

CONTRACTS-FOR-DIFFERENCE (CFD) FÜR OFFSHORE-WIND: WIE GELINGT EINE WIRKSAME UND INVESTITIONSFREUNDLICHE AUSGESTALTUNG?

Studie im Auftrag der EnBW AG

11. MÄRZ 2026

Autoren

Dr. Matthias Janssen

Patrick Peichert

Dr. Jens Perner

Dr. Lyuba Ilieva

Fabian Schrogl

Luca Poll

Maximilian Biller

Kontakt

matthias.janssen@frontier-economics.com

patrick.peichert@frontier-economics.com

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	5
1 Einführung	12
1.1 Hintergrund: Ohne Absicherungsmechanismus ist der Ausbau von Offshore-Wind gefährdet	12
1.2 Auftrag: Analyse von Ausgestaltungsoptionen von zweiseitigen CfDs für Offshore-Wind	15
2 Um die Ausbauziele für Offshore-Wind zu erreichen, bedarf es einer zielgerichteten Risikoteilung zwischen Staat und Investoren	16
2.1 Offshore-Wind ist durch eine kapitalintensive Kostenstruktur und einen langen Refinanzierungszeitraum gekennzeichnet	16
2.2 Investitionen in Offshore-Wind gehen mit substanziellen Risiken einher, deren Relevanz im Lebenszyklus eines Projektes variiert	19
2.3 Der Staat hat ein Interesse, sich an den Offshore-Wind-Risiken zu beteiligen, um die energiepolitischen Ziele zu erreichen	23
3 Ausgestaltung von zweiseitigen Contract-for-Differences für eine effiziente Risikoabsicherung zukünftiger Offshore-Wind-Investitionen	26
3.1 Nach EU-Vorgaben stellt der zweiseitige CfD den neuen Maßstab dar	26
3.2 Die CfD-Varianten unterscheiden sich in ihrer Anreizwirkung hinsichtlich der Systemdienlichkeit der Erzeugung	28
3.3 Aus Sicht von Investoren sind Preisrisiken ausschlaggebend, Reduktion von Mengenunsicherheit fällt weniger stark ins Gewicht	32
3.4 Ergebnis: Abwägung zwischen Anreizwirkung und Komplexität bzw. Umsetzungsaufwand	38
4 Indexierung des Strike-Price im CfD zur effektiven Risikoreduktion vor und während der Betriebsphase	41
4.1 Indexierung sollte differenzierter Kosten- und Risikostruktur folgen	41
4.2 Internationale Beispiele zeigen Bedeutung von Indexierung und Balance zwischen Kostengenauigkeit und Komplexität	44

CONTRACTS-FOR-DIFFERENCE (CFD) FÜR OFFSHORE-WIND: WIE GELINGT EINE WIRKSAME UND INVESTITIONSFREUNDLICHE AUSGESTALTUNG?

4.3	Vorschlag: Phasengerechte Indexierung und pragmatische Operationalisierung	46
5	Koexistenz von CfDs und PPAs: Marktliche Integration von Grünstrom ermöglichen und fördern ohne Projektrealisierung zu gefährden	58
5.1	Hintergrund: Grüne PPA als Transformationspfad für die Industrie	59
5.2	Die Koexistenz-Modelle: grundsätzliche Ausgestaltung und übergeordnete Fragestellungen	62
5.3	Sequenzielle Modelle: Klare Abgrenzung, aber höhere Komplexität	65
5.4	Carve-Out-Modelle: Stabile OWP-Einnahmen in den früheren Jahren bei gleichzeitiger PPA-Liquidität	67
5.5	Ergebnis: Abwägung hängt von den politischen Prioritäten ab	69
6	Übergangsfragen: Integration des neuen Fördersystems und realistischer Einführungspfad	72
6.1	Anschlussfähigkeit neuer Fördermodelle an bestehende Verfahren sicherstellen	72
6.2	Zeitbedarfe und Umgang mit den Ausschreibungen 2026 und 2027	73
6.3	Stufenweises Vorgehen mit schrittweise steigender Komplexität	74
	Anhang A Beschreibung der Förderinstrumente	76
	Anhang B Details der Monte-Carlo-Analyse	80

Executive Summary

Deutschland steht vor der Aufgabe, den Ausbau der Offshore-Windenergie deutlich zu beschleunigen, um die gesetzlichen Ziele von 30 GW bis 2030 und 40 GW bis 2035 zu erreichen. Gleichzeitig haben sich die wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen erheblich verändert. Ausschreibungsrunden in Deutschland und weiteren europäischen Ländern sind ohne Gebote geendet und bereits bezuschlagte Projekte in anderen Ländern sind nicht realisiert worden.

Vor diesem Hintergrund untersucht die vorliegende Studie, wie ein neues Offshore-Förderungssystem ausgestaltet sein sollte, um die Ausbauziele möglichst effizient zu erreichen.

Die Studie zeigt: Offshore-Wind-Projekte sind hoch kapitalintensiv, ihre Risiken verändern sich im Projektverlauf stark und können in zentralen Phasen von Investoren nur begrenzt mitgeteilt werden. Eine zielgerichtete Risikoteilung zwischen Investor und Staat – insbesondere über einen zweiseitigen Differenzvertrag (Contract-for-Difference, CfD) mit einer phasengerechten Kosten-Indexierung – erhöht die Wahrscheinlichkeit der Projektrealisierung und senkt Risikoaufschläge. Dabei gilt es, Anreizwirkung, Investorenattraktivität, fiskalische Risiken, Umsetzbarkeit und Komplexität sorgfältig auszubalancieren.

Im Folgenden fassen wir die wesentlichen Erkenntnisse und Empfehlungen der Studie zusammen.

Gestiegene Kosten & Unsicherheit über künftige Erlöse führen derzeit zu geringen Perspektiven für rein marktliche Offshore-Wind-Projekte

Die Kosten von Offshore-Wind sind durch Investitionskosten (Capital Expenditure, CAPEX) dominiert (z.B. Turbinen ~40 Prozent, Fundamente ~20 Prozent, Kabel ~10 Prozent). In den letzten Jahren sind diese Kosten deutlich gestiegen, gleichzeitig herrscht eine hohe Unsicherheit über die künftige Erlössituation, weshalb rein marktlich finanzierte Projekte derzeit nur eingeschränkt wirtschaftliche Perspektiven haben.

Staatliche Risikobeteiligung notwendig, um Ausbauziele & Versorgungssicherheit zu gewährleisten

Die übergeordneten energiepolitischen Ziele – Klimaneutralität, Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit – sind gefährdet, wenn Offshore-Wind-Projekte aufgrund exogener Kostenentwicklungen und dadurch reduzierter Wirtschaftlichkeit nicht realisiert werden. Beispiele aus Deutschland, Dänemark und den Niederlanden zeigen, dass steigende Kapitalkosten und volatile Lieferketten selbst in etablierten Märkten zu ausbleibenden Geboten in Auktionen für Offshore-Wind-Flächen führen können oder im Extremfall zum Abbruch von Projekten, wie jüngst geschehen mit Hornsea 4 (UK).

Eine zielgerichtete Risikoteilung zwischen Investoren und Staat vermeidet hohe Risikoaufschläge und erhöht die Wahrscheinlichkeit der Realisierung. Zentrale Risiken sollten vom Staat adressiert werden, wenn sie:

- materiell sind und
- von Investoren nicht oder nur begrenzt beherrscht werden können.

Erlösrisiken lassen sich über CfDs adressieren, Kostenrisiken über eine gezielte, phasenorientierte Indexierung des Strike-Price im CfD. Siehe dazu im Folgenden.

Die Bundesregierung erwägt die Einführung von CfDs, die in der europäischen Praxis erprobt und von der EU-Kommission als Standard vorgegeben sind

Um die erläuterten Risiken zu adressieren und die Offshore-Wind-Ausbauziele trotz gestiegener Kosten zu erreichen, erwägt die Bundesregierung die Einführung eines zweiseitigen CfD. Ein zweiseitiger Contract for Difference (CfD) ist ein Vertrag zwischen staatlicher Instanz und Anlagenbetreiber, der die Differenz zwischen einem – im Regelfall im Rahmen einer Ausschreibung – festgelegten Strike-Price und einem Referenzmarktwert ausgleicht. Liegt der Referenzmarktwert unter dem Strike-Price, erhält der Betreiber eine Ausgleichszahlung; liegt er darüber, muss er die Überschusserlöse an die staatliche Instanz zurückführen (daher „zweiseitig“).

Schon heute kommen zweiseitige CfDs in Nachbarmärkten für Offshore-Wind wie Frankreich, Polen und UK zum Einsatz, und werden in vielen weiteren Ländern wie Dänemark, den Niederlanden oder Spanien derzeit eingeführt.

Bei der Einführung eines CfD ist über eine Vielzahl von Ausgestaltungselementen zu entscheiden. In dieser Studie untersuchen wir drei wesentliche Aspekte:¹

- **Basis für Differenzzahlung** (produktionsabhängig, -unabhängig oder hybrid) (Kapitel 3)
- **Indexierung** des CfD-Strike-Price (Kapitel 4)
- **Koexistenz von CfDs und Power Purchase Agreements** (PPA) (Kapitel 5)

Die wesentlichen Erkenntnisse fassen wir nachfolgend zusammen.

Ein produktionsbasierter CfD bietet die größten Vorteile

Eine zentrale CfD-Ausgestaltungsfrage ist, auf welcher Basis die Differenzzahlung (von Strike-Price und Referenzmarktwert) ausgezahlt werden soll. Wir analysieren in dieser Studie diesbezüglich drei CfD-Varianten: den produktionsabhängigen CfD, den produktionsunabhängigen CfD und den hybriden CfD. Die Bewertung erfolgt entlang der Kriterien

¹ Weitere CfD-Ausgestaltungsfragen wie z.B. Vertragslaufzeiten sowie Ausschreibungsfragen wie Vorlaufzeiten, Gebotsobergrenzen oder Pönalen bei Nichtrealisierung sind nicht Gegenstand dieser Studie.

Investorenattraktivität, Anreizwirkung, volkswirtschaftliche Effekte, fiskalische Risiken, Komplexität und Umsetzbarkeit. Unsere wesentlichen Erkenntnisse sind:

- Ein **produktionsabhängiger CfD** ist robust, einfach, bankfähig und reduziert das Preisrisiko wirkungsvoll, erzeugt jedoch gewisse Fehlanreize („produce and forget“) im Betrieb und weist eine höhere fiskalische Volatilität auf. Je nach Logik der Bestimmung des Marktwertes können zudem erhöhte Volumen- und damit Erlösrisiken durch negative Preise entstehen.
- Demgegenüber verbessert ein **produktionsunabhängiger CfD** Anreize zu systemdienlichem Verhalten, reduziert Volumenrisiken und glättet fiskalische Zahlungen; erfordert jedoch eine präzise Referenzdefinition mit dem Risiko von Fehlparametrierungen und erhöhter Governance.
- Ein **hybrider CfD** kombiniert beide Ansätze, adressiert Fehlanreize und Risiken punktuell, ist jedoch administrativ komplexer und schwerer zu steuern.

Zur Beurteilung des Risikoprofils der verschiedenen Ansätze führen wir eine Monte-Carlo-Simulation durch. Hierbei zeigt sich, dass beide reine CfD-Varianten sehr ähnliche Renditeprofile (IRR) und Bankability liefern, solange sie sachgerecht ausgestaltet sind. Entfernen sich die Produktionsprofile der Referenzanlagen von den tatsächlichen Produktionsprofilen von Einzelanlagen, steigen die Risiken des produktionsunabhängigen CfD für die Investoren an. Unterschiede zwischen den Fördersystemen ergeben sich damit vor allem in Bezug auf die Anreizwirkung und Komplexität der Instrumente: Produktionsunabhängige Varianten können bei adäquater Ausgestaltung zwar stärkere Anreize für systemdienliches Verhalten liefern, sind aber in der Umsetzung deutlich komplexer und erfordern einen höheren Regelungsaufwand.

In der Abwägung der genannten Vor- und Nachteile der Modelle und vor dem Hintergrund der entstandenen zeitlichen Verzögerung bei den Ausschreibungen, sehen wir das weniger komplexe und in der Praxis erprobte Modell, also einen produktionsabhängigen CfD, als empfehlenswert an.

Indexierung ist entscheidend für Realisierungssicherheit und sollte die Kostenrisiken in der Entwicklungs- und Bauphase bzw. in der Betriebsphase reflektieren

Durch die hohe CAPEX-Intensität von Offshore-Wind wirken sich Zinsbewegungen unmittelbar auf die Projektwirtschaftlichkeit aus. Sowohl unmittelbar auf die Kosten des Fremdkapitals, das in der Regel den Großteil der Finanzierung stellt, als auch mittelbar auf die Renditeerwartung von Investoren und somit auf die Kosten des Eigenkapitals. Ebenfalls haben Veränderungen der Rohstoff- und Komponentenpreise erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit eines Offshore-Wind-Investitionsprojektes.

Zwischen dem Zeitpunkt, zu dem Bieter in Auktionen für Offshore-Wind-Flächen die Gebote des CfD-Strike-Price kalkulieren und abgeben müssen, und dem Zeitpunkt der finalen Investitionsentscheidung (Final Investment Decision, FID), zu welchem Verträge mit Geldgebern und Lieferanten geschlossen und somit Kosten fixiert werden, liegen allerdings meist mehrere

Jahre. In dieser Zeit können sich die wesentlichen Kostenkomponenten eines Offshore-Wind-Projektes substanziell verändern, wie die Erfahrung der letzten Jahre gezeigt hat. Diese Risiken – insbesondere Zins-, Rohstoff- und Komponentenpreissrisiken – sind von Projektentwicklern nicht oder nur in Teilen zu managen.

In der Betriebsphase selbst treten OPEX, Wartungsrisiken und Mengenschwankungen stärker in den Vordergrund, während das Erlösrisiko über alle Phasen hinweg zentral bleibt. Diese Risikoexposition erklärt, warum internationale Märkte auf CfDs, Indexierungen und weitere Risikoteilungsmechanismen setzen.

Eine Möglichkeit die Folgen dieser Kostenänderungsrisiken für Investoren zu begrenzen besteht in der Indexierung des CfD-Strike-Price. Dies bedeutet, dass der in der Auktion bezuschlagte Strike-Price bei exogenen Kostenveränderungen im Rahmen einer vor der Auktion festgelegten Index-Formel angepasst wird. Eine derartige Indexierung stellt in vielen Nachbarstaaten bereits einen wichtigen Bestandteil eines CfD-Fördersystems dar und hilft dabei die Realisierungswahrscheinlichkeit von Projekten zu erhöhen und die Finanzierungskosten zu senken. Unsere Analyse zeigt, dass eine rein inflationsbasierte Anpassung im CfD die Risiken bei Offshore-Anlagen nicht adäquat abbildet. Wichtige CAPEX-Risiken, wie Zinsen, Stahl-, Turbinenpreise, verlaufen unabhängig von Inflation und teils hochvolatil. Deshalb sollte die Indexierung der Risikostruktur folgen:

- Entwicklungs- und Bauphase (Gebot bis Inbetriebnahme): Fokus auf Zinsen, Rohstoffe, Turbinenkomponenten.
- Betriebsphase (ab Inbetriebnahme): Fokus auf Personal- und ausgewählte Materialkosten, die, wenn erforderlich, über die allgemeine Inflationsentwicklung abgebildet werden könnten.

Internationale Beispiele (Frankreich, UK, Irland) zeigen, dass erfolgreiche Systeme wenige, aber repräsentative Indizes nutzen, komplexe Nachbildung von Einzelkomponenten vermeiden und dennoch die Risikoexposition der Investoren reduzieren.

Auch bei Einführung eines CfD sollte eine PPA-Vermarktung weiter möglich sein, z.B. über ein einmaliges CfD-Opt-out bis zur Investitionsentscheidung

Die Wirtschaftlichkeit einer marktlichen Entwicklung von Offshore-Wind, z.B. über langfristige Power Purchase Agreements (PPAs) mit großen Abnehmern oder Zwischenhändlern, hängt von den Erwartungen über Kosten und Strompreise bzw. Marktwerte ab. Der Staat hat ein Interesse daran, dass grüne PPAs der Industrie als Dekarbonisierungsstrategie zur Verfügung stehen. Auch wenn eine rein marktliche Entwicklung derzeit wenig wahrscheinlich ist, sollte es daher Marktteilnehmern grundsätzlich möglich sein, Offshore-Wind auch ohne staatliche

Förderung, wie einen CfD, zu vermarkten. Entsprechend sehen die EU-Vorgaben auch vor, dass CfD für Marktteilnehmer freiwillig sein müssen.²

Eine Möglichkeit diese Freiwilligkeitsanforderung zu erfüllen besteht – analog zum derzeitigen dynamischen Vorgehen für nicht-voruntersuchte Flächen – in einem zweistufigen Ausschreibungsdesign, mit einer ersten Stufe der Ausschreibung mit rein marktlicher Finanzierung und einer zweiten Stufe der Ausschreibung auf CfD-Förderung.

Unter den aktuellen Marktbedingungen wäre davon auszugehen, dass die zweite Stufe des dynamischen Verfahrens aktiviert werden müsste, es also zur Vergabe von CfDs käme.

Eine Herausforderung bei der Absicherung von Offshore-Wind-Investitionen über PPA besteht darin, dass zwischen dem Zeitpunkt der Gebotsabgabe für eine Offshore-Wind-Fläche und dem möglichen Beginn der PPA-Lieferung bis zu sieben Jahre liegen. Um signifikante Anteile der Investition zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe abzusichern, müsste ein Offshore-Wind-Entwickler also PPA-Abnehmer finden, die bereit sind Lieferverträge mit sieben Jahren Vorlauf und weiteren 10 bis 15 Jahren Vertragslaufzeit abzuschließen. PPA-Abnehmer sind hingegen in der Regel an kurzfristigeren Verträgen interessiert. Zudem sind dem PPA-Anbieter zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe wie oben erläutert die konkreten Kosten und somit Konditionen nur bedingt bekannt, da zwischen Gebotsabgabe und dem Schließen von Lieferverträgen zum Zeitpunkt der FID bis zu vier Jahre vergehen.

Diese langen Vorlaufzeiten sind auf das deutsche System einer gleichzeitigen Vergabe von Fläche und Förderung in einer Auktion zurückzuführen. Dem könnte begegnet werden, indem in der CfD-Auktion erfolgreiche Bieter die einmalige Option bekommen, bis zur FID entscheiden zu können, auf den CfD zu verzichten und den Strom über PPAs zu vermarkten. Auf diese Weise könnte – aus ökonomischer Perspektive – die Freiwilligkeitsanforderung der EU erfüllt, ein höheres Angebot an PPAs erreicht und die Dekarbonisierung der Industrie zu unterstützen werden.

Beim Opt-out-Modell kann Koexistenz von CfDs und PPAs entweder parallel oder sequenziell ausgestaltet werden

Das Opt-out könnte auf unterschiedliche Weise ausgestaltet werden:

- **Sequenziell:** Ein Entwickler mit CfD-Zuschlag könnte bis zur FID entscheiden ab welchem Zeitpunkt nach Inbetriebnahme der CfD greifen soll (z.B. an Tag 1 oder erst nach 5 oder 10 Jahren); und/oder
- **Parallel (Carve-out):** Ein Entwickler mit CfD-Zuschlag könnte bis zur FID entscheiden welcher Teil der Stromerzeugungskapazität über den CfD laufen soll und welcher Teil am Markt (z.B. über PPAs) vermarktet wird.

² Art. 19d der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO.

Vor dem Hintergrund der aktuellen Marktbedingungen für Offshore-Wind, der Bedeutung einer hohen Realisierungswahrscheinlichkeit neuer Projekte und des politischen Ziels, kurzfristig zusätzliches Angebot an grünen PPAs zu schaffen, erweist sich ein paralleles Carve-Out-Modell derzeit als der praktikabelste Ansatz.

Es ermöglicht die dauerhafte Absicherung eines Teils der Erlöse über CfDs und stellt zugleich frühzeitig marktbasiertes Angebot an grünem Strom über PPA bereit. Auf der anderen Seite ist das Modell mit erhöhten Anforderungen an Abgrenzung, Monitoring und beihilferechtliche Absicherung verbunden und bleibt anfällig für Restrisiken einer indirekten Quersubventionierung. Diese Risiken erscheinen unter den aktuellen Rahmenbedingungen jedoch beherrschbar, sofern klare Regeln zur Mengen- und Erlöszuordnung sowie marktbasierte Verfahren angewendet werden.

Anfangs sollte die einmalige Wechselmöglichkeit aus dem CfD eine reine Option sein. In späteren Ausschreibungsrunden könnte vorgesehen werden, einen Mindestanteil der Kapazität außerhalb des CfD zu vermarkten (oder ggf. den CfD erst später nach der Inbetriebnahme starten zu lassen), um den PPA-Markt zu stärken.

Zeitplan: Einführung eines CfD-Systems ab 2027 möglich

Die beihilferechtliche Genehmigung des aktuellen Förderrahmens durch das WindSeeG sowie das EEG läuft bis zum 31. Dezember 2026 aus, eine Überarbeitung des Förderrahmens ist damit unabhängig von der oben beschriebenen Problematik der Null-Gebotsrunden und Nicht-Realisierung geboten. Für den Sommer 2026 waren ursprünglich noch zwei Ausschreibungsrunden im bisherigen Rahmen geplant. Nach dem Beschluss des Bundeskabinetts am 28. Januar 2026 sollen diese Ausschreibungen jedoch auf das Jahr 2027 verschoben werden. Damit schafft die Bundesregierung Zeit, künftigen Ausschreibungen in einem angepassten Förderrahmen durchzuführen.

Vor diesem Hintergrund erscheint ein stufenweises Vorgehen mit schrittweise steigender Komplexität als der pragmatischste Ansatz für die Einführung eines neuen Offshore-Fördersystems. In einer ersten Phase sollten einfache, anschlussfähige CfD-Modelle mit begrenzter regulatorischer Komplexität eingesetzt werden, um bereits im Jahr 2027 die Wiederherstellung der Attraktivität von Auktionen für Bieter und Projekt-Bankability sicherzustellen. Aufbauend auf den gewonnenen Erfahrungen kann schrittweise eine stärkere Marktintegration erfolgen, etwa durch die Einführung eines Mindestanteils für die PPA-Vermarktung im Rahmen von Carve-Out-Modellen, sollte zusätzliche PPA-Angebot politisch gewünscht sein. Dieser Ansatz erlaubt eine Weiterentwicklung hin zu stärker marktbasierten und systemdienlichen Förderdesigns, ohne den kurzfristigen Ausbaupfad zu gefährden.

Zentrale Empfehlung

Die Analyse zeigt, dass ein **zweiseitiger produktionsabhängiger CfD** mit **gezielter Indexierung** kurzfristig der wirksamste Mechanismus für den Offshore-Ausbau ist, um die Ausbauziele zu verfolgen. Nach der Verschiebung der Ausschreibung des Jahres 2026 auf das Folgejahr gilt es nun die **Einführung von CfDs ab 2027** vorzubereiten. **CfDs und PPAs sollten komplementär**, nicht konkurrierend ausgestaltet werden, und Investoren sollten **bis zur FID die Wahl eines PPA-Anteils der Vermarktung** ermöglicht werden.

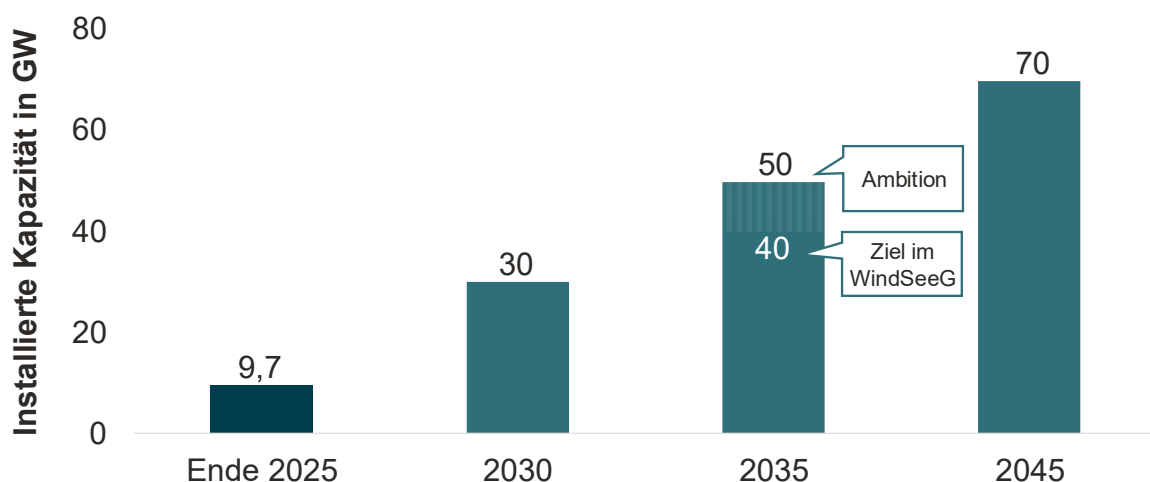
Dieses Gesamtkonzept stärkt die Planbarkeit, reduziert Systemkosten und gewährleistet, dass Deutschland seine Offshore-Ausbauziele und damit seine Energie- und Klimaschutzziele, trotz schwieriger Marktbedingungen, verlässlich erreichen kann.

1 Einführung

1.1 Hintergrund: Ohne Absicherungsmechanismus ist der Ausbau von Offshore-Wind gefährdet

Offshore-Windenergie wird eine zentrale Rolle zum Erreichen von Klimaneutralität im Jahr 2045 spielen. Entsprechend hat sich Deutschland mit dem WindSeeG ambitionierte Ausbauziele gesteckt: Bis 2030 sollen 30 GW, bis 2035 40 GW (und Ambition³ von 50 GW) und bis 2045 70 GW Stromerzeugungskapazität erreicht werden. Heute sind weniger als 10 GW installiert (**Abbildung 1**). Der Ausbau muss also deutlich beschleunigt werden, um die Ziele zu erreichen.

Abbildung 1 Status Quo und Ausbauziele für Wind auf See



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Deutsche WindGuard ([Link](#)) and WindSeeG ([Link](#)).

Um die Entwicklung von Offshore-Wind zu ermöglichen, wurden Offshore-Wind Investitionen in der Vergangenheit durch staatliche Fördermechanismen abgesichert. Die Förderung in Deutschland hat dabei mehrere Etappen durchlaufen:

- In der frühen Phase wurden Projekte über das EEG durch feste Einspeisetarife abgesichert, um hohe Investitionskosten und technische Risiken abzufedern. Mit dem EEG 2014 wurde eine Direktvermarktung des Stroms durch die Windparkbetreiber obligatorisch, in Verbindung mit einer gleitenden Einspeiseprämie, welche die am Markt zu erzielende Erlöse ergänzt und somit Kostendeckung ermöglicht. Knapp 8 GW der 9,74 GW heute

³ Vereinbarung zwischen dem Bund, den Ländern Hansestadt Bremen, Hansestadt Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Schleswig-Holstein sowie den Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz, Amprion und TenneT aus November 2022 ([Link](#)).

installierter Offshore-Wind-Erzeugungskapazität wurden unter Einspeisevergütung bzw. -prämie errichtet.

- Im Jahr 2017 wurde das Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) eingeführt, mit dessen Inkrafttreten Ausschreibungen auf Offshore-Wind-Flächen mit dem Anspruch auf eine gleitende Marktprämie eingeführt wurden. Bieter gaben an, welche Förderhöhe sie benötigen. Bereits nach der Einführung des EEG 2017 kam es zu Nullgeboten: Erste Projekte verzichteten vollständig auf Förderung und vertrauten allein auf Markterlöse.
- Hätten zu diesem Zeitpunkt mehrere Bieter auf eine Fläche Nullgebote abgegeben, wäre der Zuschlag über ein Losverfahren erfolgt. Um eine effizientere Allokation der Flächen zu ermöglichen und um Einnahmen für den Staat zu erzielen, kommen seit 2023 (im Grundsatz⁴) Gebotsverfahren zum Zuge, in welchen die ausgeschriebenen Flächen an diejenigen Bieter mit der höchsten Bereitschaft für Zahlungen an den Staat vergeben werden. Eine Förderung erfolgt hier also (im Grundsatz) nicht mehr.
- Während dies kurzfristig hohe Einnahmen für den Staat brachte, zeigen steigende Kosten und Risiken bei gesunkenen Erlösperspektiven, dass Projekte ohne explizite staatliche Förderung und/oder Absicherung zunehmend schwer finanzierbar sind. Dies hat zur Folge, dass
 - ... bereits in Auktionen bezuschlagte, aber noch nicht realisierte Projekte unter Druck geraten. Gemäß eines Bloomberg-Berichts hat beispielsweise TotalEnergies, die in den vergangenen Auktionen Zuschläge für Offshore-Wind-Flächen in der Nordsee gegen Zahlungen von 5,8 Millionen Euro erstanden hatten, kürzlich im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) eine Verbesserung der finanziellen Bedingungen angefragt.⁵ In einigen anderen europäischen Ländern haben Projektentwickler kürzlich bereits bezuschlagte Projekte auf Eis gelegt, wie zum Beispiel die beiden britischen Projekte Norfolk Boreas (Vattenfall)⁶ im Jahr 2023 oder Hornsea 4 (Ørsted) im Jahr 2025⁷.
 - ... Auktionen ohne Gebote geendet sind: Bei der letzten Auktion für zentral voruntersuchte Flächen im August 2025 ging kein einziges Gebot ein. Kein Bieter war bereit, eine Zahlung zu leisten, um das Recht auf die ausgeschriebenen Flächen (mit Netzanschluss) zu erhalten. Analoge Entwicklungen gab es kürzlich z.B. auch in Dänemark und den Niederlanden. In der Ausschreibung für nicht zentral untersuchte Flächen im Juni 2025 gab es zwar noch Gebote für eine Zahlung an den Staat, allerdings

⁴ Für nicht zentral voruntersuchte Flächen kommt ein dynamisches Gebotsverfahren zum Zuge, in welchem Bieter in einer ersten Gebotsrunde Gebote für einen «anlegbaren Wert» («Strike-Price») abgeben können. Falls – anders als in den bisherigen drei Ausschreibungsrunden für nicht zentral voruntersuchte Flächen im Jahr 2023, 2024 und 2025 – nicht mehrere Bieter einen Gebotswert von 0 Cent pro kWh abgeben, kann es im Rahmen dieser Ausschreibung also auch zu einer Förderung im Rahmen der gleitenden Marktprämie kommen. Für zentral voruntersuchte Flächen besteht diese Möglichkeit nicht.

