwirken.



*Datengrundlage: Eigene Berechnung. Quelle: Eigene Darstellung.
Erhebung Q4 2022 für bereits genehmigte und im Q1 2023 installierte Windenergieanlagen angesetzt*

Abbildung 6: Mittlere nominale spezifische Hauptinvestitionskosten in €/kW für die im jeweiligen Erhebungsjahr durchschnittliche installierte Anlagenkonfiguration

Im Rahmen der Kostendatenerhebung im Frühjahr 2022 wurden die Hersteller der Anlagen zu den Gründen für die Kostensteigerungen befragt. Im Allgemeinen wurden die COVID-Pandemie, der Krieg in der Ukraine und die Inflation als Gründe angeführt. Alle Hersteller, die Gründe angaben, führten den Anstieg von Material- und Rohstoffpreisen sowie gestiegene Transportkosten auf. Die Beschaffungskosten für die benötigten Rohstoffe, Materialien und Vorprodukte wirken sich direkt auf die Anlagenpreise aus. Bereits im Rahmen der Beschaffung wirken zudem gestiegene Kosten in der internationalen Logistik. In diesem Zusammenhang wurden zudem die auf Beschluss der europäischen Kommission erhobenen Zusatzzölle für bestimmte Stahlerzeugnisse, die insbesondere im Turmbau Verwendung finden, angeführt. In den ausgewiesenen Hauptinvestitionskosten sind Transport und Installation inbegriffen, und auch hier wirken sich die gestiegenen Transportkosten (aktuell beispielsweise aufgrund gestiegener Kraftstoffkosten) auf den Preis aus. Weiterhin wird Personalmangel sowohl im Bereich der Logistik als auch im Bausektor als Kostentreiber identifiziert.

Zukünftige Kostenentwicklung

Im Rahmen der Herstellerbefragung im Jahr 2022 wurde die künftige Entwicklung der Hauptinvestitionskosten adressiert. Über die befragten Hersteller ließ sich kein völlig eindeutiges Bild der weiteren Kostenentwicklung ableiten. Insgesamt wird davon ausgegangen, dass weitere Kostensteigerungen möglich sind. Dies wird durch die allgemein erwartete Inflation und die noch nicht absehbaren weiteren Auswirkungen des Angriffskriegs auf die Ukraine begründet. Den aktuell steigenden Kosten für Windenergieanlagen steht der erwartete Anstieg der Nachfrage aufgrund der politischen Entscheidungen zu einem gesteigerten Zubau gegenüber. Eine erhöhte Nachfrage könnte zu Engpässen seitens der Zulieferer führen oder bereits vorliegende Kostentreiber bezüglich eines Personalmangels im Bereich Bau und Logistik verschärfen. Deutliche Kostensenkungen werden deshalb kurzfristig nicht erwartet, weitere Kostensteigerungen sind, insbesondere aufgrund der Abhängigkeit von den Rohstoffmärkten, möglich. Voraussetzung für eine Stabilisierung der Hauptinvestitionskosten wäre eine vorteilhafte Entwicklung von Rohstoff- und Transportkosten, die aktuell schwer absehbar ist.

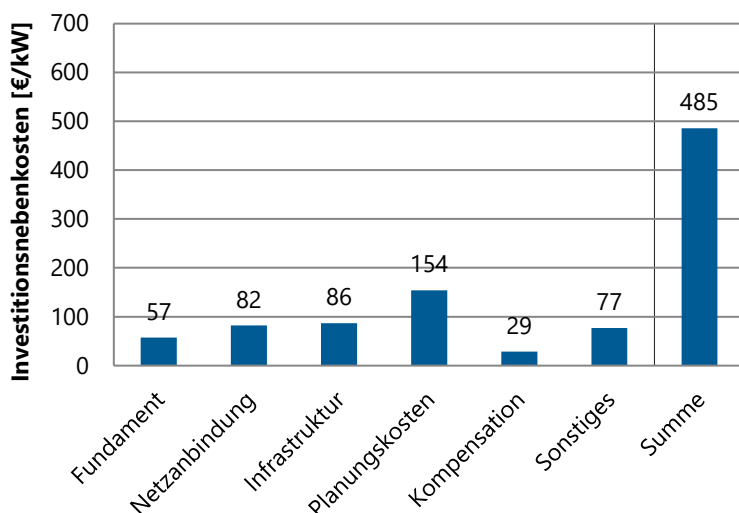
2.3. Investitionsnebenkosten

Die Investitionsnebenkosten beinhalten alle Kosten, die neben den Hauptinvestitionskosten für die Anlage selbst bei der Umsetzung eines Windenergieprojektes anfallen. Dazu zählen die Kosten für das Fundament, die Netzanbindung, Planungskosten, Erschließungskosten (Infrastruktur) sowie Kosten für Kompensationsmaßnahmen. Unter den sonstigen Kosten werden weiterhin verschiedene Posten zusammengefasst, die durch die Befragten nicht eindeutig einer der Kategorien zugeordnet werden konnten.

Ergebnisse der Datenerhebung

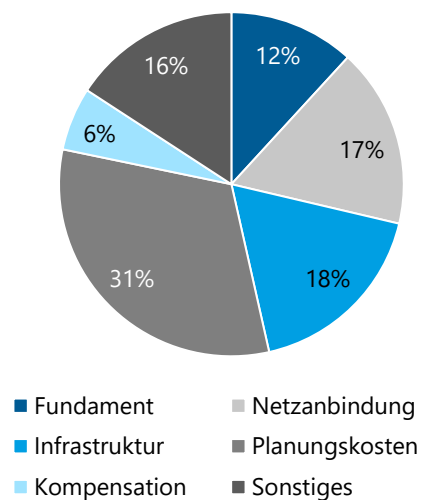
Die Investitionsnebenkosten wurden auf Basis einer Befragung von Projektierern von Windenergieprojekten erhoben. In Abbildung 7 sind die spezifischen Investitionsnebenkosten für Projekte mit Inbetriebnahme in den Jahren 2019 bis 2021 dargestellt. Analog dazu wird in Abbildung 8 der Zeitraum mit erwarteter Inbetriebnahme in 2022 bis 2025 repräsentiert. Für die Analysen wurden Datensätze zu diesen Inbetriebnahmejahren aus den Datenerhebungen des aktuellen Vorhabens sowie aus dem Vorgängervorhaben verwendet. Die Annahmen beruhen dabei teilweise auf erwarteten Kosten und nicht auf rückblickend festgestellten Investitionskosten. Teilweise wurden in diesen Fällen entsprechende Puffer für unerwartete Ausgaben eingeplant, für andere Projekte könnten unerwartete Ereignisse oder ungeplant notwendig werdende zusätzliche Gutachten zu nachträglich erhöhten Kosten geführt haben. Verzerrungen könnten auftreten, wenn Kostenabschätzungen auf Basis der Erfahrung der Projektentwickler die kürzlich aufgetretenen Kostensteigerungen nicht abbilden. Der Großteil der Datenbasis für Projekte ab 2022 wurde allerdings erst im Jahr 2022 erhoben und sollte die Kostensteigerungen entsprechend berücksichtigen.

Im Inbetriebnahmezeitraum von 2022 bis 2025 sind die Investitionsnebenkosten für den um rund 60 €/kWh im Vergleich zum Zeitraum 2019-2021 gestiegen. Das entspricht einer Steigerung von 12 %. Treiber hierfür sind insbesondere die erhöhten Planungskosten. In anderen Teilbereichen der Kosten wurden hingegen leichte Kostensenkungen festgestellt. Trotz der allgemeinen Kostensteigerungen könnten beispielweise im Bereich Infrastruktur kostensenkende Effekte, wie beispielsweise größere Anlagen oder Projektgrößen, dazu geführt haben, die Kostensteigerungen zu kompensieren. Die Unsicherheiten in der Datenbasis lassen hier allerdings keine abschließende Bewertung zu.

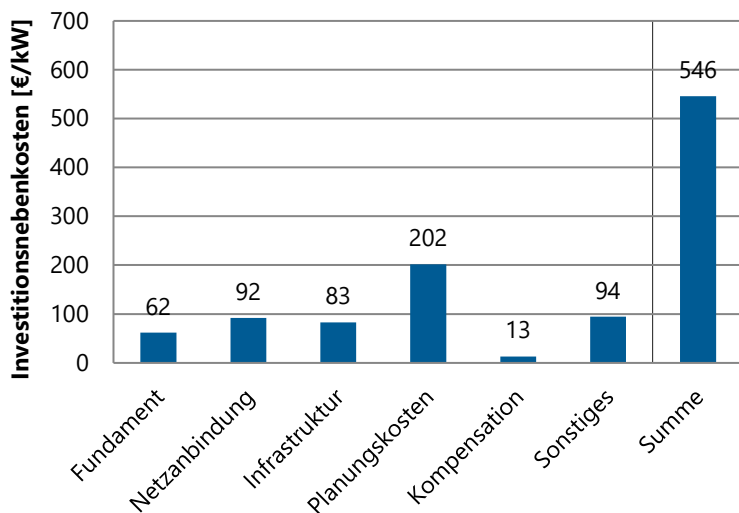


Datenbasis: 72 Projekte mit 690 MW

Inbetriebnahme: 2019 bis 2021

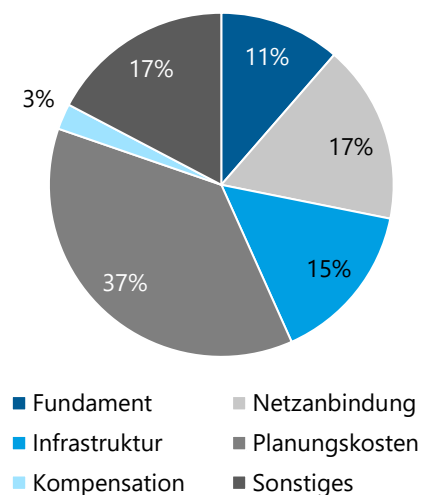


Datengrundlage: Eigene Erhebung, eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung
Abbildung 7: Spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Investitionsnebenkosten bei Inbetriebnahme von 2019 bis 2021



Datenbasis: 51 Projekte mit 954 MW

Inbetriebnahme: 2022 bis 2025



Datengrundlage: Eigene Erhebung, eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung
Abbildung 8: Spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Investitionsnebenkosten bei (erwarteter) Inbetriebnahme von 2022 bis 2025

Mit einem Anteil von 31 % bzw. 37 % sind die Planungskosten der mit Abstand größte Posten innerhalb der Investitionsnebenkosten. Darauf folgen Infrastruktur-, Netzanbindungs- und sonstige Kosten, die jeweils 15 % bis 18 % der Investitionsnebenkosten ausmachen. Das Fundament beansprucht im Mittel 12 % bzw. 11 % der Investitionsnebenkosten. Die Kompensationsmaßnahmen stellen mit 6 % bzw. 3 % der Investitionsnebenkosten die kleinste separat ausgewiesene Position dar.

Die Standardabweichung ist bei den zu den Investitionsnebenkosten gemeldeten Daten sehr hoch und beträgt 32 % bzw. 28 %. Die Abweichungen sind dabei projektspezifisch. Eindeutige regionale oder windhöflichkeitsabhängige Trends konnten nicht identifiziert werden. Entsprechend werden im Rahmen der Stromgestehungskostenberechnung in Kapitel 3 die dargestellten durchschnittlichen spezifischen Investitionsnebenkosten über alle Standortgüten hinweg verwendet.

Details zu den Kostenbestandteilen der einzelnen Kategorien der Investitionsnebenkosten werden im Folgenden erläutert.

Fundament

Bei der Errichtung von Windenergieanlagen an Land werden zunächst Fundamente gesetzt. Abhängig von den Standortbedingungen und der Bodenbeschaffenheit können unterschiedliche Fundamente benötigt werden. Unterschieden wird dabei zwischen Flach- und Tiefgründungen. In den von den Projektierern erhobenen Daten überwiegen nach wie vor die Projekte mit Flachgründungen, dennoch sind Projekte mit Tiefgründungen oder einem Mix aus verschiedenen Gründungslösungen nicht zu vernachlässigen. Weitere Maßnahmen, wie Auftriebssicherung oder Bodenaustausch können ebenfalls zusätzliche Kosten verursachen. Bei Windenergieanlagen mit Hybridtürmen (Kombination aus Beton- und Stahlrohr-Turm) sind die Fundamentkosten oftmals im Anlagenpreis enthalten, dies wurde bei der Ermittlung der mittleren Fundamentkosten berücksichtigt und entsprechend herausgerechnet. Es ergeben sich aus den Kostendaten der Projektentwickler im Mittel Fundamentkosten von 57 bzw. 62 €/kW.

Fundamentkosten wurden nicht nur bei den Projektentwicklern, sondern auch bei der Herstellerbefragung erhoben. Die von den Herstellern ausgewiesenen Fundamentkosten lagen dabei insbesondere in der Erhebung 2022 Q4 deutlich über den Angaben der Projektentwickler. In vorhergehenden Erhebungen war die Differenz zwischen Projektentwickler und Herstellerangabe deutlich geringer. Für die Inbetriebnahmejahre 2022-2025 ergibt sich in der Projektentwicklererhebung bezogen auf das Fundament eine Kostensteigerung von 9 %, die Hersteller gehen hingegen von einer Steigerung um 21 % aus. Nichtsdestotrotz werden im Folgenden die Projektentwickler-Daten zugrunde gelegt.

Netzanbindung

Die Kosten für die Netzanbindung beinhalten die Kosten für alle zum Netzanschluss notwendigen Kabelarbeiten (einschließlich der parkinternen Verkabelung) sowie die anfallenden Kosten für die häufig notwendige Errichtung von Umspannwerken oder Übergangstationen für das jeweilige Projekt. Projekte, die als Erweiterungen zu bestehenden Projekten geplant sind oder als Repoweringprojekt realisiert werden, können teilweise bestehende Strukturen nutzen oder erweitern und sehen hier leichte Kostenvorteile. Auf der anderen Seite werden beispielsweise beim Neubau eines Umspannwerks Reserven für mögliche spätere Projekterweiterungen eingeplant und sind entsprechend bereits in den hier angegebenen Kosten enthalten. Die Netzanbindungskosten, inklusive der internen Parkverkabelung und ggf. anfallenden Kosten für Umspannwerke etc., werden durch die Projektentwickler im Mittel auf 82 bzw. 92 €/kW beziffert. Netzkosten ab dem Umspannwerk liegen nicht bei den Projektentwicklern, sondern werden vom Netzbetreiber getragen und auf die Stromkunden umgelegt. Diese sind nicht in den erfassten Kosten enthalten.

Infrastruktur

In den Infrastrukturkosten sind vorrangig die Aufwendungen zur Erschließung der Windparkflächen enthalten. Insbesondere ist hier der Wegebau bzw. die Wegeerweiterung für den Zugang zum Anlagenstandort sowie die Vorbereitung von Kranstellflächen und Montageflächen zur Errichtung der Anlagen nennenswert. Für Green-Field-Planungen, bei denen bisher unbebaute Standorte genutzt werden, muss die Infrastruktur erstmalig angelegt werden. Bei Repoweringvorhaben oder Parkerweiterungen kann teilweise bestehende Infrastruktur genutzt werden. Bei Projekten, die im Wald liegen, können zusätzlich Kosten für die Rodung benötigter Flächen anfallen.

Planungskosten

Die Planungskosten beinhalten eine Vielzahl unterschiedlicher Kostenpositionen, die bei der Vorbereitung und Umsetzung von Windenergieprojekten anfallen. Der (interne) Personalaufwand für die Projektentwicklung stellt den größten Posten der Planungskosten dar. Hohe Kosten fallen weiterhin für verschiedene Gutachten an. Untersucht werden im Rahmen der Projektentwicklung verschiedene Sachverhalte, die teilweise zur Auswahl der besten Technologie (Wind- und Turbulenzgutachten) dienen, die für die Genehmigung der Windenergieanlage erforderlich sind (z. B. Schallgutachten, ökologische Gutachten) oder um die wirtschaftlichen Aussichten des Vorhabens zu beurteilen (z. B. Ertragsprognosen, Standortgütegutachten). Weitere Kosten fallen im Zusammenhang mit der Änderung von B- oder F-Plänen, mit der Erteilung einer Genehmigung nach BImSchG oder für rechtliche Beratung und Vertretung im Rahmen der Projektumsetzung an. Auch Posten wie der Erwerb von Projektrechten werden teilweise in der Position Planungskosten abgebildet, wenn der realisierende Projektentwickler das Projekt nicht von Anfang an begleitet hat. Kosten für die Teilnahme an den Ausschreibungsverfahren sind ebenfalls den Planungskosten zugerechnet.

Die Planungskosten insgesamt machen mit fast einem Drittel der Investitionsnebenkosten die größte Position aus. Dies begründet sich auch durch die langen Zeiträume, die für die Projektentwicklung notwendig sind. Kosten der Projektentwicklung fallen – bis zu einem gewissen Grad – auch in den Fällen an, in denen das Projekt nach einiger Zeit wieder verworfen wird, weil keine Genehmigungsfähigkeit oder kein wirtschaftlicher Betrieb hergestellt werden kann.

