

AUSWIRKUNGEN EINER INDEXIERUNG VON CfDs für OFFSHORE-WIND AUF CFD-STRIKE-PREISE

Kurzanalyse im Auftrag des BWO

September 2026



Executive Summary: Eine Indexierung von CfD-Strike-Preisen für Offshore-Wind kann die Gebote substantiell senken und zu einer erheblichen Kostenreduktion führen

Ausgangslage: WindSeeG ohne Indexierung

- Durch das WindSeeG werden 2027 erstmals Contracts-for-Difference (CfD) für Offshore-Wind eingeführt
- Der am 2. September vom Bundeskabinett verabschiedete WindSeeG-Entwurf sieht keine Indexierung vor
- Allerdings prüft die Bundesregierung „eine Indexierung für die Planungs- und Bauphase mit dem Ziel, gegebenenfalls gesetzliche Maßnahmen ins parlamentarische Verfahren einzubringen“¹

Forderung: Indexierung zur Reduktion der Kostenrisiken

- Durch CfD werden Offshore-Wind-Entwicklern Strommarktpreisrisiken weitgehend abgenommen
- Jedoch bestehen auch erhebliche Kostenrisiken, insbesondere zwischen CfD-Auktion und Inbetriebnahme bis zu sieben Jahre später, welche in anderen Ländern zu Projektabbrüchen trotz CfD geführt haben
- Wesentliche Stakeholder fordern daher eine in Europa übliche Indexierung der CfD-Strike-Preise, so z.B. BWO, BDEW oder EnBW (auf Basis eines Gutachtens von Frontier Economics)

Auftrag: Abschätzung des Preiseffektes von Indexierung

- Eine Indexierung reduziert die Kostenrisiken für Entwickler und somit die für CfD-Strike-Preise relevanten erwarteten (Kapital-)Kosten.
- Der BWO hat Frontier beauftragt, in einer Kurzanalyse die mögliche Höhe des Effektes einer Indexierung auf die CfD-Strike-Preise quantitativ abzuschätzen

Ergebnis: Erhebliche Reduktion der Strike Preise

- Die Analysen zeigen, dass eine Indexierung die Strike-Preise erheblich senken kann:
 - Die Indexierung könnte den WACC um bis zu **0,64 Prozentpunkte** senken
 - Dies würde die mittleren **Stromgestehungskosten um mehr als 4 €/MWh** reduzieren
 - Für die 2027-2030² zu versteigernden 9 GW würden **Einsparungen von mehr als 4 Mrd. €** ermöglicht

¹ Quelle: Kabinettsbeschluss zum Entwurf eines Gesetzes zur Optimierung und Absicherung des Ausbaus der Windenergie auf See vom 1. September 2026, S. 3.

² Auktionskalender gemäß 2. Entwurf zur Änderung des FEP 2025: 2027: N10.1/N10.2 (2,5 GW) und N13.1/N13.2 (1,5GW); 2028: N-9.5 (1 GW); 2029: N-6.8 (2 GW); 2030: N-12.6 (2 GW). Die Abschätzung beschränkt sich auf den Zeitraum bis 2030, den Zeitrahmen des WindSeeG.

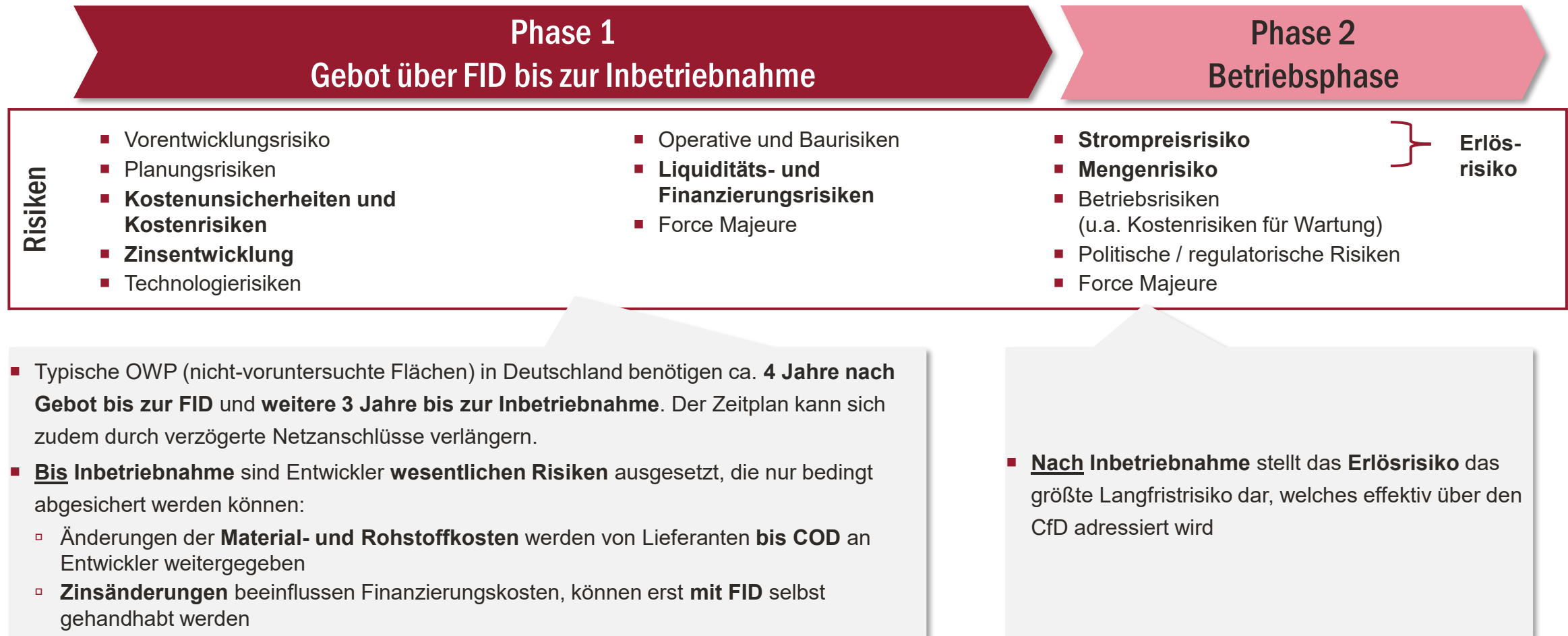
Agenda

#	Thema	Folie
1	Logik einer CfD-Indexierung	4
2	Auswirkungen von Indexierung auf CfD-Strike-Preise	10
3	Anhang: Annahmen der Berechnungen	16