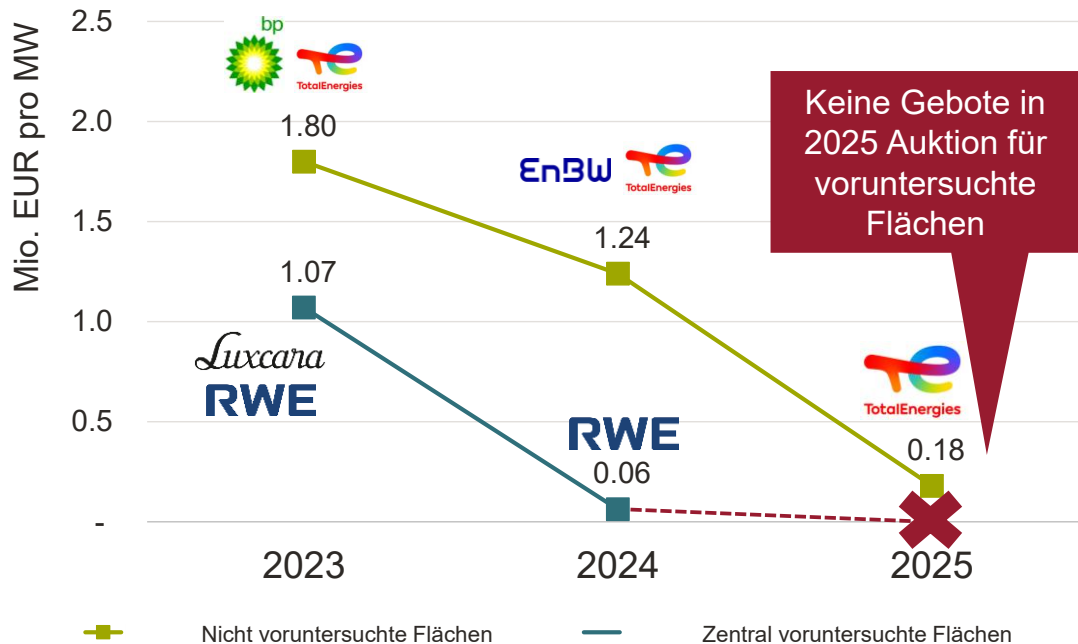
⁵ Bloomberg, 22.10.2025 ([Link](#)).

⁶ Vattenfall, 21.12.2023 ([Link](#))

⁷ Ørsted (07.05.2025) ([Link](#))

nur noch von zwei Bietern und deutlich geringer als in den Auktionen 2023 und 2024 (siehe Abbildung 2).

Abbildung 2 Entwicklung Offshore-Wind Auktionsergebnisse in Deutschland von 2023 bis 2025



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Bundesnetzagentur.

Es gilt als höchstwahrscheinlich, dass zukünftige Auktionen ebenfalls ohne Gebot enden und/oder in Auktionen bezuschlagte Projekte nicht realisiert werden, wenn die Rahmenbedingungen nicht angepasst werden. Dadurch würde das Erreichen der Offshore-Ausbauziele – und in der Konsequenz ggf. auch das Ziel der Klimaneutralität in 2045 – gefährdet und drastische Konsequenzen für die Branche haben.

Der aktuelle EE-Förderrahmen des EEG und WindSeeG läuft Ende Dezember 2026 aus. Die Bundesregierung erarbeitet derzeit einen neuen Rahmen für die Förderung. Grundlage sind hier auch die Anforderungen der EU, wonach zweiseitige CfD nach Art. 19d Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung die Referenz darstellen⁸.

⁸ Art. 19 EBM-VO verpflichtet die Mitgliedstaaten, neue staatliche Erlösstützung für erneuerbare Stromerzeugung symmetrisch auszugestalten: Bei niedrigen Marktpreisen erfolgt ein Ausgleich an den Betreiber, bei hohen Marktpreisen werden Überschusserlöse an den Staat zurückgeführt (Claw-back). Die Verordnung schreibt kein konkretes Vertragsformat vor, zweiseitige CfDs gelten jedoch als Referenzmodell; alternative Instrumente sind nur zulässig, wenn sie wirtschaftlich einen gleichwertigen, symmetrischen Erlösausgleich sicherstellen.

1.2 Auftrag: Analyse von Ausgestaltungsoptionen von zweiseitigen CfDs für Offshore-Wind

Vor diesem Hintergrund wurden wir von EnBW beauftragt, einige ausgewählte Fragen bezüglich der Ausgestaltung von CfDs sowie des Zusammenspiels von CfDs und PPAs zu analysieren. Hierzu gehen wir wie folgt vor:

- In **Abschnitt 2** beschreiben wir die **Kostenstruktur** eines Offshore-Wind-Projekts und erläutern, dass der Staat grundsätzlich ein Interesse hat, gewisse **Risiken** mitzutragen, um seine energiewirtschaftlichen Ziele zu erreichen.
- In **Abschnitt 3** analysieren und bewerten wir **wesentliche Ausgestaltungen** eines **zweiseitigen CfD** für die künftige Ausgestaltung des Offshore-Fördersystems.
- In **Abschnitt 4** präsentieren wir einen pragmatischen **Vorschlag für die Indexierung** wesentlicher Kostenrisiken, um die Realisierungswahrscheinlichkeit von Projekten unter Kostenunsicherheiten zu erhöhen.
- In **Abschnitt 5** diskutieren wir zwei grundlegende Modelle, wie die **Vermarktung von PPAs** auch in einem System der Förderung durch CfDs beibehalten werden kann.
- In **Abschnitt 6** diskutieren wir Fragen des Übergangs vom heutigen in ein zukünftiges Förderregime und stellen ein Modell für die Einführung vor.

Zusätzliche Details zur Analyse befinden sich im Anhang.

2 Um die Ausbauziele für Offshore-Wind zu erreichen, bedarf es einer zielgerichteten Risikoteilung zwischen Staat und Investoren

In diesem Kapitel ordnen wir ein, welche Risiken sinnvollerweise in der Risikosphäre der Projektentwickler liegen sollten und welche Risiken so bedeutend sind, dass eine teilweise Beteiligung des Staates nötig oder sinnvoll erscheint, um die Realisierungswahrscheinlichkeit von Projekten zu erhöhen und die Ausbauziele zu erreichen. Die Darstellung folgt dem Lebenszyklus eines Offshore-Windparks, den zentralen Kostentreibern und der Bewertung der jeweiligen Risiken im Hinblick auf ihre Materialität und deren Handhabbarkeit durch die Entwickler.

Dabei gehen wir wie folgt vor:

- In **Abschnitt 2.1** beschreiben wir die Kostenstruktur von OWP, die stark von CAPEX bestimmt ist.
- In **Abschnitt 2.2** erläutern wir, dass vor der Inbetriebnahme Risiken bzgl. Kostenentwicklung (CAPEX) und Finanzierung dominieren und nach Inbetriebnahme Erlösrisiken und die Entwicklung der OPEX in den Fokus rücken.
- In **Abschnitt 2.3** zeigen wir, dass der Staat Interesse an einer zielgerichteten Risikoallokation hat und es sinnvoll ist, Erlösrisiken z.B. über einen CfD und Kostenunsicherheiten über eine Indexierung des CfD Strike-Price zu adressieren.

2.1 Offshore-Wind ist durch eine kapitalintensive Kostenstruktur und einen langen Refinanzierungszeitraum gekennzeichnet

Offshore-Windparks zählen zu den kapitalintensivsten Energieerzeugungsanlagen. Die Investitionskosten (CAPEX) dominieren die Gesamtwirtschaftlichkeit über den Lebenszyklus des Projekts.

Kapitalintensive Investition in Offshore-Wind

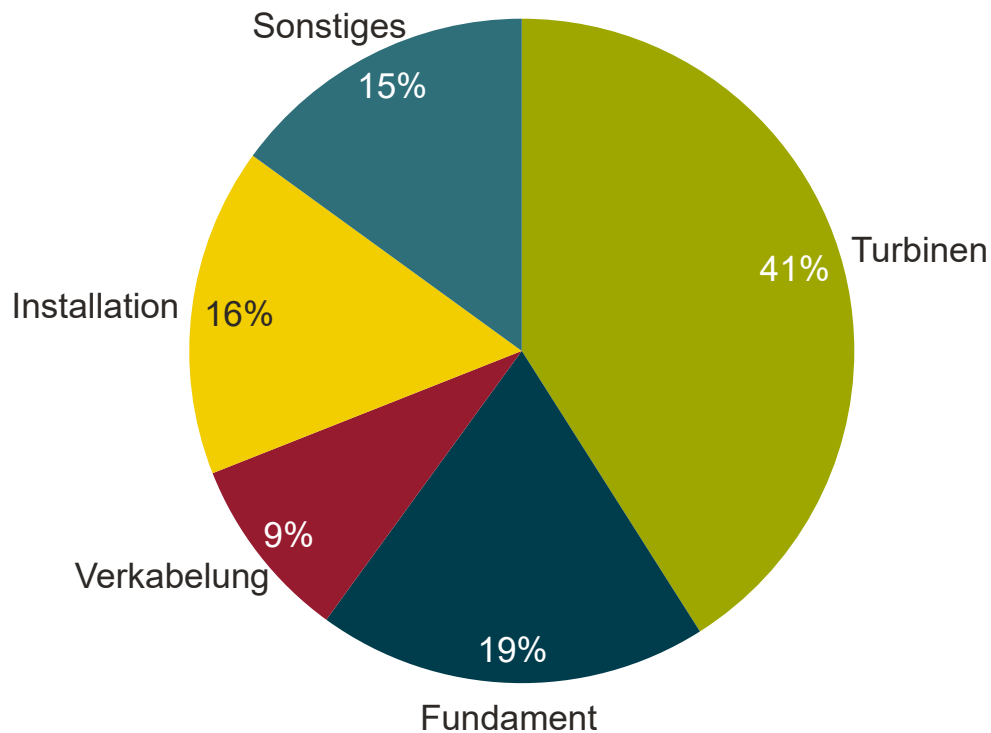
Wesentliche Kostentreiber für den Bau von OWP sind⁹:

- Turbinen: rund 40 Prozent der Investitionskosten;
- Fundamente: rund 20 Prozent;
- Verkabelung: rund 10 Prozent (in Deutschland geringer als im internationalen Vergleich, da Netzanschluss durch den Übertragungsnetzbetreiber erfolgt); sowie

⁹ Basierend auf IRENA (2025) „Renewable Power Generation Costs in 2024“ und eigenen Anpassungen für die Besonderheiten der Kostenstruktur in Deutschland. Die genaue Kostenaufteilung ist projektabhängig und die folgenden Werte sind als Orientierungswerte zu verstehen.

- Installation und sonstige Komponenten: zusammen rund 30 Prozent.

Abbildung 3 Rund 60% der Investitionskosten entfallen auf die Kosten für die Turbinenbeschaffung und das Fundament



Quelle: Frontier Economics, basierend auf von IRENA ([Link](#)) veröffentlichten internationalen Erfahrungswerten und eigenen Anpassungen;

Hinweis: Um die Werte an den deutschen Kontext anzupassen wurden der Anteil der Kosten für Verkabelung um 6 Prozentpunkte reduziert (um nur noch die vom OWP-Entwickler selbst zu tragenden Kosten für Park-interne Verkabelung abzubilden) und auf Fundament, Installation und Turbinen verteilt, weil OWP-Entwickler in Deutschland nicht für Netzanschluss zuständig sind.

Die CAPEX-Struktur prägt die Risikoexposition deutlich. Besonders relevant sind Kostenentwicklungen, die sich durch globale Trends in Rohstoffmärkten oder Lieferkettenengpässen ergeben. Diese Lieferkettenengpässe, zusammen mit stark eingeschränkter Lieferantenvielfalt und Erzeugungskapazität bei den Turbinenerstaurüstern¹⁰ führen dazu, dass es sich bei den benötigten Komponenten derzeit um einen „Lieferantenmarkt“ handelt, mit entsprechend eingeschränkter Verhandlungsposition von Projektentwicklern.

¹⁰ Siehe zum Beispiel Montel (2025) „Offshore-Wind supply chain constraints: what investors need to know“, verfügbar unter <https://montel.energy/resources/blog/offshore-wind-supply-chain-constraints-what-investors-need-to-know>

Finanzierungskosten als bestimmender Faktor

Neben den Investitionskosten für die Errichtung der Anlage sind bei der Gebotsbestimmung auch die Finanzierungskosten ein bestimmender Faktor. Bei der Gebotsabgabe berücksichtigen Investoren eine Erwartung über die Finanzierungsbedingungen zum (mehrere Jahre in der Zukunft liegenden) Zeitpunkt der FID.

Die Finanzierungskosten eines Projekts setzen sich dabei zusammen aus:

- **Fremdkapitalkosten** setzen sich im Wesentlichen aus den Finanzierungskosten der Kreditgeber und einem Aufschlag für das Kreditrisiko eines Projekts zusammen. Da Offshore-Wind-Projekte typischerweise über eine Projektfinanzierung laufen und damit zu erheblichem Teil (z.B. 70 Prozent) fremdfinanziert sind¹¹, haben Zinsänderungen einen unmittelbaren und starken Effekt auf den Schuldendienst und somit auf die Schuldentragfähigkeit eines Projekts.
- **Eigenkapitalkosten** reflektieren dagegen die Renditeanforderungen der Investoren und sind häufig das entscheidende Kriterium für die FID: Selbst ein bankfähiges Projekt wird nicht realisiert, wenn die erwartete Eigenkapitalrendite unter den internen Zielwerten liegt.

Im Zusammenspiel bestimmen beide Kostenarten die gewichteten mittleren Kapitalkosten (WACC) eines Projekts.

Betriebskosten mit geringer, aber nicht vernachlässigbarer Bedeutung

Während die Betriebskosten nach Inbetriebnahme mit 30% der Gestehungskosten im Vergleich zu den Investitions- und Finanzierungskosten (CAPEX, 70%) eine geringere Bedeutung haben, sind sie über 25 Betriebsjahre dennoch materiell.

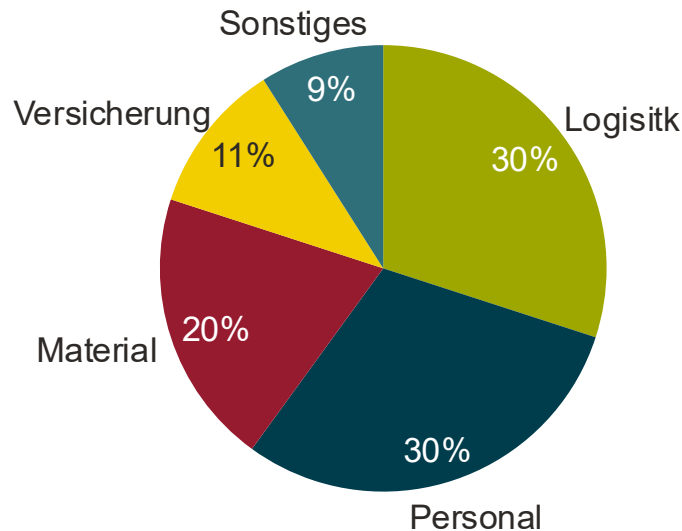
Zentrale Kostentreiber während der Betriebszeit sind:

- Personalkosten,
- Kosten für Logistik (Schiffe und Häfen), sowie
- Ersatzteile und Materialkosten.

Ihre Volatilität variiert je nach Wartungsverträgen, Verfügbarkeiten von Schiffskapazitäten und Personalkostenentwicklung.

¹¹ Siehe z.B. World Forum Offshore-Wind (2022) "Financing Offshore-Wind", Seite 68.

Abbildung 4 Personal- und Logistik-Kosten machen den Großteil der Kosten während der Betriebsphase (OPEX) aus



Quelle: Frontier Economics, basierend auf IRENA ([Link](#)) und eigenen Anpassungen. Die konkrete Kostenaufteilung ist projektabhängig, die hier genannten Werte sind entsprechend als exemplarische Orientierungswerte zu verstehen.

2.2 Investitionen in Offshore-Wind gehen mit substanziellen Risiken einher, deren Relevanz im Lebenszyklus eines Projektes variiert

Offshore-Windparks durchlaufen einen langen Projektzyklus mit unterschiedlichen Risikoausprägungen. Die Frage, welche Auswirkungen Risiken auf die Projektrealisierung haben, hängt davon ab, wann sie sich materialisieren können.

Die Zeit zwischen Gebot und finaler Investitionsentscheidung („FID“) ist für Projektentwickler entscheidend

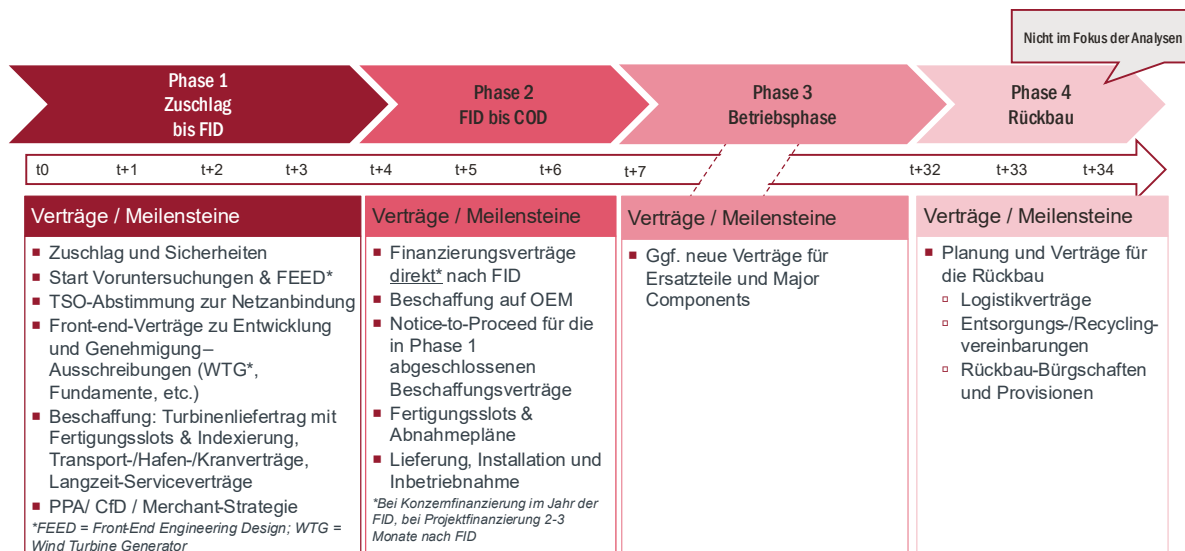
Ein OWP-Projekt durchläuft vier Phasen (**Abbildung 5**):

- **Phase 1: Gebot bzw. Zuschlag in der Auktion bis FID** – diese Phase enthält die Vorentwicklung, Genehmigungen und Planung;¹²
- **Phase 2: FID bis Betriebsbeginn („COD“ für „Commercial Operation Date“)** – diese Phase enthält den Bau, die Beschaffung und Installation;
- **Phase 3: Betrieb** – in dieser Phase werden die Erlöse generiert, über die der OWP (ohne Förderung) refinanzieren muss;

¹² Bereits vor der Auktion finden vorläufige Planungen statt, nicht zuletzt, um die Projektkosten zu schätzen und das Gebot abzugeben. Damit verbundenen Kosten sind zum Auktionszeitpunkt versunken und für die Projektrealisierung nach Zuschlag nicht relevant.

■ Phase 4: Rückbau.

Abbildung 5 Schematische Übersicht der Phasen eines OWP Projektes



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Exemplarische schematische Darstellung, der Zeitplan und die einzelnen Meilensteine können von Projekt zu Projekt variieren.

Die typische Gesamtdauer von Auktionszuschlag bis Beginn des Rückbaus beträgt aktuell rund 32 Jahre. Die eigentliche Betriebsdauer beträgt nach derzeitiger Rechtslage 25 Jahre,¹³ zwischen **Zuschlag und Betriebsbeginn** liegt derzeit ein Zeitraum von rund sieben Jahren. In dieser Zeit werden Meilensteine erreicht, die direkt über Projektrealisierung oder Verzögerung entscheiden können.

Zentrale Meilensteine, die Risiken in dem Zeitraum zwischen Zuschlag und Betriebsbeginn determinieren (also in den Phasen 1 und 2), sind unter anderem:

- Durchführung von Front-End-Engineering- und Design-Studien, in denen das grundlegende Anlagenkonzept, die technischen Spezifikationen, die Layouts, die Schnittstellen und die wichtigsten Kostenannahmen ausgearbeitet werden;
- Abschluss von Front-End-Verträgen zu Entwicklung und Genehmigung;
- Netzanschlusskoordination;
- Beschaffungsverträge für Turbinenlieferung mit Fertigungsslots und Indexierung, Logistik-Verträge und teilweise Langzeit-Service-Verträge;
- Abschluss von Finanzierungsverträgen; und
- Bestellungen, Lieferungen und Installation.

¹³ Von einer eventuellen Verlängerung des Betriebs auf über 25 Jahre hinaus wird hier abgesehen, da diese aus Sicht der heutigen Regulierung unsicher ist.

Viele dieser Verträge legen Kostenblöcke langfristig fest. Dabei sind manche Risiken materiell und lassen sich in dieser Phase nicht oder nicht ausreichend steuern.

Materialität der Risiken hängt davon ab, ob sie durch Entwickler gemanagt werden können und in welchem Ausmaß sie die Projektkosten beeinflussen

Das Risikoprofil ändert sich über den Projektverlauf. Drei Dimensionen sind für die Bewertung aus Investorensicht zentral:

- **Materialität:** Wie materiell ist das Risiko, ausgehend von einer Kombination aus Eintrittswahrscheinlichkeit und Auswirkung auf die Gesamtkosten und somit auf die Projektrealisierung oder den Betrieb?
- **Steuerbarkeit:** Kann der Investor das Risiko durch kommerzielle, technische oder organisatorische Maßnahmen grundsätzlich steuern?
- **Zeitpunkt:** Wann tritt das Risiko typischerweise auf und wann kann es adressiert werden? (mit Rückwirkung auf Materialität)

In der Bauphase dominieren Finanzierungsrisiken, Rohstoffpreis- und Komponentenunsicherheit

Aus Sicht der finalen Investitionsentscheidung (FID) konzentriert sich das materielle Risiko eines Offshore-Wind Projekts auf wenige, jedoch sehr entscheidende Faktoren, die durch die OWP-Investoren kaum beeinflussbar sind:

- **Finanzierungsrisiken (Zinskosten):**¹⁴ Eine Veränderung des Zinsumfelds, ausgedrückt durch eine Erhöhung des risikolosen Zinses oder des Referenzzinses, wirkt sich direkt und stark auf die Realisierbarkeit von Offshore-Windparks zwischen Gebotsabgabe bzw. -zuschlag und FID aus, weil sie gleichzeitig Fremd- und Eigenkapitalkosten erhöht und damit die Wirtschaftlichkeit – bei gegebenem Verkaufspreis¹⁵ – strukturell verschlechtert. Umgekehrt gilt: Stabile oder abgesicherte Zinsen erhöhen die Realisierungswahrscheinlichkeit deutlich, weil sie Planbarkeit schaffen und Risikoaufschläge reduzieren:
 - **Fremdkapitalkosten:** Offshore-Wind-Projekte werden typischerweise überwiegend fremdfinanziert (Projektfinanzierung). Die Kreditzinsen setzen sich aus einem Referenzzins (EURIBOR oder langfristiger Swap) plus Marge zusammen. Steigt der Referenzzins, steigen die Fremdkapitalkosten entsprechend. Der erhöhte Zinsaufwand belastet die Schuldentragfähigkeit eines Offshore-Wind-Projekts und führt entsprechend zu einem geringeren Kreditvolumen, das für das jeweilige Offshore-Wind -

¹⁴ Grundsätzlich bestehen auch Wechselkursrisiken. Diese sind implizit in den Rohstoff- und Komponentenrisiken abgebildet.

¹⁵ Der Verkaufspreis kann dabei im Fall eines merchant investments (wie in den vergangenen Jahren in Deutschland) über Power Purchase Agreements (PPAs) abgesichert sein oder – zukünftig voraussichtlich – über Contracts for Differences (CfDs) mit einer staatlichen Entity, siehe folgende Kapitel. Bei der Beurteilung der kommerziellen Risiken wird hier zunächst davon ausgegangen, dass es sich um einen konstanten Verkaufspreis handelt. In Kapitel 4 diskutieren wir Möglichkeiten den Strike-Price im CfD derart zu indexieren, dass diese Risiken für Investoren (teilweise) mitigiert werden.

Projekt aufgenommen werden kann. Hierdurch ergibt sich ein signifikantes Finanzierungsrisiko, da die dadurch ergebene Finanzierungslücke durch Eigenkapital gefüllt werden muss.

- **Eigenkapitalkosten:** Die Renditeanforderung der Investoren orientiert sich am risikolosen Zins zuzüglich einer Risiko- und Illiquiditätsprämie. Steigt der risikolose Zins, erhöhen sich die Eigenkapitalanforderungen. Offshore-Wind konkurriert dann stärker mit risikoärmeren Alternativen, so dass Investoren höhere Zielrenditen verlangen oder Investitionen verschieben. Für ein Projekt mit fixem Gebotswert sinkt dadurch der Kapitalwert, und die erwartete Eigenkapitalrendite unterschreitet schneller die internen Mindestanforderungen oder die Renditeerwartung des Kapitalmarkts.

Veränderungen des risikolosen Zinses oder des Referenzzinses zwischen Auktionsgebot und FID sind damit besonders relevant für die Realisierbarkeit von Offshore-Wind Projekten: Der Zuschlagswert aus der Auktion ist fix, während die Finanzierung erst später abgeschlossen wird. Steigt der risikolose Zins in dieser Zwischenphase, können die höheren Kapitalkosten nicht mehr über höhere Erlöse kompensiert werden. Das Risiko liegt vollständig beim Projektentwickler und ist zu diesem Zeitpunkt nicht durch diesen beeinflussbar. Selbst moderate Zinsanstiege können daher dazu führen, dass ein Projekt, das zum Zeitpunkt des Gebots wirtschaftlich war, zum Zeitpunkt der FID nicht mehr investierbar ist.

- **Rohstoff- und Komponentenpreise:** Ebenfalls von hoher Bedeutung für den Projekterfolg vor Betriebsbeginn sind die Rohstoff- und Komponentenpreise. Offshore-Wind-Projekte sind stark abhängig von globalen Material- und Technologiemarkten, insbesondere für Stahl und komplexe Turbinenkomponenten. Diese Märkte unterliegen geopolitischen Einflüssen, zyklischer Nachfrage und teils starken Ausschlägen, wie sie zuletzt während der Energiekrise beobachtet wurden. Projektentwickler haben nur begrenzte Möglichkeiten, solche externen Kostenrisiken zu steuern. Da viele Liefer- und Beschaffungsverträge erst zur FID mit finalen Konditionen geschlossen werden können und die Konditionen in der Regel Weitergabe von Materialkosten bis Betriebsbeginn beinhalten, führt unerwartete Preisvolatilität zu erheblichen Kalkulationsunsicherheiten im Vergleich zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe.

Ohne geeignete Risikoteilung zwischen Investoren und Staat drohen Verzögerungen oder Projektabbrüche, die die nationalen Ausbauziele gefährden würden

In der Betriebsphase verändert sich die Risikostruktur und Betriebskosten- und Erlösrisiken werden zentral

In der Betriebsphase sind OWP-Betreiber Risiken in Zusammenhang mit den Betriebskosten und mit den Erlösen ausgesetzt.

- **Betriebskostenrisiken:** Zwar sind die Betriebskosten im Verhältnis zu den Investitionskosten geringer, sie wirken jedoch über die gesamten 25 Betriebsjahre kumuliert. Besonders relevant sind hier Personal-, Wartungs- und Logistikkosten. Diese Kosten reagieren

sensibel auf tarifliche Entwicklungen, Engpässe in der Offshore-Logistik oder Verfügbarkeiten spezialisierter Schiffe. Diese Faktoren lassen sich durch Betreiber nur eingeschränkt beeinflussen. Die Preisentwicklung langfristiger Serviceverträge folgt ebenfalls externen Trends.

- **Erlösrisiko:** Offshore-Wind erzeugt wetterabhängig und ist (ohne langfristige Preisabsicherung durch PPAs oder CfDs) unmittelbar von der Volatilität der Großhandelsstrompreise abhängig. Schwankende Marktpreise, Kannibalisierungseffekte durch gleichzeitige Einspeisung (Preisrisiko) und mögliche Erzeugungsreduktionen durch Netzengpässe verstärken die Unsicherheit. Hinzu kommen Mengenschwankungen durch wechselnde Windverhältnisse oder technische Verfügbarkeiten (Mengenrisiko). Diese Risiken können von Projektentwicklern nur begrenzt gemanagt werden und beeinflussen die Bankability eines Projekts unmittelbar.¹⁶

Vor diesem Hintergrund wird deutlich, welche Risiken eine strategische Rolle für den Erfolg der deutschen Offshore-Ausbauziele spielen. Besonders jene Risiken, die gleichzeitig extern getrieben, schwer steuerbar und materiell für die Projektentscheidung sind, können ohne eine zielgerichtete staatliche Risikoteilung dazu führen, dass Projekte trotz hoher volkswirtschaftlicher Relevanz nicht realisiert werden. Eine sorgfältig ausbalancierte Förderarchitektur, die diese systematischen Risiken auffängt, trägt daher direkt zur Erreichung der Klimaziele, zur Sicherung langfristiger Stromerzeugungskapazitäten und zur Stabilisierung der Investitionstätigkeit bei, worauf wir im folgenden Abschnitt genauer eingehen.