Kompensationsmaßnahmen

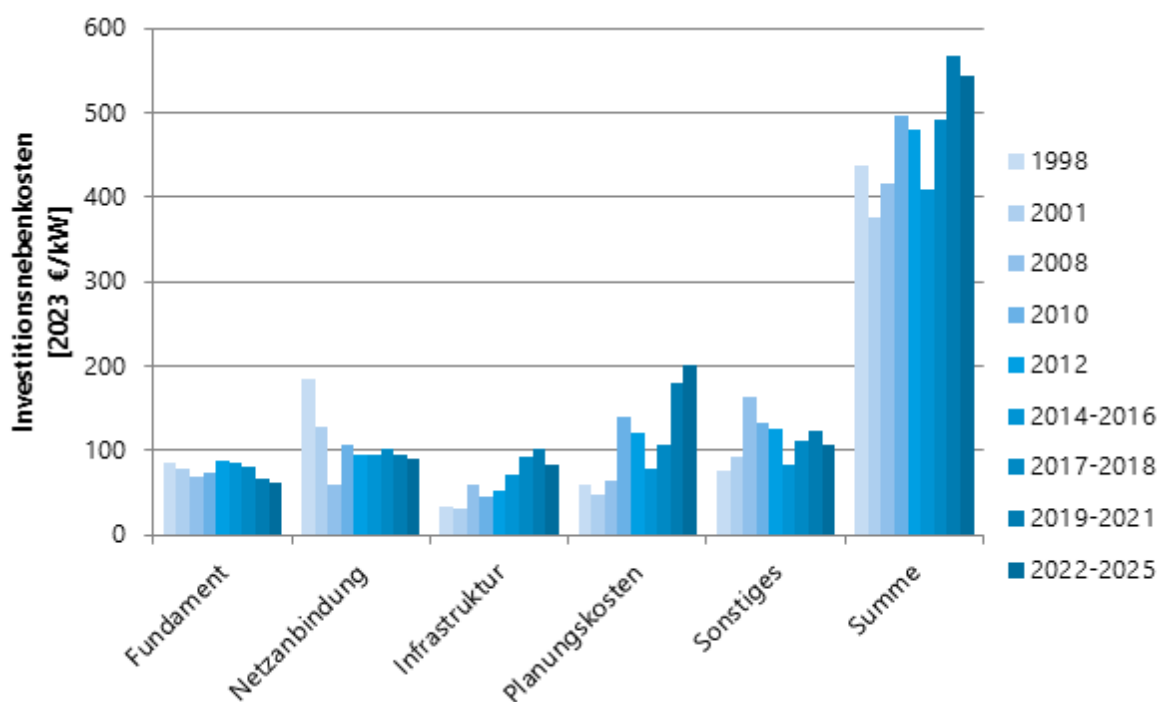
Gemäß dem Bundesnaturschutzgesetz sind Eingriffe in Natur und Landschaft möglichst zu vermeiden. Ist dies nicht (vollumfänglich) möglich, müssen Ausgleichs- oder Ersatzmaßnahmen ergriffen werden, um den Eingriff zu kompensieren. Mögliche Maßnahmen sind Pflanzungen von Gehölzen in Form von Hecken, Streuobstwiesen und Baumalleen, Aufforstungen von Wäldern, Abriss- und Entsiegelungsarbeiten, Anlegen von Gewässern, Ausbringen von künstlichen Nistkästen oder Ersatzhorsten (Nester) etc. [Busse 2016]. Können keine geeigneten Maßnahmen ergriffen werden, um einen Eingriff zu kompensieren, gibt es die Möglichkeit, stattdessen eine Ersatzzahlung zu leisten. In einigen Bundesländern gibt es für die Berechnung des Ersatzgeldes Vorgaben [FA Wind 2016]. In der Kostenposition Kompensationsmaßnahmen sind diese Ersatzzahlungen ebenfalls beinhaltet. Neben den in den Investitionsnebenkosten erfassten Kosten können Kompensationsmaßnahmen auch laufende Kosten verursachen. Diese sind in den Betriebskosten unter den sonstigen Kosten erfasst (siehe Abschnitt 2.5).

Sonstige Investitionskosten

Als sonstige Investitionsnebenkosten werden alle verbleibenden Posten gewertet, die von den befragten Akteuren keiner der anderen Kategorien zugeordnet werden konnten. In dieser Kostenkategorie werden beispielsweise Kosten für Entschädigungen in der Bauphase, den Rückbau von Altanlagen im Rahmen von Repoweringprojekten oder das Sicherheitsmanagement des Projekts geführt. Projektspezifisch variieren die als sonstige Kosten deklarierten Posten stark. Nicht alle dieser Posten fallen bei allen Projekten an. Bei der Zuordnung können zudem inhaltliche Überschneidungen zu den anderen Kategorien entstehen, wenn die jeweilige Kostenposition von den Befragten unterschiedlich eingeordnet wurde.

Kostenentwicklung im Zeitverlauf

Im Folgenden werden die spezifischen Investitionsnebenkosten in einen längerfristigen Zeitverlauf eingeordnet und die inflationsbereinigte Kostenentwicklung zwischen 1998 bis zur aktuellen Erhebung betrachtet. Abbildung 9 stellt die Entwicklung der Investitionsnebenkosten im Zeitverlauf dar. Die Kostenposition Ausgleichsmaßnahmen wurde in der Darstellung der Kosten im Zeitverlauf aus Darstellungsgründen mit der Position sonstige Kosten zusammengeführt. Alle Werte wurden auf das Jahr 2023³ normiert.



Datengrundlage: [DWG 2008, 2011, 2013; DWG in DWG & ZSW 2019; Eigene Erhebung]. Quelle: Eigene Darstellung
Abbildung 9: Inflationsbereinigte spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW 2023 im Zeitverlauf

Es wird deutlich, dass die Investitionsnebenkosten trotz Schwankungen in den Erhebungsergebnissen regelmäßig gestiegen sind. Ausschließlich im Zeitraum 2014 bis 2016 wurden kurzzeitig günstigere

³ Investitionsnebenkosten für Zeiträume von mehr als einem Inbetriebnahmejahr wurden mit dem jeweiligen Mittelwert über den betrachteten Zeitraum inflationsbereinigt.

Investitionsnebenkosten erfasst. Getrieben war dies insbesondere durch niedrigere erfasste Planungskosten und sonstige Kosten. Es wird davon ausgegangen, dass es sich dabei um einen Effekt des hohen Zubaus in diesen Jahren und den Druck der bevorstehenden Einführung der Ausschreibungen handeln könnte. Im Zeitraum 2017 bis 2018 wurden wieder erhöhte Investitionsnebenkosten erfasst. Gegenüber den Ergebnissen der Datenerhebung im Zeitraum 2017 bis 2018, wurden für den Inbetriebnahmezeitraum von 2019 bis 2021 erhöhte Kosten festgestellt. Dies bestätigt den Trend zunehmender Investitionsnebenkosten, der bereits zwischen 2014-2016 und 2017-2018 festgestellt werden konnte. Kostensteigerungen wurden dabei insbesondere im Bereich der Planungskosten verzeichnet. Diese sind auch innerhalb des Betrachtungszeitraums von 2019 bis 2021 weiter angestiegen. Ein Grund hierfür könnte sein, dass im Erhebungszeitraum vergleichsweise wenige Projekte umgesetzt wurden und hiermit zusammenhängend die Fixkosten der Projektierer auf weniger Projekte verteilt werden konnten. Für den Inbetriebnahmezeitraum 2022 bis 2025 sind die ermittelten Kostensteigerungen geringer als die erwartete Inflation – entsprechend zeigt sich real eine Kostensenkung. Diese kann sie relativieren, wenn die Kostenerwartungen der Projektentwickler nicht eintreffen.

2.4. Finanzierung

Hinsichtlich der Finanzierung werden im Vorhaben insbesondere Eigen- und Fremdkapitalanteil von Windenergieprojekten sowie anzunehmende Fremdkapitalzinssätze und Tilgungsdauern betrachtet. Neben einer 2021 durchgeführten Erhebung bei Banken, die Windenergieprojekte finanzieren, wurden projektspezifische Parameter auch bei den Projektentwicklern abgefragt. Um aktuelle Entwicklungen im Bereich der Fremdkapitalzinsen mit aufzunehmen, wurden zusätzlich die aktuellen Kreditkonditionen der KfW-Bank herangezogen [KfW 2022]. Aus den verschiedenen Quellen wurde für die Stromgestehungskostenberechnung (siehe Abschnitt 3.2) ein typisches Finanzierungsszenario generiert. Grundsätzlich ist jedoch anzumerken, dass projektspezifisch auch die Finanzierungsparameter vom durchschnittlichen Fall abweichen können.

Für die Finanzierung können sowohl Hausmittel der Banken genutzt werden als auch auf verschiedene Förderbanken (zum Beispiel KfW oder landwirtschaftliche Rentenbank) zurückgegriffen werden. Die Anteile variieren dabei bei den unterschiedlichen Banken und hängen unter anderem von der individuellen Marktlage und den individuellen Kundenwünschen der Windparkbetreiber hinsichtlich der Finanzierungsbedingungen ab. Neben der üblichen Projektfinanzierung von Windparks mit entsprechenden Finanzierungskonzepten über Eigen- und Fremdkapitalanteile werden Windenergieprojekte teilweise auch über eine Unternehmensfinanzierung abgewickelt.

Im Jahr 2022 zeigten sich erstmals seit langer Zeit stark steigende Zinssätze an den Märkten, die im Rahmen der Stromgestehungskostenberechnung zu berücksichtigen sind. Dies bedeutet einen deutlichen Unterschied zur Situation in den letzten Jahren, als aufgrund der Marktsituation mit wenigen zu finanzierenden Windenergieprojekten (verglichen mit Rekordjahren) und niedrigen Marktzinsen, insgesamt sehr vorteilhafte Finanzierungsbedingungen für ein Windenergieprojekt abgeschlossen werden konnten. Der damalige Wettbewerb zwischen den Banken um die Finanzierung der Projekte sowie der geringe Wettbewerb in den Ausschreibungen um die EEG-Förderung begünstigten dies.

Eigen- und Fremdkapitalanteil

Die in einem Windenergieprojekt erforderlichen Eigenkapitalanteile hängen von den projektspezifischen Gegebenheiten ab. Banken bewerten die Projektwirtschaftlichkeit und das Risiko auf Basis der jeweiligen Investitionskosten, erwarteten Betriebskosten und Erlöse, der Ertragsunsicherheiten am Standort sowie der Professionalität der jeweiligen Akteure.

Gemäß der Befragung der Projektentwickler bewegen sich die Eigenkapitalanteile der Windenergieprojekte mit Inbetriebnahme zwischen 2019 und 2025 in einer Bandbreite zwischen einer Finanzierung ohne Eigenkapital bis zu Eigenkapitalanteilen über 40 %. Ausgenommen sind hierbei Projekte mit einer Unternehmensfinanzierung, für die die dahinterliegende Finanzierungsstruktur unbekannt ist. Im Mittel über die einzelnen Projekte mit Inbetriebnahme von 2019 bis 2021 liegt der Eigenkapitalanteil bei 17 %, Die Banken bestätigen diese Bandbreite, wobei typische Eigenkapitalanteile zwischen 5 und 30 % benannt wurden. Banken mit größeren finanzierten Volumina benennen dabei tendenziell niedrigere Eigenkapitalanteile als Banken mit geringerem Marktanteil. Typische Fremdkapitalanteile liegen entsprechend je nach befragtem Akteur zwischen 70 und 100 %. Der Mittelwert für Projekte mit Inbetriebnahme zwischen 2022 und 2025 erhöht sich auf 23 %. Auch in den 2023 durchgeführten Interviews mit Banken wird die generelle Bandbreite der Eigenkapitalanteile bestätigt, allerdings wird der durchschnittlich Eigenkapitalanteil im Zeitraum 2019 bis 2021 teilweise niedriger eingeschätzt oder die Steigerung der aktuellen Eigenkapitalanteile geringer eingeschätzt. Das sich ergebende Bild ist nicht eindeutig, somit wird in der Stromgestehungskostenanalyse in dieser Frage weiterhin auf die Projektentwicklerdaten abgestellt.

Die Abhängigkeit des Eigen- und Fremdkapitalanteils von der Standortgüte wird durch die einzelnen Banken unterschiedlich eingeschätzt. Während einige einen direkten Zusammenhang zwischen einer höheren Standortgüte und einem niedrigeren Eigenkapitalerfordernis sehen, beschreiben andere diesen Effekt höchstens indirekt z. B. über ein geringeres Risiko bei höheren Energieerträgen. In den von den Projektierern gemeldeten Daten lässt sich ebenfalls ein leichter Trend zu geringeren Eigenkapitalanteilen bei besserer Standortgüte feststellen, dieser wird jedoch von projektspezifischen Abweichungen mit vergleichsweise sehr hohen oder niedrigen Eigenkapitalanteilen überlagert. Gemäß der Aussage von Banken sind insbesondere bei niedrigen Standortgüten die niedrigen Eigenkapitalanteile, wie eingangs erläutert, durch die aktuelle Wettbewerbs- und Marktsituation zu begründen.

In der folgenden Berechnung der Stromgestehungskosten in Abschnitt 3.23 wird ein Eigenkapitalanteil im Inbetriebnahmezeitraum von 2019 bis 2021 zwischen 19 % bis 14 % für Standorte mit 50 bis 120 % Standortgüte angenommen. Für den Inbetriebnahmezeitraum von 2022 bis 2025 werden 24 % bis 19 % für 50 % bis 120 % Standortgüte angesetzt.

Eigenkapitalverzinsung

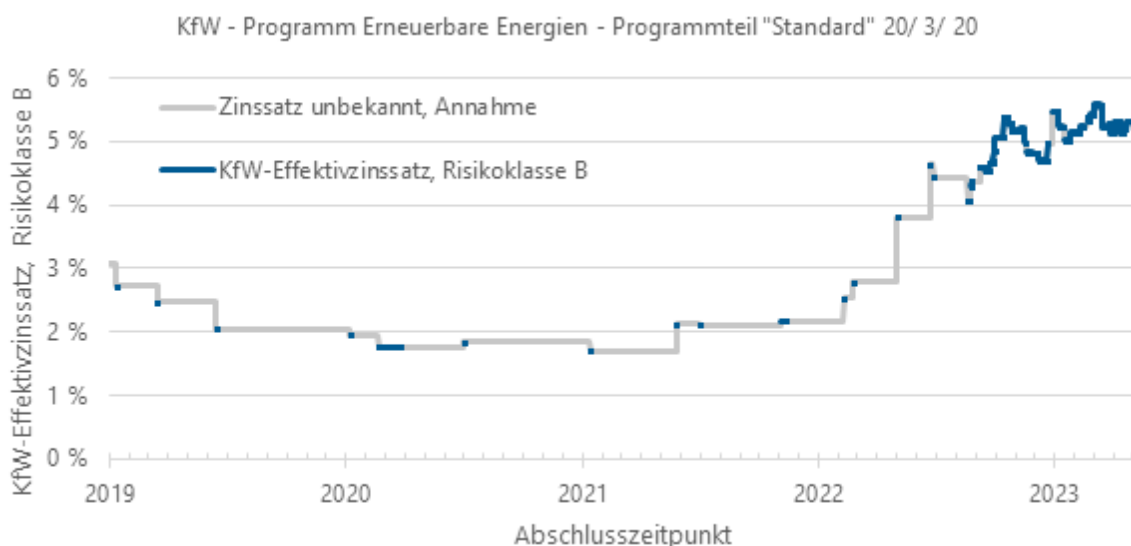
Die erwartete Eigenkapitalverzinsung hängt entscheidend von den Erlösen ab, die ein Windenergieprojekt erzielen kann. Diese ergeben sich vorrangig aus dem Zuschlagswert in der Ausschreibung, den Energieerträgen und der resultierenden Standortgüte des Vorhabens. Dem gegenüber stehen die zu deckenden Kosten. Die Eigenkapitalverzinsung ergibt sich aus der nach Tilgung des Fremdkapitals zur Ausschüttung verbleibenden Differenz zwischen Kosten und Erlösen. Sie hängt unter anderem von den jeweiligen Eigenkapitalanteilen ab und kann bei geringem Eigenkapitalanteil maximiert werden. Die Eigenkapitalverzinsung muss dabei neben dem

einzugehenden Risiko auch versunkene Kosten für weitere Projektplanungen, die nicht realisiert werden konnten, abfangen und das mit dem Beginn der Projektentwicklung eingegangene Risiko auffangen. Wird ein Projekt erst zu einem späteren Zeitpunkt von einem Projektentwickler oder späteren Betreiber übernommen, sinkt das damit verbundene Risiko und analog die erforderliche Eigenkapitalverzinsung. Jedoch wird die entsprechende Risikovergütung im Verkaufspreis eines Projekts oder einer Projektpipeline eingepreist.

In der vorliegenden Analyse wird über alle Standortgütern eine erforderliche Eigenkapitalverzinsung von 8 % angenommen. Diese wird durch die kalkulierten Stromgestehungskosten abgedeckt. Abhängig von den erzielbaren Erlösen aus Marktwert und EEG-Förderung und den tatsächlichen Projektkosten können abweichende Verzinsungen erzielt werden. Bei geringem Wettbewerb und hohen Zuschlagswerten kann eine erhöhte Eigenkapitalverzinsung einen zusätzlichen Anreiz bieten, Projekte schnellstmöglich zu realisieren. Mit steigendem Risiko oder lukrativen alternativen Investitionsoptionen kann eine höhere Eigenkapitalverzinsung erforderlich werden.

Fremdkapitalzinsen

Die Situation an den Finanzmärkten hat sich durch den Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine, die dadurch ausgelöste Energiekrise und die folgende Steigerung der Inflation auf ein Maß deutlich über dem Ziel der Europäischen Zentralbank (EZB), signifikant verändert. Im Verlauf des Jahres 2022 wurde der Leitzins der EZB als Reaktion auf die steigende Inflation mehrfach erhöht und auch 2023 folgten weitere Erhöhungen. Dies spiegelt sich in der Projektfinanzierung wider. Als Indikator für die Zinsen, zu denen Fremdkapital für erneuerbare Energien Projekte zur Verfügung steht, dient das KfW-Programm 270. Abbildung 10 verdeutlicht den schnellen und erheblichen Zinsanstieg nach einer mehrjährigen Phase von Zinsen um 2 % ab Mitte 2019 auf Werte um 5 % ab Herbst 2022.



Datengrundlage: [KfW 2023]. Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 10: Entwicklung der Zinssätze im KfW-Programm Erneuerbare Energien, Programmteil Standard, Laufzeit 20 Jahre / tilgungsfreie Anlaufjahre 3 Jahre / Zinsbindung 20 Jahre, Risikoklasse B

Angelehnt an die Entwicklung des KfW-Zinses wird im Folgenden für die Stromgestehungskosten Berechnung für den Inbetriebnahmezeitraum von 2019-2021 der Fremdkapitalzins auf eine Höhe von etwa 2,3 % festgelegt. Projektentwickler Daten zu den Fremdfinanzierungskonditionen bestätigen

ein Zinsniveau von im Mittel um 2 %. Projektspezifisch können die Konditionen abweichen. Auch Banken weisen in Gesprächen 2023 darauf hin, dass teilweise deutlich niedrigere Zinsen von Windenergieprojekten abgerufen werden konnten. Aufgrund der aktuell dynamischen Zinsentwicklung gestaltet sich die Festlegung eines Zinses für den Inbetriebnahmezeitraum 2022-2025 schwierig. Abhängig vom tatsächlichen Zeitpunkt der Finanzierungssicherung und der weiteren Entwicklung der Fremdkapitalzinsen kann sich eine erhebliche Bandbreite möglicher Finanzierungszinssätze ergeben. Für den Betrachtungszeitraum 2022 bis 2025 kann aufgrund des zukunftsgerichteten Finanzierungszeitpunktes kein abschließender Zinssatz festgelegt werden. Auch die Entwicklung der Zinsen im Jahr 2022 eröffnet eine große Bandbreite möglicher Finanzierungsbedingungen. Der für die Stromgestehungskostenberechnung gewählte Zinssatz basiert auf den im ersten Quartal 2023 abgerufenen KfW-Zinssätzen und wird für die Stromgestehungskostenberechnung auf ca. 5,4 % festgelegt. Projektspezifisch können sich dabei erhebliche Abweichungen ergeben.