Agenda

#	Thema	Folie
1	Logik einer CfD-Indexierung	4
2	Auswirkungen von Indexierung auf CfD-Strike-Preise	10
3	Anhang: Annahmen der Berechnungen	16

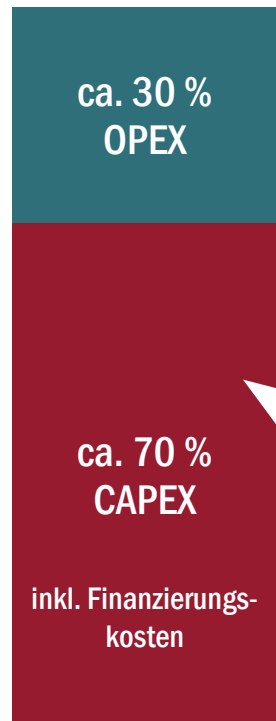
Im Lebenszyklus eines Offshore-Wind-Projektes bestehen unterschiedliche Risiken



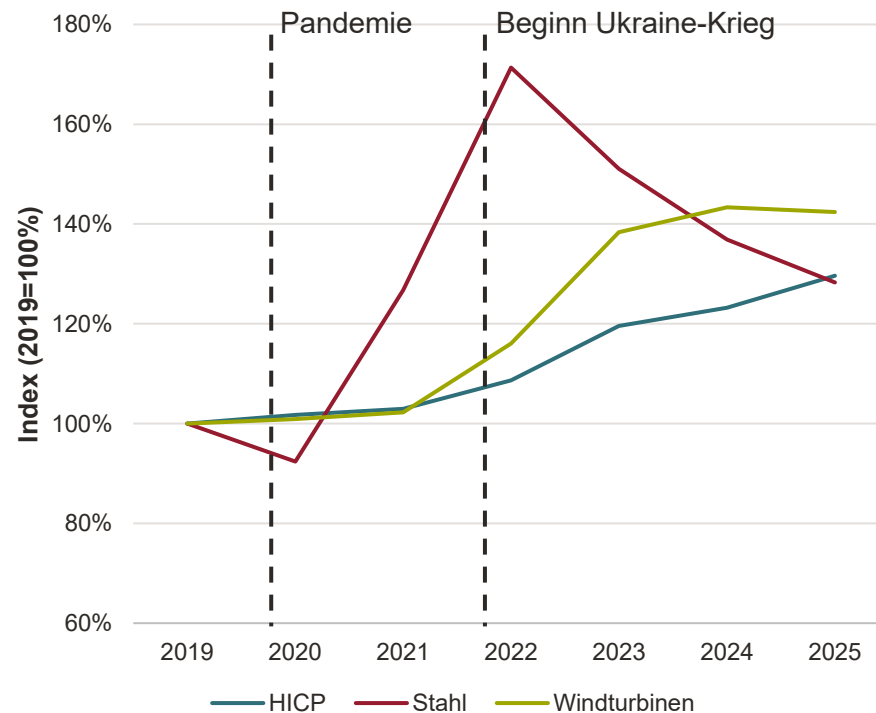
... bisher plant die Bundesregierung im CfD nur die Erlösrisiken zu adressieren

Dabei können Kostenrisiken bis zur Inbetriebnahme substanziell sein und trotz CfD zu ausbleibenden Geboten oder Nicht-Realisierung führen

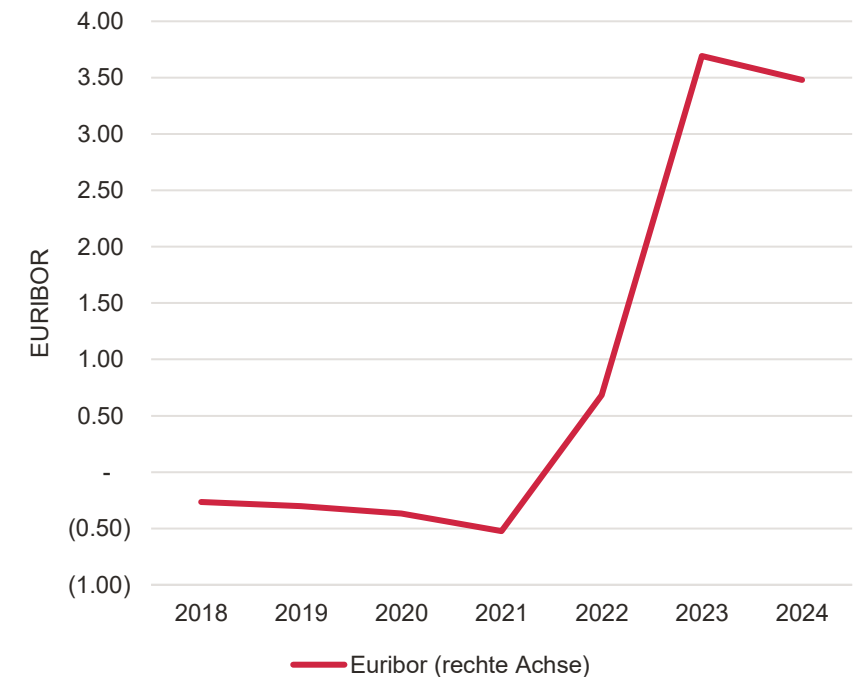
Gebot bzw. Strike-Preis



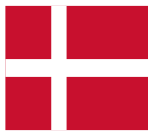
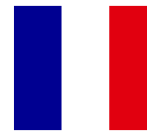
Entwicklung wesentlicher Komponenten