2.3 Der Staat hat ein Interesse, sich an den Offshore-Wind-Risiken zu beteiligen, um die energiepolitischen Ziele zu erreichen

Die in den vorangegangenen Abschnitten beschriebenen Risiken verdeutlichen, dass die Realisierung von Offshore-Wind-Projekten von externen Faktoren abhängig ist, die sich durch Projektentwickler nur begrenzt steuern lassen. Das können sowohl kurzfristige unerwartete Entwicklungen sein wie die Covid-Pandemie oder der Ukraine-Krieg, wie auch langfristige Entwicklungen, die teilweise regulatorisch-politisch bedingt sind, wie z.B. die erneuerbare Strategie in Deutschland oder Kernenergiestrategie in benachbarten Ländern, die eine Wirkung auf die längerfristig erzielbaren Großhandelspreise in Deutschland haben.

Diese Risiken sind nicht nur für die Wirtschaftlichkeit einzelner Projekte relevant, sondern beeinflussen unmittelbar die Erreichung der energiepolitischen Ziele Deutschlands. Vor diesem Hintergrund besteht ein klares staatliches Interesse, eine angemessene Risikoteilung zwischen Investoren und Staat sicherzustellen.

¹⁶ Zudem bestehen weitere Risikoarten, wie regulatorische Veränderungen oder seltene Extremereignisse. Sie sind schwerer zu prognostizieren und werden in der Regel über Szenario- und Sensitivitätsberechnungen mit z.B. höheren Kapitalkosten in den Wirtschaftlichkeitsberechnungen berücksichtigt. Solche Risiken werden in den folgenden Analysen nicht weiter berücksichtigt.

Offshore-Wind als Pfeiler der Energie- und Klimastrategie

Offshore-Wind ist ein zentrales Element der nationalen Energie- und Klimastrategie. Die Ausbauziele von 30 Gigawatt bis 2030 und 40 Gigawatt bis 2035 setzen voraus, dass zukünftige Ausschreibungen erfolgreich sind und bezuschlagte Projekte tatsächlich realisiert werden. Materialisierte Kosten- und Finanzierungsrisiken können jedoch dazu führen, dass Projekte trotz Zuschlag nicht gebaut werden oder erst mit langen Verzögerungen ans Netz gehen. Beispiele wie die jüngsten Projektabbrüche in Großbritannien oder in der iberischen Offshore-Planung zeigen, dass steigende Kapitalkosten und volatile Lieferketten auch in etablierten Märkten die Realisierung gefährden können. Für das Energiesystem bedeutet dies: Jede Verzögerung oder Nichtrealisierung erhöht das Risiko, dass Versorgungssicherheit und Klimaziele nicht erreicht werden.

Ineffiziente Risikoteilung erhöht Systemkosten

Eine ineffiziente Verteilung der Risiken zwischen Staat und Investoren kann dazu führen, dass Auktionen ohne Förderung ohne Gebot beendet werden oder bei Förderung zu höheren Förderkosten führen. Wenn Projektentwickler systemische Risiken, wie zum Beispiel Risiken über die Entwicklung der Großhandelspreise, vollständig selbst tragen müssen, werden sie diese in ihren Geboten einpreisen. Dies führt entweder zum Ausbleiben von Geboten oder zu höheren Strike-Prices oder – wie zuletzt in einigen Ausschreibungen – zu einem Ausbleiben wettbewerbsfähiger Gebote. Auch das grundsätzliche Risiko vorzeitiger Stilllegungen in späten Betriebsjahren aufgrund von, zum Beispiel, steigenden Betriebskosten bei gleichbleibender CfD-Höhe, ist aus staatlicher Sicht relevant, da hierdurch langfristig eingeplante Erzeugungskapazitäten verloren gehen können.

Abbildung von Erlösrisiken über CfD und von Kostenrisiken über Indexierung

Vor diesem Hintergrund ist eine staatliche Risikobeteiligung zur Erhöhung der Realisierungswahrscheinlichkeit dort sinnvoll, wo Risiken einerseits materiell und schwer steuerbar sind und andererseits in engem Zusammenhang mit übergeordneten energiepolitischen Zielen stehen. Dazu zählen insbesondere:

- **Erlösrisiken**, die in einem volatilen Großhandelsmarkt auftreten und die Finanzierungssicherheit unmittelbar beeinflussen. Dort wo privatwirtschaftliche Absicherungsmechanismen wie Power Purchase Agreements (PPAs) nicht hinreichend funktionsfähig sind (z.B., weil keine ausreichende Nachfrage vorliegt) kann ein staatlich induzierter Contract for Difference (CfD) Preiseffekte effektiv abfedern und Investitionsentscheidungen ermöglichen. Die Bundesregierung hat die Einführung von CfDs ab 2027 bereits angekündigt – im Einklang mit den Vorgaben auf EU-Ebene.¹⁷ Zudem wurde die eigentlich für Sommer 2026 geplanten Wind-Offshore Auktion in das Jahr 2027 verschoben, um die zu

¹⁷ Leitlinien der Kommission für die Gestaltung zweiseitiger Differenzverträge (C/2025/6701) ([Link](#)).

vergebenden Flächen im überarbeiteten Förderrahmen zu berücksichtigen.¹⁸ Insofern beschäftigen wir uns im Folgenden nicht mit der Frage, ob CfDs eingeführt werden sollten, sondern wie ihre konkrete Ausgestaltung vorgenommen werden sollte.

- **Kostenunsicherheiten**, die sich aus globalen Lieferketten, Rohstoffmärkten oder den Finanzierungsmärkten ergeben sowie Unsicherheiten zwischen dem Gebot und der FID bzw. dem Betriebsbeginn sind entscheidend für die Realisierung. Diese Risiken können durch eine differenzierte Indexierung des Strike-Price im CfD gezielt adressiert werden, solange sie so ausgestaltet ist, dass sie keine übermäßigen fiskalischen Risiken oder Überrenditen erzeugen.

Eine strukturierte Risikoteilung zwischen OWP-Entwicklern und Staat stärkt damit die Investitionssicherheit und reduziert den Bedarf an Risikoaufschlägen in den Geboten. Gleichzeitig stellt sie sicher, dass der Staat nur dort Kosten trägt, wo dies zur Zielerreichung notwendig ist und wo Projektentwickler keine ausreichenden Möglichkeiten zur Risikoabsicherung haben. Wesentliche operative und projektspezifische Risiken verbleiben weiterhin beim Investor, was Anreize für effizientes Projektmanagement erhält.

Insgesamt erhöht eine gezielte und klar begrenzte staatliche Risikobeteiligung die Wahrscheinlichkeit, dass geplante Offshore-Wind-Projekte realisiert werden und reduziert gleichzeitig die Gesamtkosten für das Energiesystem. Sie ist damit ein zentraler Baustein für eine erfolgreiche Umsetzung der deutschen Offshore Strategie.

In den nachfolgenden Abschnitten gehen wir zuerst auf die Ausgestaltung eines CfD-Systems und anschließend auf Möglichkeiten der Indexierung ein.

¹⁸ Siehe z.B. energate, 28.01.2026 ([Link](#)).

3 Ausgestaltung von zweiseitigen Contract-for-Differences für eine effiziente Risikoabsicherung zukünftiger Offshore-Wind-Investitionen

In diesem Abschnitt diskutieren wir die mögliche Ausgestaltung eines zweiseitigen CfD für die Förderung von Offshore-Wind-Projekten in Deutschland. Dabei gehen wir wie folgt vor:

- In **Abschnitt 3.1** beschreiben wir einleitend die Entwicklung des Förderrahmens in Deutschland und stellen vor dem Hintergrund der aktuellen EU-Vorgaben Optionen für eine zukünftige Ausgestaltung als Varianten eines zweiseitigen CfD dar.
- In **Abschnitt 3.2** analysieren wir die Anreizwirkung und weitere volkswirtschaftliche Effekte der Fördermechanismen. Wir zeigen, dass ein produktionsunabhängiger CfD systemdienliches Verhalten von Entwicklern und Betreibern anreizen kann, diese Eigenschaft jedoch stark von der Detailausgestaltung des Instruments abhängt.
- In **Abschnitt 3.3** bewerten wir die Fördermechanismen aus Sicht der Investoren und betrachten die Effekte auf die Förderbudgets des Staates. Wir zeigen, dass aus Sicht der Investoren Preisrisiken eine höhere Bedeutung haben als Mengenrisiken und sich die CfD-Varianten hinsichtlich des Staatsbudgets nur unwesentlich unterscheiden. Beim produktionsunabhängigen CfD rückt die konkrete Definition der Referenzmenge in den Fokus, deren komplexe Festlegung ein potenzielles Risiko für Investoren darstellt.
- In **Abschnitt 3.4** fassen wir zusammen, dass die Entscheidung über das künftige Förderinstrument eine Abwägung zwischen der Komplexität und Umsetzbarkeit des Instruments auf der einen und seiner Anreizwirkung bzw. Systemwirkung auf der anderen Seite erfordert.

3.1 Nach EU-Vorgaben stellt der zweiseitige CfD den neuen Maßstab dar

Bestandsaufnahme der zentralen Optionen zur Weiterentwicklung der OWP-Förderung

Ausgehend von den Vorgaben auf EU-Ebene sowie den Diskussionen im Forum der Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS) stellen die folgenden Instrumente die zentralen Optionen für die Weiterentwicklung des Fördersystems dar. Eingangs erläutern wir zu Abgrenzung kurz das derzeitige System der Direktvermarktung ohne Förderung. **Anhang A** beinhaltet eine detaillierte Beschreibung der CfD-Systeme.

- **Merchant Investment:** Hier erzielen Betreiber sämtliche Einnahmen allein über den Stromverkauf am Großhandelsmarkt bzw. über den Abschluss langjähriger PPAs. Preis- und Mengenrisiken liegen vollständig beim Investor. Die Wirtschaftlichkeit eines Offshore-Windparks bestimmt sich dabei aus den erzielten Marktpreisen und der tatsächlich

erzeugten Strommenge. Diese Struktur bildet die Grundlage der Quantifizierung, da sie zeigt, welche Risiken ohne staatliche Intervention getragen werden müssten

- Der **produktionsabhängige zweiseitige CfD** gleicht die Differenz zwischen Marktpreis und Strike-Price für jede eingespeiste MWh aus. Er reduziert das Preisrisiko effektiv und erzeugt planbare Cashflows, während das Volumenrisiko weiterhin beim Betreiber verbleibt. Diese Form des CfD ist international etabliert, gilt als bankfähig („bankable“) und wird etwa in Großbritannien seit vielen Jahren erfolgreich eingesetzt. Allerdings entstehen betriebliche Anreize zur Einspeisung auch in systemkritischen Stunden, wenn keine spezifischen Regeln (z. B. Negativpreisstopps) greifen.
- Beim **produktionsunabhängigen zweiseitigen CfD** orientieren sich die Differenzzahlungen nicht an der realen Einspeisung, sondern an einer modellierten Referenzproduktion. Dadurch sollen Volumenrisiken abgedeckt und systemwidrige Einspeiseanreize vermieden werden. Das Modell stärkt die Resilienz gegenüber Wetter- und Netzschwankungen und kann den Betrieb stärker an marktwirtschaftlichen Signalen ausrichten. Es erfordert jedoch eine robuste Definition des Referenzoutputs und ist administrativ anspruchsvoller.
- Der **hybride CfD** kombiniert beide Logiken: Er funktioniert überwiegend wie ein produktionsabhängiger CfD, schaltet jedoch in systemkritischen Situationen – etwa bei negativen Preisen oder ausgewiesenen Netzengpässen – auf eine produktionsunabhängige Referenzabrechnung um. Dadurch werden Fehlanreize gezielt reduziert, ohne die Struktur eines etablierten CfD vollständig zu verändern. Allerdings erhöht diese Doppellogik die Komplexität und stellt hohe Anforderungen an Governance und Transparenz bei der Identifikation kritischer Stunden.

Die Förderoptionen unterscheiden sich vor allem darin, welche Risiken sie abfedern und welche weiteren Wirkungen sie haben. Der **produktionsbasierte CfD** reduziert in erster Linie das Marktpreisrisiko, lässt aber Volumenrisiken wie Windschwankungen und Curtailment bestehen. Der **produktionsunabhängige CfD** geht einen Schritt weiter und adressiert zusätzlich das Volumenrisiko, indem er Zahlungen auf Basis eines Referenzoutputs leistet. Der **hybride CfD** kombiniert die wesentlichen Elemente der beiden vorgenannten Systeme.

Kriterien für die Bewertung von Fördersystemen

Nachfolgend diskutieren wir die wesentlichen Eigenschaften der unterschiedlichen Fördersysteme und wägen zwischen den Instrumenten ab. Dabei gehen wir ein auf:

- Erstens die **volkswirtschaftlichen Effekte und den Förderbedarf**, insbesondere welche Anreizwirkungen die Instrumente auf Effizienz, Systemintegration und langfristige Kostenentwicklung ausüben und welche fiskalischen Risiken für den Staat entstehen (**Abschnitt 3.2**).
- Zweitens die **Attraktivität aus Investorensicht**, also die Frage, wie zuverlässig ein Mechanismus Preis- und Mengenrisiken reduziert und damit die Bankability eines Projekts stärkt und letztlich zu einem effektiven Wind-Offshore Ausbau führt. Entscheidend ist hier

die Stabilität der erwarteten Cashflows, die Auswirkungen auf den internen Zinsfuß (IRR) und die Fähigkeit, Fremdkapital zu mobilisieren (**Abschnitt 3.3**).

- Drittens die **Komplexität eines Mechanismus**, sowohl mit Blick auf Verständlichkeit und **Umsetzbarkeit** für Projektentwickler als auch hinsichtlich administrativer Anforderungen für Staat und Behörden (**Abschnitt 3.4**).

Diese Kriterien ermöglichen eine strukturierte, vergleichbare Bewertung der Fördersysteme und bilden die Grundlage für die spätere Empfehlung.

3.2 Die CfD-Varianten unterscheiden sich in ihrer Anreizwirkung hinsichtlich der Systemdienlichkeit der Erzeugung

Die beiden grundlegenden Ausgestaltungsformen eines zweiseitigen CfD – produktionsabhängig und produktionsunabhängig – setzen jeweils unterschiedliche Anreize im Betrieb von Offshore-Windparks. Diese Unterschiede sind zentral für die Bewertung der Mechanismen, da sie nicht nur die Wirtschaftlichkeit der Projekte, sondern auch ihre Systemdienlichkeit beeinflussen.

Im produktionsbasierten CfD gilt das „produce and forget“-Prinzip

Im produktionsabhängigen CfD erfolgt die Abrechnung auf Basis der tatsächlich eingespeisten Strommengen. Dieses Modell reduziert das Preisrisiko sehr effektiv, führt jedoch gleichzeitig zu Anreizen, die nicht immer systemkonform sind:

- **Systemdienlicher Dispatch:** Da jede erzeugte MWh zur CfD Zahlung beiträgt, entsteht ein impliziter Anreiz zur Einspeisung auch in Situationen, in denen Strom für das System einen negativen Wert hat. Ohne ergänzende Regeln – etwa zur Auszahlung der Differenzzahlungen in Situationen mit negativen Preisen (siehe dazu unten) – kann dies dazu führen, dass Offshore Anlagen in Stunden mit negativen Intraday oder Balancing Signalen weiter produzieren.
- **Wahl von Wartungsfenstern:** In diesem System bestehen weniger Anreize, Wartungsarbeiten in Niedrigpreisperioden zu verlagern, weil jede reale Erzeugungseinbuße unmittelbar zu Erlösausfällen führt, es durch die Differenzzahlung zwischen Referenzmarktpreis und Strike-Price aber im Grundsatz keine Rolle spielt, wie hoch das Preisniveau zu der Zeit der Wartung ist. Hier ist jedoch zu beachten, dass der wesentliche Treiber für das Timing von Wartungen ohnehin die erwartete Windausbeute sein wird, d.h. Wartungen werden in Zeiträumen mit typischerweise geringer Windausbeute gelegt. Zudem spielt neben der Erlösperspektive auch die langfristige Planung von Wartungsmannschaften und -logistik die Wartungszeitfenster eine wesentliche Rolle.
- **Anlagenkonfiguration:** Die CfD-Ausgestaltung kann auch Auswirkungen auf das Anlagendesign haben: Anlagenkonfigurationen, die auf maximale Jahresproduktion ausgelegt sind, können bei produktionsbasierten CfDs bevorzugt werden, selbst wenn sie systemseitig nicht die wertvollsten Erzeugungsprofile liefern.

Aus diesen Gründen spricht man vom „produce-and-forget“-Prinzip produktionsbasierter Förderung.

Der produktionsunabhängige CfD stärkt Anreize für systemdienliches Verhalten

Der produktionsunabhängige CfD hebt diese Kopplung zwischen tatsächlicher Einspeisung und CfD Zahlung auf und orientiert die Abrechnung an einem Referenzoutput. Dadurch entstehen andere betriebliche Anreize: Betreiber erhalten planbare Erlöse unabhängig davon, ob sie in bestimmten Stunden einspeisen, was ihnen ermöglicht, stärker auf Markt- und Systemsignale zu reagieren.

- **Systemdienlicher Dispatch:** Insbesondere entfällt der Anreiz, in Phasen negativer Preise oder ausgeprägter Intraday Volatilität zu produzieren, sofern diese Stunden als wirtschaftlich ungünstig erkannt werden.
- **Wahl von Wartungsfenstern:** Ebenso können Wartungsfenster systemdienlicher geplant werden, da sie nicht unmittelbar zu einer Reduktion der CfD Erlöse führen. Gleichzeitig bleibt der tatsächliche Betriebsanreiz bestehen, wenn der CfD durch Verfügbarkeitsanforderungen oder Sanktionsmechanismen ergänzt wird.
- **Anlagenkonfiguration:** Durch die Orientierung am Referenzoutput entstehen weiterhin stärkere Anreize, die Anlagen so auszulegen, dass sie in wertvollen Stunden den größten Ertrag liefern.

Insgesamt kann ein produktionsunabhängiger CfD somit zu einer stärkeren Ausrichtung des Anlagenbetriebs an marktbasierten Signalen führen und Verzerrungen reduzieren, die aus der rein produktionsbezogenen Abrechnung entstehen können.

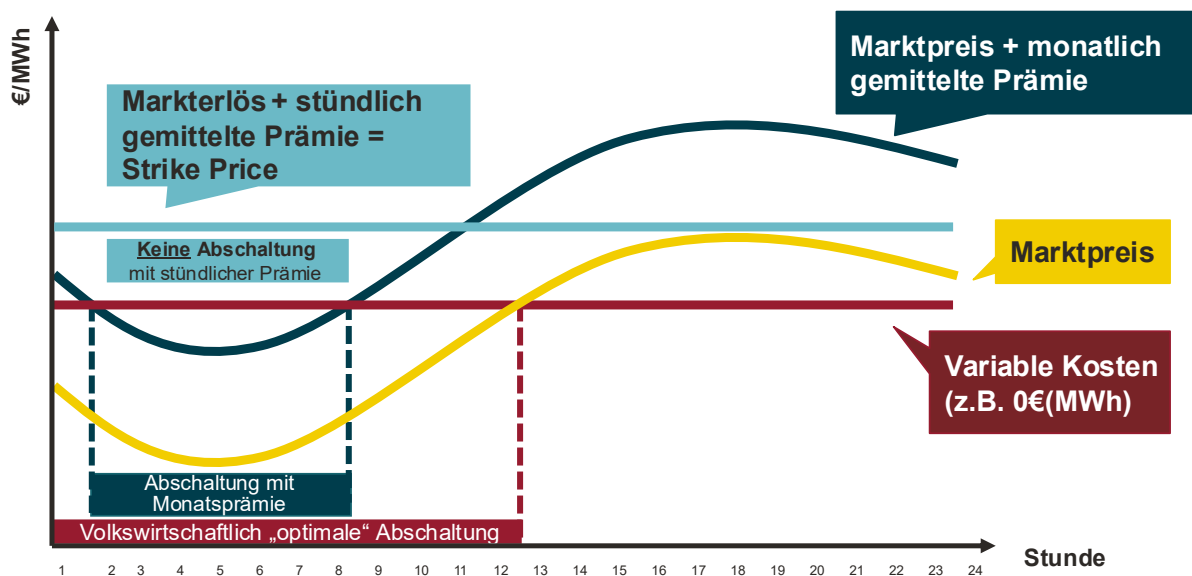
Tatsächliche Anreizwirkungen hängen jedoch von der Detailausgestaltung ab

Allerdings hängen die Anreizwirkungen bei beiden CfD-Typen von der konkreten Ausgestaltung ab:

- **Im produktionsbasierten CfD** unter anderem von der Länge der Referenzperiode oder alternativen Instrumenten wie der Negativpreisregel des § 51 EEG.
 - Die **Länge der Referenzperiode** zur Bestimmung des Referenzmarktpreises, bildet die Basis für die Differenzzahlung (= Strike-Price abzüglich Referenzmarktpreis). Dabei gilt: je länger der Referenzzeitraum, über den (viertel-)stündliche Marktpreise gemittelt werden, desto eher bestehen Anreize für eine systemdienliche Einspeisung. Beispiel Negativpreisstunden: Im Fall eines stündlichen Referenzmarktpreises, wie im CfD in UK, gleicht der CfD in jeder Stunde die Marktpreisschwankung vollständig aus, sodass der Parkbetreiber unabhängig vom Marktpreisniveau in der jeweiligen Stunde immer exakt den Strike-Price (z.B. 80 €/MWh) pro eingespeister MWh Strom erhält. Das führt dazu, dass ein rationaler Betreiber in Stunden mit sehr negativen Marktpreisen (z.B. -200 €/MWh) Strom produzieren und ins Netz einspeisen wird, um den Marktpreisverlust (hier 200 €/MWh) durch eine hohe Differenzzahlung (hier 280

€/MWh) zu überkompensieren. Dieses Einspeiseverhalten ist nicht systemdienlich. Wird der Marktpreis jedoch über einen längeren Zeitraum gemittelt, z.B. über einen Monat oder ein Quartal, relativiert sich dieser Effekt: Es wird zwar in Stunden mit leicht negativen Preisen immer noch eingespeist, z.B. wenn der stündliche Marktpreis -20 €/MWh beträgt, während der gemittelte Referenzmarktpreis z.B. 50 €/MWh ist und somit eine Differenzzahlung von 30 €/MWh (= Strike-Price von 80 €/MWh abzüglich Referenzmarktpreis von 50 €/MWh) auslöst. Ab einem negativen stündlichen Marktpreis von -30 €/MWh würde sich in diesem Beispiel eine Einspeisung jedoch nicht mehr lohnen, weil die Differenzzahlung den Verlust aus dem Verkauf am Markt nicht mehr kompensiert. Dies zeigt **Abbildung 5** exemplarisch.

Abbildung 6 Exemplarische Darstellung der Abhängigkeit von Anreizwirkungen von der Länge der Referenzperiode im produktionsabhängigen CfD



Quelle: Frontier Economics

Das bisherige System der gleitenden Marktpremie in Deutschland (für Wind an Land, Photovoltaik, Biogas etc.) ermittelte den Referenzmarktpreis bis 2023 auf monatlicher Basis, seit 2023 wird die Marktpremie anhand des Jahresmarktwerts berechnet. Insofern sind die Anreize bereits deutlich systemdienlicher als beispielsweise in UK. **In einem zukünftigen zweiseitigen CfD sollte die Mittelung auch über einen Monat (oder ggf. länger) erfolgen**, wobei dies immer mit dem höheren Erlörisiko für die Betreiber abgewogen werden muss. Die Europäische Kommission spricht sich in den im Dezember 2025 veröffentlichten Leitlinien für die Gestaltung zweiseitiger

Differenzverträge für die Anwendung eines vierteljährlichen oder jährlichen Referenzzeitraums aus.¹⁹

- **Negativpreisregel des § 51 EEG:** Das Problem der Einspeisung bei negativen Preisen ist in Deutschland beispielsweise bereits durch **§51 EEG** adressiert, gemäß dem der Strike-Price in Zeiträumen mit negativen Spotmarktpreisen auf 0 gesetzt wird, sodass sich eine Einspeisung in diesen Zeiträumen nicht lohnt. Insofern hat ein produktionsunabhängiger CfD in diesen Situationen keinen Anreizvorteil bezüglich des Day-Ahead-Preises. Die derzeitige Regelung umfasst jedoch nur die Preise am Day-Ahead-Markt, nicht jedoch die Intraday-Preise im kontinuierlichen Handel des Lieferages. So besteht trotz Negativpreisregel ein Anreiz, bei positiven Day-Ahead- aber negativen Intraday-Preisen Strom zu produzieren, um die Förderung zu erhalten.
- **Im produktionsunabhängigen CfD** hängen die Anreizwirkungen entscheidend von der Qualität der Definition der Referenzmenge ab. Wird die Referenzmenge nicht robust, standortspezifisch und resistent gegenüber Gaming festgelegt, können neue Fehlanreize entstehen, etwa durch eine über- oder unterkompensierende Abrechnung. Daher erfordert ein produktionsunabhängiger CfD eine sorgfältige Ausgestaltung und höhere Governance Standards, um seine Vorteile im Betrieb zu entfalten.

Für die nachfolgende Diskussion betrachten wir drei mögliche Ausgestaltungen für die Definition des Referenzoutputs:

- **Standardisiertes Stundenprofil:** Ein festes, ex ante definiertes Profil mit einer vorgegebenen Jahresenergiemenge. Es ist einfach, transparent und administrativ leicht handhabbar. Allerdings bildet es standortspezifische Erzeugungsmuster nur grob ab und kann zu Über oder Unterkompensation führen.
- **Wetterindexiertes Profil:** Der Referenzoutput wird dynamisch auf Basis von Winddaten (z. B. Offshore-Windindex in 100 m Höhe) bestimmt. Dieses Modell reduziert das systemweite Volumenrisiko und spiegelt reale meteorologische Schwankungen besser wider, erfordert jedoch eine robuste Datengrundlage und klare Regeln zur Indexverwendung.
- **Potenzial einer Referenzanlage oder Referenzflotte:** Die Referenzmenge orientiert sich an realen Einspeisewerten einer definierten Offshore Anlage oder einer systemweiten Offshore Flotte. Dies bildet die potenzielle Erzeugung am besten ab und verringert Mismatch Risiken, setzt aber verlässliche und manipulationssichere Messprozesse voraus und ist damit am komplexesten in der praktischen Umsetzung.

Zusammenfassend liegen aus volkswirtschaftlicher Sicht die **Vorteile bezüglich Betriebsanreizen theoretisch beim produktionsunabhängigen CfD**, wobei die genaue Wirkung stark von den Details der Ausgestaltung abhängt. Diese Vorteile gelten dann gleichermaßen auch für den **hybriden CfD**, wobei als zusätzliche Komplexität die Identifikation der anreizkritischen Stunden von Bedeutung ist.

¹⁹ Leitlinien der Kommission für die Gestaltung zweiseitiger Differenzverträge (C/2025/6701) ([Link](#)).

3.3 Aus Sicht von Investoren sind Preisrisiken ausschlaggebend, Reduktion von Mengenunsicherheit fällt weniger stark ins Gewicht

Die Attraktivität eines Fördermechanismus für Investoren hängt maßgeblich davon ab, wie zuverlässig er Preis- und Mengenrisiken reduziert und damit stabile, planbare Cashflows ermöglicht. Für Offshore Projekte mit hohen Vorlaufkosten und langen Realisierungszeiträumen ist diese Planbarkeit zentral für den Zugang zu wettbewerbsfähigem Fremdkapital und damit für die Gesamtfinanzierung.

Für die Bewertung nutzen wir eine Monte-Carlo-Simulation (siehe **Textbox** zum Analyseansatz: Monte Carlo Simulation). In 1.000 vollständigen Lebenszykluspfeilen berechnen wir für jeden Fördermechanismus zentrale Finanzierungskennzahlen – insbesondere der interne Zinsfuß (IRR), der IRR-at-risk (P5) und – im Fall von Projektfinanzierung – die Debt Service Coverage Ratio²⁰ (DSCR). Diese Methodik erlaubt eine differenzierte Einschätzung der Downside Risiken, die für Banken und Investoren entscheidend sind. Die Analysen haben wir für einen produktionsabhängigen CfD sowie die oben genannten Varianten eines produktionsunabhängigen CfD durchgeführt. Die Wirkung des hybriden CfD erwarten wir *zwischen* den beiden grundlegenden Systemen und haben diesen nicht explizit dargestellt.

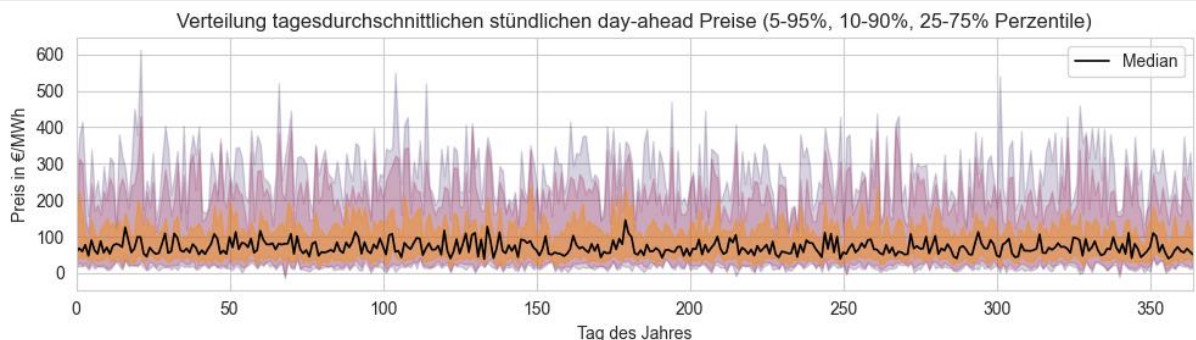
²⁰ Die DSCR gibt an, wie gut der laufende Cashflow eines Projekts den Schuldendienst aus Zins- und Tilgungszahlungen deckt. Ein Wert über 1 bedeutet, dass das Projekt genügend Liquidität hat, um seine Kreditverpflichtungen zuverlässig zu bedienen. DSCR sind insbesondere für Projektfinanzierung relevant.