Von den Annahmen abweichende Zinsentwicklung können erheblichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten haben, entsprechend ist der Effekt eines veränderten Zinssatzes in den Sensitivitätsberechnungen zur Stromgestehungskosten Analyse dargestellt (vgl. Abschnitt 3.6).

Tilgungsdauer

Die Finanzierungsdauer wird, auch aus Vereinheitlichungsgründen, im Rahmen der Stromgestehungskostenberechnung auf 20 Jahre festgelegt. Hierdurch wird auch die Realität der letzten Jahre abgebildet, da sich ein großer Teil der Windparkbetreiber die bestehenden niedrigen Zinssätze für die gesamte Finanzierungsdauer sicherte, auch wenn dies mit geringfügigen Aufschlägen im Vergleich zu kürzeren Zinsbindungen verbunden war. Es gab aber ebenso Projekte, bei denen die Akteure eine zehnjährige Zinsbindung vorzogen und somit auf eine günstige Marktsituation in zehn Jahren spekulierten.

Banken verwiesen im Rahmen der Datenerhebung in 2021 aber auf den bestehenden Trend zu immer längeren Finanzierungszeiträumen. Während einige Banken über die vollständige EEG-Vergütungsdauer von 20 Jahren finanzierten, gaben andere Banken als typisches Szenario eine um 0,5 bis 5 Jahre verkürzte Finanzierungsdauer an. Die langen Finanzierungszeiträume wurden durch die Projektdaten bestätigt, in denen im Mittel eine Tilgungsdauer von 18 Jahren (IBN 2019-2021) bzw. 19 Jahren (IBN 2022-2025) angegeben wird. Ohne Ausreißer lag die typische projektspezifische Bandbreite dabei zwischen 15 und 20 Jahren Tilgungsdauer. 2023 bestätigen Banken, dass die Fremdkapitalzinsen langfristig gesichert werden.

Unabhängig von der Dauer der Tilgungen gaben alle befragten Banken an, dass typischerweise eine lineare Tilgung des Fremdkapitals erfolgt. Deutliche Unterschiede in der Tilgungsdauer über die Standortgüte, wie sie in der Vergangenheit vor Einführung des Ausschreibungssystems und Abschaffung der Vergütung mit erhöhter Anfangsvergütung und niedrigeren Grundvergütungssätzen beobachtet wurden, können für aktuelle Projekte nicht nachgewiesen werden. Im Rahmen der Stromgestehungskostenberechnung in Abschnitt 3 wird für das typische Szenario eine lineare Tilgung des Fremdkapitals bei einer Tilgungsdauer von 20 Jahren angenommen.

2.5. Betriebskosten

Bei den Betriebskosten handelt es sich um die Kosten, die nicht im Rahmen der Investition, sondern zur Aufrechterhaltung des Betriebs der Windenergieanlage regelmäßig anfallen. Dazu gehören Wartung und Instandhaltung, Pacht, Betriebs- und Geschäftsführung, Versicherungskosten, Rücklagen für den Rückbau sowie sonstige Betriebskosten. Auch die Direktvermarktungskosten werden im Folgenden zu den Betriebskosten gezählt. Die Kosten wurden bei Windenergieprojektierern für aktuelle Projekte erhoben. Dabei wurden die Betriebskosten sowohl für die erste als auch für die zweite Betriebsdekade von den Befragten abgeschätzt. Im Folgenden werden die einzelnen Positionen der Betriebskosten näher definiert.

Ergebnisse der Datenerhebung

Die zusammengefassten Ergebnisse zu den Betriebskosten für Projekte mit Inbetriebnahme in den Jahren 2019 bis 2021 sind in Abbildung 11 und mit (erwarteter) Inbetriebnahme in den Jahren 2022 bis 2025 sind in Abbildung 12 dargestellt. Aufgezeigt werden zum einen die durchschnittlichen Kosten in €/kW jeweils für die erste und zweite Betriebsdekade und zum anderen die Anteile der jeweiligen Kostenpositionen an den Betriebskosten, ebenfalls unterschieden nach Betriebsdekaden. Die Analyse der Kostendaten erfolgt gewichtet nach der installierten Leistung der betrachteten Projekte.

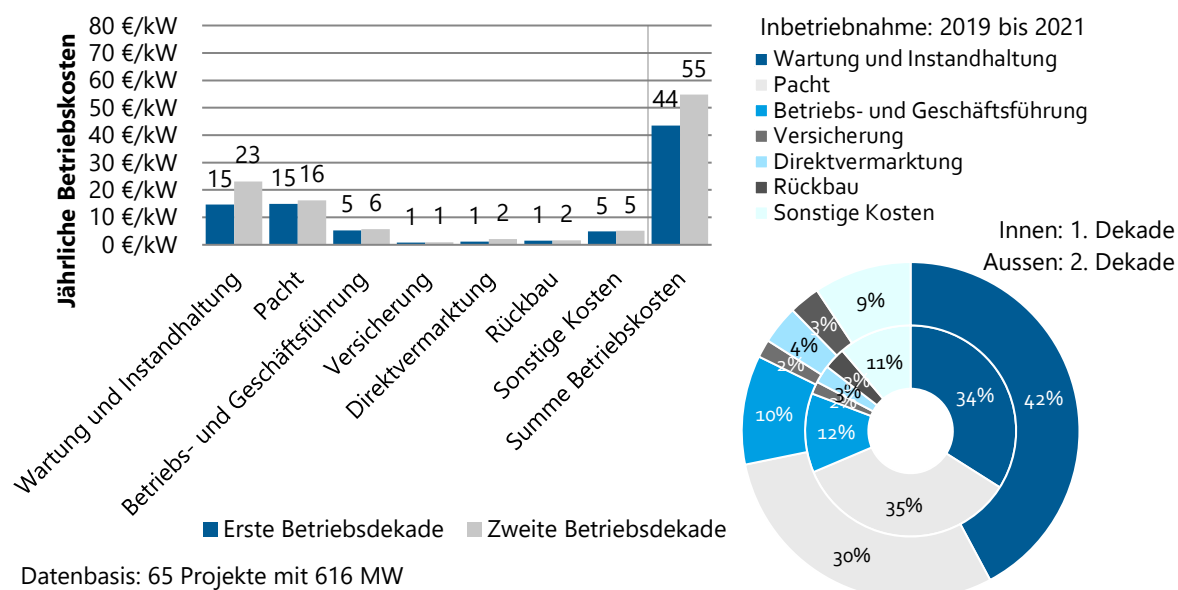
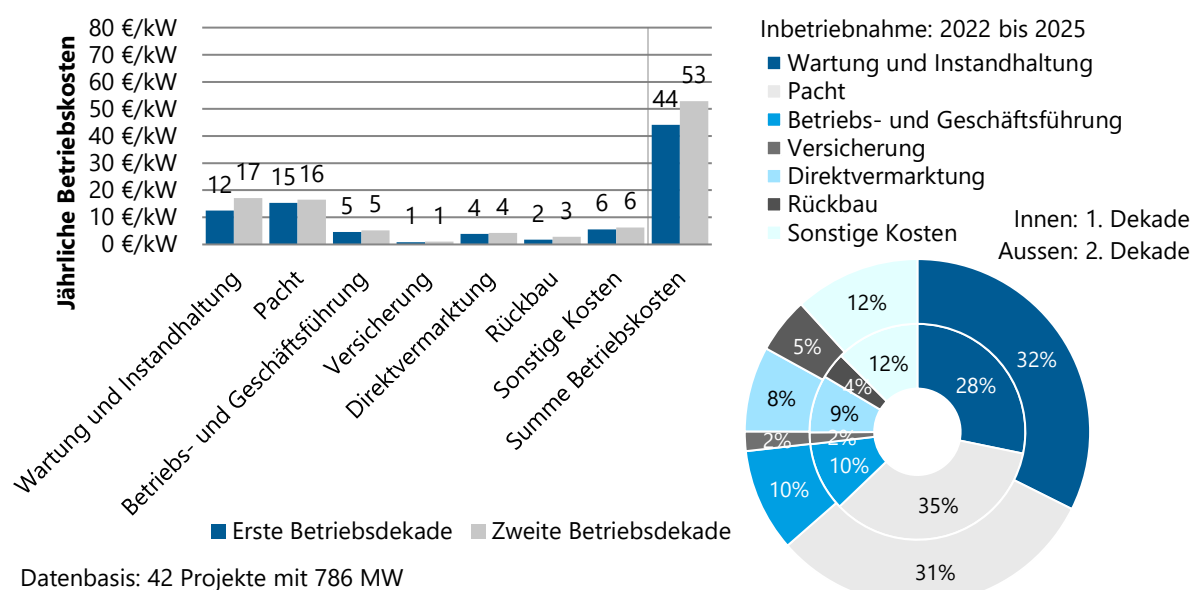


Abbildung 11: Durchschnittliche spezifische Betriebskosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Betriebskosten nach Dekaden bei Inbetriebnahme von 2019 bis 2021

Die für Anlagen mit (geplanter) Inbetriebnahme in den Jahren 2019 bis 2021 ermittelten durchschnittlichen jährlichen Betriebskosten liegen bei 44 €/kW in der ersten und 55 €/kW in der zweiten Betriebsdekade. Gegenüber den Ergebnissen für diesen Zeitraum auf Basis der Datensätze aus dem Vorgängervorhaben, die damals für noch nicht realisierte Projekte angegeben wurden, haben sich die Kosten unter Hinzunahme der neuen Datenmeldungen etwas erhöht. Dies kann durch projektspezifische Abweichungen begründet sein oder durch eine allgemein bessere Kenntnis der Kostensituation nach der Projektrealisierung. Die Standardabweichung der erhobenen Werte liegt bezogen auf die Gesamtbetriebskosten bei 22 % in der ersten und 21 % in der zweiten Dekade.

Die Betriebskosten sind im Inbetriebnahmezeitraum 2022 bis 2025 kaum gegenüber den ermittelten Ergebnissen für Inbetriebnahmen zwischen 2019 und 2021 verändert. Die durchschnittlichen jährlichen Betriebskosten liegen bei 44 €/kW in der ersten und 53 €/kW in der zweiten Betriebsdekade. Die Standardabweichung der erhobenen Werte liegt bezogen auf die Gesamtbetriebskosten bei 22 % in der ersten und 19 % in der zweiten Dekade. Dies entspricht aufgrund der Inflation nicht den z. B. in der Kostenanalyse vom Dezember 2022 [vgl. DWG 2022] getroffenen Annahmen. Es wird im Folgenden nicht davon ausgegangen, dass die an der Erhebung teilnehmenden Projektentwickler Kostensteigerungen vernachlässigt haben, sondern vielmehr, dass die technische Weiterentwicklung und resultierte spezifische Kostensenkungen die erwarteten Kostensteigerungen kompensieren. Die deutlich gestiegene Leistung je installierter Windenergieanlage kann hier ein erheblicher Treiber für die Kostensenkungen sein.



Datengrundlage: Eigene Erhebung und Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 12: Durchschnittliche spezifische Betriebskosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Betriebskosten nach Dekaden bei (erwarteter) Inbetriebnahme von 2022 bis 2025

Die Kosten für Wartung und Instandhaltung stellen in der ersten Dekade einen Anteil von 34 % bzw. 28 %, dies entspricht einem geringeren Anteil als in früheren Erhebungen. Die Pachten nehmen in der ersten Betriebsdekade einen vergleichbar großen Anteil ein (36 % bzw. 35 %). In der zweiten Betriebsdekade steigen die Kosten für Wartung und Instandhaltung an. Dies ist sowohl auf einen erwarteten höheren Reparaturaufwand und bereits eingepreiste Ersatzinvestitionen in der zweiten Dekade als auch auf die in den ersten Betriebsjahren vorteilhaft wirkenden Gewährleistungszeiträume zu begründen. Die Pachten hingegen verbleiben auf einem vergleichbaren Niveau wie zu Beginn der Betriebszeit. Der Anteil von Wartung und Instandhaltung liegt für Inbetriebnahmen von 2029 bis 2021 in der zweiten Dekade mit 42 % deutlich größer als der der Pachten. Für Inbetriebnahmen von 2022 bis 2025 werden geringere Steigerungen der Wartungskosten in der zweiten Dekade angenommen. Der Anteil an den Gesamtkosten liegt bei 32 %.

Die nächstgrößere Position der Betriebskosten ist die Betriebs- und Geschäftsführung, die über die Betriebszeit einen Anteil von 10 bis 12 % ausmacht und damit deutlich weniger ins Gewicht fällt. Die

nachfolgenden Positionen der Versicherungen, Direktvermarktungskosten und Rückbau nehmen vergleichsweise kleine Anteile ein. In den sonstigen Kosten vereint werden weitere Positionen erfasst, die nicht unter die Hauptposten fallen oder projektspezifische Besonderheiten reflektieren. Die sonstigen Kosten belaufen sich im Mittel auf einen Anteil von 9 bis 11 % der Betriebskosten aus. Für den Inbetriebnahmezeitraum von 2022 bis 2025 sind die unter sonstige Kosten gelisteten Werte erhöht – dies kann allerdings darauf zurückgeführt werden, dass die Datensätze sich auf noch nicht abgeschlossene Projekte beziehen. Weiterhin fällt gegenüber den Zeitraum 2019 bis 2021 auf, dass die für die Direktvermarktung angesetzten Kosten bei den Projekten mit Inbetriebnahme in 2022 bis 2025 deutlich höher angegeben sind.

Im Folgenden werden die einzelnen Kostenpositionen der Betriebskosten im Detail erläutert.

Wartung und Instandhaltung

Der Aufwand für Wartung und Instandhaltung ist neben den Pachten der größte Posten der Betriebskosten einer Windenergieanlage. Wartung und Instandhaltung beinhaltet die Kosten für Wartung/Service, Reparatur/Instandsetzung und Inspektion. Die Kosten für die regelmäßige Wartung sowie anfallende Reparaturen der Anlagen werden vorwiegend in Vollwartungsverträgen geregelt, die oftmals direkt von den Herstellern angeboten werden. Den Projektiererangaben für einen Großteil der Projekte zufolge ist eine Betreuung durch Vollwartungsverträge für den gesamten Förderzeitraum über 20 Jahre vorgesehen. Die Vertragsausgestaltung kann dabei sowohl für den gesamten Zeitraum bereits bei Inbetriebnahme abgeschlossen und ggf. mit Kündigungsoption versehen werden als auch für kürzere Zeiträume fixiert und mit Verlängerungsoptionen kombiniert werden. So wird nach einer gewissen Bindungsdauer an den Hersteller ein Anbieterwechsel zu herstellerunabhängigen Dienstleistern oder einer internen Wartungsabteilung, beispielsweise nach 15 Jahren, ermöglicht. Die Vollwartungsverträge umfassen normalerweise neben den erforderlichen Wartungen auch Reparaturen und Instandsetzungen von allen Anlagenbestandteilen inklusive der Großkomponenten. Großkomponenten können bei zunehmendem Anlagenalter auch aus den Verträgen ausgeschlossen werden. Einige Projektentwickler geben bereits heute an, im Falle eines Weiterbetriebs über 20 Jahre hinaus weiter auf Vollwartungskonzepte setzen zu wollen. Vorteil von Vollwartungsverträgen gegenüber getrennter Wartung und Instandhaltung sind die planbaren Kosten über die Anlagenlebensdauer. Ein Vollwartungsvertrag dient entsprechend auch der für gute Finanzierungsbedingungen erforderlichen Risikominimierung. Inbegriffene Verfügbarkeitsgarantien erhöhen dabei zusätzlich die Ertragsicherheit der Anlagen. Hinsichtlich der Kosten sind Vollwartungsverträge oftmals mit einem pauschalen und einem variablen Anteil festgelegt.

Pacht

Pachtzahlungen stellen zusammen mit dem Aufwand für Wartung und Instandhaltung den wichtigsten Bestandteil der Betriebskosten dar. Flächen für die Windenergienutzung sind nur begrenzt verfügbar und entsprechend haben die Eigentümer solcher Flächen eine sehr gute Verhandlungsposition. Flächeneigentümer schließen sich teilweise zu Eigentümergemeinschaften zusammen und treten potenziellen Projektentwicklern in der Verhandlung entsprechend professionalisiert gegenüber. Für die Ausgestaltung der Pachtverträge sind je nach Anforderungen und Strukturen der Eigentümer sehr unterschiedliche Konzepte möglich. Diese reichen von Einmalpachten zu Beginn der Vorhabenslaufzeit über Festpreise je Anlage oder installierter Leistung bis zu erlösabhängigen Werten. Im Fall von erlösabhängigen Pachtzahlungen profitieren die Verpächter bei steigenden Strommarktwerten und die dadurch generierten Einnahmen. Die Kosten

für die Betreiber steigen in solchen Fällen. Einige Verpächter erhalten zusätzlich ausschüttungsabhängige Boni. Auch sind Mischformen möglich oder unterschiedlich ausgestaltete Verträge bei unterschiedlichen Eigentümern der Flächen, auf denen das Windenergieprojekt entsteht. Häufig wird eine fixe Mindestpacht mit einer erlösabhängigen Komponente kombiniert. Die Mindestpachten greifen in ertragsschwachen Jahren, in denen der Energieertrag deutlich unter dem erwarteten Mittel liegt. Der Anteil an den Erlösen, der dabei als Pacht gezahlt wird, variiert dabei projektspezifisch deutlich und hängt sicherlich häufig auch von den jeweiligen Ertragserwartungen und den parallel festgelegten Mindestwerten ab. In der Datenerhebung wurde der Anteil der Pacht an den Erlösen von einigen Projektentwicklern angegeben und mit Werten von 5 % bis 14 % beziffert. Teilweise sind die Anteile über die Projektlebensdauer veränderlich. In diesen Fällen profitieren auch die Verpächter von den aktuell vergleichsweise hohen Zuschlagswerten in der Ausschreibung. Neben der Pacht für den Projektstandort selbst beinhalten die Pachtzahlungen teilweise auch Entgelte für Ausgleichsflächen, Zuwegungsflächen oder Baulasten auf benachbarten Grundstücken.