Entwicklung des Zinsumfelds



... weshalb andere Länder den CfD-Strike-Preis oder die Netto-Zahlungen indexieren

							
Fördersystem	WindSeeG Entwurf Zweistufig: zunächst ohne Absicherung; bei fehlender Nachfrage 2w-CfD	Capability-based 2w-CfD, 20 Jahre	2w-CfD, 20 Jahre ab AR7	2w-CfD ab 2027 geplant, Design noch in Entwicklung	Tonn Nua 2w-CfD, 20 Jahre	CfD-artig, kostenbezogene Tarifabsicherung	Capability based 2w-CfD, 20 Jahre
Höchstpreis	94,87 €/MWh nicht zentral voruntersucht; 96,715 €/MWh zentral voruntersucht	Kein expliziter Strike-Price-Cap, stattdessen staatlicher Netto- Zahlungs-Cap	£113/MWh fixed- bottom; £271/MWh floating, jeweils in 2024-Preisen	IJmuiden Ver Gamma A: 117 €/MWh; Gamma B: 116 €/MWh	150 €/MWh	spezifisch, z.B. AO5: 140 €/MWh	95 €/MWh im 2024er Design
Indexierung	Keine Indexierung des Strike-Price vorgesehen	Inflations- indexierung des Strike-Price und staatlicher Zahlungs-Cap	Volle CPI- Indexierung des Strike Price über die Laufzeit	Plan: 2 Jahre HICP-Korrektur nach Zuschlag	Indexierung differenziert nach Betriebsphase	Indexierung differenziert nach Betriebsphase	Indexierung differenziert nach Betriebsphase
Preisentwicklung abgebildet?	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Eine Indexierung des CfD-Strike-Preises kann zur Reduktion der Strike-Preise in der CfD Auktion führen

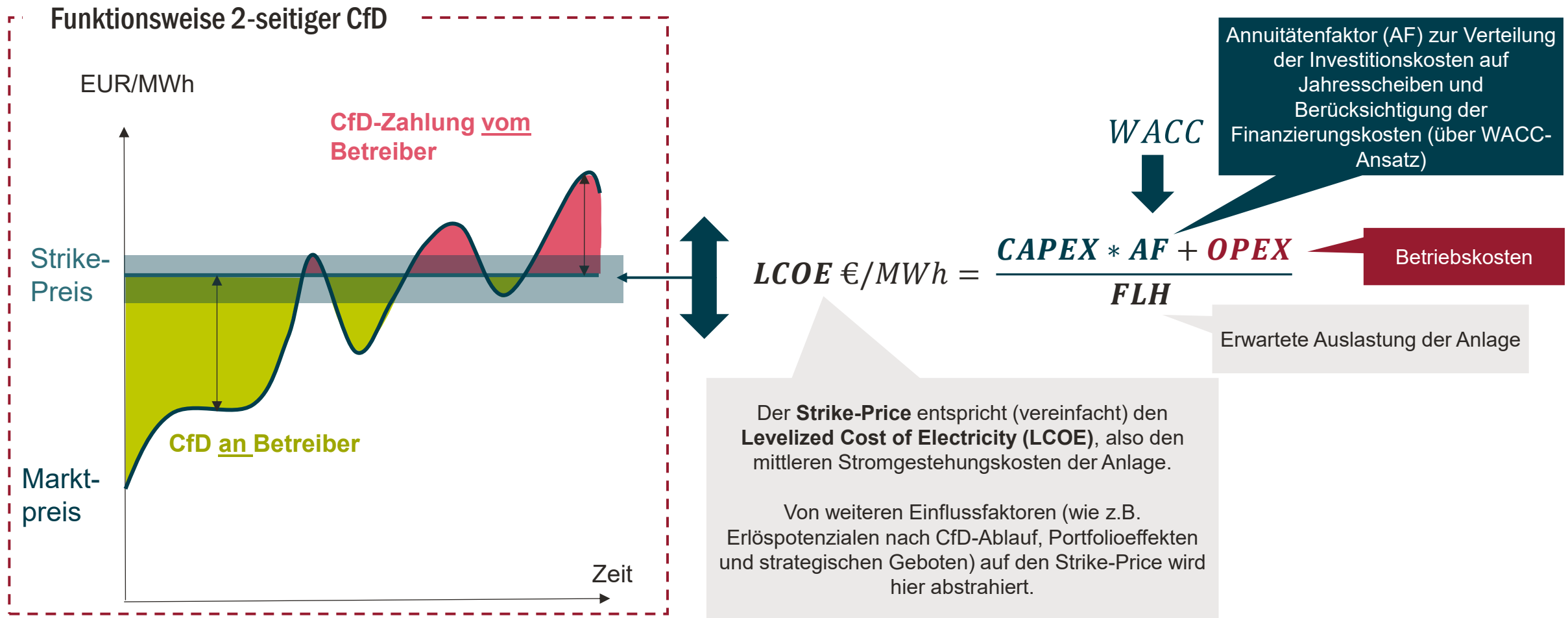
	Keine Indexierung	CPI-Indexierung	Frontier Vorschlag*	Frankreich-Modell	“Cost Plus”
	Strike Preis konstant	Strike Preis mit Inflation indexiert	Partielle Strike Preis Indexierung in 2 Phasen	Strike Preis Indexierung in Phasen mit Durchreichen der Finanzierungskosten	Vollständiges Durchreichen der tatsächlichen Kosten
Komplexität	Gering	Gering	Gering bis mittel	Hoch	Hoch
Risiko ineffizienten Kostenmanagements	Gering	Gering (durch Verwendung von Indizes statt tatsächlicher Kosten)	Gering (durch Verwendung von Indizes statt tatsächlicher Kosten)	Gering bis mittel (durch teilweise Verwendung von Indizes)	Hoch
Budgetrisiko Staat	Gering (allerdings: Budgetrisiko ohnehin von Preisrisiko dominiert)	Gering bis mittel	Mittel (begrenzt durch Caps & Floors einzelner Komponenten)	Hoch	Hoch
Strike-Preis-Höhe	Hoch (da Kostenrisiko bei 2-seitigem CfD in Strike Preis eingepreist wird)	Mittel (da verbleibendes CAPEX-Kostenrisiko eingepreist wird)	Gering bis mittel (da nur geringes verbleibendes Kostenrisiko eingepreist)	Gering	Gering
Nichtrealisierungsrisiko	Hoch (da Risiko, dass Investition durch Kostensteigerung unprofitabel)	Mittel (da Risiko, dass Kostensteigerung > CPI)	Gering bis mittel (da nur geringes verbleibendes Kostenrisiko besteht)	Gering	Gering