Analyseansatz: Monte-Carlo-Simulation zur Abbildung von Unsicherheiten

Die Bewertung der Investorenattraktivität basiert auf einer Monte-Carlo-Analyse, in der wir stündliche Preis- und Mengenpfade für den deutschen Strommarkt über 25 Betriebsjahre eines Offshore-Windparks simulieren. Ausgehend von stündlichen historischen Daten der Jahre 2019 bis 2024 erzeugen wir 1.000 Pfade mit jeweils 25 Jahren, wobei die historisch beobachteten Korrelationen zwischen Wetter, Brennstoffpreisen, Nachfrage und Strompreisen fortgeschrieben werden und die Kapazitäten auf dem Niveau des Jahres 2025 eingefroren sind. Rohstoffpreise für Gas, Kohle und CO₂ werden über ein multivariates VARx-Modell (Vektorautoregression mit exogenen Variablen) mit saisonalen Komponenten geschätzt, Wettervariablen (Temperatur, Globalstrahlung, Windgeschwindigkeit auf 10 m und 100 m, Niederschlag onshore und offshore) über ein weiteres VARx-Modell mit Daten seit 2010. Nachfrage, nicht disponierbare Erzeugung aus Wind, Solar, Laufwasser und weiteren Erneuerbaren sowie Strompreise werden mithilfe neuronaler Netze auf Basis der simulierten Wetter- und Brennstoffpfade sowie saisonaler Muster abgebildet; zur Stabilisierung der Schätzungen werden Energiekrisenphasen im Training bewusst ausgeklammert.

Jeder Pfad startet aus realistischen Anfangsbedingungen, indem zufällig ein Jahr aus 2019 bis 2024 gezogen und die letzten drei Tage als Startvektor für die autoregressiven Komponenten genutzt werden. Abbildung 7 zeigt beispielhaft den simulierten Verlauf des Day-Ahead-Referenzpreises eines zufällig ausgewählten Pfades über die gesamte Betriebslaufzeit.

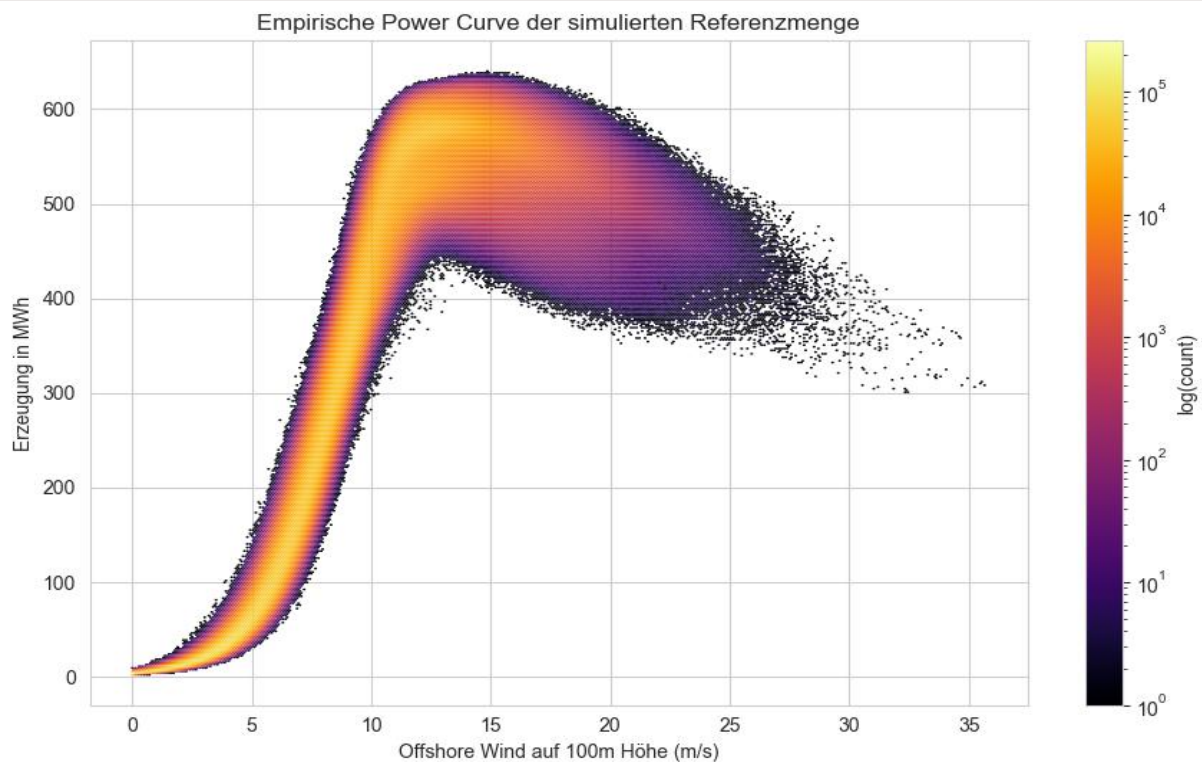
Abbildung 7 Simulation des Day-Ahead-Referenzpreises



Quelle: Frontier Economics

Auf Basis dieser simulierten Marktbedingungen leiten wir die Produktion (stündlich) eines beispielhaften 1-GW-Offshore-Parks ab. Mangels projektspezifischer Betriebsdaten wird stündliche Produktionsmenge (QP_h) aus der exemplarischen Korrelation zwischen simuliertem Offshore-Wind, systemweiter Offshore-Einspeisung und den Residuen der stochastischen Analyse hergeleitet, sodass sowohl die wettergetriebene Windvolatilität als auch Verfügbarkeits- und Curtailment-effekte der Vergangenheit im Projektpfad reflektiert sind. **Abbildung 8** zeigt für einen exemplarischen Pfad die Beziehung zwischen simuliertem Offshore-Windindex auf 100 m Höhe und der daraus abgeleiteten Referenzproduktion über die 25 Betriebsjahre (quasi eine „Power Curve“ auf Basis der Simulation)

Abbildung 8 Simulation der erzeugten Referenzproduktionsmenge



Für produktionsunabhängige CfDs ersetzen wir im Rahmen der CfD-Abrechnung (Settlement) die tatsächliche Produktion durch eine jeweilige Referenzmengen, die wir ebenfalls aus der simulierten Datenbasis ableiten. Die absolute Jahresreferenzmenge wird für alle produktionsunabhängigen Varianten einheitlich als mediane (P50) simulierte Jahresproduktion des Beispelparks über alle Pfade festgelegt, um die Unterschiede zwischen den Designs auf Mismatch- und Basisrisiken der Referenzmengen zu konzentrieren und Effekte verschiedener Volumenlevels auszublenden.

Eine Darstellung der der Monte-Carlo-Analyse zugrundeliegende Annahmen findet sich im Anhang.

Produktionsabhängiger oder -unabhängiger CfD aus Rendite-Sicht sehr vergleichbar, solange letzterer sorgfältig ausgestaltet ist

Die Analyse zeigt, dass produktionsabhängige und produktionsunabhängige CfDs im Erwartungswert eine nahezu identische IRR erzielen. Beide Mechanismen stabilisieren die Erlösprofile und erzeugen ausreichend hohe Projekteigenkapitalrenditen für finanzierungsfähige Gebote. Unterschiede im Erwartungswert des IRR sind gering und stehen nicht im Vordergrund der Investorenbewertung.

Die IRR-at-Risk Kennzahl (5%-Perzentil) zeigt ebenfalls nur geringe Unterschiede zwischen den Mechanismen:

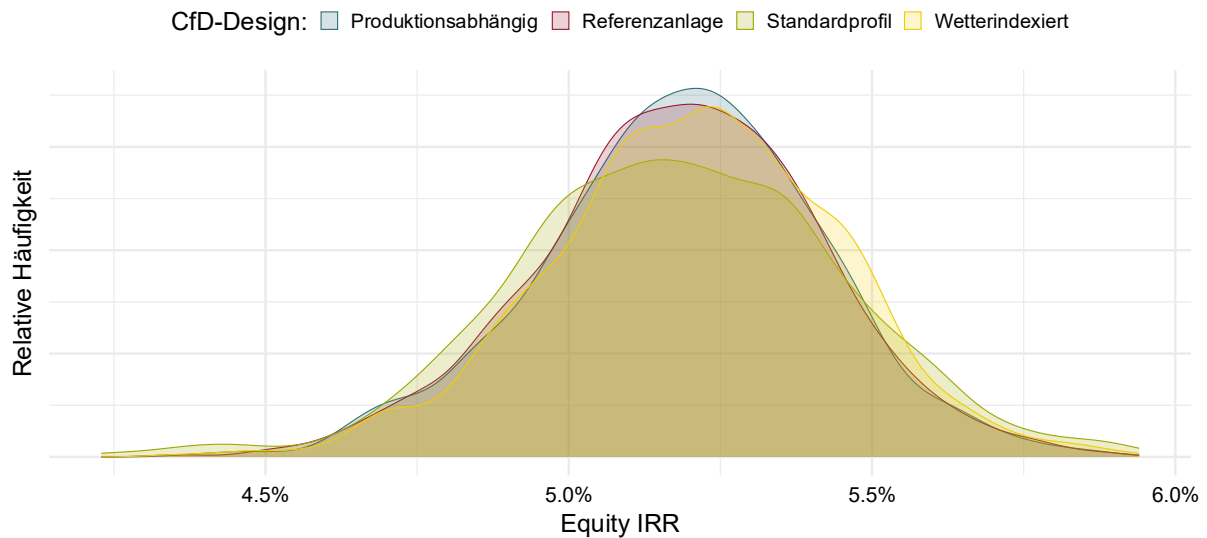
- Der **produktionsabhängige CfD** weist eine stabile Verteilung mit einer engen P5-Bandbreite ($P5 = 4,78\%$ vs. $\bar{O} 5,19\%$) auf. Das Preisrisiko wird effektiv reduziert, und das verbleibende Mengenrisiko führt nur zu begrenzten Abweichungen nach unten.
- Der **produktionsunabhängige CfD** zeigt ein ähnlich robustes Profil – allerdings nur, wenn die Referenzmenge präzise definiert ist (etwa auf Basis eines Wind-Index oder einer Produktionsreferenz). Wird eine ungenaue Referenz genutzt, z.B. ein einfaches Standardprofil, steigt die Streuung deutlich an, und der P5 Wert fällt etwas niedriger aus ($4,75\%$).

Diese Bewertung basiert auf den Informationen, die in den historischen Daten über die Verteilung von Preisen und Mengen enthalten sind. In allen Varianten unterstellen wir, dass bei negativen Preisen keine Vergütung im CfD gezahlt wird. Im produktionsbasierten CfD kann ein hoher Anteil an Stunden mit negativen Preisen dazu führen, dass die Kosten des Projekts nicht vollständig durch den CfD gedeckt werden können. Auf Grundlage unserer Analyse erscheint das Risiko, welches im produktionsbasierten CfD durch den Vergütungsausfall besteht, begrenzt. Wir gehen in der Bewertung davon aus, dass dieses Risiko auch in Zukunft begrenzt bleibt, da trotz höherem EE-Anteil an der Stromerzeugung der Anteil negativer insb. nach 2030 nicht unbedingt ansteigt. Dies ist mit der zunehmenden Flexibilität des thermischen Kraftwerksparks sowie zunehmender Penetration von flexiblen Anbietern und Nachfragern (z.B. Batterien oder Wasserstoffelektrolyse) zu erklären.

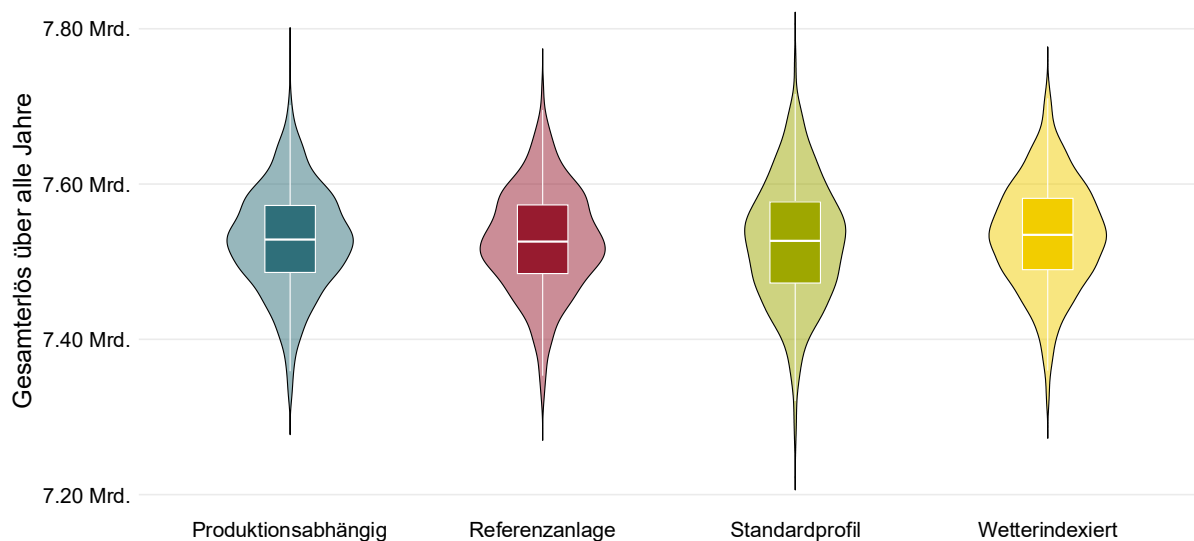
Abbildung 9 zeigt die Verteilung des IRR je nach Förderdesign und veranschaulicht die geringen Unterschiede zwischen den Systemen. Einzig die Glockenkurve der Variante „Standardprofil“ weist eine breitere Streuung des Erlösrisikos auf.

Abbildung 9 Verteilung des IRR /der Gesamterlöse

IRR Verteilung unter verschiedenen CfD Designs



Verteilung der Gesamterlöse nach CfD-Design



Quelle: Frontier Economics

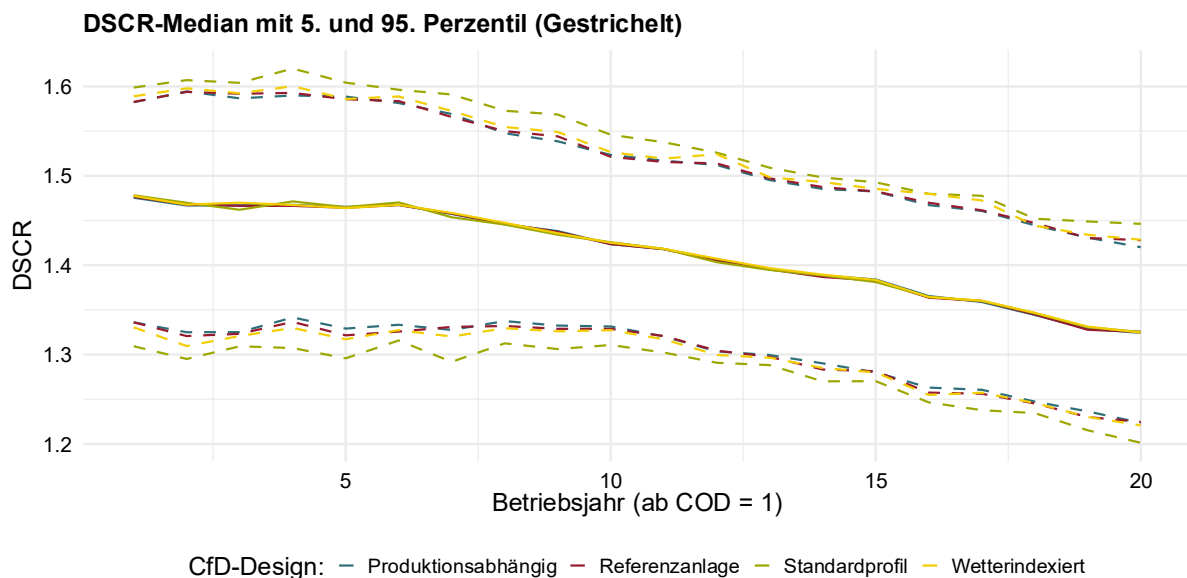
Hinweis: In allen hier gezeigten Berechnungen wird unterstellt, dass in Stunden mit negativem Day-Ahead-Preis keine Einspeisung erfolgt; entsprechend werden in diesen Stunden weder Markterlöse noch CfD-Zahlungen erzielt (Day-Ahead-Preis < 0 €/MWh).

Bankability der zweiseitigen CfD unterscheidet sich nicht wesentlich

Zur Analyse der Bankability betrachten wir den Verlauf des Schuldendienstdeckungsgrad (DSCR). Die DSCR-Verläufe über die simulierten Jahre zeigen, wie gut die Mechanismen den Schuldendienst abdecken. Auch hier liegen die unterschiedlichen Mechanismen nah beieinander – mit Ausnahme der weniger passgenauen Ausgestaltung im produktionsunabhängigen CfD (Standardprofil):

- Unter dem **produktionsabhängigen CfD** liegt der Median der DSCR-Werte stabil über den banküblichen Mindestanforderungen, und die Volatilität der 5. und 95. Perzentile ist gering. Dies bestätigt, dass ein solches Modell für Fremdkapitalgeber problemlos strukturierbar ist.
- Bei **produktionsunabhängigen CfDs** zeigen die Varianten mit Windindex und Referenzpark ein sehr ähnliches Bild: Median und Bandbreite der DSCR-Verläufe liegen dicht am produktionsabhängigen CfD. Größere Abweichungen treten vor allem bei der Variante mit einfachem Standardprofil auf. Dort fallen Abweichungen zwischen tatsächlicher und referenzierter Produktion stärker ins Gewicht und erhöhen die Schwankungen im Schuldendienstdeckungsgrad. Je genauer die Referenzmenge die projektspezifische Erzeugung abbildet, desto näher rücken Cashflows und DSCR-Profil an das Ergebnis eines produktionsabhängigen CfD heran; eine gröber gewählte Referenzdefinition führt dagegen zu zusätzlichem Mismatch-Risiko und damit tendenziell zu höheren Anforderungen an Puffer oder Covenants und folglich Fremdkapitalkosten.

Abbildung 10 Verlauf der DSCR-Zeitreihen (Median und 0.05 und 0.95-Perzentil)



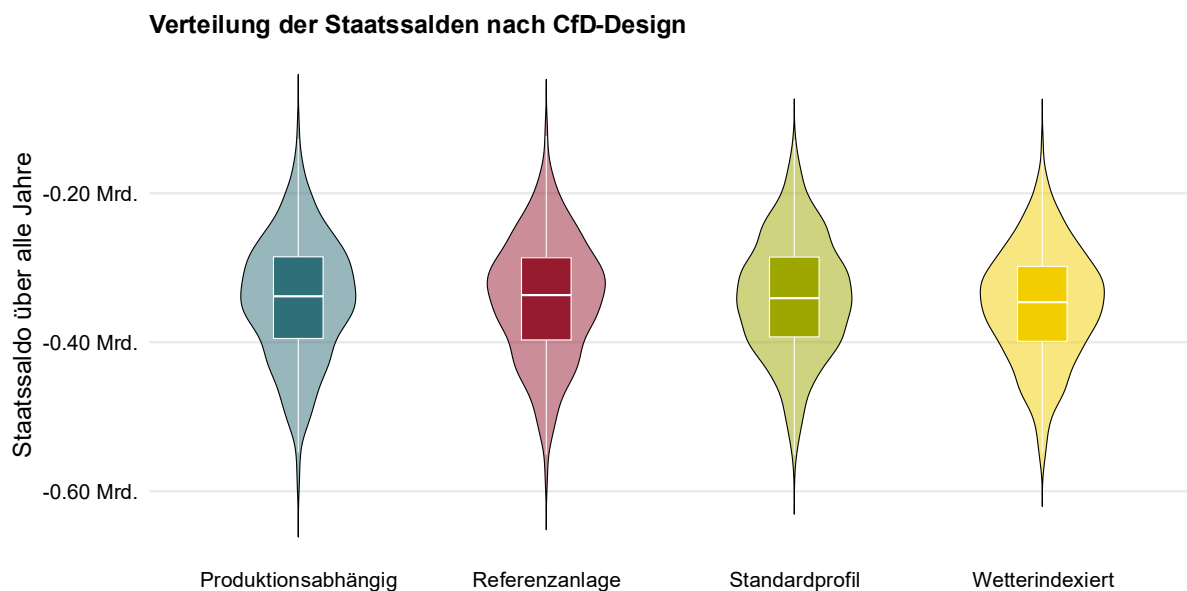
Quelle: Frontier Economics

Volatilität des Förderbudgets im produktionsabhängigen CfD am größten

Aus staatlicher Sicht ist neben der Investorenattraktivität vor allem die Stabilität des Förderbudgets relevant. Bei zweiseitigen CfDs hängt die fiskalische Belastung davon ab, wie sich Marktpreise im Verhältnis zum Strike-Price entwickeln. Die Monte Carlo Ergebnisse zeigen, dass alle CfD Varianten grundsätzlich zu volatilen Zahlungsströmen führen können, da hohe oder niedrige Marktpreisphasen direkt auf die Ausgleichszahlungen durchschlagen. Wenn auch die Unterschiede zwischen den Instrumenten nicht extrem sind, zeigt sich dennoch:

- Der **produktionsabhängige CfD** weist die größte Budgetvolatilität auf, weil die staatlichen Zahlungen vollständig von der tatsächlich eingespeisten Menge abhängen. Hohe Windjahre in Kombination mit niedrigen Preisen können zu spürbar höheren staatlichen Ausgaben führen, während Phasen hoher Marktpreise zu Rückzahlungen in erheblichem Umfang führen können.
- Beim **produktionsunabhängigen CfD** kann die Budgetvolatilität geringer ausfallen, sofern die Referenzmenge robust definiert ist und im Idealfall den erwarteten Produktionsvolumina entspricht. Je nach Ausgestaltung (z.B. Einbindung variierender Windindizes) können die Zahlungsströme jedoch weiterhin schwanken. Zugleich bleibt das Risiko der Fehlkalibrierung: Ist die Referenz zu hoch, steigt die fiskalische Belastung, ist sie zu niedrig, kann der Mechanismus seine Investitionswirkung verfehlen.

Abbildung 11 Verteilung des Förderbudgets



Quelle: Frontier Economics

3.4 Ergebnis: Abwägung zwischen Anreizwirkung und Komplexität bzw. Umsetzungsaufwand

Im Ergebnis zeigt die Analyse, dass aus Investorensicht bei adäquater Ausgestaltung keine wesentlichen Unterschiede zwischen produktionsabhängigen und produktionsunabhängigen CfDs bestehen: Beide reduzieren das zentrale Preisrisiko effektiv und führen in der Monte-Carlo-Betrachtung zu ähnlich stabilen Cashflow Profilen.

Die Unterschiede liegen vor allem in der erwarteten **Anreizwirkung** und im **Umsetzungsaufwand**:

CONTRACTS-FOR-DIFFERENCE (CFD) FÜR OFFSHORE-WIND: WIE GELINGT EINE WIRKSAME UND INVESTITIONSFREUNDLICHE AUSGESTALTUNG?

- **Produktionsabhängige CfDs** sind einfacher, etabliert und administrativ schlanker, setzen jedoch teils ungünstige Betriebssignale, die so weit wie möglich anderweitig zu adressieren sind.
- **Produktionsunabhängige CfDs** können diese Verzerrungen korrigieren und systemdienliches Verhalten stärken, erfordern aber eine präzise Referenzdefinition und höhere Governance Anforderungen, mit dem Erlörisiko für Anlagenbetreiber daraus, dass Referenzmengen substanziell von tatsächlich produzierbaren Mengen abweichen können.
- **Hybride CfDs** liefern, bei adäquater Ausgestaltung, ähnliche Anreize wie ein produktionsunabhängiger CfD, sind aufgrund der Wahl der anreizkritischen Stunden noch komplexer und erhöhen die Anforderungen weiter.

Damit ist die Wahl des Mechanismus weniger eine Frage der Rendite, sondern eine Abwägung zwischen verbesserter Systemwirkung und höherer Komplexität. Abbildung 12 fasst diese Bewertung zusammen.

Abbildung 12 Bewertung der CfD-Varianten

		Produktionsbasierter zweiseitiger CfD	Produktionsunabhängiger zweiseitiger CfD	Hybrider zweiseitiger CfD
Volkswirtschaftliche Effekte und Förderbedarf (qualitative Bewertung)	Anreize			
	Staat			
Attraktivität für Investoren				
Komplexität (qualitative Bewertung)				

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: (✓) eher positiv | (+/-) eher mittlere Ausprägung | (X) eher negativ zu bewerten im Vergleich zwischen produktionsabhängigem /- unabhängigem oder hybridem CfD-Design. Bewertung der Anreizwirkung des produktionsbasierten CfD unter Berücksichtigung von längeren Referenzzeiträumen und Negativpreisregel.

Die Monte-Carlo-Analyse zeigt, dass sich produktionsabhängige und produktionsunabhängige CfDs bei sorgfältiger Ausgestaltung aus Investorensicht weitgehend annähern. Damit rücken für die Instrumentenwahl weniger Renditeunterschiede aus Investorenperspektive, sondern vor allem volkswirtschaftliche Effekte und Anreizwirkungen sowie die Komplexität der praktischen Umsetzung in den Vordergrund (insbesondere Datenanforderungen, Governance und potenzielle Streitrisiken).

Vor diesem Hintergrund spricht in der Gesamtabwägung viel für einen produktionsabhängigen CfD als Ausgangsdesign: Das Modell ist international erprobt und etabliert, in der Abwicklung vergleichsweise klar strukturierbar und vermeidet zusätzliche Unsicherheiten, die sich aus der Definition und laufenden Governance einer Referenzmenge ergeben können. Potenziell ungünstige Betriebssignale lassen sich zugleich in wesentlichen Punkten über die Detailausgestaltung begrenzen, insbesondere durch:

CONTRACTS-FOR-DIFFERENCE (CFD) FÜR OFFSHORE-WIND: WIE GELINGT EINE WIRKSAME UND INVESTITIONSFREUNDLICHE AUSGESTALTUNG?

- klare Regeln für Stunden mit negativen Preisen (keine Vergütung; eindeutige Abrechnungslogik),
- eine ausreichend lange Referenzperiode zur Bestimmung des Referenzmarktpreises (z.B. monatlich/vierteljährlich),
- ergänzende Verfügbarkeits- und Sanktionsmechanismen zur Vermeidung strategischer Minderproduktion.

Damit lassen sich zentrale Systemanreiz-Ziele adressieren, ohne die Förderarchitektur zugleich mit zusätzlicher Komplexität und Governance-Anforderungen zu belasten.

4 Indexierung des Strike-Price im CfD zur effektiven Risikoreduktion vor und während der Betriebsphase

In **Abschnitt 2** haben wir gezeigt, dass der Staat ein Interesse daran hat, einen Teil der Risiken, die mit der Entwicklung von Offshore-Wind Projekten einhergehen, zu übernehmen, um seine energiepolitischen Ziele zu erreichen. Die Erlösrisiken lassen sich effektiv durch eine passende Ausgestaltung von zweiseitigen CfD reduzieren (siehe **Abschnitt 3**). Dieser Abschnitt widmet sich den Risiken, die mit der Kostenseite der Projektentwicklung assoziiert sind, welche in der jüngeren Vergangenheit mit ausschlaggebend für die Nicht-Realisierung von Projekten waren.

Kostenrisiken lassen sich effektiv über eine Indexierung des Strike-Price im CfD reduzieren. Dabei muss die Indexierung Kostenrisiken adäquat reduzieren, gleichzeitig ausreichend Anreize für effizientes Wirtschaften geben und Übergewinne vermeiden.

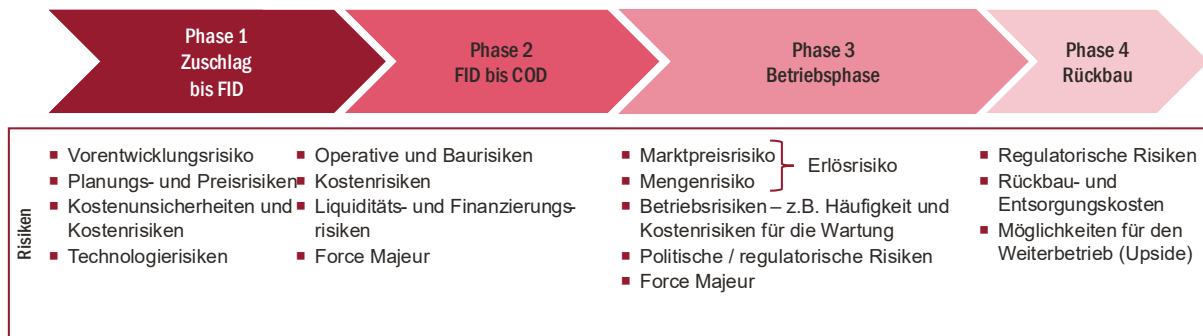
In diesem Abschnitt diskutieren wir Optionen für eine Indexierung, um eine effiziente Risikoallokation zwischen Investoren und Staat sicherzustellen. Dabei gehen wir wie folgt vor:

- In **Abschnitt 4.1** zeigen wir, dass eine effektive Indexierung die Risikostruktur eines Projekts reflektieren sollte: Zwischen Zuschlag und Inbetriebnahme sollten Investitionskosten und Finanzierungsrisiken adressiert werden; nach Inbetriebnahme OPEX-Risiken.
- In **Abschnitt 4.2** gehen wir auf die internationale Praxis der Indexierung von Kosten in Fördersystemen ein. Diese zeigt, dass Indexierung ein verbreitetes Instrument zur Risikoreduktion ist und die Balance zwischen Genauigkeit und Komplexität treffen muss. Dabei sind auch die Besonderheiten des nationalen Fördersystems ausschlaggebend.
- In **Abschnitt 4.3** präsentieren wir einen Vorschlag zur Indexierung und dessen Operationalisierung, der eine Zweiteilung in die Phasen vor und nach Inbetriebnahme vorsieht, Risiken für Entwicklung reduziert, aber gleichzeitig Effizienzanreize bietet.