Betriebs- und Geschäftsführung

Bestandteile der Betriebs- und Geschäftsführung sind die technische, die kaufmännische Betriebsführung sowie die Geschäftsführung. Die technische Betriebsführung von Windenergieanlagen umfasst unter anderem die Betriebsüberwachung, Betriebsdatenerfassung, technische Dokumentation, Störungsbehebung sowie Überwachung und Begleitung von Wartung und Reparatur. Weiterhin können beispielsweise auch das Monitoring der Einhaltung von Richtlinien und Rahmenbedingungen, die z. B. in der Genehmigung der Anlagen festgeschrieben sind oder die Berechnung von Ertragsausfällen der technischen Betriebsführung zugerechnet werden. Bei der kaufmännischen Betriebsführung sind Aufgaben wie die Erstellung der laufenden Finanzbuchhaltung, Liquiditätsüberwachung oder die Durchführung des Zahlungsverkehrs etc. zu berücksichtigen. Außerdem sind Vergütungen für die Geschäftsführung und für die Haftungsübernahme der Komplementärin Bestandteil der Betriebs- und Geschäftsführungskosten. Wenn ein Anlagenbetreiber die Aufgaben der Betriebs- und Geschäftsführung nicht selbst übernimmt, wird hierzu häufig ein entsprechender Dienstleister beauftragt. Oftmals werden technische und kaufmännische Betriebsführung dabei zusammen an denselben Dienstleister vergeben. Auch bei der Betriebs- und Geschäftsführung gibt es sowohl pauschale als auch erlösabhängige Ausgestaltungen.

Versicherungskosten

Ein weiterer, jedoch verhältnismäßig kleiner Bestandteil der Betriebskosten, sind die Versicherungskosten. Zur Absicherung von Risiken werden durch die Betreiber entsprechende Versicherungen abgeschlossen. So entstehen Kosten für die Haftpflichtversicherungen (z. B. Betreiberhaftpflichtversicherung, Umwelthaftpflichtversicherung, Managerhaftpflichtversicherung) und verschiedene Zusatzversicherungen (z. B. Maschinenversicherung und Maschinenbetriebsunterbrechungsversicherung), die vor allem Schäden an den Anlagen und Nebeneinrichtungen und deren wirtschaftliche Folgen abdecken sollen, die nicht durch die Vollwartungsverträge abgedeckt sind. Weiterhin können Kosten für z. B. Rechtsschutzversicherungen anfallen. Die Versicherungskosten fallen in der Regel pauschal an.

Direktvermarktung

Die Direktvermarktung von Strom aus Windenergieanlagen wurde mit der EEG-Novelle 2014 verpflichtend. Verschiedene Dienstleister bieten die Direktvermarktung des Windstroms an der

Strombörse an. Größere Betreiber können die Direktvermarktung teilweise auch selbst übernehmen. Abhängig vom jeweiligen Einspeiseprofil der Windenergieanlagen und den jeweiligen Preisen an der Strombörse kann gegenüber dem durchschnittlichen Marktwert von Wind an Land ein zusätzlicher Gewinn erzielt werden. Entsprechend können projektspezifisch durch die Vermarktung entstehende Kosten in einigen Fällen durch die erzielten Einnahmen gedeckt werden, in anderen Fällen fallen Kosten für die Direktvermarktung an.

Rückbau

Am Ende der Betriebszeit einer Windenergieanlage steht der Rückbau. Bereits in der Genehmigung muss eine Verpflichtung zum späteren Rückbau eingegangen werden. Um den späteren Rückbau garantieren zu können, sind durch die Betreiber entsprechende Sicherheiten zu hinterlegen. Neben dem in der Genehmigung festgelegten Rückbau hat auch der Eigentümer der Flächen ein berechtigtes Interesse an einem vollständigen Rückbau der Windenergieanlagen. Hierzu können entsprechend weitere Regelungen im Pachtvertrag angelegt werden [BWE 2018]. Die Mittel für den Rückbau sind über die Betriebsdauer der Anlagen anzusparen. Zu den eigentlichen Ansparungen kommen teilweise Kosten für die Erteilung der Bürgschaften (Rückbauavale) hinzu, über die der spätere Rückbau bereits zum Vorhabensbeginn gewährleistet werden kann. Die im Zusammenhang mit dem Rückbau anfallenden Kosten und Rückstellungen werden als Teil der Betriebskosten erfasst, wenngleich die eigentlichen Ausgaben erst zum Ende des Vorhabens anfallen.

Sonstiges

Als sonstige Betriebskosten werden alle übrigen Kostenpositionen, die keiner der zuvor aufgeführten Kategorien zugeordnet werden konnten, sowie die einkalkulierten Kosten für unvorhergesehene Betriebskosten geführt. Beispielsweise werden laufende Kosten für Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen und Kosten für den Strombedarf der Windenergieanlagen zu den sonstigen Kosten gezählt. Hinzu kommen beispielsweise regelmäßig anfallende Posten wie Telekommunikationskosten sowie projektspezifische Posten wie das Monitoring von Fledermäusen und Avifauna oder Kosten für die Nutzung fremder Infrastruktur. Auch werden für die Flächenpflege sowie verschiedene Beiträge und Gebühren als sonstige Kosten genannt. Bei der Zuordnung kann es zu Überschneidungen mit den übrigen Kategorien kommen – so finden sich auch Kosten für Jahresabschluss, Steuerberatung und Prüfungen der Anlagen in den sonstigen Kosten, die in anderen Projekten der Betriebs- und Geschäftsführung zugeordnet wurden.

Fixe und variable Anteile der Betriebskosten

Die Betriebskosten, die oben als jährliche Zahlungen je kW installierter Leistung ausgewiesen sind, sind nicht immer tatsächlich als feste regelmäßige Zahlungen definiert. Abhängig von den vertraglichen Ausgestaltungen können verschiedene Kostenpositionen vom Energieertrag bzw. den erzielten Erlösen abhängen. Auch treten Mischformen mit fix definierten Mindestbeträgen pro Jahr und variablen Aufschlägen ab einem projektspezifisch definiertem Schwellenwert auf. Die fixen und variablen Anteile der Betriebskosten variieren dabei über die Projekte stark. Für den Zeitraum 2019 bis 2021 wurde im Mittel über alle Betriebsjahre ein fixer Betriebskosten-Anteil von 64 % und ein ertrags- bzw. erlösabhängiger Anteil von 36 % für einen mittleren Standort in der Datenbasis ermittelt. Im Rahmen der Stromgestehungskostenberechnung in Abschnitt 3.2 werden entsprechend für alle Standortgüten in der ersten Betriebsdekade fixe Betriebskosten in Höhe von jährlich 28 €/kW und variable Betriebskosten in Höhe von 6,1 €/MWh angesetzt. In der zweiten Dekade werden jährlich

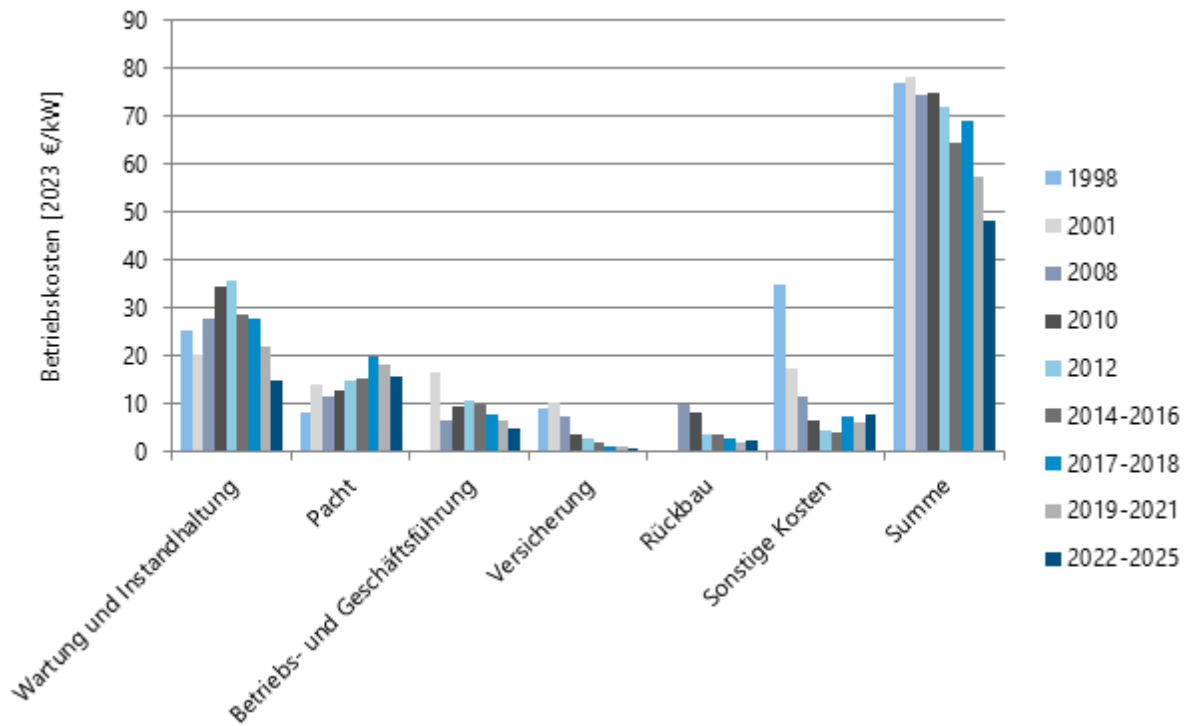
35 €/kW sowie 7,7 €/MWh angesetzt. Für Inbetriebnahmen im Zeitraum vom 2022 bis 2025 wurde im Mittel über alle Betriebsjahre ein fixer Betriebskosten-Anteil von 65 % und ein ertrags- bzw. erlösabhängiger Anteil von 35 % für einen mittleren Standort in der Datenbasis ermittelt. Daraus folgen in der ersten Betriebsdekade 29 €/kW fixe 6,2 €/MWh variable Kosten und in der zweiten Betriebsdekade 35 €/kW fixe und 7,4 €/MWh variable Kosten. Abhängig von der Standortgüte und den damit verbundenen Energieerträgen je Anlage und den jeweils erreichten Energieerträgen verschiebt sich das Verhältnis variabler zu fixen Kosten an den Gesamtbetriebskosten.

Die projektspezifisch vielfältigen vertraglichen Ausgestaltungsmöglichkeiten der Betriebskosten resultieren in einer großen Spannbreite von variablen und fixen Betriebskosten. Etwa die Hälfte der Datensätze zu fixen und variablen Kosten bewegen sich in einem Spektrum von 37 % fixen zu 63 % variablen Kosten bis zu 89 % fixen zu 11 % variablen Kosten. Diese Bandbreiten werden in einer Sensitivitätsanalyse in Abschnitt 3.4 betrachtet.

Kostenentwicklung im Zeitverlauf

Im Folgenden werden die Betriebskosten in einen längerfristigen Zeitverlauf eingeordnet. Abbildung 13 stellt die inflationsbereinigte⁴ Kostenentwicklung zwischen 1998 und 2022-2025 dar (alle Werte wurden auf das Jahr 2023 normiert). Hierbei wird deutlich, dass die Betriebskosten im Zeitverlauf tendenziell gesunken sind. Hinsichtlich der einzelnen Positionen der Betriebskosten ist größtenteils seit 2012 eine stetige Kostensenkung zu beobachten. Eine Ausnahme stellen die Pachtzahlungen dar, für die sich bis 2017/18 ein fast durchgängiger Trend zu Kostenerhöhungen gezeigt hat. Gegenüber der vorhergehenden Erhebung haben sich die Pachten für die Projekte aus 2019/20/21 in der Stichprobe etwas reduziert, liegen aber immer noch über den (inflationsbereinigten) Pachten der Projekte von 2014 bis 2016. Die Betriebskosten für den Zeitraum 2022 bis 2025 haben sich nominal kaum gegenüber dem vorhergehenden Zeitraum verändert, aufgrund der hohen Inflation und der auf das Jahr 2023 normalisiert dargestellten Werte zeigt sich real eine erhebliche Kostensenkung.

⁴ Betriebskosten für Zeiträume von mehr als einem Inbetriebnahmejahr wurden mit dem jeweiligen Mittelwert über den betrachteten Zeitraum inflationsbereinigt.



Datengrundlage: [DWG 2008, 2011, 2013; DWG in DWG & ZSW 2019; Eigene Erhebung]. Quelle: Eigene Darstellung
 Abbildung 13: Inflationsbereinigte spezifische Betriebskosten (Mittel über 20 Jahre Betriebsdauer) in 2023 €/kW im Zeitverlauf

3. Stromgestehungskosten im Förderzeitraum

Die Stromgestehungskosten stellen das Verhältnis zwischen den über die gesamte Nutzungsdauer einer Windenergieanlage anfallenden Kosten (Investitions- und Betriebskosten) und dem am Standort erzielbaren Energieertrag dar. Das heißt, sie weisen den im gesamten Lebenszyklus entstandenen Aufwand je erzeugter Kilowattstunde aus. Entsprechend werden die Stromgestehungskosten im Folgenden in ct/kWh ausgewiesen. Hinsichtlich der Anlagenlebensdauer werden vereinfacht 20 Jahre – entsprechend dem EEG-Förderungszeitraum – angenommen. Zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme heutiger Projekte wird teilweise bereits mit einer Betriebsdauer von 25 Jahren gerechnet. Die tatsächliche Entscheidung bezüglich des Betriebs über 20 Jahre hinaus hängt jedoch von den Rahmenbedingungen sowie dem technischen Zustand der Anlage nach 20 Jahren Betriebsdauer ab und wird zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme in der Regel noch nicht final getroffen.

Ziel der Berechnungen ist es, einen möglichst repräsentativen Durchschnitt der Stromgestehungskosten darzustellen. Aufgrund der beträchtlichen Anzahl verschiedenster Projekte kann jedoch nie die gesamte Bandbreite der Projektkonstellationen im Markt abgebildet werden. Die erzielbaren Erträge variieren beispielsweise mit der angenommenen Technologie, aber vor allem mit den zugrunde gelegten Standortbedingungen. Da diese deutschlandweit sehr unterschiedlich ausfallen, erfolgen Berechnungen für unterschiedliche Standortgüten. Für alle Standortgüten werden durchschnittliche Kostenannahmen, teilweise variierend je nach Standortgüte, zugrunde gelegt. Trotz all dieser Maßnahmen zur Annäherung an die Realität ist stets einschränkend zu beachten, dass die Stromgestehungskosten stark projektspezifisch sind und somit die ausgewiesenen durchschnittlichen Ergebnisse durch eine hohe Streuung gekennzeichnet sind. In den ergänzenden Sensitivitäts- sowie Bandbreitenbetrachtungen wird dies adressiert.

Die Stromgestehungskosten werden jeweils für verschiedene Standortgüten berechnet. Im EEG werden die anzulegenden Werte aus den Zuschlagswerten mittels unterschiedlicher Korrekturfaktoren ermittelt. Diese werden zwischen 50 % und 150 % Standortgüte differenziert. Die in den tatsächlich aktuell installierten Projekten erreichte maximale Standortgüte liegt deutlich unter dem Maximalwert dieser Bandbreite. Projekte mit einer Standortgüte unter 50 %, und damit unterhalb des durch das Referenzertragsmodell abgedeckten Bereichs, treten hingegen gemäß Marktstammdatenregister vereinzelt auf. In den folgenden Betrachtungen der Stromgestehungskosten wird entsprechend des tatsächlichen Zubaus und der vorhandenen Definitionen im EEG ein Bereich von 50 % bis 150 % Standortgüte abgebildet. Zur Verdeutlichung, dass Projekte ab 120 % praktisch nicht real auftreten, ist der Bereich zwischen 120 % und 150 % Standortgüte als nicht relevanter Bereich gekennzeichnet.

3.1. Methodik der Stromgestehungskostenberechnung

Im Folgenden wird die grundlegende Methodik zur Berechnung der Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten an Land näher erläutert. Die Höhe der Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten hängt maßgeblich von folgenden Parametern ab:

- Technologie (Leistung, Rotordurchmesser, Nabenhöhe der Windenergieanlage)
- Energieertrag (Windhöflichkeit des Standorts, Verfügbarkeit / genehmigungsrechtliche Abregelungen -> Standortgüte)

- Investitionskosten (Hauptinvestitionskosten (Windenergieanlage inkl. Fundament und Installation), Investitionsnebenkosten)
- Betriebskosten über die gesamte Nutzungszeit von 20 Jahren
- Finanzierungsbedingungen (Anteil von Fremd- und Eigenkapitalfinanzierung, Finanzierungslaufzeit, Fremdkapitalzins)

Einige der Parameter beeinflussen sich dabei gegenseitig. So beeinflusst beispielsweise die Technologieauswahl den späteren Energieertrag sowie die Investitionskosten und die Betriebskosten hängen teilweise vom Energieertrag ab.

Für die genannten Parameter müssen möglichst repräsentative Annahmen definiert werden, um zu einer Aussage bezüglich typischer Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten innerhalb einer 20-jährigen Betriebszeit zu gelangen. Die Anlagentechnologie in Zusammenhang mit den vorausgesetzten Windbedingungen eines Beispielstandorts führt zu einer Annahme für den erzielbaren jährlichen Energieertrag, der dann über die 20-jährige Betriebsdauer zugrunde gelegt wird. Gleichzeitig spielt die gewählte Anlagentechnologie eine entscheidende Rolle bei den Annahmen im Bereich der Hauptinvestitionskosten. Diese werden aus der Datenerhebung für die entsprechende Technologie abgeleitet. Die Investitionsnebenkosten stellen den Durchschnittswert aus der Datenerhebung für die betrachteten Inbetriebnahmejahre dar, ebenso wie die Annahmen zu fixen und variablen Betriebskosten und Finanzierungsannahmen. Weiterhin wird eine Standard-Annahme der jährlichen Preissteigerung (2 %) getroffen. Auf Basis der Kapitalwertmethode können im Folgenden für unterschiedlich windhöfliche Standorte (charakterisiert durch ihre Standortgüte) durchschnittliche Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten bestimmt werden. Die Berechnung von Stromgestehungskosten basiert hierbei auf der folgenden grundlegenden Formel:

$$StGK = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}}{(1+i)^t}}$$

Dabei ist:

$StGK$	Durchschnittliche Stromgestehungskosten in Gesamtnutzungsdauer [€/MWh]
I_0	Gesamtinvestition [€]
A_t	Betriebskosten zum Zeitpunkt t [€]
M_{el}	jährlicher Energieertrag [MWh]
i	kalkulatorischer Zinssatz [%]
n	Nutzungsdauer in Jahren
t	Jahr der Nutzungsdauer

Für die Ermittlung der Stromgestehungskosten im Kontext der EEG-Förderung und technologiespezifischen Kostenaspekte der Windenergie an Land sind im Modell einige Anpassungen vorgenommen worden, die es erlauben, zusätzliche Details der Kostenstrukturen zu berücksichtigen. Um die im Fördersystem implementierte nicht inflationierte Einnahmeseite zu reflektieren, erfolgt eine Diskontierung der Erlöspotenziale. Zur Betrachtung der unterschiedlichen Standortgüten wird zwischen fixen und variablen Betriebskosten unterschieden. Zudem erfolgt eine differenzierte Annahme für die Betriebskosten in der ersten und zweiten Betriebsdekade. Sollte dies zukünftig wieder notwendig werden, kann im Modell zudem eine verkürzte Tilgungsdauer des Fremdkapitals angenommen werden und zur Berücksichtigung von Zinsbindungszeiträumen unterhalb der Finanzierungszeiträume können im Zeitverlauf unterschiedliche Fremdkapital-Zinssätze

berücksichtigt werden. Abhängig von den Annahmen zur Stromgestehungskostenberechnung können diese zusätzlichen Einflussfaktoren einkalkuliert werden. Die jeweils getroffenen Annahmen werden dabei im folgenden Abschnitt zusammengefasst.