Fokus im Folgenden

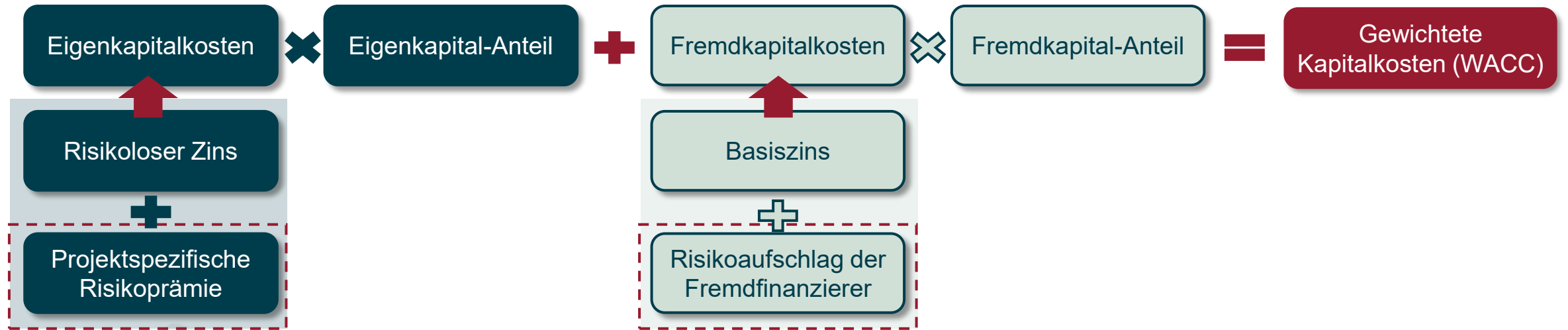
Agenda

#	Thema	Folie
1	Logik einer CfD-Indexierung	4
2	Auswirkungen von Indexierung auf CfD-Strike-Preise	10
3	Anhang: Annahmen der Berechnungen	16

CfD-Strike-Preise reflektieren v.a. die erwarteten Kosten der Stromproduktion (LCOE), welche aufgrund der Kapitalintensität stark von Kapitalkosten (WACC) geprägt sind



Eine Indexierung senkt die Kostenrisiken und somit die Kapitalkosten der OWP-Entwickler – Grundsätzliche Logik



Asset Beta-Multiplikator (Risikoprämie)

- Reflektiert das systematische Geschäftsrisiko der Investition
- Unternehmen und Projekte mit geringerem Risiko, wie z.B. regulierte Unternehmen, haben einen niedrigeren Beta-Multiplikator als Unternehmen mit höherem Risiko, wie z.B. Energieunternehmen mit Exposure zu Preis- und Umsatzrisiken

→ Eine Indexierung des CfD-Preises kann das systematische Risiko und somit den Beta-Faktor reduzieren

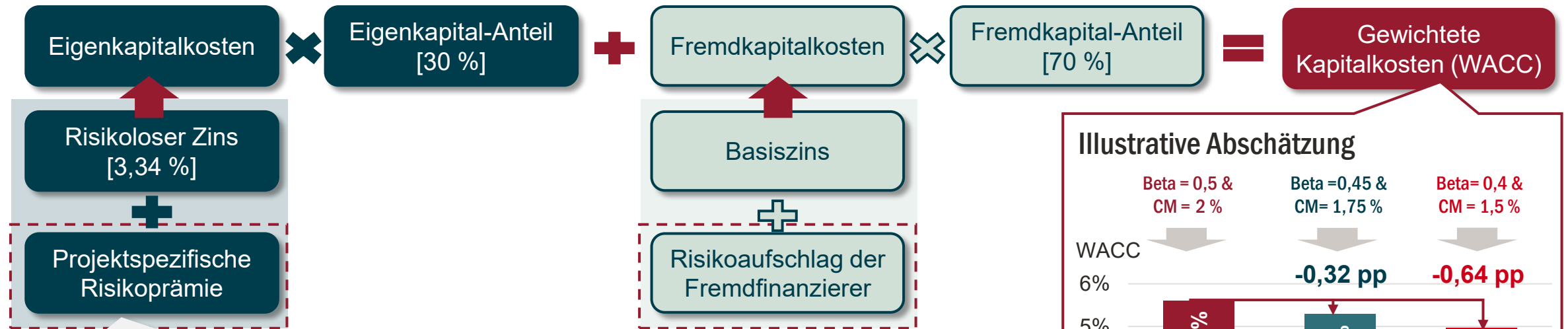
Credit Margin (Risikoaufschlag für Fremdfinanzierer)

- Deckt erwartete Ausfall-, Projekt- und Cashflow-Risiken des Kreditnehmers während der Finanzierung ab
- Je höher die Risiken, desto höher der Risikoaufschlag, den Fremdfinanzierer (wie Banken) für eine Finanzierung verlangen*

→ Eine Indexierung des CfD-Preises senkt die Projektrisiken durch unerwartete Kostensteigerungen und somit den Risikoaufschlag

Quelle: DBIS, Evaluation of the contracts for difference scheme, Allocation Round 3; verfügbar unter: https://assets.publishing.service.gov.uk/media/627e3f76e90e0721b01ea526/CfD_evaluation_phase_2_final_report.pdf

Eine Indexierung senkt die Kostenrisiken und somit die Kapitalkosten der OWP-Entwickler – Verwendete Parameter der illustrativen Abschätzung