4.1 Indexierung sollte differenzierter Kosten- und Risikostruktur folgen

Wie in **Abschnitt 2** dargestellt, wirken in den frühen Projektphasen insbesondere Finanzierungsrisiken (Zinsen) sowie Rohstoff- und Komponentenpreissrisiken materiell auf die Investitionsentscheidung ein, während in der Betriebsphase vor allem Personal- und Wartungskosten die Wirtschaftlichkeit beeinflussen. Damit sind Offshore-Projekte in den einzelnen Projektphasen sehr unterschiedlichen, zeitlich gestaffelten Kostenrisiken ausgesetzt (**Abbildung 13**). Diese Risiken sind nicht nur verschieden in ihrer Materialität, sondern auch darin, wann sie auftreten und wie sie durch Projektentwickler beeinflusst werden können.

Abbildung 13 Risiken im Projektablauf



Quelle: Frontier Economics

Eine wirksame Indexierung muss diese Unterschiede systematisch aufgreifen und getrennte Mechanismen für den Zeitraum bis zur und inklusive der Bauphase (CAPEX) und die Betriebsphase (OPEX) vorsehen, um solche Risiken zu reduzieren, die nicht durch einen qualifizierten Investor gehandhabt werden können.

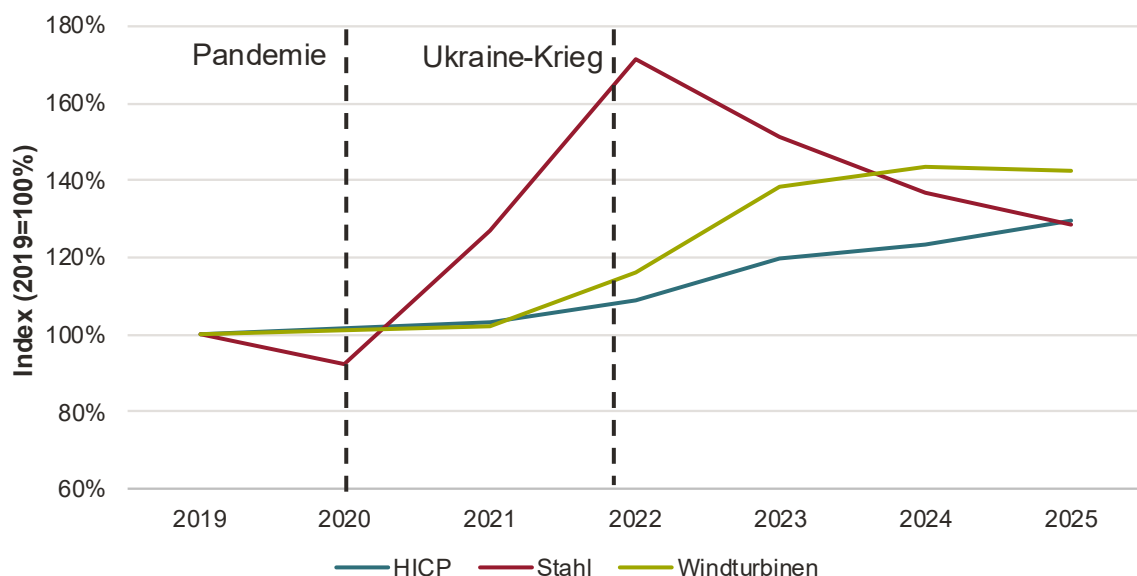
Zwischen Zuschlag und FID bzw. Baubeginn sind CAPEX-Risiken für die Indexierung relevant

Wie in **Abschnitt 2.2** beschrieben, dominieren in der Bauphase zwei materielle und nur begrenzt steuerbare Risiken:

- **Finanzierungsrisiken** wirken sich unmittelbar auf die Kapitalkosten und die finale Investitionsentscheidung aus. Wie in **Kapitel 2** erläutert, lassen sich Risiken für die Kosten des Fremdkapitals erst mit Abschluss der Finanzierungsverträge (mit FID) steuern. Auch die Eigenkapitalrendite, die für die Weiterverfolgung des Projekts und eine positive Investitionsentscheidung gefordert wird, hängt von nicht steuerbaren Entwicklungen auf den Kapitalmärkten ab und kann zwischen Zuschlag und FID steigen oder sinken. Die relevanten Kostentreiber sind zwar unterschiedlich. Für die Kosten des Eigenkapitals ist der risikofreie Zins (gemessen an dem Preis für **langfristige Staatsanleihen**) ausschlaggebend. Die Fremdkapitalkosten hängen insbesondere von langfristigen **EURIBOR-Swap-Rates** ab. Allerdings unterliegen beide gemeinsamen makroökonomischen Faktoren und der langfristigen Erwartungen über die Entwicklung der kurzfristigen Zinsen, der Inflation und des Wirtschaftswachstums. Somit bewegen sich die Indizes in der Regel zwar in der gleichen Richtung, jedoch nicht immer gänzlich parallel. Insbesondere in Schock-Situationen können sie unterschiedlich starke Reaktionen zeigen, weshalb wir eine individuelle Berücksichtigung vorschlagen. Die Gewichtung sollte dabei dem typischen Fremdfinanzierungsanteil von in etwa 70% entsprechen.
- **Rohstoff- und Komponentenpreisrisiken** insbesondere für **Stahl, Turbinen** und andere zentrale Bauteile. Die Turbinen machen mit 40% den größten Anteil an den CAPEX aus, gefolgt von den Kosten für das Fundament mit ca. 20%. Stahl stellt dabei den wichtigsten Rohstoff dar (**Abbildung 3**). Die Preise für Rohstoffe und Komponenten

unterliegen aufgrund globaler Marktzyklen und exogener Schocks großen Schwankungen. Die Zeitreihen verdeutlichen: Seit dem Ausbruch der Covid-Pandemie verzeichneten Stahl- oder Turbinenpreise zweistellige prozentuale Ausschläge. Im Vergleich dazu bewegte sich die allgemeine Inflation bis zum Beginn des Ukraine-Krieges nur minimal, und danach weniger stark als die Kosten für Windturbinen bzw. in anderer Richtung als die Kosten für Stahl, basierend auf den jeweiligen Erzeugerpreisindizes.

Abbildung 14 Entwicklung der Indizes für Rohstoff- und Komponentenpreise vs. Verbraucherpreisindex



Quelle: Frontier Economics, basierend auf dem Erzeugerpreisindex (GP19-281124) "Windgetriebene Stromerzeugungsgregate", (GP19-241) "Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen" ([Link](#)), EU-27 Harmonised Index of Consumer Prices (HICP) ([Link](#))

Beide Risikokategorien treten zwischen Zuschlag und FID sowie bis zum Baubeginn am stärksten auf. Sie sind für Projektentwickler kaum beeinflussbar und können über mehrere Jahre erhebliche Kosteneffekte verursachen. In dieser Phase ist eine zielgerichtete Indexierung zentral, um Realisierungsrisiken zu vermeiden und Risikoaufschläge in Geboten zu begrenzen.

In der Betriebsphase rücken OPEX in den Fokus der Indexierung

In der Betriebsphase verschiebt sich das Risikoprofil deutlich. In dieser Phase fallen ungefähr 30% der Gesamtprojektkosten an und setzen sich insbesondere zusammen aus:

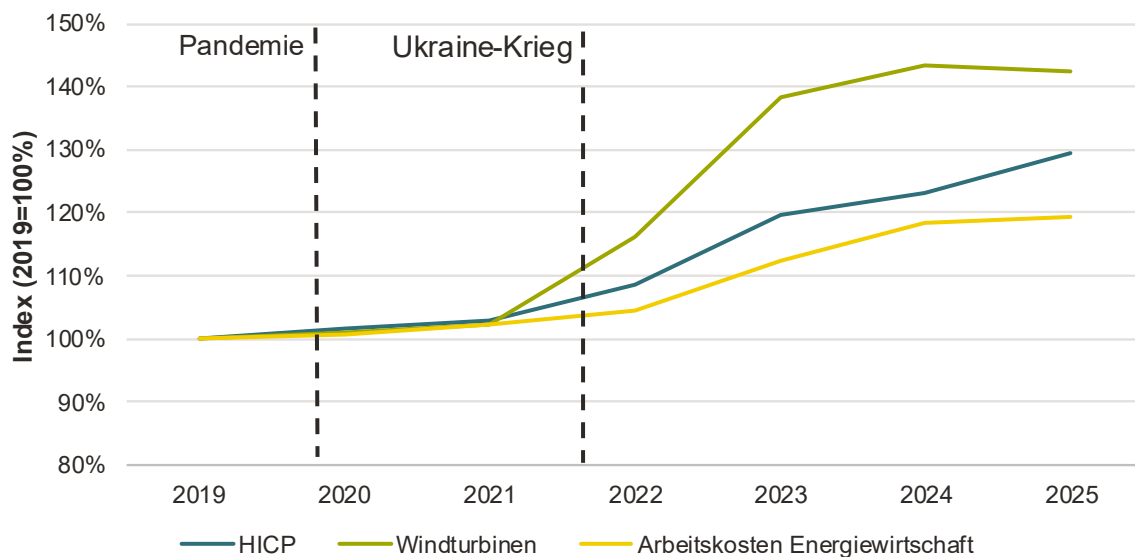
- Personalkosten (ca. 30%),
- Wartungs- und Servicekosten (ca. 30%),

- sowie ausgewählte Materialkosten (ca. 20%).

Diese Kosten steigen über die Zeit kumulativ an und reagieren teils verzögert auf allgemeine wirtschaftliche Entwicklungen. Gleichzeitig geht ein Großteil der CAPEX Risiken nach COD in langfristigen Serviceverträgen oder abgeschlossenen Lieferkettenbeziehungen auf die Betreiber über.

Im Vergleich zu den Risiken während der Bauphase unterliegen die Kosten in der Betriebsphase zwar weniger Schwankungen, die Entwicklung über einen längeren Zeitraum kann sich aber dennoch auf das Risikoprofil der Investition auswirken.

Abbildung 15 Entwicklung der Indizes für Komponenten und Personalkosten vs. Verbraucherpreisindex



Quelle: Frontier Economics, basierend auf EU-27 Harmonised Index of Consumer Prices (HICP) ([Link](#)), dem Erzeugerpreisindex (GP19-281124) "Windgetriebene Stromerzeugungsaggregate", den durchschnittlichen Bruttonomatsverdiens-ten der Vollbeschäftigten Arbeitnehmer ohne Sonderzahlungen in Tabelle 62361-0026, Zeile WZ08-D Energieversor-gung.

4.2 Internationale Beispiele zeigen Bedeutung von Indexierung und Balance zwischen Kostengenaugkeit und Komplexität

Die Notwendigkeit einer zielgerichteten Indexierung ergibt sich unmittelbar aus dem spezifischen Risikoprofil von Offshore-Wind-Projekten. Diesem Umstand tragen die Fördersysteme in anderen Nachbarländern durch die Berücksichtigung einer Indexierung als Teil des Vergütungsmechanismus Rechnung.

Die Erfahrungen aus anderen Ländern verdeutlichen dabei, dass Indexierung stets einen Mittelweg zwischen Genauigkeit und Komplexität finden muss: Je genauer ein Index die reale

Kostenentwicklung abbildet, desto effektiver reduziert er das Risiko, aber desto komplexer wird er in der Gestaltung und Umsetzung. Der jeweils gewählte Komplexitätsgrad hängt von den spezifischen Begebenheiten im Land und insbesondere davon ab, welche Risiken gegeben der Realisierungszeiträume (von Zuschlag bis COD) relevant sind:

- **Vereinigtes Königreich (GB CfD):** Das britische Modell nutzt traditionell eine einfache Inflationsanpassung (CPI) für CfDs bei erneuerbaren Erzeugern. Weitere detailliertere Mechanismen werden in Sonderfällen wie dem CfD-Mechanismus für das Kernkraftwerk Hinkley Point C (z. B. Baukosten-Re-opener, OPEX-Re-opener) angewandt. Der Regelfall bleibt jedoch bewusst schlicht, um Planungssicherheit und Umsetzbarkeit sicherzustellen. Die einfache inflationsbasierte Indexierung ist für GB grundsätzlich angemessen, da in der Regel Anlagen in stark fortgeschrittenem Stadium den Zuschlag in der Auktion erhalten und zwischen Bestimmung des CfD-Strike-Prices und dem Betriebsbeginn deutlich weniger Zeit vergeht als im deutschen System, teilweise liegen zwischen Zuschlag und FID weniger als 1 Jahr.²¹ Daher kommen bestimmte spezifische Risiken der Kostenentwicklung weniger stark zum Tragen.
- **Irland:** Das irische System unterscheidet zwischen dem Zeitraum zwischen Zuschlag und Baubeginn und danach. In der ersten Phase wird der Strike-Price angepasst, um die Inflationsentwicklung (teilweise mit begrenzter Kostenanpassung nach unten) sowie die Entwicklung der Stahlkosten zu berücksichtigen. In Ausnahmefällen, wenn die finanzielle Sicherheit des Projekts gefährdet ist, erlaubt das irische System eine individuelle Überprüfung durch die irische Regierung.²² Ziel ist es, Investoren vor unvorhersehbaren Kostensteigerungen zu schützen, ohne Prüf- und Verwaltungsaufwände übermäßig zu erhöhen.
- **Frankreich (Offshore CfDs):** Frankreich verwendet ein mehrgliedriges Indexierungssystem, das stärker als andere Länder auf Kostenkategorien abstellt, aber trotzdem klar strukturiert bleibt.²³
 - Zwischen dem Zuschlag und der Bauphase steht der Fokus auf Absicherung von Rohstoff- und Produktionskosten. Die Anpassung berücksichtigt einen Mix aus Rohstoffindizes, einem Produktionsindex für industrielle Komponenten sowie einem Personalindex. Zinsrisiken bei Fremdkapital werden vollständig abgesichert, indem der CfD die tatsächlichen Finanzierungskosten berücksichtigt.
 - Nach Beginn der Bauphase und in der Betriebsphase sind die meisten Capex-Risiken gesichert und der Schwerpunkt der Indexierung liegt Absicherung der

²¹ Beispielsweise erhielt Seagreen den Zuschlag für CfD-Förderung im September 2019 erhalten (siehe investigate.com, 20.09.2019 [Link](#)) und das Konsortium geleitet von SSE Renewables traf im Juni 2020 die finale Investitionsentscheidung (siehe srenewables.com, [Link](#)). Das liegt daran, dass in Großbritannien die Vergabe von Nutzungsrechten und von CfD-Verträgen über separate Ausschreibungen erfolgt. Für die Qualifizierung zur Teilnahme an Ausschreibung für CfD müssen die Entwickler Planungs- und Genehmigungsfortschritte nachweisen, die in Deutschland erst nach Zuschlag erfolgen. Siehe z.B. die Konsultation zu den Präqualifizierungsbedingungen: [Link](#)

²² ORESS Tonn Nua Terms and Conditions V1.1 (2024) ([Link](#))

²³ Cahier des Charges AO8 (2024) ([Link](#))

Betriebskosten – die Anpassung berücksichtigt Lohnkosten (Personalkostenindex) und einen Produktionsindex für betriebsrelevante Kostenentwicklungen.

Frankreich zeigt damit, dass eine differenziertere Indexierung möglich ist, wenn sie auf wenige, breit definierte Kostentreiber begrenzt bleibt und nicht in kleinteilige, projektspezifische Indizes abgeleitet.

Da in Deutschland zwischen der Gebotsabgabe und dem Betriebsbeginn typischerweise sieben Jahre liegen, muss ein Fördermechanismus diese Entwicklungen angemessen berücksichtigen, um Fehlinvestitionen und Projektabbrüche zu vermeiden. Aufgrund dieser Komplexität und der vergleichsweise längeren Dauer zwischen Zuschlag und Baubeginn erscheint für den deutschen Förderrahmen eine Indexierung sachgerecht, die grundsätzlich genauer die Entwicklung der Kostentreiber nachbildet, um die Risiken effektiv reduzieren zu können. Darauf gehen wir detailliert im folgenden Abschnitt ein.

4.3 Vorschlag: Phasengerechte Indexierung und pragmatische Operationalisierung

Eine wirksame Indexierung sollte die phasenweise Risikostruktur von Offshore-Projekten widerspiegeln, administrativ handhabbar bleiben und gleichzeitig Anreize für effizientes Wirtschaften bieten.

Zweiteilige Indexierung bildet Realität der Kostenrisiken adäquat ab

Die Indexierung sollte explizit der zeitlichen Abfolge und Materialität der für qualifizierte Investoren nicht handhabbaren Risiken folgen und getrennte Nutzungslogiken für Bau- und Betriebsphase vorsehen. Eine effektive Risikoreduktion für den Investor setzt voraus, dass die Risiken zum richtigen Zeitpunkt und mit passenden Indexreihen adressiert werden. Dies gilt insbesondere für die Risiken in der Bauphase, welche über den großen Anteil der Kapitalkosten den größten Hebel auf die Gesamtwirtschaftlichkeit eines Projektes haben.

Eine einheitliche Indexierung über den gesamten Projektlebenszyklus würde die Verschiebung der Risiken in den unterschiedlichen Phasen nicht adäquat abbilden und

- **zu einer Überkompensation** führen, beispielsweise wenn OPEX-Risiken mit CAPEX-Indizes indexiert würden und Rohstoff- und Komponentenkosten stärker steigen als Personal- und Wartungskosten; oder
- **zu einer Unterkompensation** führen, beispielsweise wenn CAPEX-Risiken nur über allgemeine Inflationsmaße oder Personalkostenindizes abgedeckt würden, während die Rohstoff- und Komponentenkosten steiler steigen.

Aufgrund der klaren Trennung zwischen Entwicklungs- und Bauphase und der Betriebsphase sowie der grundlegend unterschiedlichen Kostenstruktur bietet sich daher eine zweistufige Struktur für die Indexierung an, die nur jene Risiken adressiert, die ein qualifizierter Investor

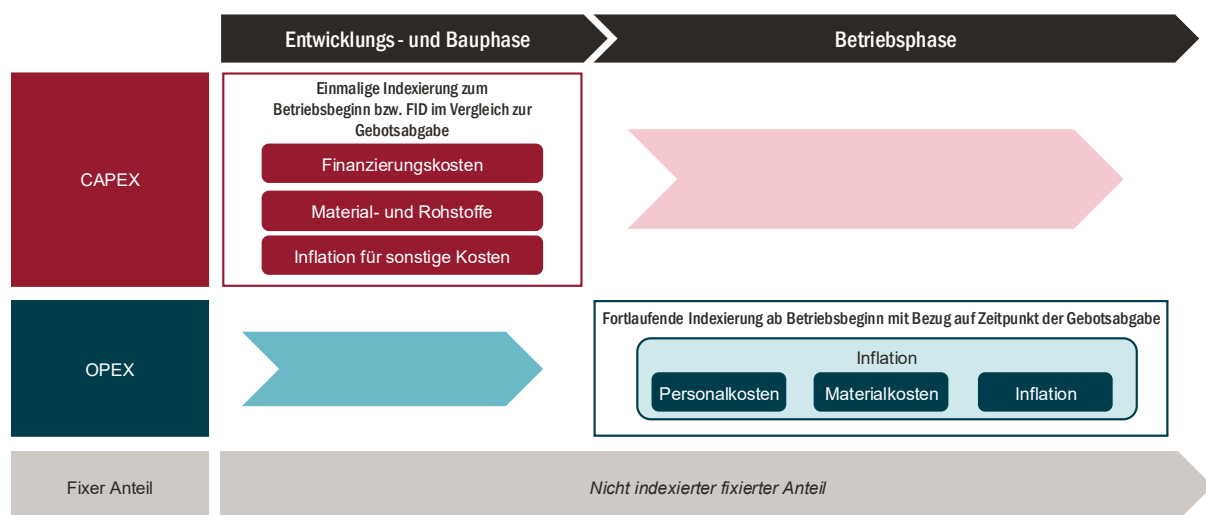
CONTRACTS-FOR-DIFFERENCE (CFD) FÜR OFFSHORE-WIND: WIE GELINGT EINE WIRKSAME UND INVESTITIONSFREUNDLICHE AUSGESTALTUNG?

bzw. Betreiber in der jeweiligen Phase nicht sinnvoll selbst handhaben kann – sodass gleichzeitig Effizienzanreize und Kostendisziplin über den gesamten Projektzyklus hinweg erhalten bleiben.

Vereinfacht bietet sich der folgende Aufbau der Indexierung des Strike-Price an:

- **Fixer Anteil zur Wahrung von Effizienzanreizen:** Ein gewisser fixer Anteil unterliegt nicht der Indexierung (z.B. 20%). Dieser nicht-indexierte Anteil begrenzt die Exposition des Staatshaushalts und bietet dem Betreiber Effizienzanreize.
- **Indexierung während der Entwicklungs- und Bauphase:** Die Indexierung während der Entwicklungs- und Bauphase bildet die wesentlichen Treiber Finanzierungskosten, Rohstoff- und Materialkostenrisiken ab. Die Finanzierungsrisiken werden vollständig abgebildet, da sie für die Projektrealisierung ausschlaggebend sind.
- **Indexierung während der Betriebsphase:** Nach Betriebsbeginn unterliegt der größte Kostenblock (CAPEX) keinen Schwankungen mehr und eine Indexierung dieser Kostenbestandteile bleibt aus. Die verbleibenden 30% der Kostenbasis (OPEX) bildet verbleibende Risiken im Bereich Personal, Logistik und Material ab (nach Berücksichtigung des fixen Anteils ca. 25% des Strike-Prices). Diese Risiken sind weniger ausschlaggebend für die Realisierung von Projekten, eine staatliche Beteiligung kann jedoch zur Reduktion der allgemeinen Risikoexposition und damit verbundenen Verbesserung der Finanzierungsbedingungen in Erwägung gezogen werden. Zur Reduktion von Komplexität kommt in diesem Zeitraum eine Indexierung anhand der allgemeinen Inflationsrate in Betracht.

Abbildung 16 Überblick zweiphasiger Indexierungsansatz



Quelle: Frontier Economics

Eine phasengerechte Indexierung entspricht auch den Indexierungsansätzen in Frankreich und Irland (s. **Abschnitt 4.2**).

Grundlogik der Indexierung: Balance zwischen Kostengenauigkeit und Komplexität

Die Auswahl und Ausgestaltung der Indizes folgt einem bewussten Trade-off zwischen Kostengenauigkeit und administrativer Einfachheit. Ziel der Indexierung ist es, jene Kostenrisiken abzubilden, die für die Wirtschaftlichkeit von Offshore-Wind-Projekten materiell sind und sich in der Vergangenheit als volatil erwiesen haben, ohne den Fördermechanismus unnötig zu verkomplizieren.

Eine **hohe Kostengenauigkeit** ist insbesondere dort erforderlich, wo Kostenbestandteile einen wesentlichen Anteil an CAPEX oder OPEX haben und gleichzeitig starken Schwankungen auf spezialisierten Märkten unterliegen. Dazu zählen vor allem Finanzierungs-, Rohstoff- und Komponentenkosten. Für diese Kostenarten ist eine reine Inflationsanpassung nicht ausreichend, da allgemeine Verbraucherpreisindizes die tatsächliche Kostenentwicklung nicht adäquat abbilden. Hier ist der Einsatz spezifischer Indizes sachgerecht, um relevante Risiken realistisch zu reflektieren und Fehlanreize in Geboten zu vermeiden.

Für **weniger materielle Kostenbestandteile** oder solche mit geringerer Volatilität wird hingegen bewusst auf einfachere, aggregierte Indizes zurückgegriffen. Dies begrenzt die Komplexität, reduziert den administrativen Aufwand und erhöht die Transparenz des Fördermechanismus, ohne die wirtschaftliche Aussagekraft wesentlich zu beeinträchtigen.

Für **Transparenz und Nachvollziehbarkeit** der Indexierung sollten öffentlich verfügbare Zeitreihen genutzt werden und die Indexierungsregeln zur Ausschreibung veröffentlicht werden. So können Teilnehmer stets den aktuellen Stand des CfD-Index nachvollziehen. Alternativ kommt auch eine regelmäßige Veröffentlichung des CfD-Index durch die Bundesnetzagentur in Betracht.

Funktionsweise der Indexierung

Ausgangspunkt ist der Indexwert zum Zeitpunkt des Zuschlags. Zu einem definierten Aktualisierungszeitpunkt wird der neue Indexwert herangezogen. Die Anpassung des CfD ergibt sich aus dem Verhältnis vom neuen Indexwert zum Startwert. Werden mehrere Indizes oder ein fixer Anteil verwendet, bestimmen deren Gewichtungen (β_i) die tatsächliche Wirkung auf den Zuschlagswert.

Vereinfacht ausgedrückt folgt die Indexierung des CfD im Zeitpunkt t gegenüber dem Zeitpunkt 0 der folgenden Formel:

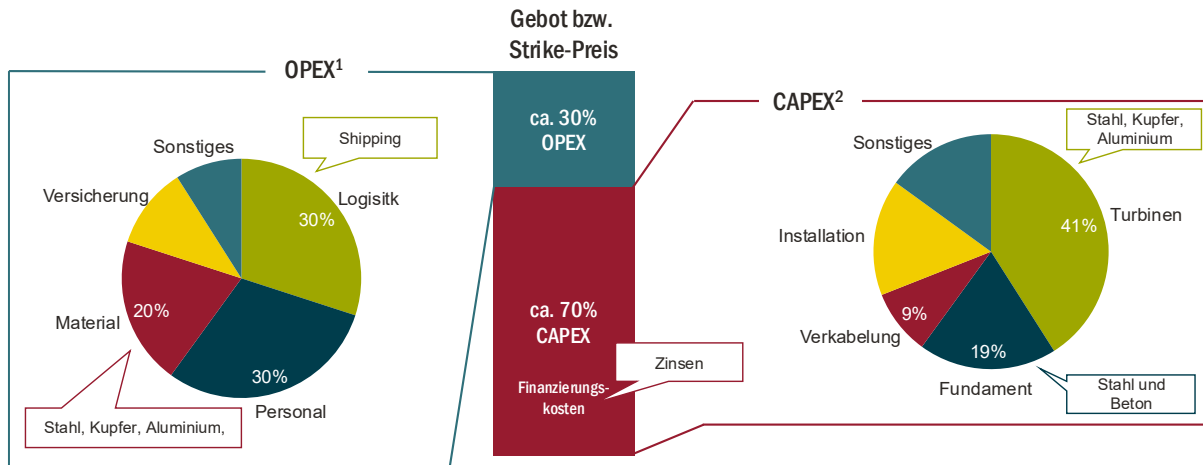
$$CfD_{t+n} = CfD_t * \left[\alpha + \beta_i * \frac{Index_{i,t+n}}{Index_{i,t}} \right]$$

wobei α den nicht-indexierten Anteil darstellt und β_i die Anteile des jeweiligen Index i beschreibt. Die Summe der β_i entspricht $(1 - \alpha)$.

CONTRACTS-FOR-DIFFERENCE (CFD) FÜR OFFSHORE-WIND: WIE GELINGT EINE WIRKSAME UND INVESTITIONSFREUNDLICHE AUSGESTALTUNG?

Die Gewichtung der Indexbestandteile folgt der typischen Kostenstruktur von Offshore-Projekten, wie sie beispielhaft in Abbildung 17 dargestellt ist.

Abbildung 17 Zusammensetzung des Strike-Price



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: <https://www.irena.org/Publications/2025/Jun/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024>; 1) „Turbine maintenance“ gleichmäßig auf Logistik, Personal, Material verteilt, „Operational Support“ gleichmäßig auf Logistik und Personal verteilt 2) Anteil Verkabelung um 6 pp. reduziert, weil OWP-Entwickler in Deutschland nicht für Netzanschluss zuständig sind.

Vorschlag: Indexierung bis COD (Entwicklungs- und Bauphase)

Im Folgenden erläutern wir einen Ansatz zur Indexierung der in der Entwicklungs- und Bauphase relevanten Faktoren und gehen auf die Operationalisierung im Fördersystem ein.

Zinsentwicklung und Finanzierungskosten

- **Ansatz und Auswahl der Indizes:** Indexiert werden die zinsabhängigen Komponenten der Kapitalkosten, nicht jedoch projektspezifische Risikoaufschläge.
 - Änderungen der Fremdkapitalkosten werden über einen Index für langfristige Interbanken-Zinssätze abgebildet, etwa einen Index für 10-Jahres-EURIBOR-Swap-Rates.
 - Änderungen der Eigenkapitalkosten werden über einen Index für langfristige risikolose Zinssätze erfasst, etwa einen Index für 10-Jahres-Bundesanleihen.

Die Abbildung erfolgt über die Veränderung des Annuitätenfaktors. Der Annuitätenfaktor dient dazu, die einmaligen Investitionskosten in gleichmäßige jährliche Zahlungen über die wirtschaftliche Nutzungsdauer zu überführen. Im Kontext der Indexierung bewirkt er, dass Änderungen der CAPEX infolge von Zinsänderungen nicht einmalig, sondern über die gesamte Laufzeit des Fördermechanismus verteilt in den Strike-Price einfließen.

Ein inflationsbasierter Index ist hierfür nicht geeignet, da er lediglich rückblickende Preisniveaubewegungen der Gesamtwirtschaft abbildet. Die Finanzierungskosten von Offshore-Wind-Projekten werden hingegen durch erwartete Konditionen an Geld- und Kreditmärkten bestimmt, die sich in Swap-Rates und Staatsanleiherenditen widerspiegeln. Diese können sich unabhängig von der Inflation und auch gegenläufig entwickeln.