3.2. Eingangparameter und mittlere Stromgestehungskosten

Im Folgenden werden mittlere Stromgestehungskosten für das Jahr 2022 ermittelt. Die Auswahl der **Anlagentechnologie** beruht dabei auf tatsächlich im Betrachtungszeitraum installierten bzw. genehmigten Anlagenkonfigurationen.. Aus diesen Windenergieanlagen wurde ein mittlerer Anlagentyp ermittelt, der vereinfachend über die gesamte Bandbreite an Standorten im Basisszenario eingesetzt wird. Für Standortgüten von 60 bis 90 % wurden in der Zubauanalyse im Mittel kaum Abweichungen zwischen den dort installierten Anlagenkonfigurationen festgestellt. Anlagen an Standorten mit höherer Standortgüte wurden im aktuellen Zubau vorrangig in Schleswig-Holstein gemeldet – hier wurden insgesamt Windenergieanlagen installiert, die über eine geringere Nabenhöhe und Gesamthöhe verfügen. Für vereinzelte Anlagenstandorte mit sehr geringer Standortgüte wurden Anlagen mit niedrigerer Nennleistung genutzt. Standorte deutlich jenseits der 120 %-Standortgüte wurden im aktuellen Zubau nicht erfasst. Insgesamt gilt, dass an jeder Standortgüte aus verschiedenen Gründen vom Durchschnitt abweichende Technologien installiert werden könnten. Vom Basisszenario abweichende Anlagenkonfigurationen werden in den Sensitivitätsbetrachtungen in Abschnitt 3.3 adressiert.

Die **Hauptinvestitionskosten** werden gemäß der in Abschnitt 2.2 dargestellten Ergebnisse der Datenerhebung aus den Trendlinien der spezifischen Hauptinvestitionskosten in Abhängigkeit der spezifischen Flächenleistung, der Nabenhöhe und der Nennleistung abgeleitet. Über alle Standortgüten wird eine mittlere Anlagenkonfiguration angesetzt.

Die **Energieerträge** ergeben sich in Abhängigkeit von der Nabenhöhe und der spezifischen Flächenleistung entsprechend der in der Kostendatenerhebung berücksichtigten Technologien. Der Referenzertrag der mittleren Anlagenkonfiguration wird hieraus abgeleitet und dieser auf die unterschiedlichen Standortgüten umgerechnet. Somit sind die angegebenen Energieerträge als jene Erträge zu verstehen, die für die mittlere Anlage bei dieser Standortgüte tatsächlich generiert werden (inkl. fiktiver Erträge z. B. aus Zeiten mit Einspeisemanagement). Zu beachten ist, dass sich der mögliche Ertrag und somit die Standortgüte nicht allein aus dem Windpotential eines Standorts ableitet. Abregelungen, die beispielsweise aus genehmigungsrechtlichen Gründen erfolgen, senken sowohl Energieertrag als auch Standortgüte. Die angegebene Standortgüte bildet damit den Standort nach entsprechenden Abregelungen ab. Anders verhält es sich mit aus dem Einspeisemanagement resultierenden Abregelungen. Diese werden entschädigt und als fiktive Strommengen auf den tatsächlichen Energieertrag aufgeschlagen, sie wirken sich somit nicht senkend auf die Standortgüte aus.

Zu den **Investitionsneben- und Betriebskosten** liegen Daten aus der Projektierer-Erhebung, wie in den Abschnitten 2.3 und 2.5 dargestellt, vor. Die Investitionsnebenkosten werden über alle Standortgüten identisch angesetzt. Die Betriebskosten werden hinsichtlich variabler und fixer Bestandteile im jeweils ermittelten Verhältnis von fixem und variablem Anteil bezogen auf den mittleren Standort in der Datenbasis angesetzt. So ergeben sich aus den mittleren Betriebskosten fixe Anteile je installierten kW und variable Anteile, die in Abhängigkeit von jeweiligem Energieertrag der Windenergieanlagen, an Gewicht gewinnen oder verlieren.

Über die Standortgütern in der Stromgestehungskostenanalyse verändert sich das Verhältnis entsprechend mit der jeweils betrachteten Standortgüte. Eine Sensitivitätsbetrachtung hinsichtlich der fixen und variablen Anteile der Betriebskosten erfolgt in Abschnitt 3.4.

Die **Finanzierungsannahmen** für den Basisfall sind entsprechend der Projektierer- und Bankenbefragung in Abschnitt 2.4 festlegt. Während der Eigenkapitalanteil über die Standortgütern variiert wird – Standorte mit höherer Standortgüte bringen weniger Eigenkapital ein – bleiben der angesetzte Fremdkapitalzins und die angenommene Eigenkapitalverzinsung über die Standortgütern identisch. Die Zinsbindung wird über die gesamte Finanzierungsdauer gehalten. Als Tilgungsdauer für das Fremdkapital werden 20 Jahre angenommen. Für den Inbetriebnahmezeitraum ab 2022 werden schlechtere Finanzierungsbedingungen anzunehmen als für Inbetriebnahme von 2019 bis 2021.

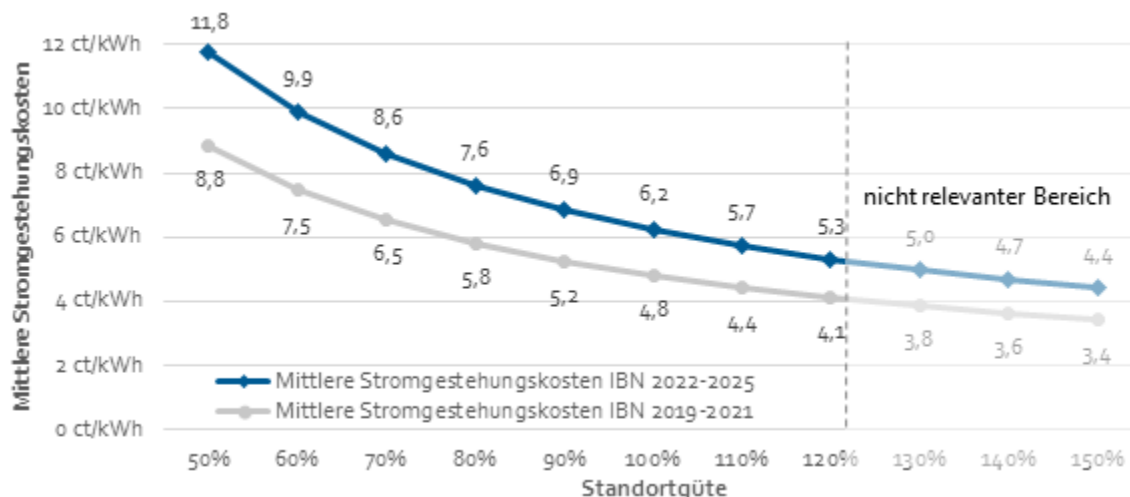
Die Eingangsparameter der Stromgestehungskostenberechnung sind in Tabelle 1 aufgeführt. Abweichungen für die Sensitivitätsanalyse sind in den entsprechenden Kapiteln dargestellt oder prozentual ausgehend von den hier definierten Eingangsparametern angenommen.

Tabelle 1: Grundannahmen zur Stromgestehungskostenberechnung

Mittlere Anlagenkonfiguration:	2019-2021	2022-2025
Nennleistung*:	3,7 MW	4,8 MW
Nabenhöhe:	137 m	141 m
Rotordurchmesser:	127 m	143 m
Gesamthöhe*:	200 m	213 m
Spezifische Flächenleistung:	293 W/m ²	298 W/m ²
Investitionskosten und Volllaststunden:		
Hauptinvestition	936 €/kW	1.144 €/kW
Investitionsnebenkosten	485 €/kW	546 €/kW
Volllaststunden am Referenzstandort	3.389 h	3.354 h
Betriebskosten:		
Fixe jährliche Betriebskosten - 1. Dekade	28 €/kW/a	29 €/kW/a
Variable Betriebskosten - 1. Dekade	6,2 €/MWh	6,2 €/MWh
Fixe jährliche Betriebskosten - 2. Dekade	35 €/kW/a	35 €/kW/a
Variable Betriebskosten - 2. Dekade	7,6 €/MWh	7,4 €/MWh
Finanzierungsannahmen:		
Eigenkapitalanteil	19 % bis 14% (für 50 % bis 120 % Standortgüte)	24 % bis 19% (für 50 % bis 120 % Standortgüte)
Fremdkapitalanteil	81 % bis 86% (für 50 % bis 120 % Standortgüte)	76 % bis 81% (für 50 % bis 120 % Standortgüte)
Eigenkapitalverzinsung	8,00%	8,00%
Fremdkapitalzinssatz	2,3%	5,4 %
Tilgungsdauer FK	20 Jahre	20 Jahre

** Nennleistung und Gesamthöhe resultieren aus Nabenhöhe, Rotordurchmesser und spezifischer Flächenleistung der angenommenen Windenergieanlage.*

In Abbildung 14 werden die ermittelten Stromgestehungskosten der Windenergie an Land entsprechend den oben erläuterten Eingangsparametern und der in Abschnitt 3.1 beschriebenen Methodik dargestellt. Die Stromgestehungskosten sinken mit der Standortgüte deutlich. Durch den einheitlich verwendeten Anlagentyp entspricht die Steigerung der Standortgüte im gleichen Maße einer Steigerung der Energieerträge am jeweiligen Standort. Entsprechend verteilen sich die anfallenden Kosten bei höherer Standortgüte auf größere Energieerträge und senken somit die Kosten je erzeugter Kilowattstunde.



Datengrundlage: Eigene Erhebung und Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 14: Mittlere Stromgestehungskosten 2019-2021 und 2022-2025 nach Standortgüte

Unter Annahme der oben beschriebenen Eingangsparameter ergeben sich für den 100 %-Standort, bei dem es sich bereits um einen überdurchschnittlich guten Standort handelt, im Mittel Stromgestehungskosten für Inbetriebnahmen im Zeitraum 2019 bis 2021 von 4,8 ct/kWh über eine Betriebsdauer von 20 Jahren. Die mittleren Kosten liegen bei den weiter verbreiteten niedrigeren Standortgüten (vgl. Abschnitt 3.1) entsprechend höher und steigen z. B. am 60 %-Standort auf 7,5 ct/kWh. Für den in die Zukunft gerichteten Zeitraum von 2022 bis 2025 ergeben sich auf Basis der Ende 2022 vorliegenden Datenbasis Stromgestehungskosten von 6,2 ct/kWh am 100% Standort. Im Vergleich zur Stromgestehungskostenberechnung 2019-2021 sind die durchschnittlichen Stromgestehungskosten in allen Standortklassen deutlich gestiegen. Abhängig von der Standortgüte beträgt die Steigerung 30 bis 33 %. Die niedrigen Standortgüten sind hierbei noch etwas stärker betroffen als die sehr guten Standortklassen. Gründe für die beobachteten Kostensteigerungen sind die aufgrund der Entwicklungen an den Rohstoff- und Zulieferermärkten gestiegenen Hauptinvestitionskosten sowie die spürbar gestiegenen Fremdkapitalzinsen. Effizienzsteigerungen in einigen Bereichen wirken den erheblichen Kostensteigerungen in anderen Bereichen entgegen. Aufgrund der dynamischen Entwicklungen, unter anderem hinsichtlich der Finanzierungskosten, unterliegen die angesetzten Kosten für den Inbetriebnahmezeitraum von 2022 bis 2025 einer erhöhten Unsicherheit. Grundsätzlich handelt es sich für beide Betrachtungszeiträume bei den angegebenen Kosten um mittlere Stromgestehungskosten. Abhängig von den jeweils projektspezifischen Gegebenheiten können die tatsächlichen Kosten teils deutlich abweichen. In den Sensitivitätsanalysen sowie einer Bandbreitenbetrachtung in den folgenden Abschnitten wird betrachtet, wie sich die Stromgestehungskosten unter anderen Projektgegebenheiten verändern können.

Die hier vorgestellten aktualisierten Stromgestehungskosten, die auf Basis der zum Berichtszeitpunkt vorliegenden Datenbasis für den Zeitraum 2022 bis 2025 ermittelt wurden, liegen etwas unterhalb der zuletzt im Rahmen eines Kurzpapiers (veröffentlicht Dezember 2022) ermittelten Kosten. [vgl. DWG 2022]. Zurückzuführen ist dies insbesondere darauf, dass die Betriebskosten und Investitionsnebenkosten gemäß der zum Berichtszeitpunkt vorliegenden Daten weniger stark gestiegen sind als im Dezember 2022 angenommen, da diese Daten damals auf Basis der erwarteten Inflationsentwicklung auf das Inbetriebnahmejahr 2025 hochgerechnet werden mussten, während für die aktualisierte Kostendatenermittlung die im Rahmen der Datenerhebung für den Gesamtzeitraum

2022 bis 2025 erhobenen Kosten zugrunde gelegt werden konnten. Die erwartete Eigenkapitalrendite musste zudem Ende 2022 wegen des erhöhten Risikos mit einem höheren Wert angenommen werden, und konnte nun aufgrund der durch die Anpassung der Höchstwerte in den Ausschreibungen wiederhergestellten Erlössicherheit wieder auf das zuvor übliche Niveau gesenkt werden. Zudem wurde die Technologieauswahl auf den aktuellen Stand angepasst.

3.3. Sensitivitätsanalysen zur installierten Anlagenkonfiguration

Die Analyse des aktuellen Zubaus und der bereits genehmigten bzw. bezuschlagten Windenergieanlagen an Land in Deutschland zeigt eine erhebliche Bandbreite hinsichtlich der gewählten Anlagenkonfiguration auf. Die Analyse der Hauptinvestitionskosten zeigt auf der anderen Seite, dass Kosten und Energieerträge (dargestellt als Volllaststunden am Referenzstandort) von eben dieser Technologieauswahl abhängen. Aus diesem Grund wird im Folgenden eine Sensitivitätsanalyse hinsichtlich der installierten Anlagenkonfiguration durchgeführt. Berücksichtigt werden unterschiedliche Gesamthöhenklassen, unterschiedliche Leistungsklassen sowie unterschiedliche Klassen der spezifischen Flächenleistung bezogen auf den tatsächlichen Zubau 2022 und die bis zum Ende des ersten Quartals 2023 genehmigten Windenergieanlagen. Neben den mittleren Konfigurationen der Windenergieanlagen in einer Klasse ist in Tabelle 2 jeweils der Anteil von Anlagen dieser Klasse an den insgesamt betrachteten Anlagen dargestellt. Die gesamte Konfiguration der Anlagen in den jeweiligen Technologiegruppen verdeutlicht, wie steigende Nennleistung, Nabenhöhe und Rotordurchmesser sowie sinkende spezifische Flächenleistung miteinander korrelieren. Entsprechend der tatsächlichen Entwicklung der Anlagen spiegelt die Sensitivitätsbetrachtung somit wider, dass zwischen den einzelnen Konfigurationsstellschrauben Zusammenhänge bestehen und am Markt nicht jede Kombination aus Anlageneigenschaften verfügbar ist. Die Sensitivitäten stellen entsprechend auch nicht die Extremwerte der verfügbaren Technologie dar, sondern das jeweilige Mittel in einer Technologiegruppe. Alle im folgenden berechneten Sensitivitäten beziehen sich auf den Installationszeitraum von 2022 bis 2025.