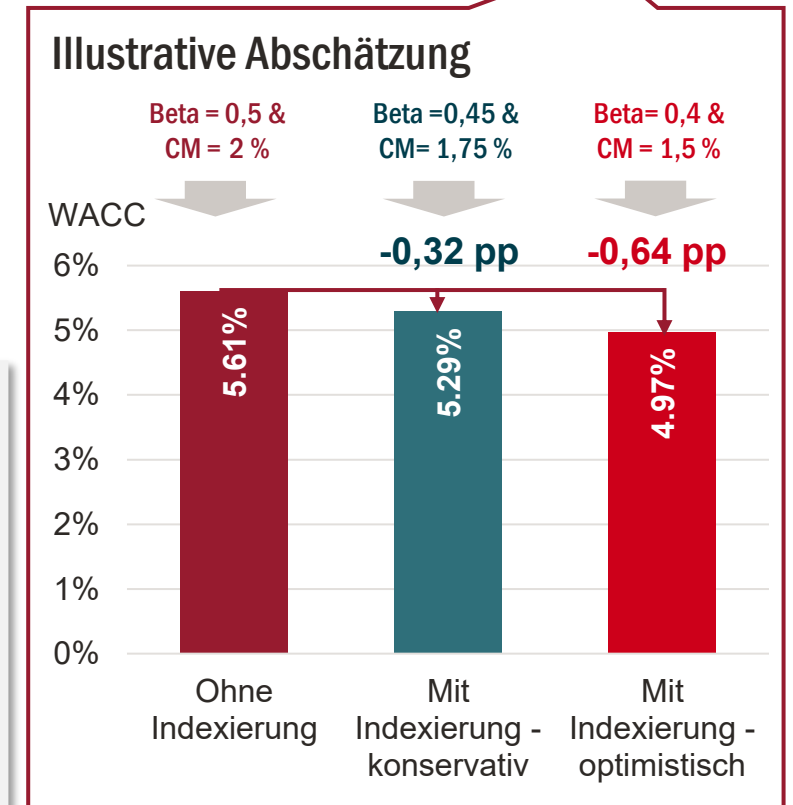


Annahmen für Asset Beta (Risikoprämie)

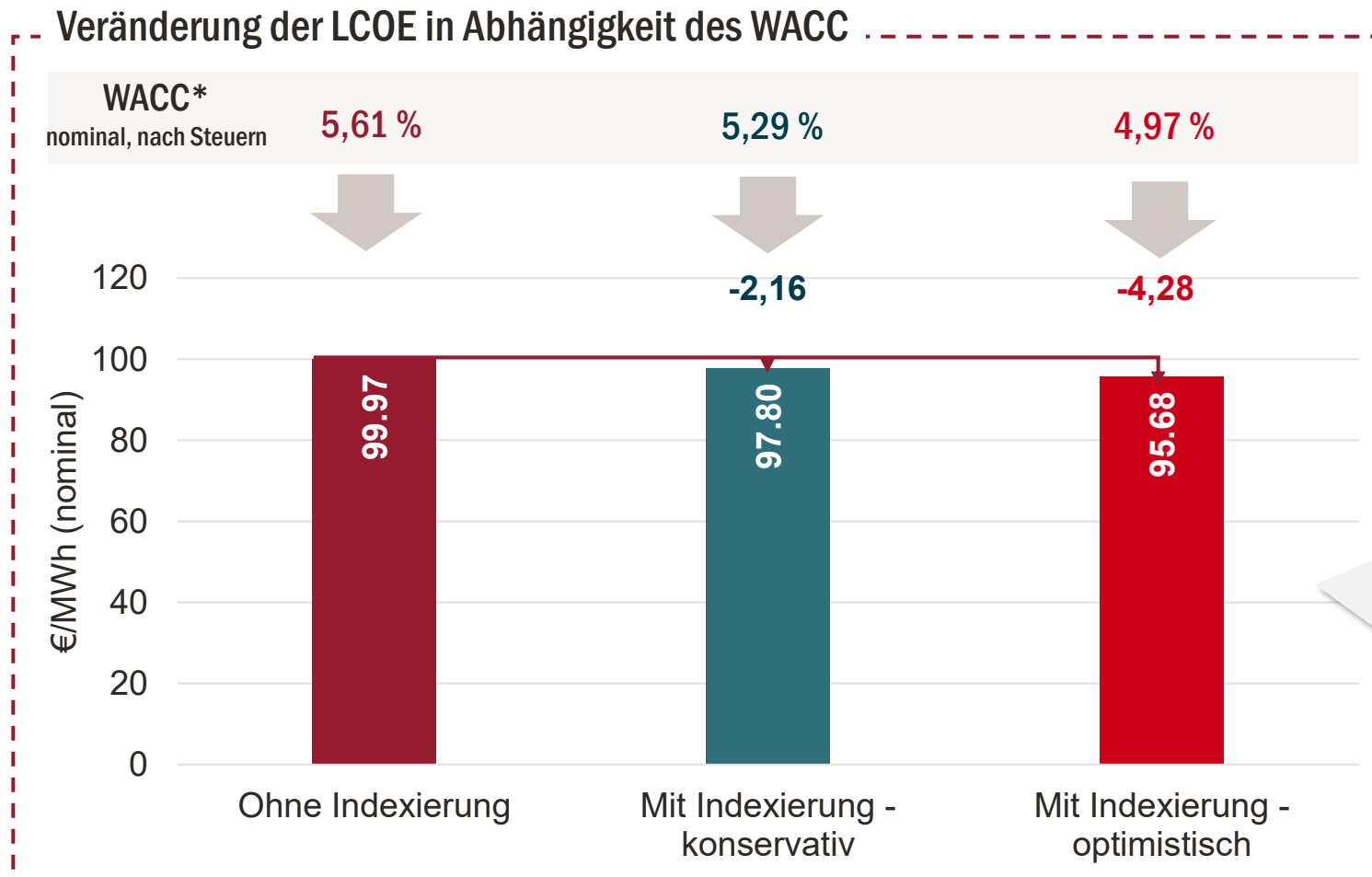
- **Ohne Indexierung: 0,5*** → Asset Betas nicht regulierter Unternehmen mit gemischten Portfolien zwischen 0,4 und 0,7; ([Geschätzte Wirkung](#) von CfD in GB in Höhe von ca. 0,13 und von Marktpreisrisiken ca. 0,2)
- **Mit Indexierung – konservativ: 0,45, d.h. Reduktion um 0,05** → moderate Senkung des Beta
- **Mit Indexierung – optimistisch: 0,4, d.h. Reduktion um 0,10** → Optimistische Sensitivität bewegt Beta eher in Richtung regulierter Unternehmen (~0,3, siehe Folie 19)