- **Cap und Floors:** Für die Indexierung der Finanzierungskosten in der Phase zwischen Zuschlag und FID sollten keine Caps oder Floors vorgesehen werden. Die tatsächlichen Finanzierungskosten können sich in beide Richtungen wesentlich verändern. Eine Begrenzung nach oben könnte die Realisierbarkeit von Projekten gefährden, während eine Untergrenze zu systematischen Überrenditen führen würde. Eine Risikoteilung zwischen Staat und Investor bei Zinsänderungen vor FID ist daher nicht sachgerecht.
- **Aktualisierung des Index:** Die Aktualisierung der Zinsindizes sollte **einmalig zum Zeitpunkt der FID** erfolgen, ausgelöst durch eine formelle Mitteilung des Projektentwicklers, dass die Investitionsentscheidung getroffen wurde. Eine automatische oder periodische Aktualisierung ist nicht zielführend, da sie die reale Finanzierungslogik verzerren und positive wie negative Abweichungen unzureichend abbilden würde.²⁴
- **Referenzzeiträume:** Zur Bestimmung des Ausgangswerts (Frist für die Gebotsabgabe) und des aktualisierten Werts (zum Zeitpunkt der FID) sollten **Durchschnittswerte über die letzten drei Monate** herangezogen werden. Dies glättet kurzfristige Marktschwankungen, entspricht üblichen Entscheidungsprozessen in Investitions- und Finanzierungsgremien und reduziert zugleich Anreize für opportunistische Verzögerungen der FID-Mitteilung.

Rohstoff- und Komponentenpreise, Dienstleistungen

Neben den Finanzierungskosten stellen Rohstoff-, Komponenten- und Dienstleistungspreise einen wesentlichen Unsicherheitsfaktor in der Bauphase von Offshore-Wind-Projekten dar. Diese Kosten machen einen erheblichen Anteil der CAPEX aus und unterliegen teils stark volatilen, spezialisierten Märkten. Eine gezielte Indexierung ist daher erforderlich, um relevante Risiken sachgerecht abzubilden, ohne Effizienzanreize zu unterminieren.

- **Ansatz und Auswahl der Indizes:** Indexiert wird ein Teil der Kosten für Material, Komponenten und Dienstleistungen. Ein fixer Anteil – beispielsweise 20 % – verbleibt bewusst beim Projektentwickler, um Kostenverantwortung und Effizienzanreize zu erhalten.
Die Indexierung erfolgt differenziert nach der relativen Bedeutung der Kostentreiber.
 - Für Kostenbestandteile mit hohem Anteil an den CAPEX und ausgeprägter Marktvolatilität, insbesondere Windturbinen und Fundamente, werden spezifische Indizes

²⁴ Eine Einschränkung des Zeitraums, in dem die Aktualisierung beantragt werden kann, ist grundsätzlich möglich und wird beispielsweise in Frankreich praktiziert. Allerdings sollte der Zeitraum realistisch mögliche Verzögerungen im Projektverlauf berücksichtigen.

verwendet (z. B. Windturbinenpreisindex, Stahlpreisindex).²⁵ Für diese Komponenten ist die Nutzung eines allgemeinen Inflationsindex nicht geeignet, da das Risiko von Über- oder Unterkompensation angesichts ihres hohen Kostenanteils erheblich wäre.

- Für übrige Kostenbestandteile mit geringerer Materialität und heterogener Struktur ist der Mehrwert einer weitergehenden Differenzierung begrenzt. Hier erfolgt eine Approximation der Kostenentwicklung über einen allgemeinen Inflationsindex, etwa den europäischen HICP.

Die einzelnen Indizes werden entsprechend ihrem Anteil an den gesamten Investitionskosten (ohne Finanzierungskosten) gewichtet. Typische Größenordnungen können beispielsweise bei rund 40 % für Windturbinen, 20 % für Fundamente (Stahl/Beton) und 40 % für sonstige Kosten (Inflationsindex) liegen.

- **Caps und Floors:** Rohstoff- und Komponentenpreise können grundsätzlich in beide Richtungen schwanken. Gleichzeitig werden Preissenkungen häufig nicht vollständig an Projektentwickler weitergegeben, während Preissteigerungen teilweise durch Lieferanten absorbiert werden. Aus staatlicher Sicht sollten die Haushaltsrisiken dennoch begrenzt bleiben. Daher ist es sachgerecht, für spezifische Materialindizes (z. B. Turbinen-, Stahl- oder Betonindizes) symmetrische Unter- und Obergrenzen vorzusehen.

Für den Inflationsindex sollten hingegen keine negativen Anpassungen vorgesehen werden, da negative Inflationsbewegungen gesamtwirtschaftlich bedingt sein können, ohne mit realen Kostenentwicklungen im Offshore-Bereich einherzugehen.

- **Aktualisierung:** Die Indexierung der Material-, Komponenten- und Dienstleistungskosten erfolgt einmalig zum **Zeitpunkt der Inbetriebnahme** (COD). Der Projektentwickler meldet den COD formell, womit die relevanten Indexwerte fixiert werden. Der Grund für die Aktualisierung zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme ist, dass Lieferanten Kostensteigerungen während der Bauphase an die Projektentwickler weitergeben. Nach Bauabschluss und spätestens zur Inbetriebnahme erfolgt keine Anpassung der Lieferkosten mehr.

- **Referenzzeiträume:**

- Der Ausgangswert der Indizes wird als Durchschnitt der letzten drei Monate vor Zuschlag bestimmt.
- Der aktualisierte Wert ergibt sich aus den durchschnittlichen Indexwerten im Zeitraum zwischen FID und COD.

Dieser Ansatz trägt der Praxis Rechnung, dass Preise für Materialien und Komponenten typischerweise zum Bestellzeitpunkt fixiert werden, während Dienstleistungen teilweise erst während der Bauausführung final bepreist werden. Die Verwendung von Durchschnittswerten glättet kurzfristige Preisschwankungen und bildet die reale Kostenentwicklung sachgerecht ab.

²⁵ Beispielsweise können folgende Indizes des statistischen Bundesamts herangezogen werden: Erzeugerpreisindex (GP19-281124) "Windgetriebene Stromerzeugungsaggregate"; (GP19-241) "Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen."

Vorschlag: Indexierung nach COD (Betriebsphase)

Nach Inbetriebnahme verschiebt sich das Risikoprofil. Relevante Kostentreiber in der Betriebsphase sind insbesondere Personalkosten, Kosten für Komponenten und Ersatzteile sowie weitere sonstige Kostenbestandteile, wie z.B. Dienstleistungen, Logistik, Versicherungen (siehe **Abbildung 17**).

Für diese Kosten verschiebt sich die Balance zwischen Kostengenauigkeit und Einfachheit, so dass eine vereinfachte, einheitliche Indexierung über einen allgemeinen Inflationsindex eine praktikable Lösung darstellt. Zwar können der Verbraucherpreisindex und ein spezifischer Index für Personalkosten in der Energiewirtschaft unterschiedlich verlaufen (**siehe Abbildung 15**). Die Unterschiede sind jedoch nicht signifikant, gleichen sich in der langen Frist aus und fallen daher in einer fortlaufenden, jährlichen Indexierung weniger stark ins Gewicht. Auch spezifische Indizes für die Komponentenkosten und Inflation können unterschiedlich verlaufen (siehe **Abbildung 15**). Allerdings machen Komponentenkosten in der Betriebsphase lediglich 5% der gesamten Stromgestehungskosten aus, so dass ist die Wirkung eventueller Unterschiede nicht materiell sein dürfte.

Wenn der Fokus auf Transparenz, geringer Komplexität und einfacher administrativer Umsetzung liegt, kann die Operationalisierung folgendermaßen aussehen.

- **Ansatz und Auswahl des Index:** Die Indexierung erfolgt für sämtliche relevanten OPEX-Kostenbestandteile über einen allgemeinen Inflationsindex. Der HICP bildet zwar die spezifische Kostenentwicklung einzelner Offshore-spezifischer Inputs nicht exakt ab, ermöglicht aber eine robuste und leicht nachvollziehbare Anpassung über die Zeit, ohne die Komplexität durch mehrere Einzelindizes zu erhöhen.
- **Cap / Floors:** Für eine rein inflationsbasierte Indexierung ist eine asymmetrische Begrenzung sachgerecht.
 - Ein Floor bei 0 % (keine negative Anpassung) ist sinnvoll, da bei Deflation die relevanten Kostenkomponenten typischerweise nicht oder zumindest nicht proportional sinken. Personalkosten sind häufig durch Tarifstrukturen, Mindestlöhne und arbeitsrechtliche Rahmenbedingungen für Anpassungen nach unten beschränkt. Zudem ist davon auszugehen, dass Komponentenhersteller und Dienstleister potenzielle Kostensenkungen nicht unmittelbar und vollständig an Betreiber weitergeben, insbesondere in Märkten mit begrenztem Wettbewerb oder knappen Kapazitäten.
 - Das Risiko negativer Anpassungen würde zudem die Bankability der Projekte verschlechtern, da sie die erwarteten Cashflows in Stressphasen zusätzlich belasten und damit Risiken für Kreditgeber erhöhen.
 - Ein Cap ist hingegen nicht zwingend erforderlich. Über lange Laufzeiten ist die Inflationsentwicklung schwer prognostizierbar aber folgt der Zielsetzung der Europäischen Zentralbank. Gleichzeitig ist der HICP im Vergleich zu stark spezialisierten Komponenten- oder Rohstoffindizes typischerweise weniger erratisch. Damit sind die

fiskalischen Risiken bei einem Inflationsindex grundsätzlich geringer als bei stark volatilen Spezialindizes.

- Optional ist ein risikoteilender Mechanismus möglich, bei dem ab einem definierten Schwellenwert (z.B. bei sehr hohen kumulierten Inflationsraten) ein Teil der zusätzlichen Indexierungslast zwischen Staat und Betreiber geteilt wird. Damit ließe sich das Tail-Risiko für den Staat begrenzen, ohne die grundlegende Logik der einfachen Indexierung aufzugeben.
- **Aktualisierung:** Die Indexierung erfolgt **automatisch einmal jährlich** ab Betriebsbeginn, basierend auf den veröffentlichten jährlichen Werten des HICP. Praktikabel ist eine Anpassung jeweils im Januar oder unmittelbar nach Veröffentlichung des relevanten Jahresindex, um eine klare, wiederkehrende Systematik sicherzustellen.
- **Referenzzeiträume:** Zur Bestimmung des Ausgangswerts (zum Zeitpunkt des Zuschlags) sollte der **Durchschnittswert über die letzten drei Monate** herangezogen werden. Dies wiedergibt dem letzten bekannten Preisniveau und entspricht üblichen Entscheidungsprozessen in Investitions- und Finanzierungsgremien. Als der zu aktualisierende Wert (jährlich ab COB) soll der HICP-Indexwert des Vorjahres herangezogen werden. Der Ansatz birgt zwar das Risiko, dass aufgrund der rein rückblickenden Anpassung Kostensteigerungen im laufenden Jahr nicht ausreichend reflektiert werden und die Förderhöhe erst im Folgejahr nachzieht. Dieses Zwischenrisiko ist dem Betreiber jedoch grundsätzlich zumutbar, da der Ausgleich im nächsten Anpassungsschritt erfolgt und die jährliche Systematik Planbarkeit und Transparenz wahrt.

Ergänzt wird die Indexierung durch einen fixen Anteil der Betriebs- und Instandhaltungskosten von beispielsweise 20%, der nicht indexiert wird und für den die OWP-Betreiber das Risiko tragen.

Dieser Ansatz ist bewusst als pragmatische Approximation konzipiert. Er reduziert Komplexität und Umsetzungsaufwand deutlich, erkaufte dies jedoch mit dem Risiko einer begrenzten Treffsicherheit gegenüber tatsächlich offshore-spezifischen Kostenentwicklungen. Der Ansatz wird in Irland praktiziert (siehe **Abschnitt 4.2**).

Illustrative Beispielrechnung für Aktualisierung des Strike-Price

Nachfolgend präsentieren wir anhand eines fiktiven Beispiels, wie die zwei-phasige Indexierung im Zeitraum ab Januar 2019 gewirkt hätte. Für das Beispiel gehen wir von einem Ausschreibungsdatum im Januar 2019 (t) aus, welches als Anfangspunkt für die Indexierung dient.

Zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe (Zeitpunkt t) beträgt der CfD-Index 100% und setzt sich in den folgenden Jahren ($t+n$) wie folgt zusammen:

$$CfD_{t+n} = 70\% * \frac{CAPEX_{t+n}}{CAPEX_t} + 30\% * \frac{OPEX_{t+n}}{OPEX_t}$$

CAPEX-Index: Indexierung während bzw. nach der Entwicklungs- und Bauphase für Finanzierungskosten und der Investitionskosten

Der CAPEX-Index setzt sich aus zwei Bestandteilen zusammen: Dem Index für die Finanzierungskosten, welcher die Veränderung des Annuitätenfaktors²⁶ zwischen Gebotsabgabe und FID beschreibt, und dem Index für die Investitionskosten auf Grundlage der Rohstoff und Komponentenpreisentwicklung.

$$CAPEX_{t+n} = \frac{\text{Annuitätenfaktor}_{t+n}}{\text{Annuitätenfaktor}_t} * \frac{\text{Investitionskostenindex}_{t+n}}{\text{Investitionskostenindex}_t}$$

- **Annuitätenfaktor:** Die **Zinsen für die Finanzierungskosten** werden zur finalen Investitionsentscheidung (t+4, Januar 2023) eingefroren. Die Berechnung des WACC und des Annuitätenfaktors zum Zeitpunkt t+n erfolgt anhand der untenstehenden Formeln. Bei der Berechnung des WACC wird lediglich eine Anpassung des risikolosen Zinses sowie der EURIBOR-Swap-Rate berücksichtigt, alle übrigen Parameter verbleiben unverändert im Vergleich zum Zeitpunkt t und haben auf die Aktualisierung des Index keinen Einfluss.

Indexformeln für Finanzierungskosten

$$WACC_{t+n} = 30\% (EK - \text{Anteil}) * (\text{Risikofreier Zins}_{t+n} + \text{Marktrisikoprämie} * \text{Assetbeta} + \text{Projektaufschlag}) + 70\% (FK - \text{Anteil}) * (\text{Euribor} - \text{Swap}_{t+n} + \text{Bankmarge}) * (1 - \text{Steuersatz})$$

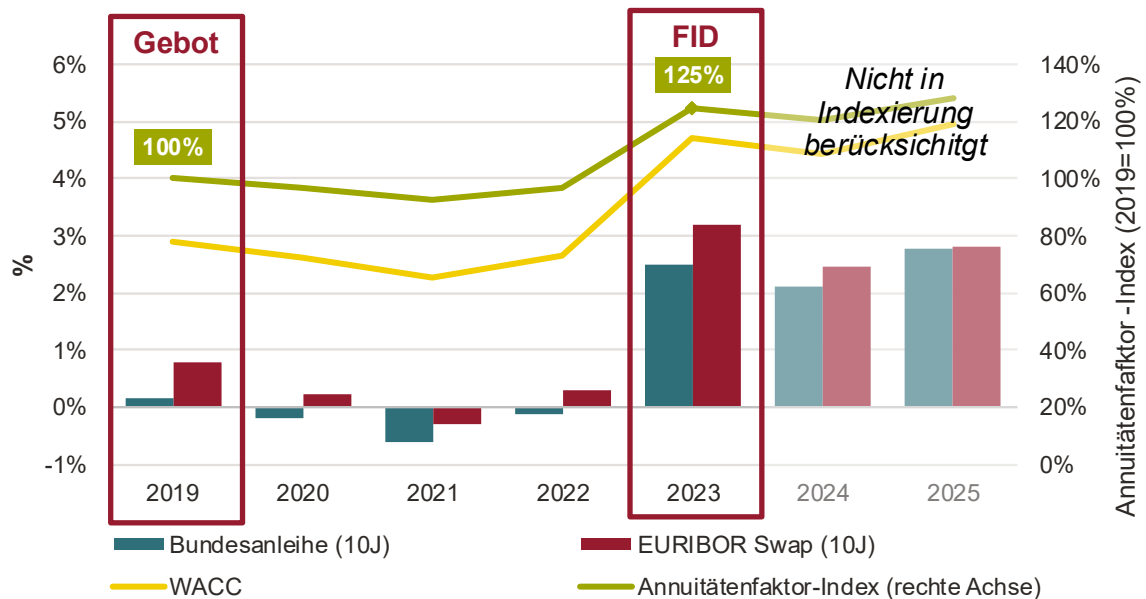
$$\text{Annuitätenfaktor}_{t+n} = (1 + WACC_{t+n})^{\frac{\text{Bauzeit}}{2}} * \frac{WACC}{1 - (1 + WACC_{t+n})^{\text{Projektzeit}}}$$

Zwischen 2019 und 2023 stieg die risikolose Verzinsung (Bundesanleihen) von 0,2% auf 2,5% (**Abbildung 18**). Die 10-Jahres-EURIBOR-Swap-Rate stieg im selben Zeitraum von 0,8% auf 3,2%. Bei einem unterstellten Fremdkapitalanteil von 70%²⁷ wären die durchschnittlichen gewichteten Kapitalkosten (WACC) um 1,8%-Punkte gestiegen. Diese Steigerung des WACC führt zu einer 25%-Steigerung der annuitätischen Kapitalkosten (bei gleichbleibenden Beschaffungskosten), dargestellt durch die grüne Linie in **Abbildung 18**. Entwicklungen nach der FID werden bei der Indexierung nicht mehr berücksichtigt.

²⁶ Anhand des Annuitätenfaktors werden die Investitionskosten und Finanzierungskosten über die Betriebsdauer verteilt.

²⁷ Fremdkapitalanteil ist relevant für die Gewichtung der Zinsen im WACC sowie der Wirkung des Tax-Shields (Steuersatz 30%).

Abbildung 18 Entwicklung der Zinsparameter (Beispiel)



Quelle: Frontier Economics, basierend auf Daten von Investing.com und der Deutschen Bundesbank.

Hinweis: Stand jeweils im Januar des jeweiligen Jahres; WACC für die Illustration auf Basis von 6% Marktrisikoprämie; Asset-beta in Höhe von 0,9, 1% Projektaufschlag, 2% Bankmarge, 70% Fremdkapitalanteil und 30% Steuersatz

- **Investitionskosten-Index:** Die Aktualisierung der **Rohstoff- und Komponentenkosten (Investitionskosten)** sowie der Inflation erfolgt zu Betriebsbeginn im Dezember 2025 (t+7), da bis zu diesem Zeitpunkt Kostenänderungen grundsätzlich möglich sind. Kostenänderungen, die bis zu diesem Zeitpunkt stattgefunden haben, werden implizit bei der Aktualisierung berücksichtigt. 20% des Strike-Price werden als fixer Anteil nicht bei der Indexierung berücksichtigt. Mit 80% gewichtet gehen die Indizes der Kostenkomponenten im Zeitraum zwischen 2019 und Dezember 2025 ein:

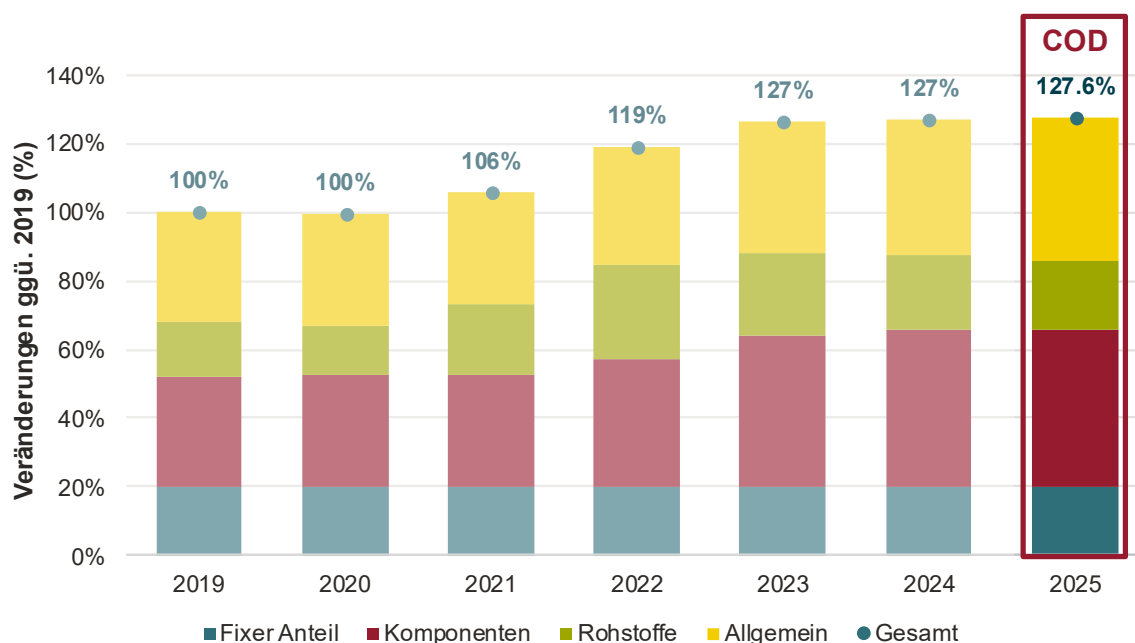
- 40% der Indexierung folgt der Entwicklung der Komponenten (Windturbinen Index);
- 20% des entsprechen der Entwicklung der Rohstoffe (Stahl); und
- 40% werden anhand der allgemeinen Inflation indexiert.

Herleitung des Investitionskosten-Index

$$\text{Investitionskostenindex}_{t+n} = 20\% (\text{fixierte Anteil}) + 80\% * (40\% * \text{Turbinenindex}_{t+n} + 20\% * \text{Stahlindex}_{t+n} + 40\% * \text{Inflationsindex}_{t+n})$$

Die Zugrundelegung dieser Gewichtung und die Berücksichtigung der jeweiligen Indexentwicklung führt in unserem Beispiel von 2019 (100%) bis zum Dezember 2025 zu einem Anstieg des Investitionskostenindex um 27,6% gegenüber der (**Abbildung 19**).

Abbildung 19 Entwicklung der Investitionskosten-Anteile (Beispiel)



Quelle: Frontier Economics, basierend auf Daten des Statistischen Bundesamts und Eurostat

Hinweis: Jahreswerte für die Indizes Stahl (Erzeugerpreisindex Stahl (GP19-241) "Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen") sowie Komponenten (Erzeugerpreisindex Windturbinen (GP19-281124) "Windgetriebene Stromerzeugungsaggregate"); „Allgemein“ abgebildet durch die durchschnittlichen Jahreswerte für HICP EU27; Werte für 2026 linear extrapoliert.

Indexierung während der Betriebsphase auf Basis der allgemeinen Inflation

Die Anpassung der Betriebskosten erfolgt nachschüssig mit einem Jahr Verzögerung ab der Inbetriebnahme der Anlage auf Basis der allgemeinen Inflationsrate. Auch hier wird ein fixer, nicht-indexierter Anteil von 20% berücksichtigt, um Effizianzanreize zu gewähren.

$$OPEXIndex_{t+n} = 20\%(\text{Fixierter Anteil}) + 80\% * \frac{Inflationsindex_{t+n}}{Inflationsindex_t}$$

Im Zeitraum zwischen der Gebotsabgabe (Zeitpunkt t) und dem Betriebsbeginn (t+7) betrug die Inflation im Beispielzeitraum 30%. Nach Berücksichtigung des fixen Anteils (20%) würde der OPEX-Wert zum Betriebsbeginn um 26%-Punkte steigen.

Das Beispiel verdeutlicht auch, dass im Fall der Betriebskosten eine allgemeine Inflationskorrektur angemessen ist und nicht signifikant von einer genaueren Abbildung²⁸ unter Berücksichtigung der einzelnen Kostenbestandteile abweicht. Diese hätte zum Betriebsbeginn eine Indexierung in Höhe von 124% ergeben.

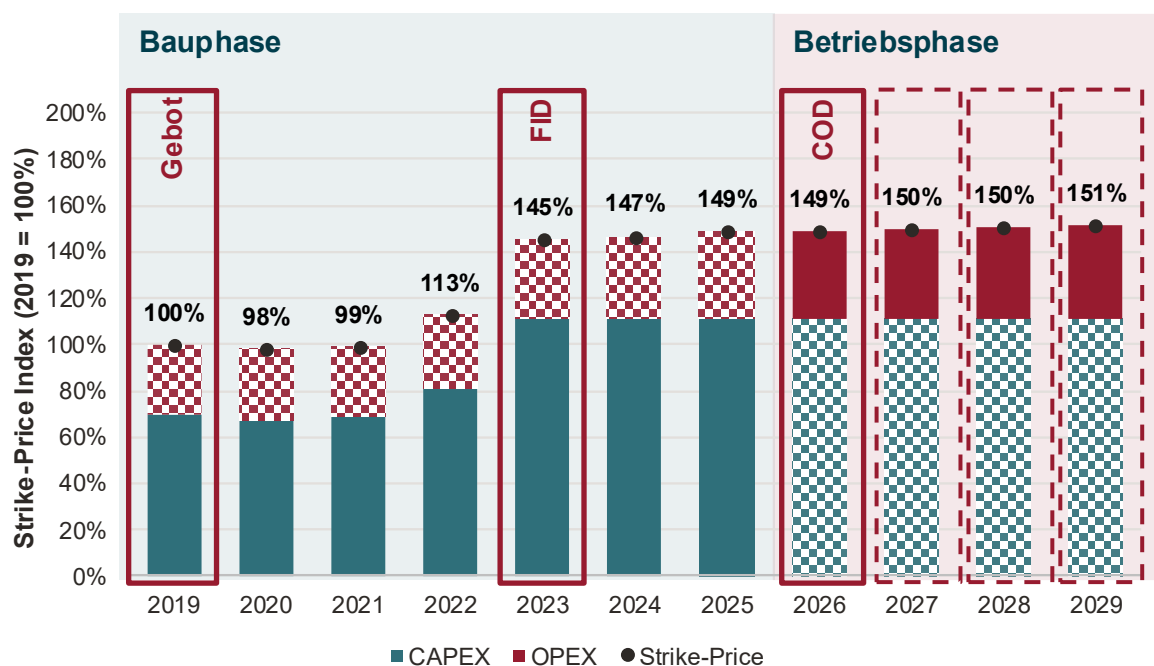
²⁸ Kostenkomponenten: 35% Personalkosten (Arbeitskosten Energiewirtschaft), 25% Materialkosten (Windturbinen), 20% Inflation und 20% fixierte Anteil.

Gesamtentwicklung des Index bildet Kostenentwicklung adäquat ab

Die Indexierung der CAPEX erfolgt bis zum Betriebsbeginn, wobei die Zinsparameter zur FID eingefroren werden. Nach dem Betriebsbeginn bleibt der CAPEX-Anteil des Strike-Price konstant und lediglich der OPEX-Anteil wird anhand der allgemeinen Inflationsentwicklung indexiert. Im Beispielzeitraum hat dieser Index wesentliche Entwicklungen auf den Rohstoff- sowie Kapitalmärkten abgebildet und hätte eine Anhebung des Strike-Price zu Betriebsbeginn im Vergleich zur Gebotsabgabe um 49% erreicht. Im Vergleich dazu betrug die allgemeine Inflationsentwicklung zwischen Januar 2019 und Dezember 2025 30% und hätte die Steigerung der Kosten nicht adäquat abgebildet.

Diese Entwicklung des Index spiegelt die Veränderung der erwarteten Stromgestehungskosten für Offshore-Wind im selben Zeitraum wider: Die dänische Energieagentur hat ihre Schätzung der LCOE im Jahr 2025 im Vergleich zur Schätzung aus dem Jahr 2022 um über 40% erhöht.²⁹

Abbildung 20 Indexierung des Strike-Price (Beispiel)



Quelle: Frontier Economics, basierend auf Daten des Statistischen Bundesamts und Eurostat

Hinweis: Jahreswerte für die Indizes Stahl (Erzeugerpreisindex Stahl (GP19-241) "Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen"), Komponenten (Erzeugerpreisindex Windturbinen (GP19-281124) "Windgetriebene Stromerzeugungsaggregate") sowie HICP EU27; Werte für 2026 approximiert.

²⁹ Danish Energy Agency (2025): Technology Brief: Update of Offshore-Wind in the Technology Catalogue - May 2025. ([link](#)), Seite 5.

5 Koexistenz von CfDs und PPAs: Marktliche Integration von Grünstrom ermöglichen und fördern ohne Projektrealisierung zu gefährden

Der europäische und nationale Rechtsrahmen sieht zweiseitige CfDs künftig als zentrales Instrument zur Absicherung von Erlörisiken vor.³⁰ Gleichzeitig bleiben PPAs ein wichtiges marktbasiertes Vermarktungsinstrument – sowohl für die Industrie, die planbare grüne Strombezüge benötigt, als auch für Projektentwickler, die ihre Erlösströme diversifizieren möchten. Beide Instrumente haben ihre Vorteile:

- CfDs können langfristig Preisrisiken – und je nach Ausgestaltung auch Mengenrisiken – absichern und damit die Bankability eines Projekts erhöhen.
- Grüne PPAs fördern die Dekarbonisierung der Industrie, können die Liquidität des PPA-Markts unterstützen, marktkonformes Verhalten der OWP-Betreiber fördern und belasten gleichzeitig nicht das staatliche Förderbudget.

Neue OWP sollen vornehmlich eine marktorientierte Vermarktung anstreben. Sollte dies aufgrund der in **Abschnitt 2** diskutierten Risiken und Unsicherheiten nicht möglich sein, kommt die Förderung des Ausbaus über CfD zum Tragen. Praktisch lässt sich dieses Vorgehen, in Anlehnung an dynamische Ausschreibungen für nicht-voruntersuchte Flächen, durch ein zweistufiges Auktionsdesign umsetzen, in dem Flächen zuerst auf Grundlage marktlicher Finanzierung ausgeschrieben werden und eine CfD-Ausschreibung einsetzt, sollten keine bzw. nicht genügend Gebote im ersten Schritt eingehen.