Tabelle 2: Eingangparameter zur Stromgestehungskostenberechnung für unterschiedliche Technologiegruppen im Jahr 2022 in Betrieb genommener und genehmigter Windenergieanlagen

Mittlere Anlagenkonfiguration:	GH ≤ 150	GH > 150 und ≤ 200	GH > 200 und ≤ 250	2 MW-Klasse	3 MW-Klasse	4 MW-Klasse	5 MW-Klasse	≥ 6 MW-Klasse	SFL < 275 W/m ²	275 W/m ² ≤ SFL < 325 W/m ²	SFL ≥ 275 W/m ²
	Nennleistung*:	3,6 MW	4,5 MW	5,1 MW	2,6 MW	3,5 MW	4,4 MW	5,7 MW	6,3 MW	4,5 MW	4,7 MW
Nabenhöhe:	90 m	123 m	162 m	123 m	129 m	137 m	151 m	150 m	149 m	144 m	129 m
Rotordurchmesser:	115 m	138 m	150 m	100 m	124 m	138 m	155 m	160 m	150 m	143 m	134 m
Gesamthöhe*:	147 m	192 m	237 m	173 m	191 m	205 m	229 m	230 m	224 m	216 m	196 m
Spezifische Flächenleistung:	352 W/m ²	301 W/m ²	288 W/m ²	332 W/m ²	290 W/m ²	294 W/m ²	296 W/m ²	314 W/m ²	258 W/m ²	291 W/m ²	351 W/m ²

Hauptinvestitionskosten und Volllaststunden

Volllaststunden am Referenzstandort:	2.783 h	3.217 h	3.535 h	3.096 h	3.295 h	3.337 h	3.411 h	3.355 h	3.559 h	3.403 h	3.062 h
	Hauptinvestition:	1.129 €/kW	1.143 €/kW	1.148 €/kW	1.192 €/kW	1.183 €/kW	1.159 €/kW	1.120 €/kW	1.094 €/kW	1.173 €/kW	1.150 €/kW

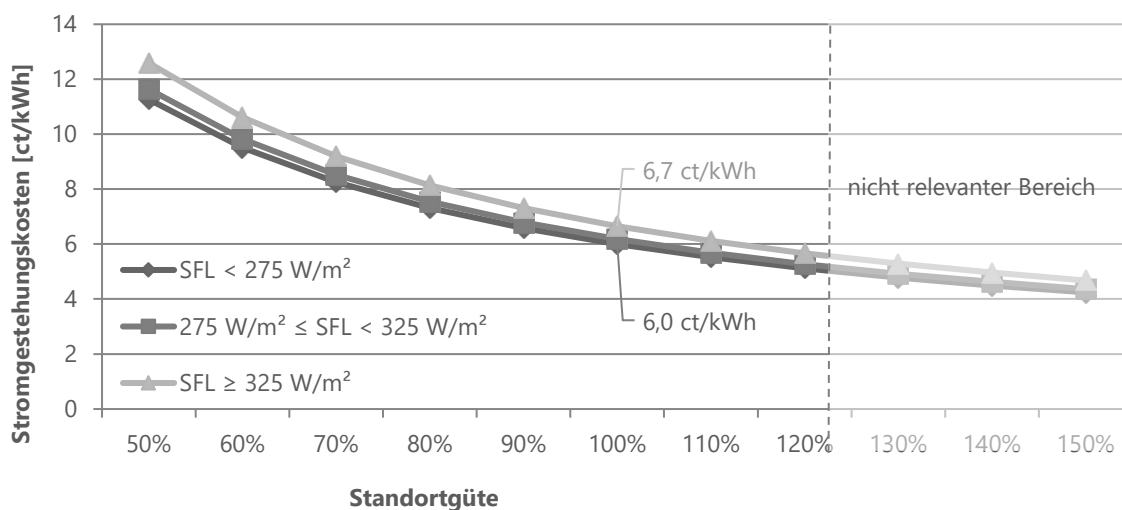
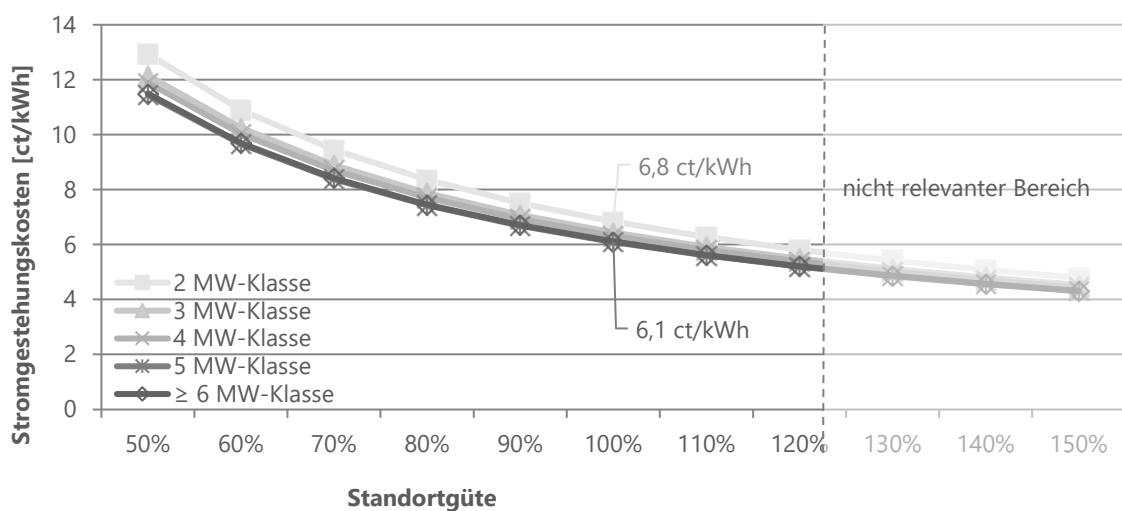
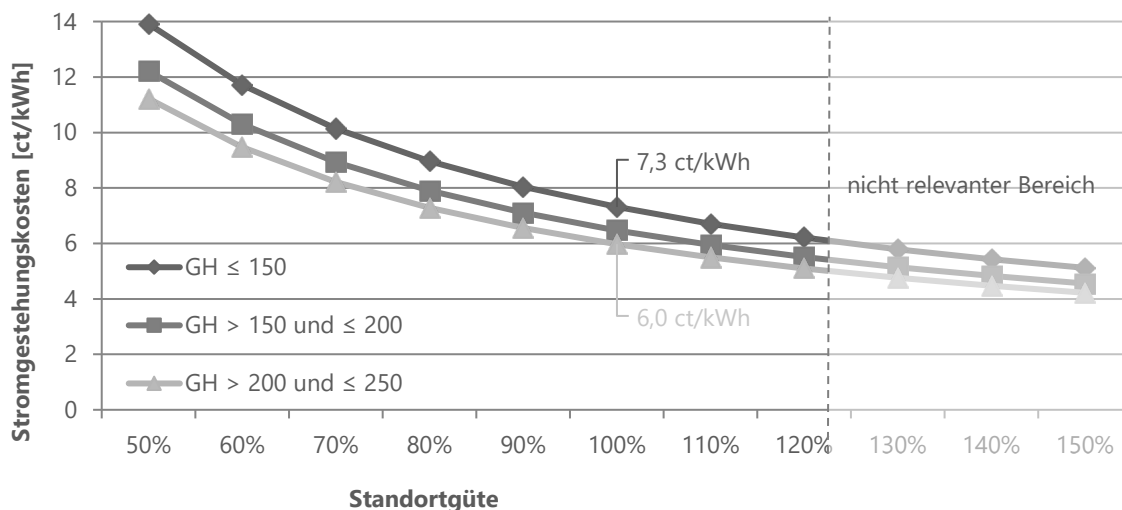
Mittlere Anlagen-konfiguration:	GH ≤ 150	GH > 150 und ≤ 200	GH > 200 und ≤ 250	2 MW-Klasse	3 MW-Klasse	4 MW-Klasse	5 MW-Klasse	≥ 6 MW-Klasse	SFL < 275 W/m ²	275 W/m ² ≤ SFL < 325 W/m ²	SFL ≥ 275 W/m ²
Anteil der Klasse an betrachteten WEA											
Anteil:	9%	37%	54%	4%	17%	31%	35%	13%	29%	43%	28%

* Nennleistung und Gesamthöhe resultieren aus Nabenhöhe, Rotordurchmesser und spezifischer Flächenleistung der angenommenen Windenergieanlage.

Datengrundlage: [MaStR 2023; Eigene Erhebung; Eigene Berechnung].

Für die unterschiedlichen in Tabelle 2 dargestellten Technologiegruppen wurden im Folgenden unter gleichbleibenden Annahmen zu Investitionsnebenkosten, Betriebskosten und Finanzierungsparametern die jeweiligen mittleren Stromgestehungskosten errechnet.

In Abbildung 15 ist dargestellt, wie sich die Kosten für unterschiedliche Technologiegruppen verändern. Es zeigt sich deutlich, dass die mittleren Stromgestehungskosten für Technologien mit geringen Gesamthöhen deutlich über jenen höherer Anlagen liegen. Verglichen mit den mittleren Stromgestehungskosten über den Gesamtzubau liegen die Kosten für Anlagen mit einer Gesamthöhe unter 150 m um 18 % (im Mittel über Standortgüten von 50-120 %) deutlich höher als die Stromgestehungskosten höherer Windenergieanlagen. Geringer fällt der Effekt für Windenergieanlagen aus kleineren Leistungsklassen aus, da Nabenhöhe und spezifische Flächenleistung über die Klassen enger beieinander liegen. Nur die kaum noch auf dem Markt vertretenen Windenergieanlage der 2 MW-Klasse haben um 10 % höhere Stromgestehungskosten als die durchschnittliche Anlage, die 3 MW Klasse liegt 3 % über dem Schnitt und die 4-MW Klasse 1 % darüber. Die mittleren Anlagen der 5 und 6-MW-Klasse haben um 2-3 % niedrigere Stromgestehungskosten. Es ist dabei darauf hinzuweisen, dass in der berechneten Sensitivität ausschließlich die Hauptinvestitionskosten angepasst wurden. Anlagen mit niedrigerer spezifischer Flächenleistung, die zugleich im Mittel eine größere Gesamthöhe besitzen, weisen bei gleicher Standortgüte etwas geringere Stromgestehungskosten auf als solche mit höherer spezifischer Flächenleistung und niedrigerer Gesamthöhe, obwohl die Hauptinvestitionskosten je Kilowatt geringer sind. Die deutlich höhere Auslastung bei gleicher Standortgüte, die mit niedrigerer spezifischer Flächenleistung erzielt werden kann, kompensiert die höheren Investitionskosten.



Datengrundlage: Eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 15: Mittlere Stromgestehungskosten nach Standortgüte bei unterschiedlichen Gesamthöhenklassen, Nennleistungsklassen und Klassen der spezifischen Flächenleistung

In der Realität kann der Vergleich zwischen unterschiedlichen Technologien nicht allein auf Basis der Standortgüte erfolgen. An einem Standort, an dem das Windprofil von dem im EEG definierten Referenzstandort abweicht, können aus der Auswahl unterschiedlicher Anlagenkonfigurationen auch

unterschiedliche Standortgütern resultieren. Zudem ist ein Projektentwickler nicht immer frei in der Auswahl einer bestimmten Anlagentechnologie. Beispielsweise liegen am Standort beschränkende Faktoren vor, die Anlagen über eine bestimmte Gesamthöhe hinaus nicht zulassen (z. B. durch an die Anlagenhöhe gekoppelte Abstandsregelungen). Für jedes Projekt wird unter Berücksichtigung vieler Faktoren die bestmögliche Anlagentechnologie ausgewählt. In der aktuellen Marktsituation – geprägt durch unterzeichnete Ausschreibungen und Zuschlagswerte nah am Höchstwert – können auch Standorte mit Restriktionen, beispielsweise hinsichtlich der Anlagenhöhe, bei der Technologieauswahl realisiert werden. Bei zunehmendem Wettbewerb haben solche Standorte tendenziell schlechtere Aussichten auf einen wirtschaftlichen Zuschlag.

Es ist darauf hinzuweisen, dass für alle betrachteten Technologieklassen projektspezifische Unterschiede hinsichtlich aller weiteren Kostenparameter auftreten. Diese beeinflussen projektspezifische Stromgestehungskosten und können dazu führen, dass ein Projekt mit nachteiliger Anlagenkonfiguration aufgrund insgesamt vorteilhafter Kostenstrukturen günstiger ist als ein Projekt mit Anlagen der modernsten und größten Anlagengeneration. Die Sensitivität der mittleren Stromgestehungskosten hinsichtlich der übrigen Eingangsparameter wird in Abschnitt 3.6 behandelt.

3.4. Sensitivitätsanalysen zu fixen und variablen Betriebskosten

Die Betriebskosten von Windenergieanlagen weisen sowohl fixe als auch variable Bestandteile auf. Die projektspezifische Ausgestaltung der die Betriebskosten bestimmenden Verträge obliegt dabei den jeweiligen Vertragspartnern (Projektentwickler/Betreiber und Verpächter/Betriebsführer/Wartungsunternehmen etc.) und ihren Vorstellungen. Dabei können neben fixen und ertrags- oder erlösabhängigen variablen Kosten auch Mischformen definiert werden, in denen zum Beispiel Mindestwerte definiert sind. Projektspezifisch ergeben sich folglich unterschiedliche Verteilungen zwischen fixen und variablen Kosten. In der folgenden Sensitivitätsbetrachtung wird das Verhältnis fixer zu variablen Kosten bezogen auf den mittleren Standort variiert. Die Gesamthöhe der Betriebskosten an eben diesem Standort verbleibt konstant – somit sind auch die Stromgestehungskosten bei unveränderten weiteren Eingangsparametern identisch mit dem Basisfall. Bei höherem Energieertrag sinken die Stromgestehungskosten bei größerem Fixkostenanteil. Größere variable Kostenbestandteile sind vorteilhaft für Standorte mit niedrigeren Energieerträgen.

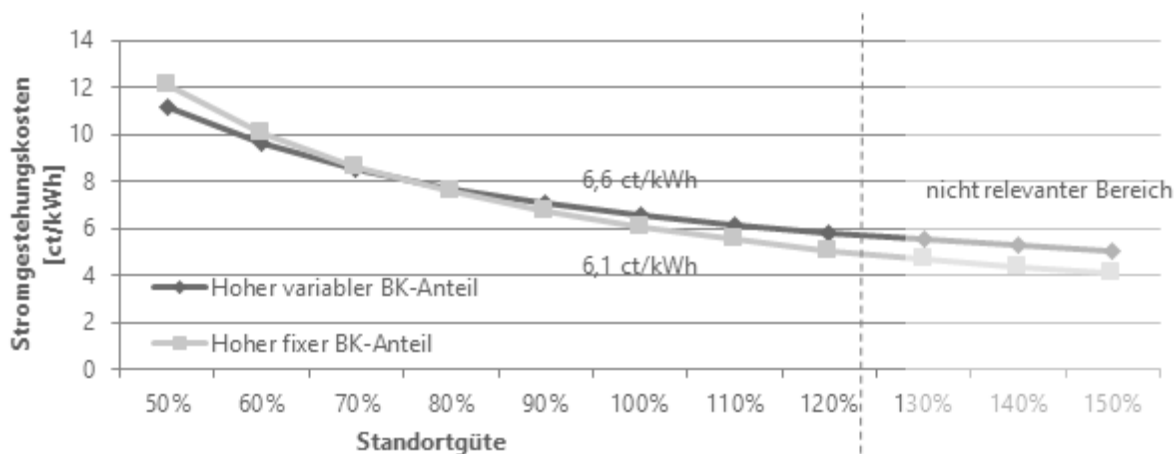
Die Bandbreite der angenommenen fixen und variablen Anteile an den Betriebskosten orientiert sich an der Bandbreite, die für 80 % der Standorte von den Projektentwicklern angegeben wurde, und reicht von einem variablen Anteil von 10 % bis 95 %, beziehungsweise einem fixen Anteil von 90 % bis 5 % an den Betriebskosten. Die resultierenden Betriebskostenannahmen sind in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: Eingangsparemeter zur Stromgestehungskostenberechnung für unterschiedliche Anteile fixer und variabler Betriebskosten

	Hoher variabler BK-Anteil	Hoher fixer BK-Anteil
Anteil fix am mittleren Standort	10%	95%
Anteil variabel am mittleren Standort	90%	5%
Fixe Betriebskosten - 1. Dekade	4 €/kW	42 €/kW
Variable Betriebskosten - 1. Dekade	16,1 €/MWh	0,9 €/MWh
Fixe Betriebskosten - 2. Dekade	5 €/kW	50 €/kW
Variable Betriebskosten - 2. Dekade	19,2 €/MWh	1,1 €/MWh

Datengrundlage: Eigene Erhebung.

In Abbildung 16 wird deutlich, wie sich der Verlauf der Stromgestehungskosten über die Standortgütekategorien bei geänderten Annahmen zu fixen und variablen Kosten ändert und die Kurve bei einem höheren variablen Anteil abflacht. Relativierend muss berücksichtigt werden, dass bei realen Projekten im Rahmen der Verhandlung von Verträgen zu den Betriebskosten die erwarteten Energieerträge bekannt sind und somit auch in der Gesamthöhe der Kosten berücksichtigt werden können. Variable Kostenanteile verringern dabei das Risiko hoher absoluter Kosten in ertragsschwachen Jahren, während definierte Mindestanteile den Vertragspartner nach unten hin absichern.



Datengrundlage: Eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 16: Mittlere Stromgestehungskosten nach Standortgüte bei hohen fixen und hohen variablen Anteilen der Betriebskosten

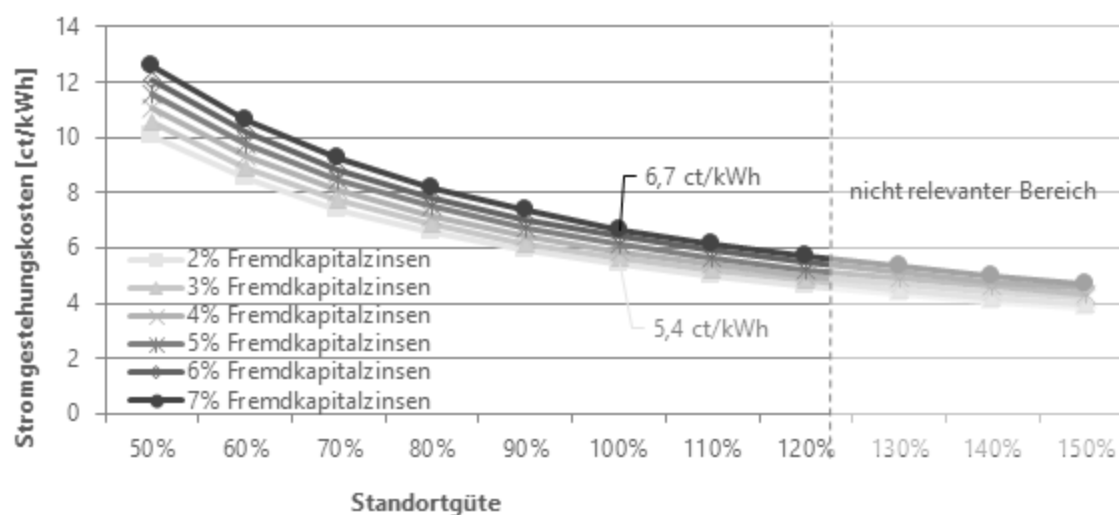
3.5. Sensitivitätsanalysen zu Fremdkapitalzinsen

Nach einer langen Nullzinsphase des Leitzinses der Europäischen Zentralbank, die die sehr kostengünstige Finanzierung von Windenergieprojekten im Rahmen der stark Fremdkapital geprägten Projektfinanzierung, ermöglicht hat, sind die Zinsen innerhalb des letzten Jahres erheblich gestiegen. Der Anstieg der Leitzinsen hat auch die für Windenergie Projekte angebotenen Finanzierungsprogramme wie zum Beispiel der KfW erheblich ansteigen lassen⁵. Steigen die

⁵ Die Leitzinsen sind nach Ende des Betrachtungszeitraums weiter angestiegen, die KfW-Zinsen folgten nicht direkt mit vergleichbaren Steigerungen. Anstiege im weiteren Zeitverlauf sind jedoch nicht auszuschließen.