Credit Margin (Risikoaufschlag)

- **Ohne Indexierung: 2 %** → Entspricht der Annahme in unserer [Studie für EnBW](#) und widerspiegelt die gestiegenen Kosten- und Supply-Chain-Risiken
- **Mit Indexierung – konservativ: 1,75 %, d.h. Reduktion um 0,25 %-Punkte** → Senkung des Risikoaufschlags um 20 bp [zwischen Bau- und Betriebsphase](#); Steigerung alle 5 Jahre [in der Betriebsphase](#) um 0,25 bp wegen höheren Ausfallrisiken
- **Mit Indexierung – optimistisch: 1,5 %, d.h. Reduktion um 0,5 %-Punkte** → Sensitivität mit optimistischerer Annahme



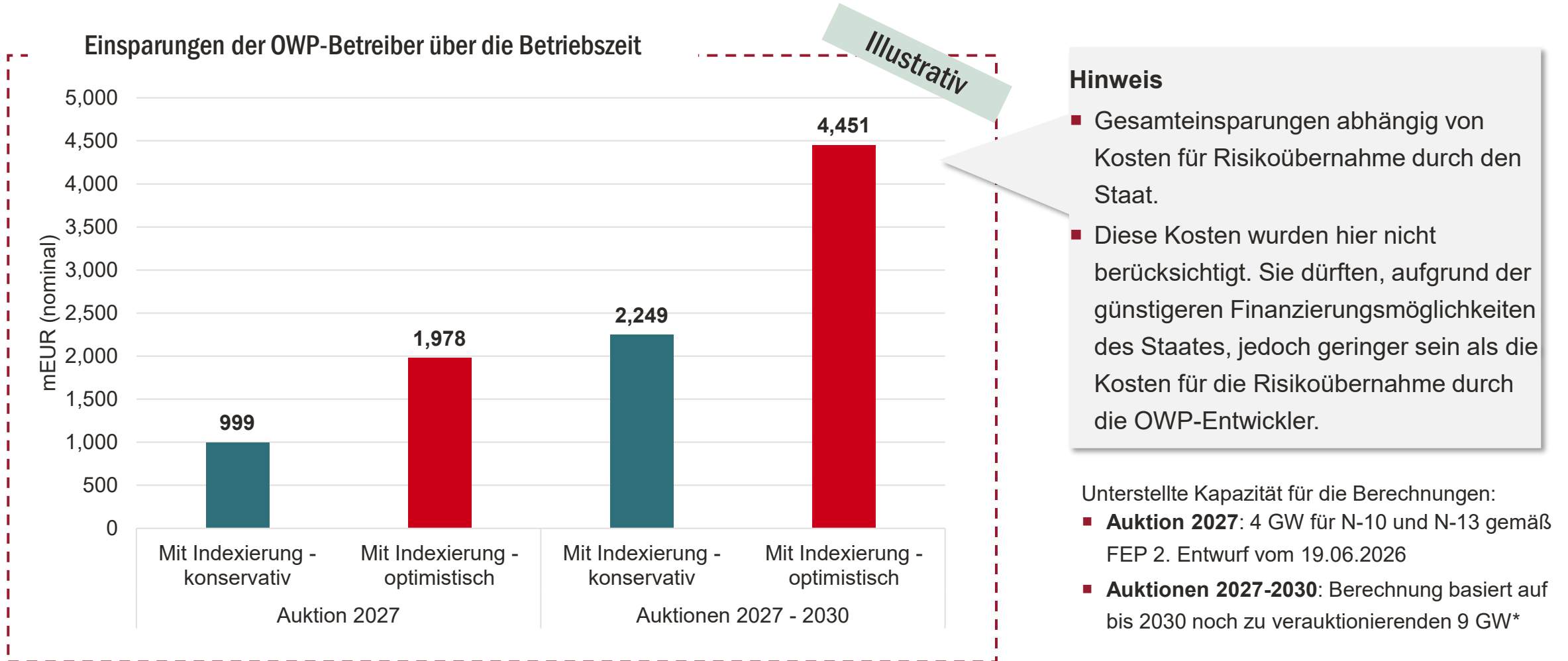
Geringere Kapitalkosten senken die Stromgestehungskosten („LCOE“) um bis zu 4 €/MWh



Hinweis

- Kein direkter Vergleich mit CfD-Strike-Price möglich. Der Strike-Price hängt von weiteren Einflussfaktoren, wie z.B. Erlöspotenzialen nach CfD-Ablauf, Portfolioeffekten und strategischen Geboten ab.
- Hier: LCOE in Abhängigkeit von Wirkung von Indexierung auf WACC. Von weiteren Einflussfaktoren, wie z.B. CAPEX, OPEX und Volllaststunden wird hier abstrahiert.