Aber selbst in der Situation, dass eine Förderung durch CfD notwendig wird, könnte eine Kombination von CfDs und PPAs Vorteile bringen. Dies gilt insbesondere im deutschen System der gemeinsamen Vergabe von Flächennutzungsrechten und Förderung, bei dem zwischen Gebot und Inbetriebnahme bis zu 7 Jahre liegen können und zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe nur wenig Informationen über die PPA-Nachfrage zum Betriebsbeginn vorliegen.

Die Herausforderung besteht darin, CfDs und PPAs so miteinander zu verzahnen, dass keine Doppelförderung entsteht, gleichzeitig aber die Planbarkeit der OWP-Erträge nicht gefährdet ist, während das marktliche Angebot von Grünstrom nicht verdrängt wird.

In diesem Abschnitt diskutieren wir Modelle für die Koexistenz von PPAs und CfD:

- In **Abschnitt 5.1** beschreiben wir die politischen Ziele für eine Kombination aus CfD und PPA (im Folgenden „Koexistenz“) sowie die Ausgangslage des Doppelförderungsverbots;

³⁰ Siehe EU-Verordnung 2024/1747 vom 13. Juni 2024, [Link](#).

- In **Abschnitt 5.2** beschreiben wir die grundsätzlichen Ausgestaltungsoptionen und übergeordnete Fragestellungen;
- In **Abschnitt 5.3** gehen wir auf das Modell sequenzieller Koexistenz ein; und in **Abschnitt 5.4** auf die parallele Koexistenz.
- In **Abschnitt 5.5** ziehen wir ein Fazit zur Gesamtabwägung.

5.1 Hintergrund: Grüne PPA als Transformationspfad für die Industrie

In diesem Abschnitt beschreiben wir die politische Zielsetzung sowie die Kriterien für die Ausgestaltung von Koexistenz.

Politische Ziele: Dekarbonisierung durch Elektrifizierung stützen

Mit der Einführung zweiseitiger CfDs als künftig zentralem Förderinstrument entsteht ein strukturelles Spannungsfeld: CfD-geförderte Projekte und Strommengen erhalten keine Herkunftsnachweise (GO³¹). Diese sind jedoch Voraussetzung, um Strommengen über grüne PPAs Industrieabnehmern oder für die Luft- und Schifffahrt anbieten zu können. Gleichzeitig erfordert die Dekarbonisierung energieintensiver Sektoren die Verfügbarkeit von langfristig gesicherten, zusätzlichen Grünstrommengen: Für viele Industrien stellt die Elektrifizierung und die Nutzung grünen Stroms einen wichtigen Transformationspfad dar. Dazu benötigt die Industrie ein Angebot grünen Stroms in ausreichender Menge und Planbarkeit für die Abnehmer. Dies ist grundsätzlich über einen liquiden Markt für grüne PPAs möglich. Ohne Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen würde ein flächendeckender Einsatz von CfDs daher das Risiko bergen, den PPA-Markt zu verdrängen und die Dekarbonisierung der Industrie verzögern.

Die Leitlinien der Europäischen Kommission zur Ausgestaltung von CfDs gehen daher explizit auf die Möglichkeit, CfDs mit PPAs zu kombinieren ein.³² Modelle mit Koexistenz von CfD und PPAs können die Liquidität auf PPA-Märkten fördern. Es gibt Hinweise, dass der Markt für grüne PPAs derzeit nicht ausreichend liquide ist.³³

PPAs und die enthaltenen Erlöse aus GOs können weiterhin den spezifischen Förderbedarf senken und den Staatshaushalt entlasten. Wenn industrielle Stromabnehmer eine höhere Zahlungsbereitschaft für grünen Strom (und GOs) haben als für Graustrom, können OWP-Entwickler höhere Preise erzielen als auf dem Großhandelsmarkt und die Zusatzerlöse gegen die durch über CfD geforderten Erlöse anrechnen.

Allerdings sind Wirkungszusammenhänge komplex und die Vorteile aus staatlicher Sicht abhängig von der Entwicklung der grünen Stromerzeugung im System.

³¹ „GO“ entspricht dem englischen Begriff „Guarantees of Origin“.

³² Leitlinien der Kommission für die Gestaltung zweiseitiger Differenzverträge (C/2025/6701).

³³ Die Europäische Kommission prüft Barrieren für PPAs ([Link](#)).

- **Sinkender Mehrwert von grünem Strom über die Zeit:** Je höher der Anteil erneuerbarer Erzeugung im Strommix, desto geringer der Aufpreis für „grünem“ gegenüber Graustrom, den OWP erzielen können. Konkret kann in Zonen mit sehr hohem Anteil an Strom aus erneuerbaren Energien (größer 90%) zukünftig Netzstrom als voll erneuerbar gelten, beispielsweise für die Herstellung von grünem Wasserstoff.³⁴ In Deutschland soll der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz bis 2030 auf mindestens 80 Prozent steigen. Damit nimmt der Grünstromaufschlag gegenüber Graustrom tendenziell ab, und zusätzliche PPA-Erlöse lassen sich künftig weniger verlässlich in Gebote einpreisen.
- **Indirekte Subventionierung von PPAs:** Die Förderung eines Projekts über CfD senkt die Finanzierungskosten des Projekts und kommt damit indirekt auch dem Teil des Projekts zugute, welches über PPAs vermarktet werden soll. Dies birgt die Gefahr einer Quersubventionierung, die dazu führen kann, dass andere Anbieter auf dem PPA-Markt verdrängt werden und die Preise auf dem PPA-Markt sinken. Das Risiko ist grundsätzlich geringer, wenn wettbewerbliche Verfahren die Förderhöhe in den CfD und die Vertragsbedingungen in den PPAs bestimmen. Gleichzeitig gilt: Wenn Großhandelspreise zusammen mit Grünstromwert (z.B. als Zusatzeinnahmen über Herkunftsnachweise) unter den Gestehungskosten liegen, benötigen OWP eine Erlösstütze. Dann ist eine gewisse „Quersubventionierung“ faktisch Teil des Förderziels.

Koexistenz von CfD und PPA gezielt gestalten

Die Koexistenz von CfDs und PPAs sollte gezielt gestaltet werden, um volkswirtschaftliche Vorteile zu bringen. Die Gestaltung sollte die folgenden Kriterien erfüllen:

- **Volkswirtschaftliche Effekte:** Eine Kombination aus CfD und PPAs kann die Einhaltung der Ausbauziele fördern, die Förderkosten über die gesamte Projektlaufzeit senken, und früheres Angebot an grünen PPAs (mit Herkunftsnachweisen) an die Industrie begünstigen. Gleichzeitig sollten arbitrageanfällige Strukturen vermieden werden. Falls die CfD-Förderung die PPAs quersubventioniert, besteht die Gefahr, dass andere Anbieter von grünen PPAs verdrängt werden und auch der PPA-Abnehmer von der Subvention profitiert.
- **Attraktivität aus Investorensicht:** Entscheidend ist, ob ein Modell die Finanzierungsrisiken reduziert und die Bankability stärkt. CfDs sichern Preisrisiken ab und können, je nach Gestaltung, auch Mengenrisiken absichern. Langfristige PPAs können bei günstigen Marktbedingungen höhere Margen sichern und die Markterlöse verstetigen. Allerdings sind PPAs bei identischen Bedingungen mit mehr Risiken aus Sicht der Finanzierungsinstitute verbunden, da sie schwieriger abzuschließen sind, üblicherweise eine kürzere Laufzeit aufweisen und, ohne explizite Sicherheit durch den Staat, höhere Ausfallrisiken beinhalten. Ein tragfähiges Zusammenspiel muss daher die Vorteile beider Instrumente

³⁴ Commission Delegated Regulation (EU) 2023/1184 of 10 February 2023 supplementing Directive (EU) 2018.

nutzen, ohne zusätzliche Erlösunsicherheiten zu erzeugen und die Bankability zu gefährden.

- **Komplexität und Umsetzbarkeit:** Das Zusammenspiel muss in das bestehende Rechts- und Fördersystem integrierbar sein, klare Prozesse für Mengen-, Preis- und GO- Zuordnung bieten und robust gegenüber veränderten Marktbedingungen sein – etwa bei sinkenden Marktpreisen oder höherem Angebot an GO bei steigender Penetration von nicht geförderten Strom aus erneuerbaren Energien oder bei höher als erwartete Marktpreise, die in einer Überrendite resultieren.

Damit keine doppelte Förderung entsteht, müssen CfD- und PPA-Welten klar voneinander getrennt werden. In der aktuellen Debatte haben sich zwei Modelle herausgebildet.

- **Trennung auf Systemebene** – Auf Systemebene wäre es möglich, zwei parallele Märkte zu etablieren. Ein Markt würde CfD-geförderten Strom ohne Herkunftsnachweise abwickeln, der andere Markt grüne PPAs mit Herkunftsnachweisen. Marktakteure könnten sich jeweils spezialisieren, was sowohl die Finanzierung als auch die Vermarktung klarer macht. Dieses Modell wurde unter anderem von BWO skizziert.³⁵ Es bildet die Grundlage für ein zweistufiges Vorgehen in Ausschreibungen: In der ersten Stufe einer Auktion wird die Fläche ohne CfD ausgeschrieben (PPA-Vermarktung mit GO), in einer zweiten Stufe erfolgt die Ausschreibung mit CfD.
- **Trennung auf Projektebene** – Demgegenüber ist es auch möglich, CfD und PPA innerhalb derselben Anlage zu kombinieren. Folgende Übersicht beschreibt zwei grundlegende Optionen in der Form von sequenzieller und paralleler Koexistenz. Dieses Modell findet in den Leitlinien der EU-Kommission Berücksichtigung.

In den folgenden Abschnitten analysieren wir entsprechend sequenzielle und parallele Koexistenz-Modelle auf Projektebene anhand der oben genannten Kriterien und leiten Handlungsempfehlungen für ein tragfähiges zukünftiges System ab.

Wichtigste Trade-offs

Für die Bewertung der unterschiedlichen Koexistenz-Modell berücksichtigen wir die folgenden Trade-offs:

- Förderung der Liquidität auf dem PPA-Markt vs. Risiko der Verdrängung anderer Erneuerbarer;
- Entlastung des Staatshaushalts vs. mehr Risikoaufschläge in Geboten; sowie
- stabiler Erlöspfad für die OWP-Betreiber und Bankability vs. Übernahme steuerbarer Marktrisiken.

³⁵ BWO (2025) Diskussionspapier: Stärkung des Markt- und Investitionsrahmens für Offshore-Wind, vom 20. August 2025.

Welches Ziel wichtiger ist oder stärker ausschlägt, kann eine Frage der politischen Prioritäten bzw. der Empirie sein.

5.2 Die Koexistenz-Modelle: grundsätzliche Ausgestaltung und übergeordnete Fragestellungen

In diesem Abschnitt beschreiben wir die beiden grundlegenden Ausgestaltungsvarianten und gehen auf übergeordnete Fragestellungen ein, bevor wir im Anschluss detailliert die Einzelmodell beschreiben und bewerten.

Opt-out als sinnvolle Option im CfD-Förderrahmen zur Erhaltung von PPA-Angebot

Das derzeitige System des dynamischen Verfahrens für nicht-voruntersuchte Flächen entspricht weitestgehend der Koexistenz auf Systemebene. Zur Gebotsabgabe entscheiden sich Bieter, ob sie bereit wären, das Projekt ohne Inanspruchnahme der Förderung zu realisieren. Wie oben thematisiert, liegen im deutschen Ausschreibungssystem mehrere Jahre zwischen Gebotsabgabe und FID bzw. Inbetriebnahme. Zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe liegen daher unvollständige Informationen über die Konditionen, zu denen zu einem späteren Zeitpunkt PPAs abgeschlossen werden könnten, vor. Dies erhöht die Risiken für die Entwicklung der Projekte und senkt die Realisierungswahrscheinlichkeit.

Aus diesem Grund ist ein Opt-out aus dem Förderregime sinnvoll, um die bessere Informationslage zu einem späteren Zeitpunkt der Projektentwicklung zu nutzen, und so die oben genannten Vorteile der PPA-Vermarktung zu realisieren.

Das Opt-out kann zu verschiedenen Zeitpunkten ausgestaltet werden:

- **Opt-out bis zur FID:** Bis zur FID vergehen typischerweise 4 Jahre nach Gebotsabgabe. In dieser Zeit liegen bessere Informationen über den PPA-Markt vor. Gleichzeitig sind noch keine Zahlungen aus dem CfD an den Betreiber erfolgt und die Gaming-Möglichkeiten der Bieter sind eingeschränkt.
- **Opt-out in der Betriebsphase:** Verbessern sich während der Betriebsphase die Marktbedingungen für OWP, leisten die Betreiber im Rahmen des CfD in der Regel Netto-Rückzahlungen an den Staat. Die Opt-out Möglichkeit in dieser Phase würde den Betreibern Windfall-Profits gewähren und der Staatshaushalt würde durch die ausbleibende Rückzahlung belastet.

Aus diesem Grund ist ein Opt-out nur bis zur FID oder spätestens zur Inbetriebnahme, also bevor die erste Förderzahlung geleistet wird, sachgerecht, um Mitnahmeeffekte und Windfall-Profits zu vermeiden.

Nach dem Opt-out kann Koexistenz entweder parallel oder sequenziell ausgestaltet werden

Grundsätzlich sind die beiden nachfolgend beschriebenen Koexistenz-Modelle denkbar:

- **Sequenziell:** Ein Entwickler mit CfD-Zuschlag könnte bis zur FID entscheiden ab welchem Zeitpunkt nach Inbetriebnahme der CfD greifen soll:
 - **Variante 1 „erst CfD, dann PPA“:** Eine Möglichkeit ist, dass in den ersten, für die Projektbewertung und -finanzierung relevantesten Jahren der erzeugte Strom über einen CfD gefördert und danach über PPAs – inklusive GO – vermarktet wird.
 - **Variante 2 „erst PPA, dann CfD“:** Alternativ könnte der Strom in den ersten Jahren über einen PPA vermarktet werden – inklusive GO –, während im späteren Verlauf ein bereits beim Zeitpunkt der FID definierter CfD greift, der langfristige Preisrisiken absichert.
- **Parallel (Carve-out):** Ein Entwickler mit CfD-Zuschlag könnte bis zur FID entscheiden welcher Teil der Stromerzeugungskapazität über den CfD laufen soll und welcher Teil am Markt (z.B. über PPAs) vermarktet wird.

Grundsätzlich ist auch eine Kombination denkbar, in der ein zeitlich begrenztes Carve-Out durchgeführt wird, diese Unterform betrachten wir im Folgenden nicht weiter.

Abbildung 15 fasst die Modelle zusammen.

Abbildung 21 Illustrative Darstellung der grundlegenden Optionen für die Koexistenz von CfD and PPAs

		grüne PPA	CfD
Koexistenz auf <u>Systemebene</u>		 Einige (die wettbewerbliehen) OWP refinanzieren sich über grüne PPA	 Andere (die weniger wettbewerbliehen) OWP refinanzieren sich über CfD
Projektebene	Parallele Koexistenz (geteilte Kapazität)	 PPAs (mit GO) für X% der Kapazität über die gesamte Betriebszeit	 CfD für die verbleibende Kapazität (1-X%) über die gesamte Betriebszeit
	Sequenzielle Koexistenz – „Zuerst PPA, dann CfD“ oder vice versa	 PPA in den ersten/letzten X Jahren, CfD danach/davor bis Ende der Betriebszeit	 CfD für die Jahre danach/davor

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Sequenzielle Koexistenz auch in umgekehrter Reihenfolge möglich und hier nicht abgebildet.

Aus Investorensicht steigen in beiden Modellen die Chancen aber auch Herausforderungen

PPAs bergen aus Investorensicht einige Herausforderungen: Beim CfD fungiert der Staat als Gegenpartei und hat typischerweise ein sehr geringes Ausfallrisiko, was sich in einer sehr guten Bankability widerspiegelt. Je höher der CfD-Anteil in den für die Finanzierungsphase relevanten Jahren (typischerweise die ersten 15-18 Betriebsjahren), desto besser sind die Finanzierungsbedingungen.

Darüber hinaus ist es unklar, wie marktgängig PPAs sind, die eine Bedingung auf einen Zuschlag in einer Auktion sowie anschließende FID beinhalten. Heute werden PPA mit Bedingung auf FID eines Projekts abgeschlossen, eine zusätzliche Bedingung erhöht somit die Komplexität in Verhandlungen.

Schließlich decken viele PPAs in der Praxis Preisrisiken für eine begrenzte Laufzeit ab – häufig für fünf bis maximal fünfzehn Jahre nach Abschluss, da Abnehmer ihren Strombedarf über Jahrzehnte nur begrenzt festlegen können. Längere Laufzeiten sind möglich, aber nicht marktgängig. Für OWP sind somit die Möglichkeiten sich gegen Preis- und Mengenrisiken abzusichern nach den ersten Betriebsjahren begrenzt. Wenn ca. sieben Jahren zwischen Zuschlag und Betriebsbeginn liegen, können OWP zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe keine (bedingten) PPAs für Lieferungen ab dem achten Jahr abschließen. Produktionsmengen, die ab diesem Zeitraum nicht durch CfDs abgesichert sind, sind somit höheren Erlösrisiken ausgesetzt. Allerdings können die Risiken zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe stark abdiskontiert sein, so dass deren Wirkung auf die Bankability sowie das Gebot und die Förderhöhe unklar ist.

Koexistenz birgt die Gefahr von Quersubventionierung

Die Europäische Kommission identifiziert die mögliche Quersubventionierung als beihilfe-rechtliches Risiko³⁶: Da ein CfD die Erlösrisiken des Projektträgers reduziert und die Finanzierungskosten senkt, besteht die Gefahr, dass dieser Vorteil über günstigere Preise oder Vertragsbedingungen im PPA teilweise an den Abnehmer weitergereicht wird. Insbesondere betont die Kommission, dass der Referenzpreis und die Ausgestaltung des CfD nicht dazu führen dürfen, dass PPAs zu Preisen unterhalb des Marktwerts abgeschlossen werden, da dies eine unzulässige Quersubventionierung des Abnehmers darstellen würde.

Zur Minderung dieses Risikos verlangt die Kommission, dass PPAs im Zusammenhang mit CfD-geförderten Anlagen strikt zu Marktbedingungen abgeschlossen werden. Als zentrales Sicherungsinstrument nennt sie die Auswahl der PPA-Abnehmer über offene, transparente und nichtdiskriminierende wettbewerbliche Verfahren, die eine belastbare Preisfindung ermöglichen. Ergänzend können Maßnahmen vorgesehen werden, um Marktmacht zu begrenzen, etwa durch Beschränkungen der von einzelnen marktstarken Abnehmern kontrahierbaren Mengen. Insgesamt stellt die Kommission klar, dass die Kombination von CfDs und PPAs

³⁶ Leitlinien der Kommission für die Gestaltung zweiseitiger Differenzverträge (C/2025/6701).

nur dann zulässig ist, wenn wirksam sichergestellt wird, dass die öffentliche Förderung auf die Erzeugungsinvestition beschränkt bleibt und nicht mittelbar den privaten Abnehmern zugutekommt, im Einklang mit den beihilferechtlichen Vorgaben.

Ein diskriminierungsfreier Zugang zum „PPA-Markt“ setzt jedoch voraus, dass die Produkte hinreichend vergleichbar und standardisiert sind. Da es sich um bilaterale, spezifische Vereinbarungen handelt stößt die Standardisierung, abgesehen von Standardbausteinen wie Laufzeiten, Preisformeln oder Force-Majeur Klauseln, an seine Grenzen. Insbesondere Fragen der Risikoverteilung oder Abnahmeprofilen sind höchst spezifische Vereinbarungen, die Anbieter und Abnehmer untereinander treffen.

5.3 Sequenzielle Modelle: Klare Abgrenzung, aber höhere Komplexität

In diesem Abschnitt diskutieren wir die Vorteile und Herausforderungen sowie mögliche Lösungen sequenzielle Koexistenz-Modelle.

„Zuerst CfD, dann PPA“-Modelle erhöhen die Bankability des OWP, schaffen jedoch begrenzten Mehrwert durch grünen Strom

Das Modell ähnelt dem Status Quo in vielen europäischen Ländern, wenn nach Ende der Förderung ein Weiterbetrieb möglich ist und Herkunftsnachweise generiert werden dürfen. Es verkürzt faktisch den CfD-Zeitraum und entkoppelt Förder- und Lizenzlaufzeit. Dabei sollten OWP zu Weiterbetrieb verpflichtet sein, damit sie zur Versorgungssicherheit beitragen.

Aus Staatssicht begrenzt das Modell das langfristige Förderrisiko und erhöht somit die Budgetplanbarkeit. Die klare zeitliche Trennung zwischen CfD und PPA reduziert zudem Arbitrage-Anreize und macht komplexe Lösungen zur Zuordnung und Monitoring der geförderten Mengen überflüssig.

Aus Investorensicht stabilisiert der CfD in den frühen Jahren die Erlöse in der finanzierungsrelevanten Phase, mit positiver Auswirkung auf die Bankability, die Realisierungswahrscheinlichkeit und verbessert die Budgetplanbarkeit für das Projekt. Eine Kopplung der CfD-Laufzeit an die Finanzierungslogik, bei der CfD die finanzierungsrelevante Phase von typischerweise 15-18 Jahre deckt, ist naheliegend.

Das Modell ist allerdings nicht geeignet, die Liquidität im PPA-Markt kurzfristig zu fördern. Der Markteffekt kommt erst nach CfD-Ende. Nach 2040 ist gegebenenfalls nicht mehr nötig, PPA-Liquidität zu fördern, wenn die politischen Ziele erreicht und der deutsche Strommix sich weitgehend aus erneuerbaren Energien zusammensetzt, sodass auch Netzbezug als „grün“ eingestuft werden könnte.

Im Zusammenhang mit einer Opt-out-Option bis zur FID erscheint das Modell „Zuerst CfD, dann PPA“ weniger gut geeignet, da es die Problematik der unzureichenden Informationen im

PPA-Markt und die Unmöglichkeit, sich frühzeitig mit PPAs abzusichern, nicht adäquat adressiert. Gleichzeitig verfehlt es das Ziel, frühzeitig Angebot auf dem PPA-Markt zu schaffen.

„Zuerst PPA, dann CfD“-Modelle reduzieren Unsicherheit über PPA-Einnahmen, können jedoch Bankability erschweren und andere erneuerbare Energien verdrängen

Das Modell ist am innovativsten und bringt somit die höchsten Chancen für Staat und OWP-Betreiber. Gleichzeitig bestehen aufgrund fehlender Erfahrung auch die größten Risiken für die praktische Umsetzbarkeit und Realisierung.

Das Modell fördert früher und stärker als die anderen Modelle die Liquidität im Markt für grüne PPAs.³⁷ Die Förderzahlungen setzen später ein, was politisch attraktiv sein kann, wenn andere Technologien später weniger Förderung brauchen. Genauso wie im alternativen sequenziellen Modell bedeutet die klare zeitliche Trennung zwischen den Vermarktungswegen Reduktion von Arbitrage-Möglichkeiten und komplexen Lösungen.

Das sequenzielle Opt-out-Modell hat Vorteile für die Erlörisiken aus Investorensicht und für den Staatshaushalt. Es bestehen weniger Unsicherheiten über die PPA-Erlöse, welche die OWP erzielen können, weil die erzielbaren Preise in der näheren Zukunft zum Zeitpunkt der FID besser abschätzbar sind als 15-20 Jahre in der Zukunft. OWP müssen für die Zeit nach den PPAs weniger Risiken einkalkulieren, da die später einsetzende CfD-Förderung die weniger gut abschätzbaren Preis- und, je nach Design, Mengenrisiken abfedert. Dies könnte gebotssenkend wirken und somit den Staatshaushalt entlasten. Zudem sinken die Risiken für Überförderung, da weniger Unsicherheit über die erwarteten Erlöse insgesamt besteht.

Wenn die PPA-Koexistenz nicht nur eine Option, sondern Voraussetzung für den Förderbezug ist, kann sich dies jedoch auch negativ auf die Bankability auswirken:

- OWP-Entwickler brauchen früh PPA-Abnehmer, teils vor Zuschlag oder spätestens vor FID. Das erhöht den Abschlussdruck und die Verhandlungsmacht der PPA-Abnehmer. Da PPAs drei bis vier Jahre früher als im aktuellen Regime ohne Förderung (vor FID) größtenteils abgeschlossen werden müssen, ist unklar, wie einfach es sein wird, Vertragspartner zu ausreichend attraktiven Konditionen zu finden.
- Das Modell erhöht das Risiko für Erlösausfälle im finanzierungsrelevanten Zeitraum – private Abnehmer sind mit mehr Risiken behaftet als staatliche Abnehmer. Mögliche Lösungen beinhalten Mindestanforderungen an Besicherung durch die Abnehmer (z.B. Kreditqualität, Sicherheiten, Step-in-Rechte), was allerdings die Transaktionskosten für den PPA-Vertrag erhöht, sowie Option auf staatliche Garantieinstrumente, falls politisch gewollt und realistische Vorgaben zur PPA-Laufzeit. Zu harte Vorgaben erhöhen Gebote.

³⁷ Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass im Jahr 2027 neu ausgeschriebene Anlagen voraussichtlich 2035 in Betrieb gehen würden und auch zu diesem Zeitpunkt der Mehrwert von grünem Strom schon eingeschränkt sein kann.

Vor diesem Hintergrund eignet sich das Modell „Zuerst PPA, dann CfD“ eher für die Kombination mit einer Opt-out-Option, wenn sich Bieter bis zur FID entscheiden sollten, die ersten Jahre über PPA anstelle CfD zu finanzieren. Ob nach dem Ablauf des ersten PPA-Blocks weitere PPA abgeschlossen werden können oder die Rückkehr in das CfD-System verpflichtend ist, bleibt zu diskutieren.

Auch in diesem Modell besteht grundsätzlich das Risiko einer Quersubventionierung des PPAs über den CfD, mit den oben beschriebenen negativen Folgen und Verdrängung anderer Anbieter auf dem PPA-Markt.

5.4 Carve-Out-Modelle: Stabile OWP-Einnahmen in den früheren Jahren bei gleichzeitiger PPA-Liquidität

Aktuell liegt der politische Fokus vor allem auf Carve-Out-Modellen³⁸. Das folgt dem Vorsatz, CfDs als Standard-Förderinstrument zu nutzen und gleichzeitig den PPA-Markt nicht auszutrocknen.

Das Modell hat einige Vorteile gegenüber reiner CfD-Förderung oder sequenziellen Modellen: Der Staat fördert nur einen Teil der Leistungskapazität per CfD, was die direkte Haushaltslast senkt, vorausgesetzt ein PPA-Mindestanteil wird vorgeschrieben. Auch in Situationen, in denen die in den PPAs erzielbaren Preise unter den Erzeugungskosten liegen, bringt das Modell dauerhaft grüne PPAs in den Markt. In diesem Fall stützt der CfD indirekt die Gesamterlöse. Bei ausreichend hohem CfD-Anteil bleibt die Bankability und somit die Realisierbarkeit der Projekte hoch, da über die gesamte Projektlaufzeit ein Teil der Erlöse gesichert ist.

Das Modell hat jedoch auch Nachteile: Beim Carve-Out-Modell bleiben Unsicherheiten über die Erlöse, die nach dem ersten PPA-Block erzielt werden und der OWP ist für den PPA-Teil der Kapazität den Erlösrisiken ausgesetzt. OWP-Entwickler würden dieses Risiko einpreisen, und damit möglicherweise höhere Gebote abgeben als in einer reinen CfD-Auktion.

Außerdem können bei zwei parallelen Vermarktungswegen Abgrenzungsfragen entstehen und zusätzliche Regelwerke benötigt sein, zur Abgrenzung zwischen CfD- und PPA-Bereich, Zuordnung von Erlösen und Vermeidung von Doppelzählung von GO. Dies führt zu einem komplexeren Monitoring- und Abrechnungssystem. Auch das Risiko von Arbitrage oder Fehl-anreizen erhöht sich, wenn Preis- und Mengenregeln nicht präzise definiert sind. Eine wesentliche Ausgestaltungsfrage betrifft die Festlegung des Anteils der Kapazität, der über PPA vermarktet wird.

³⁸ Leitlinien der Kommission für die Gestaltung zweiseitiger Differenzverträge (C/2025/6701).

Zuordnung von Erzeugungsmengen im Carve-out-Modell

Das Kernproblem dieses Modells ist die **trennscharfe Zuordnung von Erzeugungsmengen**. Mögliche technische Lösungen sind:

- feste Zuordnung einzelner Installationen zu einem Vermarktungsweg und separate Messung,
- klare Bilanzierungsregeln und Audits, die gegebenenfalls sehr komplex sind.

Eine physische Direktleitung („private wire“) wie in Großbritannien ist für Offshore-Wind praktisch kaum sinnvoll, wäre sehr teuer und technisch komplex. Trotz der zusätzlichen Komplexität erscheint diese Herausforderung durch technische Maßnahmen lösbar.

Festlegung des PPA-Anteils im Carve-Out Modell

Eine zweite entscheidende Frage ist der **Anteil der Kapazität**, der vom CfD ausgegliedert wird. Der optimale Anteil ist ex-ante schwer bestimmbar, kann sich über die Zeit ändern und hängt vom Trade-off zwischen Bankability (hoher CfD-Anteil) und PPA-Förderung (hoher PPA-Anteil) ab. Denkbar sind die folgenden Lösungen:

- **Lösung über das Auktionsdesign**, indem eine Mindestvorgabe (z.B. 10-20%) für einen PPA-Anteil und mit einer Scoring-Regel, die höhere PPA-Anteile belohnt, kombiniert wird. Ein solches Vorgehen würde die Komplexität der Auktion erhöhen, aber ein Angebot auf dem PPA-Markt garantieren
- Alternativ kann dem Bieter die **Wahlfreiheit über den Anteil (Opt-out)** gelassen werden: In der Auktion wird ein Gebot über 100% CfD abgegeben und bis zur FID oder spätestens bis zum Betriebsbeginn durch den Betreiber gewählt, wieviel seiner Kapazität über einen PPA vermarktet wird.