Leitzinsen weiter, können auch die Finanzierungskosten der Windenergieprojekte weiter zunehmen. Im Basisszenario der Stromgestehungskosten Berechnung wurden Zinsen angesetzt, die an die Entwicklung der KfW-Zinsen für Finanzierungen mit 20-jähriger Zinsbindung im Betrachtungszeitraum angelehnt wurden. Verändern sich diese kann das erheblichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten haben. Aufgrund der aktuellen Marktdynamik muss insbesondere eine weitere Zinssteigerung befürchtet werden.

In Abbildung 17 sind die Stromgestehungskosten bei Fremdkapitalzinsen von 2 % bis 7 % dargestellt. Zinssätze um 2 % waren von Mitte 2019 bis Anfang 2022 üblich, bis Anfang 2023 stiegen die Zinssätze auf über 5 %. Die weitere Entwicklung ist unklar, birgt aber ein erhebliches Risiko zu weiteren Zinssteigerung. Die Sensitivitätsberechnungen wurden unter alleiniger Veränderung der Fremdkapitalzinssätze durchgeführt. Je Prozentpunkt Zinserhöhung steigen die Stromgestehungskosten um 4 – 5 %. Alle weiteren Faktoren sind gleichbleibend. Das schließt die angesetzte Eigenkapitalverzinsung ein. Tatsächlich steigen mit den steigenden Leitzinsen auch die Renditeerwartungen von Investoren an, dies führt zu zusätzlichen Kostensteigerungen, die im Folgenden nicht ausgewiesen sind.



Datengrundlage: Eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 17: Mittlere Stromgestehungskosten nach Standortgüte unterschiedlichen Fremdkapitalzinsen

3.6. Sensitivitätsanalysen zu weiteren Parametern

In der letzten Sensitivitätsbetrachtung werden weitere Eingangsparameter der Stromgestehungskostenberechnung variiert. Die ausgewählte Technologie und die entsprechenden Energieerträge bleiben dabei unverändert, während jeweils ein Parameter nach oben und unten angepasst wird. Die Investitions- und Betriebskostenparameter werden jeweils einzeln in Höhe der Standardabweichung variiert, die im Rahmen der Kostendatenerhebung ermittelt wurde (vergleiche Abschnitt 2). Im Bereich der Finanzierungsbedingungen (Eigenkapitalanteil und Fremdkapitalzins) werden Variationen durchgeführt, die in heutigen Projekten auftreten können. Im Detail erfolgt die Sensitivitätsberechnung für folgende einzeln veränderte Eingangsparameter:

- Hauptinvestitionskosten ($\pm 12\%$)
- Investitionsnebenkosten ($\pm 28\%$)

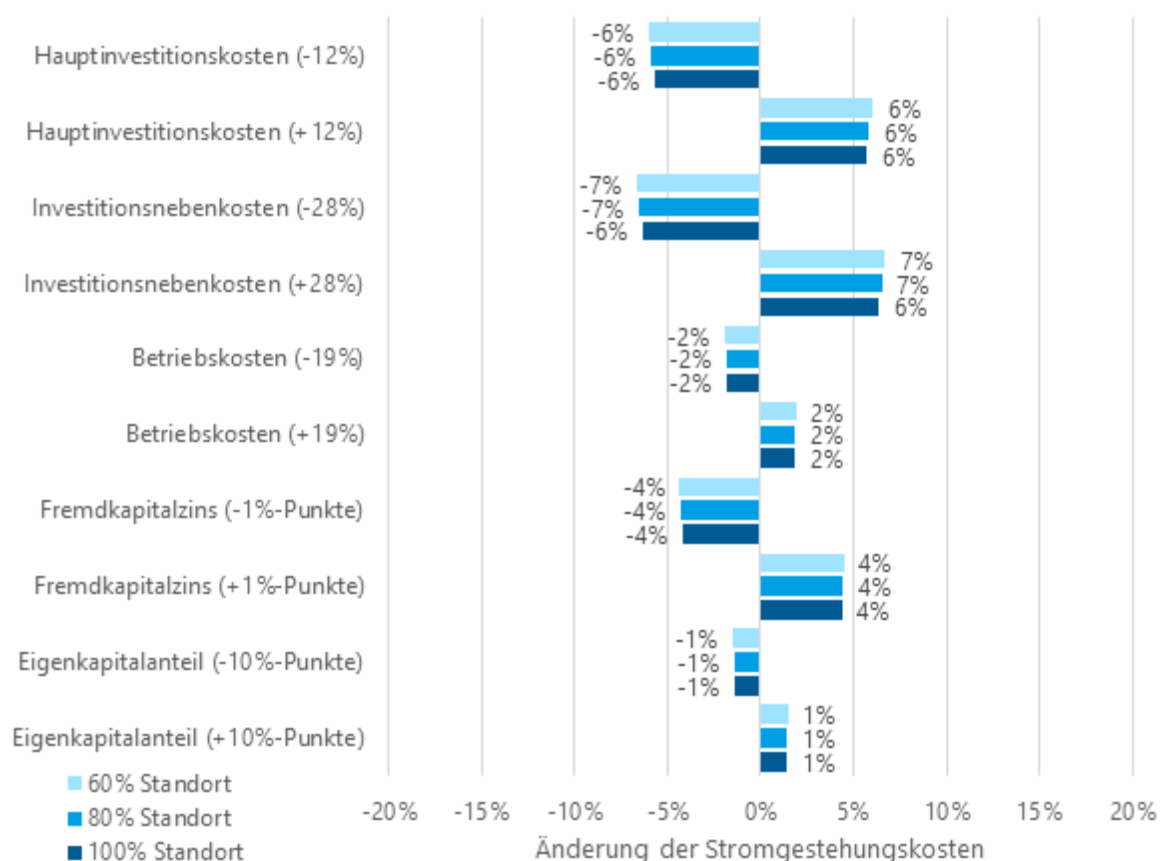
- Betriebskosten ($\pm 19\%$)
- Fremdkapitalzins ($\pm 1\%$ -Punkt)
- Eigenkapitalanteil ($\pm 10\%$ -Punkte)

Die Veränderung der mittelten Hauptinvestitionskosten (1.144 €/kW) um $\pm 11\%$ führt zu Kosten von 1.270 €/kW bzw. 1.019 €/kW installierter Leistung. Die Technologieparameter bleiben dabei unverändert.

Die Standardabweichung der Investitionsnebenkosten beträgt $\pm 28\%$. Abweichungen dieser Größenordnung werden erreicht, wenn für mehrere der einzelnen beinhalteten Kostenparameter der Investitionsnebenkosten (bspw. Planungskosten, Netzanbindungs-, Infrastrukturkosten) besonders vor- oder nachteilige Kostenstrukturen vorliegen.

Auch die Standardabweichung der Betriebskosten ist hoch und beträgt 19 %. Auch diese Abweichung kann kaum durch einen einzelnen Parameter erreicht werden. Beispielsweise würde eine Steigerung und Senkung der mittleren Pachtkosten um 50 % zu einer Veränderung der gesamten Betriebskosten um etwa +13 % bzw. -22% führen.

Die Ergebnisse werden in Abbildung 18 beispielhaft für einen 60 %-, einen 80 % - und einen 100 %-Standort (gemäß Definition des Referenzstandorts ab EEG 2017) dargestellt. Es lassen sich durch einen Vergleich der Stärke der jeweiligen Auswirkung an den drei Standorten Rückschlüsse dazu ziehen, wie sich die Variation eines Eingangsparameters je nach Energieertragssituation auswirkt.



Datengrundlage:[Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 18: Sensitivitätsanalyse der mittleren Stromgestehungskosten hinsichtlich der Variation verschiedener Eingangsparameter

Bei der erfolgten Variation der einzelnen Kostenparameter in Höhe ihrer Standardabweichung werden im Maximum in den drei Beispielfällen um +/- 7% veränderte Stromgestehungskosten beobachtet. Die standortgüteabhängigen Veränderungen der Ergebnisse sind vergleichsweise gering und bewegen sich im Bereich von etwa 1 %-Punkt.

In der Datenerhebung wirken sich die in Höhe der Standardabweichung variierten Hauptinvestitionskosten unter Berücksichtigung der Konfiguration etwas weniger auf die Stromgestehungskosten aus als die variierten Investitionsnebenkosten. Dies ist auf die deutlich höhere Standardabweichung der erhobenen Investitionsnebenkosten zurückzuführen, die somit trotz der absolut geringeren Höhe projektspezifisch einen erheblichen Einfluss haben können. Der Einfluss der Variation der Betriebskosten um die erhobene Standardabweichung ist erheblich geringer als der Einfluss der Investitionskosten. Diese fallen erst über die Betriebszeit an und müssen nicht mit den aktuell hohen Kosten finanziert werden. Entsprechend ist der Einfluss der Zinsentwicklung hoch – schon die Veränderung, des Fremdkapitalzinses um einen Prozentpunkt, die im Jahr 2022 binnen kürzester Zeit erreicht wurde, führte zu einer Änderung der Stromgestehungskosten von 4-5%. Die Anpassung des Eigenkapitalanteils um 10 Prozentpunkte führt zu einer im Vergleich geringeren Änderung der Stromgestehungskosten um 1-2%, da die Differenz zwischen Fremd- und dem angenommenen Eigenkapitalzins gesunken ist.

3.7. Bandbreite zu erwartender Stromgestehungskosten

Es ist wichtig zu beachten, dass im Rahmen der oben dargestellten Sensitivitätsanalysen die Parameter einzeln variiert wurden. In der Realität können Projekte natürlich in mehreren Punkten vom Ausgangsfall abweichen. Dies wird besonders anschaulich, wenn beispielsweise ein kleiner Akteur, der in mehreren Jahren ein Projekt plant, mit einem großen Entwicklungsunternehmen verglichen wird: Der große Akteur kann verbesserte Konditionen mit dem Anlagenhersteller aushandeln und auch im Bereich der Investitionsneben- und Betriebskosten Synergien zwischen verschiedenen Projekten erzielen, ebenso hat er andere Spielräume und Konditionen bei der Projektfinanzierung. Derartige Effekte sind bei der Interpretation der ermittelten Durchschnittswerte für die Stromgestehungskosten stets zu berücksichtigen. Auf der anderen Seite können sich auch aufhebende Effekte ergeben – dies ist beispielsweise der Fall, wenn als Bestandteil besonders hoher Investitionsnebenkosten Projektflächen erworben wurden, die die Betriebskosten im Vorhabenverlauf senken.

Um das mögliche Zusammenspiel der verschiedenen Kostenbestandteile bei einer Vielzahl unterschiedlicher Projekte abzuschätzen, wird im Folgenden eine Monte-Carlo-Simulation durchgeführt. Die Monte-Carlo-Simulation ist ein probabilistisches Modell mit dem primären Ziel, Wahrscheinlichkeitsverteilungen für Zufallsvariablen experimentell zu ermitteln. Ausgehend von den Eingangsannahmen und ihren Wahrscheinlichkeitsverteilungen können mögliche Ergebnisse simuliert werden. Um eine plausible und praktikable Abschätzung des gesamten Risikoumfangs zu erhalten, werden in der Monte-Carlo-Simulation eine Vielzahl möglicher Ergebnisvarianten berechnet und zu Wahrscheinlichkeitsverteilungen zusammengefasst. Die Methodik eignet sich, um aus den ermittelten Kostenbestandteilen mit parameterabhängigen Unsicherheiten unter Berücksichtigung stochastischer Zusammenhänge eine mögliche Verteilung der tatsächlichen Stromgestehungskosten zu ermitteln.

Bei der Anwendung der Monte-Carlo-Simulation wird für die einzelnen Eingangsparameter auf Basis der in Abschnitt 2 dargestellten Kostendatenbasis für jeden Parameter eine zu erwartende Verteilung angenommen. Neben der Verteilung der einzelnen Parameter wird dabei der Zusammenhang einzelner Parameter berücksichtigt. In der vorliegenden Monte-Carlo-Simulation werden die Technologieauswahl, die Hauptinvestitionskosten, die Investitionsnebenkosten, die Betriebskosten und der Fremdkapitalzinssatz als variable Parameter berücksichtigt. Weitere Eingangsannahmen werden statisch mit ihrem mittleren Wert angesetzt. Für die relevanten variablen Eingangsparameter werden zudem Korrelationsanalysen auf Basis der verfügbaren Projektdaten mit Inbetriebnahme seit dem Jahr 2019 durchgeführt. Im Folgenden werden die betreffenden Annahmen näher beschrieben.

Technologieauswahl

Die Technologieauswahl kann die Stromgestehungskosten eines Projektes teils erheblich beeinflussen. Der Einfluss der Technologieauswahl als alleinstehendem Faktor wurde in Abschnitt 3.3 dargestellt. Auch für die Betrachtung der Gesamtbandbreite muss die Technologieauswahl berücksichtigt werden. Dabei wird auf die Technologieklassen aus der vorhergehenden Einzelfaktoren-Analyse zurückgegriffen. Abgestellt wird auf die Gesamthöhe, die oftmals der begrenzende Faktor in der Technologieauswahl ist. In der Monte-Carlo-Simulation werden dabei die drei Gesamthöhen-Klassen ≤ 150 m, 150 m bis ≤ 200 m sowie 200 m bis ≤ 250 m genutzt. Die

Wahrscheinlichkeit des Auftretens der drei Klassen entspricht dabei dem Anteil der Klasse an den berücksichtigten Windenergieanlagen im Betrachtungszeitraum (siehe Tabelle 2).

Die Technologieauswahl beeinflusst insbesondere die Höhe der Hauptinvestitionskosten sowie die am Referenzstandort erwarteten Energieerträge. Die Energieerträge werden für jede Technologiegruppe einzeln festgelegt, die Höhe der Hauptinvestitionskosten wird abhängig von der Technologieauswahl festgelegt und zudem variable angelegt (siehe nächster Abschnitt). Alle weiteren Parameter werden als unabhängig von der Technologieauswahl angenommen.

Die Hauptinvestitionskosten unterliegen neben der Variation in Abhängigkeit von der Technologieauswahl zudem der im folgenden beschriebenen technologieunabhängigen Streuung.

Hauptinvestitionskosten

Die von der gewählten Technologiekonfiguration unabhängige Abweichung der erhobenen mittleren Hauptinvestitionskosten liegt bei 12% (siehe Abschnitt 2.2). Diese Abweichung berücksichtigt nicht die in Realität von den Herstellern für einzelne Anlagen aufgerufenen Preise, die zum Beispiel abhängig von der eingekauften Anlagenanzahl oder den individuellen Lieferwegen und Standortbedingungen darüber hinaus variieren können. Diese Effekte können auf Basis der vorliegenden Daten nicht quantifiziert werden und werden daher im Folgenden vernachlässigt. Im Übrigen wird angenommen, dass die Hauptinvestitionskosten für die drei oben beschriebenen Technologieklassen jeweils mit einer Standardabweichung von 12% um den jeweiligen Mittelwert normalverteilt sind.

Investitionsnebenkosten

Die Investitionsnebenkosten weisen, wie in Abschnitt 2.3 gezeigt, eine erhebliche Standardabweichung auf. In der untersuchten Stichprobe liegt diese bei 38%. Im Folgenden wird angenommen, dass die Investitionsnebenkosten normalverteilt mit der entsprechenden Standardabweichung auftreten. Die Investitionsnebenkosten wurden zudem hinsichtlich einer Korrelation zu den Hauptinvestitionskosten untersucht – eine signifikante Korrelation konnte dabei nicht festgestellt werden.

Betriebskosten

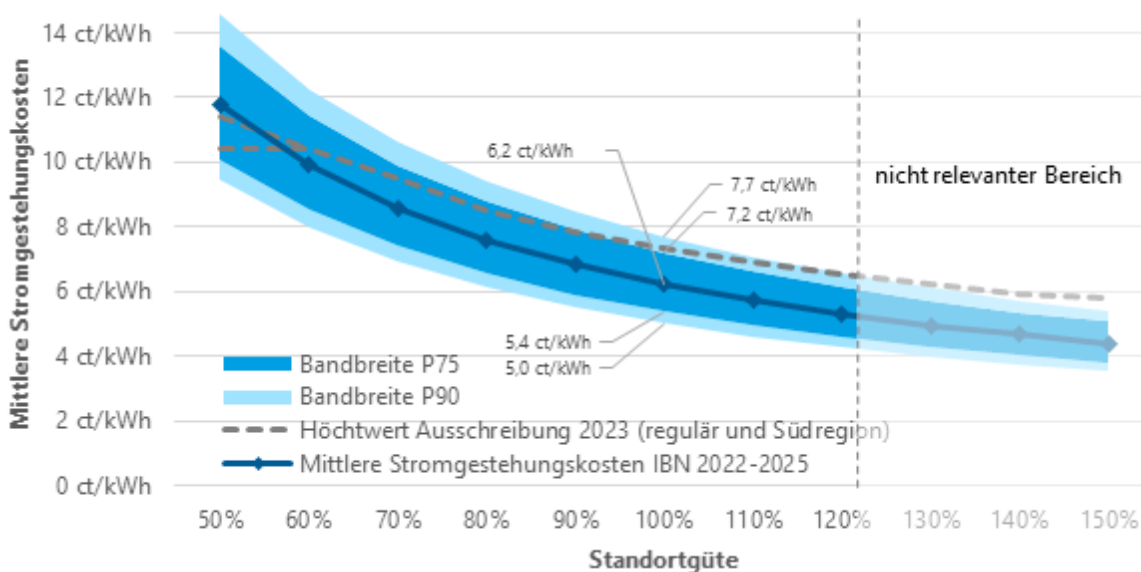
Auch für die Betriebskosten wird im Folgenden eine Normalverteilung mit der in der Datenbasis ermittelt Standardabweichung von 18% angenommen. Es wird davon ausgegangen, dass Projekte, die in der ersten Betriebsdekade besonders hohe Betriebskosten aufweisen, auch in der zweiten Dekade durch hohe Kosten gekennzeichnet sind. Die Korrelationsanalyse bestätigt einen signifikanten Zusammenhang mit einem Korrelationskoeffizienten von 0,85. Entsprechend wird in der Monte-Carlo-Simulation angenommen, dass die Höhe der Betriebskosten in der ersten Dekade entsprechend mit den Betriebskosten in der zweiten Dekade korreliert. Die Verteilung der Betriebskosten auf fixe und variable Bestandteile bleibt bezogen auf die mittlere Standortgüte statisch. Weiterhin wurde untersucht, ob die Höhe der Betriebskosten in einem Zusammenhang mit der Höhe der Haupt-, Neben- oder Gesamtinvestitionen steht. Hierbei wurde eine signifikante Korrelation zu den Hauptinvestitionskosten in Höhe von 0,28 festgestellt. Auch dieser Zusammenhang wird in der Monte-Carlo-Simulation berücksichtigt.