Mit einer CfD-Indexierung sind Einsparungen von bis zu 4,4 Milliarden EUR bei den OWP-Kosten der bis 2030 geplanten Kapazitäten möglich



Agenda

#	Thema	Folie
1	Logik einer CfD-Indexierung	4
2	Auswirkungen von Indexierung auf CfD-Strike-Preise	10
3	Anhang: Annahmen der Berechnungen	16

Anhang: Annahmen für die Berechnungen der LCOE

Variable	Wert	Quelle und Einordnung
CAPEX	3400 €/kW (real, 2026)	Entspricht der Annahme in unserer Studie für BWO/BDEW Vereinfachte Annahme, dass CAPEX in der Zeit von FID bis COD um die Inflation steigt
OPEX	1 % der CAPEX (pro Jahr)	Entspricht der Annahme in unserer Studie für BWO/BDEW Vereinfachte Annahme, dass OPEX in der Zeit von FID bis Betriebsende um die Inflation steigt
Zeit von FID bis COB	3 Jahre	Annahme
Betriebsdauer	35 Jahre	Gemäß WindSeeG
Rückbaukosten	12 % der CAPEX	Annahme basierend auf geschätzten CAPEX und Rückbaukosten durch BVG Associates Annahme, dass diese 3 Jahre nach Betriebsende anfallen gemäß CfD-Bericht für EnBW Vereinfachte Annahme, dass CAPEX in der Zeit von FID bis COD um die Inflation steigt
Dauer für die Rückzahlung der Kapitalkosten	25 Jahre	Annahme basierend auf einer Mischdauer für die Rückzahlung an Fremd- und Eigenkapitalkosten
Volllaststunden	3300 h/a	Entspricht der Annahme in unserer Studie für BWO/BDEW und in etwa der durchschnittlichen Auslastung der noch bis 2030 zu auktionierenden Flächen
Inflation	2%	Annahme basierend auf dem Zielwert der Europäischen Zentralbank

Anhang: Annahmen für die Berechnungen eines Baseline-WACCs (ohne CfD-Indexierung) in Höhe von 5,61 % (nominal, nach Steuern)

Variable	Wert	Quelle und Einordnung
FK: Risikofreier Zins	3,34%	Wert des EURIBOR 10-jahres-Swap am 1.9.2026 Entspricht der zeitlichen Perspektive der Fremdkapitalgeber, die einen Kredit für 15-18 Jahre vergeben
FK: Risikoaufschlag der Finanzinstitute	2%	Entspricht der Annahme in unserer Studie für EnBW und wiedergibt die gestiegenen Kosten- und Supply-Chain-Risiken
EK: Risikofreie Anleihen	3,34%	Wert der 10-Jahres-Bundesstaatsanleihen am 1.9.2026
EK: Marktrisikoprämie	5%	Annahme auf Basis von Frontier-Gutachten für BNetzA vom 14.8.2026 für entwickelte Länder, Schätzung von Damodaran für Deutschland für Anfang 2026 & Schätzung von Kroll für Europa
EK: Non-Levered (Asset) Beta	0,5	Siehe nächste Folie
Verschuldungsgrad	70%	Mögliche Verschuldung von Offshore-Parks mit CfD gemäß einer Umfrage von Investoren mit CfD-abgesicherten Projekten und einer FWO-Studie zur Finanzierung von Offshore-Wind (so auch verwendet in Frontier CfD-Gutachten für EnBW)
Steuersatz	30%	Annahme für den Unternehmenssteuersatz und bei vollständiger Anwendung unter Berücksichtigung des Tax Shields

Anhang: Herleitung der Asset-Beta-Werte

	Mengenrisiko	Preisrisiko	Kostenrisiko	Indikation für Beta
Nicht-regulierte Energieunternehmen	 Umfangreiche Risiken (Konjunktur, Wetter, Technologie, ...)	 - Erhebliche Unsicherheit über zukünftige Preise - Bei FID nur z.T. durch PPAs absicherbar	 - Volles Exposure von Kostensteigerungen bis Inbetriebnahme und im Betrieb - Nur bedingt absicherbar	Asset Betas nicht regulierter Energieunternehmen liegen in Frontier-eigenen Studien sowie öffentlichen Studien typischerweise bei etwa 0,4–0,7, siehe z.B. Damodaran, CEPA, Grant Thornton
Offshore-Wind ohne CfD	 Umfangreiche Risiken (Konjunktur, Wetter, Technologie, ...)	 - Erhebliche Unsicherheit über zukünftige Preise - Bei FID nur z.T. durch PPAs absicherbar	 - Volles Exposure von Kostensteigerungen bis Inbetriebnahme und im Betrieb - Nur bedingt absicherbar	- Ähnlich zu nicht regulierten Energieunternehmen - Keine belastbaren projektspezifischen Beta-Schätzungen für Offshore-Wind ohne CfD verfügbar
Offshore-Wind mit CfD <u>ohne</u> Indexierung	 Umfangreiche Risiken (Konjunktur, Wetter, Technologie, ...)	 - Preisrisiko weitgehend durch CfD abgesichert - Verbleibendes Risiko für Ausgleichsenergie	 - Volles Exposure von Kostensteigerungen bis Inbetriebnahme und im Betrieb - Nur bedingt absicherbar	- Absicherung eines weitgehenden Teils des Preisrisikos durch CfD reduziert Beta substantiell gegenüber Situation ohne CfD - Geschätzte Reduktion des Asset Beta durch den CfD: ca. 0,1 bis 0,2 gemäß Europe Economics/NERA - Für die Analyse in dieser Kurzstudie verwendetes Beta: 0,5
Offshore Wind mit CfD <u>mit</u> Indexierung	 Umfangreiche Risiken (Konjunktur, Wetter, Technologie, ...)	 - Preisrisiko weitgehend durch CfD abgesichert - Verbleibendes Risiko für Ausgleichsenergie	 - CPI-Indexierung: Risiko allgemeiner Inflation abgesichert «EnBW»-Indexierung: Offshore spezifische Risiken z.T. abgesichert	- Absicherung eines (weitgehenden) Teils des Kostenrisikos durch Indexierung reduziert Beta gegenüber Situation ohne Indexierung - Bei Indexierung offshore-spezifischer Kostenelemente wie im EnBW-Vorschlag in Phase bis Inbetriebnahme (plus CPI in Betriebsphase) Auswirkungen auf Beta von bis zu 0,1 denkbar
Regulierte Strom- & Gasnetzbetreiber	 - Zulässige Erlöse weitgehend von tats. Mengen entkoppelt - Regulierungskonto für Abweichungen zw. Plan- und Ist-Mengen	 - Kein unmittelbares Marktpreisrisiko auf der Erlösseite - Erlöse bzw. Netzentgelte regulatorisch bestimmt	 - Effiziente Kosten werden grds. in Entgelten berücksichtigt - Restrisiken u.a. durch Effizienzvorgaben und , Ex-post-Anerkennung	- Geringes systematisches Geschäftsrisiko aufgrund regulierter Erlöse und weitgehender Absicherung von Mengen- und Marktpreisrisiken - Asset Beta ~0,3, basierend auf Frontier-Gutachten zu Kapitalkosten für Strom- und Gasnetzbetreiber für BNetzA, August 2026