Die Festlegung des Anteils der Kapazität, der im Rahmen eines Carve-Out-Modells über PPAs vermarktet wird, als Opt-out durch den Betreiber selbst bietet aus ökonomischer und praktischer Sicht Vorteile, ist jedoch nur unter klaren Rahmenbedingungen sachgerecht:

- Betreiber verfügen über die beste Informationslage hinsichtlich projektindividueller Risiken, Finanzierungsstruktur, Marktumfeld und der realistisch verfügbaren PPA-Nachfrage. Insbesondere bei Offshore-Wind-Projekten mit langen Vorlaufzeiten ist es ex ante nur eingeschränkt möglich, einen optimalen und zugleich bankfähigen PPA-Anteil zuverlässig zu bestimmen. Flexibilität bei der Festlegung des Anteils kann daher dazu beitragen, Risikoaufschläge in der Gebotsphase zu reduzieren, die Realisierungswahrscheinlichkeit zu erhöhen.
- Zugleich erlaubt eine spätere Festlegung des PPA-Anteils eine Anpassung an veränderte Marktbedingungen zwischen Zuschlag und Inbetriebnahme, etwa hinsichtlich der Entwicklung von Großhandelspreisen, Herkunftsnachweispreisen oder der Zahlungsbereitschaft industrieller Abnehmer. Dies steht im Einklang mit der Finanzierungslogik von

Offshore-Wind-Projekten, bei denen Banken den Gesamtcashflow und die Absicherung der finanzierungsrelevanten Anfangsjahre bewerten und eine starre ex-ante-Festlegung zusätzliche Unsicherheiten erzeugen kann.

- Dem stehen jedoch Risiken gegenüber. Eine uneingeschränkte Wahlfreiheit birgt die Gefahr, dass Betreiber bei ungünstigen Marktbedingungen faktisch vollständig auf den CfD zurückgreifen und der politische Zweck, den Markt für grüne PPAs zu stärken, verfehlt wird. Zudem erschwert eine ex-post getroffene Entscheidung die beihilferechtliche Abgrenzung zwischen geförderten und marktbasierten Erlösen und erhöht die Angreifbarkeit im Hinblick auf mögliche Quersubventionierung. Auch aus staatlicher Sicht entsteht Planungsunsicherheit, da Umfang und Zeitpunkt des tatsächlichen PPA-Angebots nicht verlässlich antizipiert werden können.

Vor diesem Hintergrund erscheint eine Betreiberwahl über den PPA-Anteil als Opt-out bis zur FID dann sinnvoll, wenn sie durch klare Leitplanken flankiert wird. Dazu zählen insbesondere die Festlegung von Mindest- und gegebenenfalls Höchstanteilen für die PPA-Vermarktung, ein klar definierter Entscheidungszeitpunkt, etwa spätestens bis zur FID oder zu einem festgelegten Zeitpunkt vor Inbetriebnahme, sowie verbindliche Transparenz- und Nachweispflichten gegenüber der Förderstelle. Entscheidend ist zudem, dass eine nachträgliche Umschichtung zwischen CfD- und PPA-Anteilen ausgeschlossen wird, um Arbitrage und Fehlanreize zu vermeiden.

Insgesamt stellt die Festlegung des PPA-Anteils durch den Betreiber ein ökonomisch rationales und Bankability-freundliches Element innerhalb einer Opt-out Option mit Carve-Out dar. Sie ist jedoch nicht als unbeschränkte Freiheit, sondern als gesteuerte Flexibilität zu verstehen, die Effizienzgewinne ermöglicht, ohne die energie- und beihilferechtlichen Zielsetzungen des Förderregimes zu unterlaufen.

5.5 Ergebnis: Abwägung hängt von den politischen Prioritäten ab

Im künftigen Fördersystem kann im Rahmen der Ausschreibungen zuerst eine Vergabe der Flächen ohne Förderanspruch angestrebt werden (PPA-Vermarktung). Finden sich in der ersten Stufe der Ausschreibungen jedoch keine Bieter, folgen Ausschreibungen mit der Förderung im Rahmen von CfDs. Eine Absicherung der Realisierung der Projekte ist durch eine angemessene Ausgestaltung von Meilensteinen, Pönalen und Wiedervergabe nicht-genutzter Flächen zu gewährleisten, welche nicht Gegenstand dieser Studie sind.

Aber auch in der zweiten Stufe ist die Koexistenz von zweiseitigen CfDs und grünen PPAs auf Projektebene grundsätzlich möglich und sinnvoll, da bei der Gebotsabgabe im deutschen System aufgrund der langen Vorlaufzeit nur eingeschränkt Informationen über den PPA-Markt vorliegen und diese mit kürzerer Vorlaufzeit abgeschlossen werden. Daher ist auch nach dem Gebot eine Opt-out-Option für den Betreiber, zeitlich begrenzt bis zur FID, sinnvoll und hilfreich, um die Koexistenz von CfDs und PPAs zu fördern und Vorteile der PPA-Vermarktung zu nutzen.

Die Koexistenz erfordert jedoch eine bewusste Abwägung zwischen Bankability, Marktintegration und administrativer Umsetzbarkeit. Keines der diskutierten Modelle ist in allen Dimensionen überlegen:

- Ein **paralleles Carve-Out-Modell** wäre zu empfehlen, falls Bankability und Ausbau der Offshore-Windenergie im Vordergrund stehen. Dieses Modell wird durch die Europäische Kommission präferiert, die vorschlägt, CfD nur für einen Teil der Kapazität zu gewähren und die Vermarktung der verbleibenden Kapazität dem Betreiber zu überlassen, wobei Quersubventionierung zu vermeiden wäre. Zur Reduktion der Komplexität könnte der Anteil der PPA-Vermarktung als Opt-out-Option bis zur FID durch den Betreiber bis Inbetriebnahme definiert werden.
- Ein **sequenzielles Modell „Zuerst PPA, dann CfD“** wäre zu empfehlen, falls Förderung der Liquidität auf dem PPA-Markt, Absicherung der Risiken in den späteren Betriebsphasen und klare Abgrenzung der Fördermengen ohne komplexe Mess- und Überwachungs-lösungen wichtig sind. Im Fall eines verpflichtenden Modells schafft es jedoch zusätzliche Komplexität im Bereich der CfD-Auktion, da die PPA-Erlöse zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe noch nicht bekannt sind und damit ein zusätzliches Risiko durch den Bieter einzupreisen wäre. Als Opt-out-Option nimmt es die Flexibilität, den PPA-Anteil flexibel festzulegen.
- Ein **sequenzielles Modell „Zuerst CfD, dann PPA“** scheint hingegen die wenigsten Vorteile gegenüber dem Status-Quo zu bringen – es erhöht gegenüber „erst PPA, dann CfD“ die Erlösstabilität in der finanzierungsrelevanten Phase, ist jedoch mit hohen Unsicherheiten hinsichtlich der über PPAs erzielbaren Erlöse verbunden, die zu höherer Förderung und Überrenditen führen kann.

Vor dem Hintergrund der aktuellen Marktbedingungen im Offshore-Wind, der Bedeutung einer hohen Realisierungswahrscheinlichkeit neuer Projekte und des politischen Ziels, kurzfristig zusätzliches Angebot an grünen PPAs zu schaffen, erscheint die Opt-out-Option und ein paralleles Carve-Out-Modell als der derzeit praktikabelste Ansatz, in dem Betreiber bis zur FID wählen, ob und wenn ja welcher Anteil der Kapazität über PPAs vermarktet werden soll. Es ermöglicht eine dauerhafte Absicherung eines Teils der Erlöse über CfDs und stellt zugleich frühzeitig grüne Strommengen für den PPA-Markt bereit.

Das Modell ist jedoch mit erhöhten Anforderungen an Abgrenzung, Monitoring und beihilferechtliche Absicherung verbunden und birgt Restrisiken einer indirekten Quersubventionierung, die auch bei wettbewerblicher Ausgestaltung nicht vollständig ausgeschlossen werden können. Diese Risiken erscheinen unter den derzeitigen politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen beherrschbar, sofern klare Regeln zur Mengen- und Erlöszuordnung sowie marktbasierte Verfahren angewendet werden.

Insgesamt ist das Carve-Out-Modell daher weniger als strukturelles Endziel, sondern vielmehr als pragmatische Übergangslösung zu verstehen. Mit Reife des PPA-Markts und sinkender

CONTRACTS-FOR-DIFFERENCE (CFD) FÜR OFFSHORE-WIND: WIE GELINGT EINE WIRKSAME UND INVESTITIONSFREUNDLICHE AUSGESTALTUNG?

Förderbedürftigkeit sollte perspektivisch eine stärkere Verlagerung hin zu sequenziellen, stärker marktbasierten Modellen geprüft werden.

6 Übergangsfragen: Integration des neuen Fördersystems und realistischer Einführungspfad

Die Einführung eines neuen Offshore-Fördersystems – sei es ein produktionsabhängiger, ein produktionsunabhängiger oder ein hybrider CfD – erfolgt nicht im luftleeren Raum, sondern muss eng an das bestehende WindSeeG, den Offshore-Flächenentwicklungsplan und EU-Vorgaben angebunden werden. Der Übergangspfad ist entscheidend, um Ausschreibungszyklen nicht zu unterbrechen, Planungs- und Investitionssicherheit zu gewährleisten und gleichzeitig die neuen europäischen Anforderungen (insb. Claw-back nach Art. 19d der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO und NZIA-Kriterien) zu erfüllen.

Der Übergang vom heutigen Offshore-Fördersystem hin zu einem CfD-basierten Regime erfolgt unter einem eng getakteten politischen Zeitplan. Das neue WindSeeG soll spätestens zum 1. Januar 2027 in Kraft treten. Damit können Ausschreibungen nach neuem Recht frühestens 2027 stattfinden. Die für 2026 vorgesehenen Auktionen sind auf das kommende Jahr verschoben worden.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, wie neue Förderinstrumente technisch, rechtlich und zeitlich in das bestehende System integriert werden können, ohne den Ausschreibungskalender weiter zu verzögern und den Ausbaupfad zu gefährden.

In diesem Abschnitt diskutieren wir:

- Die Anschlussfähigkeit an das bestehende Verfahren (**Abschnitt 6.1**);
- Den Zeitbedarf für die Anpassung des Förderrahmens (**Abschnitt 6.2**); und
- Schlagen ein stufenweises Vorgehen bei der Einführung des neuen Förderrahmens vor (**Abschnitt 6.3**).

6.1 Anschlussfähigkeit neuer Fördermodelle an bestehende Verfahren sicherstellen

Ein neues Fördersystem muss sich nahtlos in die bestehende Architektur des WindSeeG einfügen. Für CfD-Modelle betrifft dies insbesondere:

- die Definition der Förderhöhe (Strike-Price) und damit des abzugebenden Gebots,
- die Festlegung des Referenzpreises,
- den Umgang mit negativen Preisen,
- mögliche Indexierungsmechanismen sowie
- die technische Abwicklung und Abrechnung durch die Bundesnetzagentur.

Komplexere Modelle, insbesondere produktionsunabhängige oder hybride CfDs, erfordern darüber hinaus die Festlegung von Referenzmengen, Verfügbarkeitsparametern und gegebenenfalls zusätzlicher Anreizmechanismen. Diese Elemente müssen im Übergang besonders sorgfältig kalibriert werden, um Gaming-Risiken, Rechtsunsicherheiten und unbeabsichtigte Marktverzerrungen zu vermeiden. Vor diesem Hintergrund spricht vieles dafür, in der Einführungsphase auf möglichst anschlussfähige und administrativ schlanke Modelle zurückzugreifen.

6.2 Zeitbedarfe und Umgang mit den Ausschreibungen 2026 und 2027

Für jeden Fördermechanismus müssen mehrere wesentliche Schritte vor der ersten Umsetzung abgeschlossen sein:

- **Politische Grundsatzentscheidung** auf Mechanismus-Ebene (CfD-Art, hybride Modelle).
- **Detaillierte Ausgestaltung**, z. B. Referenzperioden beim produktionsbasierten oder Mengendefinition beim produktionsunabhängigen CfD oder Auszahlmechanik beim Zuschuss.
- **Beihilferechtliche Genehmigung**, die bei CfDs in der Regel weniger komplex, da bei wettbewerblicher Festlegung der Höhe bis zu 100% Förderung grundsätzlich erlaubt ist.
- **Anpassung der Ausschreibungs- und Abrechnungsprozesse** der BNetzA.
- Rechtzeitige **Kommunikation** der Parameter an potenzielle Bieter – entscheidend für ihre Bietstrategien in den kommenden Ausschreibungen.

Zwar können einzelne Schritte parallel erfolgen, sie lassen sich jedoch nicht beliebig beschleunigen. Der politische und administrative Vorlauf macht eine vollständige Einführung eines neuen, komplexen CfD-Systems bereits im Jahr 2026 unrealistisch. Die Entscheidung der Bundesregierung, die für Sommer 2026 geplanten Auktion auf das nächste Jahr zu verschieben, ist daher zu begrüßen. Das Risiko ausbleibender Gebote kann so durch eine Anpassung des Förderrahmens adäquat adressiert werden.

Verzögerungen im Ausbaupfad durch klare Kommunikation und Wechselmöglichkeiten vermeiden

Zwei Aspekte sind entscheidend:

- Klare Kommunikation der Zielarchitektur (z. B. produktionsabhängiger CfD als Basismodell), und
- Transparenz, ob und wie Übergangsprojekte später in ein CfD-System überführt werden können (Opt-in oder Ausschluss).

Ein unscharfer Übergang könnte Investitionsentscheidungen beeinträchtigen und den Ausbaupfad verzögern. Eine klare Opt-in-Regelung kann den Wert des opportunistischen

Abwartens verringern und die Einhaltung des Ausbaupfades trotz sich zu den positiven ändernden Rahmenbedingungen ermöglichen.

6.3 Stufenweises Vorgehen mit schrittweise steigender Komplexität

Der Übergang zu einem neuen Offshore-Fördersystem erfordert eine sorgfältige zeitliche und rechtliche Steuerung, um ein robustes CfD-System ab 2027 zu etablieren.

Unter den aktuellen Rahmenbedingungen erscheint ein schrittweises Vorgehen mit schrittweise steigender Komplexität als der pragmatischste Ansatz, um Investitionssicherheit, Rechtsklarheit und Kontinuität im Ausbaupfad zu gewährleisten. Dabei bildet ein zweistufiges Ausschreibungssystem mit einer marktlichen Finanzierung in der ersten Stufe und Förderung im Rahmen von CfD als zweiter Stufe die Grundlage.

- **Erste CfD-Ausschreibungsrunden: Komplexität begrenzen und Geschwindigkeit sichern** – Die erste Ausschreibungsrunde im neuen Fördersystem sollte als Einführungsphase mit begrenzter Komplexität ausgestaltet werden. Ziel ist es, Marktteilnehmer frühzeitig an das System zweiseitiger CfDs heranzuführen, ohne zusätzliche Regelungsebenen einzuführen, um zusätzliche Verzögerungen zu vermeiden. Kurzfristig bietet sich daher eine produktionsbasierte CfD-Variante an, die in ihrer Logik einem Marktprämienmodell mit Claw-back ähnelt. Diese Variante erfordert weder die Definition von Referenzmengen noch eine differenzierte Behandlung anreizkritischer Stunden und reduziert damit Komplexität und Zeitbedarf im Gesetzgebungsprozess.

Zur weiteren Vereinfachung kann in dieser Phase auf einen verpflichtenden Mindestanteil der PPA-Vermarktung im Rahmen eines Carve-Out-Modells verzichtet werden. Den Betreibern könnte bis zur FID (oder kurz danach) eine Wahlmöglichkeit eingeräumt werden, welcher Anteil der Kapazität über CfDs abgesichert und welcher Anteil über PPAs vermarktet wird. Diese Flexibilität dient primär der Sicherstellung von Bankability und Auktionserfolg und ist als Übergangslösung zu verstehen.

- **Fortgeschrittene Ausschreibungen: Einführung eines PPA-Mindestanteils** – Nach den ersten Ausschreibungsrunden und auf Basis gewonnener Markterfahrungen kann schrittweise ein verpflichtender Mindestanteil für die PPA-Vermarktung im Carve-Out-Modell eingeführt werden. Dieser Mindestanteil kann zunächst niedrig angesetzt und im Zeitverlauf erhöht werden. Den Betreibern sollte weiterhin die Möglichkeit offenstehen, über den Mindestanteil hinaus zusätzliche Kapazitäten über PPAs zu vermarkten, sofern sie sich hierzu spätestens zur FID (oder kurz danach) verpflichten.³⁹
- **Langfristig: Evaluierung und stärkere Marktintegration** – Sobald erste CfD-geförderte Projekte in Betrieb sind, kann die Anreizwirkung der produktionsabhängigen Förderlogik evaluiert werden. Sollten sich trotz bestehender Negativpreisregeln und längerer Abrechnungszeiträume Defizite im systemdienlichen Verhalten zeigen, ist ein Übergang zu

³⁹ Art 19d der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO stellt klar, dass die Teilnahme an Preisstützungssystemen wie CfD für die Marktteilnehmer nur freiwillig ist.

CONTRACTS-FOR-DIFFERENCE (CFD) FÜR OFFSHORE-WIND: WIE GELINGT EINE WIRKSAME UND INVESTITIONSFREUNDLICHE AUSGESTALTUNG?

produktionsunabhängigen oder hybriden CfD-Varianten in Betracht zu ziehen. Parallel kann langfristig eine stärkere sequenzielle Koexistenz von CfDs und PPAs etabliert werden, bei der CfDs primär der Absicherung langfristiger Erlösrisiken dienen und die Marktintegration über PPAs an Bedeutung gewinnt. Beschreibung der Förderinstrumente

Anhang A Beschreibung der Förderinstrumente

Um die Unterschiede zum bisherigen System zu illustrieren, beschreiben wir eingangs kurz das System der Direktvermarktung und gehen dann auf die Berechnung der jährlichen Erlöströme in den einzelnen Fördermechanismen ein. Diese ist Grundlage für die durchzuführende Quantifizierung der Unterschiede bezüglich der Preis- und der Mengenrisiken in den verschiedenen Fördermechanismen, was nach unserem Verständnis ein wesentlicher Kern dieser Studie ist.

- **Direktvermarktung ohne Förderung:** Im Rahmen des aktuellen Regimes⁴⁰, in welchem ein erfolgreicher Bieter in der Auktion das Recht auf den Betrieb eines OWP samt Netzanschluss erhält, aber keine finanzielle Förderung in Form eines Zuschusses oder einer Prämie, bestehen die Erlöse des OWP-Betreibers allein in den Verkaufserlösen. Der Betreiber ist frei in der Wahl des Vertriebsweges, und wird die Investition in der Praxis versuchen, zu einem möglichst großen Anteil über langfristige Power Purchase Agreements (PPA) abzusichern. Für einen einfachen anschaulichen Vergleich zu den Fördermechanismen sei nachfolgend eine Vermarktung eines konkreten Offshore-Wind Projektes P über den Day-Ahead-Markt mit stündlichen Strompreisen von SP_h angenommen. Dann sieht der Erlös E [in €] eines konkreten Offshore-Wind Projektes P für ein zukünftiges Jahres y als Summe der Erlöse über alle Stunden h wie folgt aus:

$$E_y = \sum_{h=1}^H CPP_h * QP_h$$

mit

QP_h als Stromerzeugungsmenge [MWh] des betrachten OWP Projektes P in der jeweiligen Stunde h

CPP_h als Capture Price [€/MWh] des betrachten OWP Projektes P in der jeweiligen Stunde h , wobei sich der Capture Price als mengengewichteter effektiver Durchschnittspreis ergibt, den das Projekt am Markt tatsächlich erzielt:

$$CPP_h = \frac{\sum_{h=1}^H SP_h * QP_h}{\sum_{h=1}^H QP_h}$$

Der Barwert NPV der Investition ergibt sich – für das aktuelle Regime sowie für alle Fördermechanismen gleichermaßen – als Summe, der mit dem Zinssatz r diskontierten, jährlichen Cash-Flows CF_y über alle relevanten Jahre Y der Investition:

⁴⁰ Hier am Beispiel zentral voruntersuchter Flächen, d.h. ohne dynamisches Gebotsverfahren und damit per Definition ohne Marktprämie.

$$NPV = \sum_{y=1}^Y \frac{CF_y}{(1+r)^y} - I_0$$

wobei sich die Cash-Flows CF_y aus den Erlösen E_y und den Kosten C_y im jeweiligen Jahr ergeben und I_0 die Anfangsinvestition reflektiert.

Hieraus kann der interne Zinsfuß IRR (numerisch) ermittelt werden, also der Diskontierungssatz r , bei welchem der NPV genau 0 wird, was für einen Vergleich der Fördermechanismen interessant ist:

$$0 = \sum_{y=1}^Y \frac{CF_y}{(1+IRR)^y} - I_0$$

- **Investitionskostenzuschuss:** Projekte erhalten einen Zuschuss zu den Baukosten, in der Regel beschränkt auf einen maximalen Prozentsatz der Investition, ausgezahlt meist in Tranchen während der Bauphase. Dadurch sinkt die Kapitalbindung und die Finanzierungsstruktur wird erleichtert. Der Nachteil: Der Staat trägt eine hohe Einmalbelastung, und es braucht Rückforderungsmechanismen (Claw-back), falls die Marktpreise langfristig deutlich höher ausfallen als erwartet.

Im Falle eines Investitionszuschusses erhält der OWP demnach zusätzlich zu den Erlösen durch den Verkauf von Strom am Markt einen Investitionszuschuss IZ für die Errichtung der Anlage, im Folgenden vereinfacht anteilig für das betrachtete Jahr berücksichtigt:

$$E_y = IZ_y + \sum_{h=1}^H CPP_h * QP_h$$

Wo Investitionsbeihilfen eingesetzt werden, sollten Rückforderungslogiken bzw. Claw-back-Regeln mitlaufen, um Windfall-Profite zu vermeiden und mit dem EU-Rahmen konsistent zu bleiben.

- **Produktionsbasierter zweiseitiger CfD:** Im Fall eines produktionsabhängigen zweiseitigen CfD erhält der OWP keinen Investitionszuschuss, aber zusätzlich zu den Markterlösen (analog zum Regime ohne Förderung) noch eine **Differenzzahlung** (die aufgrund der Zweiseitigkeit positiv oder negativ ausfallen kann):

$$E_y = \sum_{h=1}^H (CPP_h * QP_h) + (SP_h - CPR_h) * QP_h$$

mit

SP_h als Strike-Price in €/MWh

CPR_h als stündlicher Capture Price der im Fördermechanismus bestimmten Referenzproduktion QR_h , welche explizit von der tatsächlichen Stromproduktion des betrachteten Projektes QP_h abweichen kann. Dies ist – auch für die Quantifizierung später – wichtig, da die Abweichung des Capture Prices der Referenz CPR_h und des eigenen Capture Prices CPP_h ein gewisses Preisrisiko impliziert (ohne dieses würde der Erlös einer eingespeisten kWh Strom in jeder Stunde exakt dem Strike-Price entsprechen).

Dieses Modell ist international am weitesten verbreitet⁴¹ (z. B. in Großbritannien, Frankreich) und gilt als bankfähig, da es stabile, planbare Cashflows erzeugt. Im Jahr 2025 hat das Vereinigte Königreich die maximalen Richtwerte für Offshore-Strike-Price vor der Auktion angehoben und die Vertragsdauer auf 20 Jahre verlängert, um gestiegene Kapitalkosten abzubilden.

Die Vorgängerbundesregierung⁴² diskutierte im Papier „Strommarktdesign der Zukunft“ zwei Unterarten der produktionsbasierten zweiseitigen CfD (Produktionsabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag ohne Marktwertkorridor), eine Variante entsprechend dem Britischen Vorbild und eine Variante mit Cap und Floor, in dem die Erlöse in einem Korridor fluktuieren können (Gleitende Marktpremie mit Refinanzierungsbeitrag (zweiseitiger Differenzvertrag mit Marktwertkorridor).

- **Produktionsunabhängiger zweiseitiger CfD:** Konzeptionell wird hier über den CfD nicht die reale MWh-Produktion abgerechnet, sondern ein vorab definierter Referenzoutput oder eine verfügbarkeitsbasierte Größe. Ziel ist es, Volumenrisiken (Wetter, Netz) zu reduzieren, um die Bankability zu erhöhen, sowie Anreize zu verhindern, Strom auch dann zu produzieren, wenn er im System nicht benötigt wird.⁴³

$$E_y = \sum_{h=1}^H (CPP_h * QP_h) + (SP_h - CPR_h) * QR_h$$

mit

QR_h als potenzieller Stromproduktion (z.B. approximiert über die Stromproduktion einer Referenzanlage), welche explizit von der tatsächlichen und auch der potenziellen Stromproduktion des betrachteten OWP abweichen kann. Dies ist – auch für die Quantifizierung später – wichtig, da die potenzielle Abweichung der Referenzstromerzeugung QR_h von der eigenen Stromerzeugung des Projektes QP_h Auswirkungen auf die Mengenrisiken

⁴¹ Beispiele: UK CfD-Runden (AR6/AR7), Frankreichs jüngstes schwimmendes Offshore-Programm (20 Jahre, zwei-seitiger CfD), Polens genehmigtes Offshore-CfD-Regime, Spaniens REER-Auktionen als zweiseitige CfDs.

⁴² BMWK (2024): Strommarktdesign der Zukunft; https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=18

⁴³ Eine alternative Definition eines produktionsunabhängigen CfD berücksichtigt keine stündlich variierende Zahlung seitens des Staats, sondern eine in Auktionen festgelegt Abschlagszahlung (Lump-Sum), der Betreiber leistet dann eine Rückzahlung, die dem Erlös einer zuvor definierten Referenzanlage entspricht. Welche der Varianten im Projekt genauer untersucht wird, diskutieren wir zu Beginn der Beauftragung mit EnBW.

des Projektes hat: Einerseits wird das eigene Mengenrisiko dadurch verringert, dass auch Förderzahlungen geleistet werden können, wenn keine eigene Einspeisung erfolgt (z.B. im Fall negativer Strompreise). Andererseits kann – je nachdem wie die Referenzstromerzeugung bestimmt wird – zusätzliche Mengenrisiken entstehen, da es zu Situationen kommen kann, in denen keine Förderzahlungen geleistet werden, obwohl Strom produziert wurde oder hätte produziert werden können.

Dieses Modell wird im deutschen Kontext diskutiert und müsste mit sinnvollen Anreizen für tatsächliche Produktion, Verfügbarkeits-KPIs, Caps/Floor und Pönalen kombiniert werden. Der Ausgestaltung der Referenzstromerzeugung kommt hierbei eine besondere Bedeutung zu (siehe dazu Arbeitsschritt 3). Eine Einbettung und Kompatibilität mit dem EU-Elektrizitätsmarktdesign wären herzustellen, das zwei-seitige CfDs als Kerninstrument adressiert und den Claw-back-Mechanismen vorsieht.

Im Papier „Strommarktdesign der Zukunft“ spricht sich die Vorgängerregierung für produktionsunabhängige Modelle aus, entweder als produktionsunabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag (mit erwarteter oder geplanter Erzeugung) oder als Kapazitätzahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag.

- **Hybrider CfD:** Der hybride CfD kombiniert die Logik eines klassischen produktionsbasierten CfD mit gezielt eingesetzten Elementen eines produktionsunabhängigen CfD. Im Grundprinzip erfolgt die Abrechnung wie bei einem herkömmlichen CfD auf Basis der tatsächlich eingespeisten Strommenge und sichert damit das Preisrisiko zuverlässig ab. In bestimmten, als anreizkritisch definierten Stunden – etwa bei negativen Preisen, stark verzerrten Intraday Signalen oder ausgewiesenen Netzengpässen – schaltet der Mechanismus jedoch auf eine alternative Logik um: Die CfD Zahlung orientiert sich dann nicht an der realen Einspeisung, sondern an einer vorab definierten Referenzmenge bzw. einem modellierten Potenzial (vergleichbar dem produktionsunabhängigen CfD). Dadurch wird verhindert, dass Betreiber durch das CfD System dazu motiviert werden, auch dann einzuspeisen, wenn dies aus Systemsicht unerwünscht ist.

Anhang B Details der Monte-Carlo-Analyse

Die folgende Tabelle fasst die der Analyse zugrundeliegenden Annahmen zusammen. Sämtliche Berechnungen erfolgen auf realer Basis (Preisniveau 2025). Sensitivitäten in den Annahmen, etwa höhere Kosten oder eine abweichende Auslastung, verschieben das Niveau der Finanzkennzahlen nach oben bzw. nach unten, führen allerdings nicht zu relevanten Unterschieden zwischen den betrachteten Förderdesigns. Ziel der Analyse ist der komparative Vergleich der Designs, für den eine konsistente Parametrisierung unter identischen Rahmenbedingungen über alle Designvarianten hinweg entscheidend ist.

Tabelle 1 Der Monte-Carlo-Analyse zugrundeliegende Annahmen

Parameter	Annahme
Timeline	Lifetime: 25 Jahre; FID to COD: 3 Jahre
CAPEX	2.800 €/kW
OPEX	70 €/kW/Jahr
Decommissioning Cost	12% der CAPEX
Finanzierung	Fremdkapitalanteil: 70%, Zins: 5%, Tilgungszeitraum: 20 Jahre
Strike-Price	110 EUR/MWh
Durchschnittliche Auslastung	35%, bzw. 3.066 FLH/a
Negativpreis-Regel	Ja; in Stunden mit negativem Day-Ahead-Preis wird der in der CfD-Abrechnung verwendete Referenzgewinn auf null begrenzt

Quelle: Frontier Economics auf Basis von Fraunhofer ISE, IRENA und Branchenreports.

Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.