Fremdkapitalzinsen

Bezogen auf den Betrachtungszeitraum sind die Fremdkapitalzinsen im Zeitverlauf erheblich gestiegen – entsprechend wurden Fremdkapitalzinsen angesetzt, die einen zum Berichtszeitpunkt realistischen Wert widerspiegeln. Die weitere Entwicklung der Zinsen ist unsicher, wenngleich die KfW-Zinsen im zweiten Halbjahr 2023 nicht mehr so stark wie die Leitzinsen gestiegen sind. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, wurde im Rahmen der Monte-Carlo-Simulation für die Fremdkapitalzinsen eine Dreiecksverteilung zugrunde gelegt, die um plus/minus einen Prozentpunkt um den angenommenen Mittelwert variiert. Es wird keine Korrelation zu einem anderen Eingangsparameter angenommen, wenngleich davon auszugehen ist, dass mit steigenden Kapitalmarktzinsen auch die Erwartungen an erzielbare Eigenkapital-Renditen steigen können.

Monte-Carlo-Simulation

Auf Basis der oben beschriebenen Auswertungen und Annahmen wird die Monte-Carlo-Simulation durchgeführt. Dabei werden in 10.000 Iterationen die variablen Eingangsparameter unter Berücksichtigung der beschriebenen Wahrscheinlichkeiten und Korrelationen zufällig gesetzt. Für jede der 10.000 Zufallskombinationen werden die Stromgestehungskosten für alle betrachteten Standortgütern ermittelt. Aus der resultierenden Verteilung der einzelnen Ergebniswerte lässt sich für jede Standortgüte eine Häufigkeitsverteilung möglicher Stromgestehungskosten ermitteln. Hieraus ergeben sich entsprechende Bandbreiten von Stromgestehungskosten, die sich mit einer bestimmten prozentualen Wahrscheinlichkeit an einem Standort mit einer definierten Standortgüte ergeben können. In Abbildung 19 ist die jeweilige Bandbreite dargestellt, in der die Stromgestehungskosten für Windenergieanlagen mit der jeweiligen Standortgüte mit einer Wahrscheinlichkeit von 75% (p75) bzw. 90% (P90) liegen. Die ebenfalls in der Grafik dargestellten aus dem im Jahr 2023 gültigen Höchstwert resultierenden anzulegenden Werte je Standortgüte liegen für Standorte mit 120% Standortgüte am oberen Rand der P90 Bandbreite, für Standorte mit 100% Standortgüte knapp über der P75 Bandbreite und für 60%-Standorte knapp über dem Mittelwert.

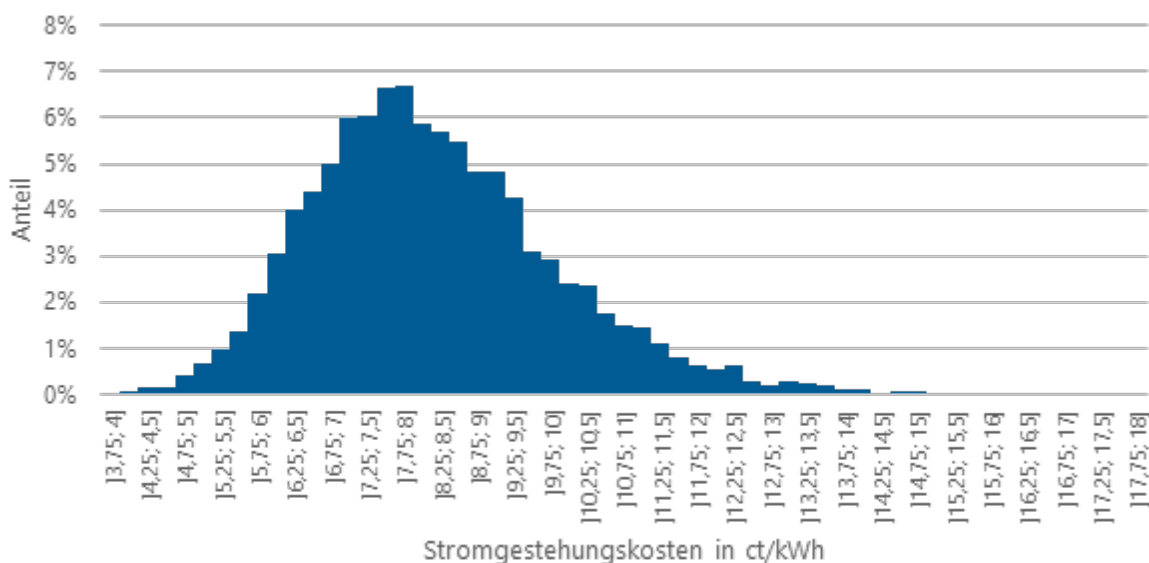


Datengrundlage: Eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 19: Mittlere Stromgestehungskosten und P75 und P90-Bandbreiten sowie Höchstwert im Jahr 2023 nach Standortgüte

Der Darstellung in Abbildung 19 ist nicht zu entnehmen, mit welcher Wahrscheinlichkeit im Markt Stromgestehungskosten unterhalb des aktuellen maximal anzulegenden Wertes auftreten, da dies von den Anteilen unterschiedlicher Standortgütern in den tatsächlichen Projekten abhängt. Um diesen ergänzenden Aspekt abzubilden, wird eine weitere Monte-Carlo-Simulation mit der Standortgüte als zusätzlicher Variable durchgeführt. Die Verteilung der Standortgüte wurde entsprechend der an das Marktstammdatenregister gemeldeten Standortgüte von Windenergieanlagen mit Inbetriebnahme ab dem Jahr 2019 gewählt. Es wird angenommen, dass sich diese in der Zukunft entsprechend fortschreibt. Dabei wird somit bspw. nicht berücksichtigt, dass die mittlere Standortgüte von Windenergieanlagen bei einem vermehrten Zubau im Süden des Landes sinken könnte.

In Abbildung 20 ist das Ergebnis der zweiten Monte-Carlo-Simulation dargestellt. Die sich ergebende Häufigkeitsverteilung der erwarteten Stromgestehungskosten für Windenergieprojekte in Deutschland reicht von 3,75 ct/kWh bis 18 ct/kWh. Die Stromgestehungskosten sind dabei tendenziell für Windenergieanlagen mit niedrigerer Standortgüte höher. Allerdings können die Kosten für ein besonders günstiges Projekt mit niedrigerer Standortgüte auch über denen eines windhöfzigeren Standorts mit überdurchschnittlichen Kosten liegen.



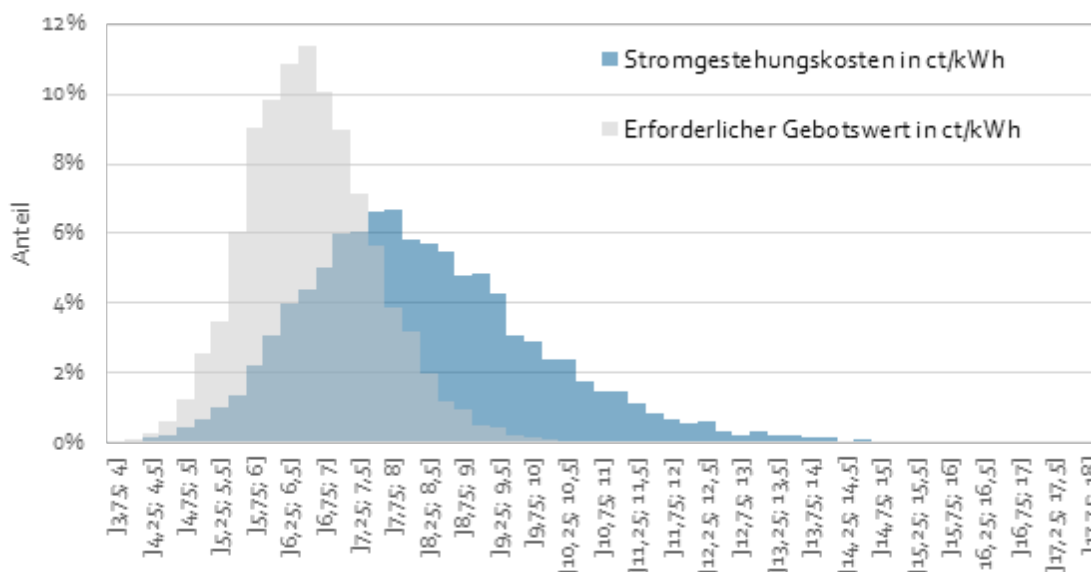
Datengrundlage: Eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 20: Wahrscheinlichkeitsverteilung für erwartete Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten im deutschen Markt

Im Rahmen der Förderung über das EEG wird durch die Anwendung des Referenzertragsmodells und die Anpassung der Zuschlagswerte mittels der Korrekturfaktoren der Einfluss der Standortgüte auf die Kosten teilweise aufgehoben. Eine vollständige Aufhebung der durch die Standortgüte bedingten Kostenunterschiede erfolgt nicht, da ein Anreiz, bessere Standorte auszubauen und die genehmigungsrechtlich bedingten Abregelungen am Anlagenstandort zu minimieren, erhalten werden soll. Im Folgenden Abschnitt werden aus den dargestellten erwarteten Kosten die erforderlichen Gebotswerte abgeleitet.

3.8. Resultierende erforderliche Gebotswerte in der Ausschreibung

Um aus den zu erwartenden Kosten erforderliche Gebotshöhen abzuleiten, müssen die für die jeweiligen Standortgüte geltenden Kosten mit dem zugehörigen Korrekturfaktor auf die theoretische Gebotshöhe am 100% Standort umgerechnet werden. Bei der Umrechnung auf den erforderlichen Höchstwert wurde vereinfacht angenommen, dass alle Standorte mit einer Standortgüte von unter 60% in der Südregion liegen und entsprechend die erhöhten Korrekturfaktoren anwenden können. Weiterhin wird kein Aufschlag auf die Gebotswerte aufgrund möglicher Zeiträume mit negativen Preisen am Strommarkt angesetzt. Die Ergebnisse der zweiten Monte-Carlo-Simulation wurden entsprechend der jeweils angenommenen Standortgüte in die erforderlichen Gebotswerte umgerechnet und sind in Abbildung 21 dargestellt.



Datengrundlage: Eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 21: Wahrscheinlichkeitsverteilung für erwartete Stromgestehungskosten und resultierende erforderliche Gebotswerte für Windenergieprojekte

Auf Basis der zweiten Monte-Carlo-Simulation ist in Tabelle 4 für unterschiedliche (fiktive) Höchstwerte dargestellt, mit welcher Wahrscheinlichkeit ein Windenergieprojekt mit den jeweiligen erwarteten Kosten ein wirtschaftliches Gebot abgeben kann. Beispielsweise liegt der Anteil des betrachteten Potenzials mit Inbetriebnahme von 2022 bis 2025, das unter den getroffenen Annahmen zum ursprünglich für das Jahr 2023 im EEG festgelegten Höchstwert des Jahres 2023 in Höhe von 5,88 ct/kWh ein wirtschaftliches Gebot abgeben kann, bei 19%. Der Großteil der Vorhaben hätte zu diesem Höchstwert somit nicht realisiert werden können. Durch die Ende 2022 erfolgte Anpassung des Höchstwerts durch die BNetzA auf 7,35 ct/kWh [BNetzA 2022] wurde der Anteil des Potenzials, der ein wirtschaftliches Gebot abgeben kann, auf 78% erhöht, jedoch sind entsprechend 22% der potenziellen Projekte auch bei diesem erhöhten Höchstwert nicht mit der angenommenen Rendite realisierbar.

Tabelle 4: Erwarteter Anteil von potenziellen Windenergievorhaben mit erforderlichem Gebot kleiner oder gleich unterschiedlicher (fiktiver) Höchstwerte

Fiktiver Höchstwert	Anteil Projekte mit erforderlichem Gebot \leq fiktivem Höchstwert
5,88 ct/kWh	19%
6,00 ct/kWh	23%
6,25 ct/kWh	33%
6,50 ct/kWh	44%
6,75 ct/kWh	55%
7,00 ct/kWh	66%
7,25 ct/kWh	75%
7,35 ct/kWh	78%
7,50 ct/kWh	82%
7,75 ct/kWh	87%
8,00 ct/kWh	91%
8,50 ct/kWh	96%
9,00 ct/kWh	99%
10,00 ct/kWh	100%

Ausgewählte Werte aus der Monte-Carlo-Simulation

Zum Berichtszeitpunkt wurde noch keine Festlegung eines Höchstwerts für die Ausschreibungsrunden im Jahr 2024 getroffen. Um die Ausbauziele des Bundes zu erreichen, ist es erforderlich, einen Großteil des vorhandenen Projektpotenzials zu realisieren. Tabelle 4 zeigt auf, welche Wirkung ein bestimmter Höchstwert auf den Anteil an Projekten hat, die potentiell zu diesem Wert realisierbar wären.

Bei der Interpretation der Ergebnisse im Hinblick auf die zukünftige Auslegung des Höchstwertes ist zu beachten, dass Anlagen, die an den Ausschreibungsrunden im Jahr 2024 teilnehmen, voraussichtlich nach zwei Jahren in Betrieb genommen werden und große Anteile der Kosten somit erst zu diesem Zeitpunkt anfallen bzw. feststehen. Die im Rahmen des Vorhabens erfassten Kostendaten reichen nicht weit genug, um eine direkte Aussage über die Kosten von Projekten mit Inbetriebnahme im Jahr 2026 zu treffen.

Auf Basis der Marktsignale und der seit der Erhebung der Hauptinvestitionskosten bei Anlagenherstellern und erwarteten Projektkosten bei Projektentwicklern Ende 2022/Anfang 2023 fortlaufenden Preissteigerungen ist nicht von einer seither erfolgten oder zeitnah zu erwartenden Kostensenkung auszugehen. Eine erneute Anpassung des Höchstwertes ist daher erforderlich, wenn ein möglichst großer Anteil des vorhandenen Projektpotenzials einbezogen werden soll, was für die Erreichung der langfristigen Ausbauziele notwendig ist. Dabei ist zwischen den Förderkosten und den Folgen des wirtschaftlichen Ausschlusses von Potenzialen abzuwägen.

Abkürzungsverzeichnis

€	Euro
a	Jahre
BNetzA	Bundesnetzagentur
BWE	Bundesverband Windenergie e. V.
COVID-19	Coronavirus-Erkrankung
ct	Cent (Eurocent)
DWG	Deutsche WindGuard
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EUR	Euro
EZB	Europäische Zentralbank
FGW	Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien
GH	Gesamthöhe
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
h	Stunden
IBN	Inbetriebnahme
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunden
m	Meter
m ²	Quadratmeter
MaStR	Marktstammdatenregister nach § 111e des Energiewirtschaftsgesetzes
Max	Maximum
Min	Minimum
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
NH	Nabenhöhe
PLZ	Postleitzahl
RD	Rotordurchmesser
SFL	Spezifische Flächenleistung
SUER	Stiftung Umweltenergie recht
TWh	Terrawattstunden
WEA	Windenergieanlage
z.B.	zum Beispiel
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

Literaturverzeichnis

- BNetzA, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. (2022). *Festlegung Höchstwert 2023 AZ 4.08.01.01/1#6*.
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Onshore/FestlegungOnshore.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- Busse, Verena. (2016, September 7). Fachbeitrag - Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen bei Windenergievorhaben. *Blog ErneuerbareEnergien.NRW*.
<https://www.energieagentur.nrw/blogs/erneuerbare/beitraege/ausgleichs-und-ersatzmassnahmen-bei-windenergievorhaben/>
- BWE, Bundesverband Windenergie e.V. (2018). *Rückbauverpflichtung bei Windenergieanlagen* (S. 8) [Hintergrundpapier]. Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE). https://www.windenergie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/hintergrundpapiere-oeffentlich/themen/Technik/20180611_bwe_hintergrundpapier_rueckbau.pdf
- DWG, Deutsche WindGuard. (2008). *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2007 gemäß § 20 EEG – Kapitel 6: Stromerzeugung aus Windenergie*.
- DWG, Deutsche WindGuard. (2011). *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG*.
https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2011/Vorbereitung%20und%20Begleitung%20der%20Erstellung%20des%20Erfahrungsberichtes%202011%20gem%C3%A4%C3%9F%20%C2%A7%2065%20EEG.pdf
- DWG, Deutsche WindGuard. (2013). *Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland. Beauftragt durch BWE und VDMA Power Systems*.
https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2013/Kostensituation%20der%20Windenergie%20an%20Land%20in%20Deutschland.pdf
- DWG, Deutsche WindGuard. (2022). *Kurzfristanalyse zur Kostensituation der Windenergie an Land*.
https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/kurzfristanalyse-zur-kostensituation-der-windenergie-an-land.pdf?__blob=publicationFile&v=8
- DWG, Deutsche WindGuard, & ZSW, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg. (2019). *Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz Teilvorhaben II e): Wind an Land* (S. 421) [Wissenschaftlicher Bericht]. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/deutsche-windguard-vorbereitung-begleitung-erfahrungsbericht-eeg.pdf;jsessionid=149C09595388E0A84583D9F90CoAC1D7?__blob=publicationFile&v=7
- FA Wind, Fachagentur Windenergie an Land. (2016). *Kompensation von Eingriffen in das Landschaftsbild durch Windenergieanlagen im Genehmigungsverfahren und in der Bauleitplanung* (S. 20). Fachagentur Windenergie an Land. https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA_Wind_Hintergrundpapier_Kompensation_Eingriffe_Landschaftsbild_durch_WEA_06-2016.pdf
- KfW. (2022). *Konditionenübersicht für Endkreditnehmerin den Förderprogrammen der KfW Bankengruppe (Stand: 02.05.2022)*. <https://www.kfw-formularsammlung.de/KonditionenanzeigerINet/KonditionenAnzeiger?ProgrammNameNr=270>
- KfW. (2023). *Konditionenübersicht für Endkreditnehmer, diverse Stände, keine vollständige Erfassung alle Entwicklungsstufen*. <https://www.kfw-formularsammlung.de/KonditionenanzeigerINet/KonditionenAnzeiger?ProgrammNameNr=270>

MaStR, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.
(2023). *Marktstammdatenregister (MaStR) mit diversen eigenen Datenkorrekturen und Ergänzungen.*

<https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheiten>
uebersicht