Beispiel Frontier-Vorschlag im Gutachten für EnBW*: Indexierung in 2 Phasen, um Kernrisiken für Investoren abzufedern und Realisierungswahrscheinlichkeit zu erhöhen

- Indexierung in zwei Phasen -

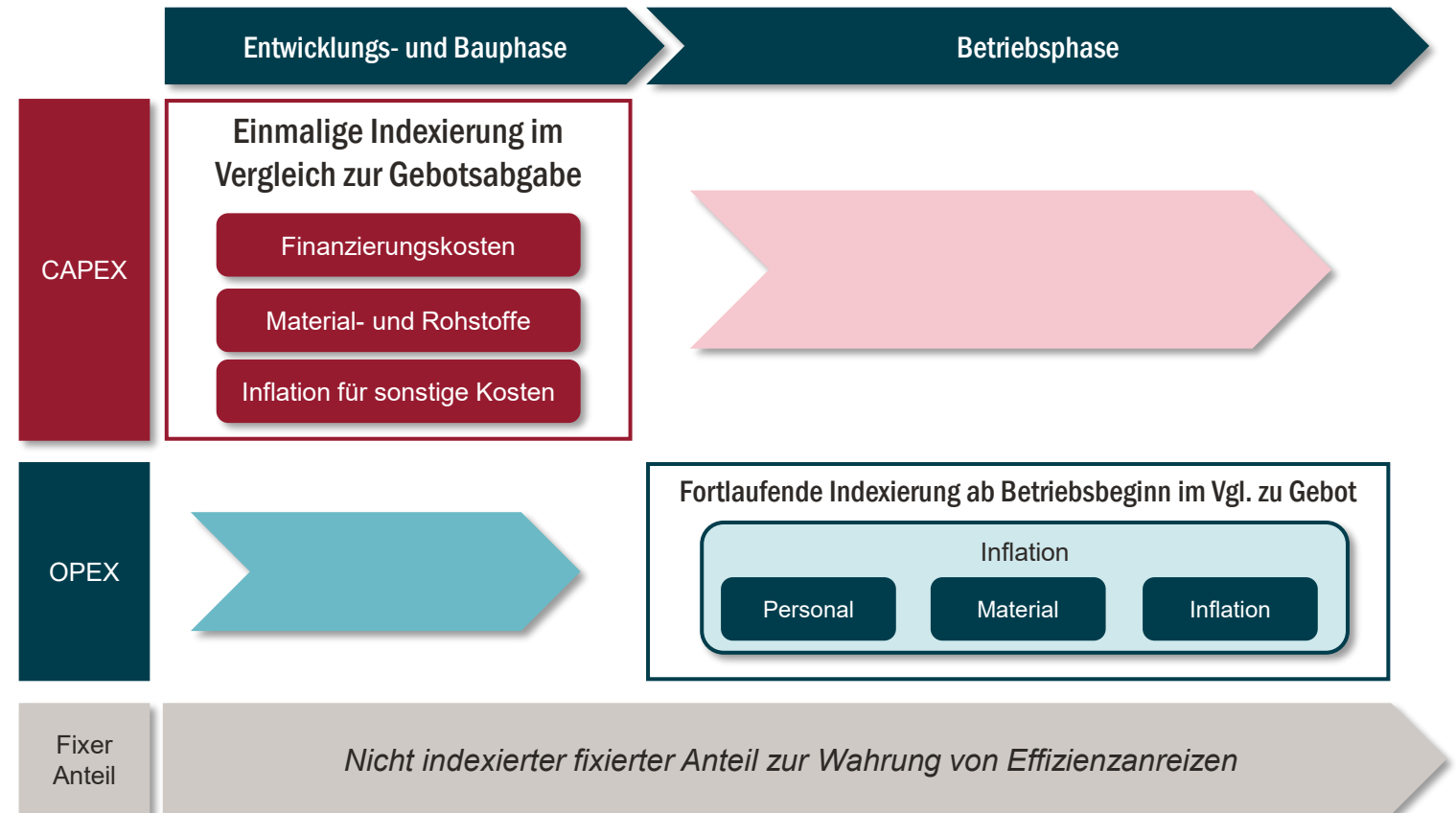
Entwicklungs- und Bauphase

- Investitions- und Finanzierungskosten während der Entwicklungs- und Bauphase machen 70 % der Gesamtkosten aus und sind für Realisierung ausschlaggebend
- Bis zur FID können Zinsänderungen seit der Gebotsabgabe nicht durch Investoren gehandhabt werden.
- Bis zum Betriebsbeginn, welcher sich zudem durch Netzanschlussverzögerungen verschieben kann, werden Kostensteigerungen durch Lieferanten an Entwickler weitergereicht

Betriebsphase

- Indexierung der Betriebskosten (~ 30 % der LCOE), wenn gewünscht, über Inflationskorrektur

Je nach Ausgestaltung und Entwicklung des Index ist eine Anpassung des CfD-Strike-Prices nach oben oder unten möglich. Wobei Caps / Floors zu berücksichtigen sind.*





MATTHIAS JANSSEN



matthias.janssen@frontier-economics.com



www.linkedin.com/in/matthias-janssen/



Patrick Peichert



patrick.peichert@frontier-economics.com



www.linkedin.com/in/patrick-peichert/

Frontier Economics Ltd is a member of the Frontier Economics network, which consists of two separate companies based in Europe (Frontier Economics Ltd) and Australia (Frontier Economics Pty Ltd). Both companies are independently owned, and legal commitments entered into by one company do not impose any obligations on the other company in the network. All views expressed in this document are the views of Frontier Economics Ltd.