

# **Ausschreibungsdesign für Offshore-Windflächen in Deutschland: Effekte der ungedeckelten Gebotskomponente auf die Offshore- Netzumlage, PPA-Preise sowie Risiken für die Umsetzung von Projekten**

Stiftung Offshore Windenergie

Mai 2025

# Hintergrund zur Beauftragung der Studie

## Hintergrund



- Das **Windkraft-Paket der Europäischen Kommission**, das im Oktober 2023 vorgestellt wurde, hat das Ziel, den Ausbau der Windenergie zu beschleunigen und die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Windindustrie zu stärken.
- Die Mitgliedstaaten werden unter anderem dazu aufgefordert, in ihren Ausschreibungen objektive, transparente und diskriminierungsfreie qualitative Kriterien und Maßnahmen zu integrieren, um die Umsetzung der Projekte zu gewährleisten.
- Mitgliedsstaaten sollen die Folgen negativer Gebote prüfen und Lösungen zur Vermeidung nachteiliger Auswirkungen auf Geschwindigkeit und Umfang des Ausbaus sowie auf die Wertschöpfungskette erkunden.

## Ziel der Studie

- Vor diesem Hintergrund beschäftigt sich die **Stiftung Offshore Windenergie** aktuell intensiv mit der Gestaltung des Ausschreibungsdesigns für Offshore-Wind-Flächen in Deutschland, mit besonderem Augenmerk auf die Auswirkungen der negativen Gebote und der Entwicklung der Kosten für die Offshore-Netzumlage.
- Um diese Themen näher zu analysieren, wurde die unabhängige **enervis energy advisors GmbH**, mit dem Ziel einer energieökonomischen Bewertung, beauftragt. Im Fokus der Analyse stehen:
  - Entwicklung der Offshore-Netzumlage sowie der Gebotshöhen in den Ausschreibungen und deren Effekte auf die Senkung der Netzumlage
  - Effekte der ungedeckelten Gebote auf PPA-Preise (Power Purchase Agreements)
  - Qualitative Einschätzung des aktuellen Ausschreibungsdesigns und alternativer Fördermechanismen

# Agenda

1.) Überblick Szenarien & Annahmen

2.) Schätzung der Netzumlage

3.) Schätzung der 2. Gebotskomponente und Effekte auf Preise von PPAs (Power Purchase Agreements, Direkte Stromabnahmeverträge)

4.) Zusammenfassung, Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

# **1.) Überblick Szenarien & Annahmen**

# 1.) Überblick Szenarien & Annahmen

	S1: „Base Case“	S2: „Medium Case“	S3: „Best Case“	S4: „Best Case + China CAPEX“
<b>Netzanbindungskosten</b>	Basierend auf NEP (inkl. Preissteigerung)			
<b>Zielrendite für Windparks</b>	8% Nominal			
<b>Zeitdauer der Untersuchung</b>	bis 2037 (Berücksichtigung der bis 2032 ausgeschriebenen Flächen für Offshore-Windparks und der zugehörigen Netzanbindungssystem mit Realisierung bis 2037 )			
<b>Enervis Szenarien für Stromverbrauch und Strompreise</b>	„Current Efforts“ enervis	„High Ambition“ enervis - Höhere Marktwerte WaS & Höhere Stromnachfrage		
<b>Volllaststunden</b>	Inkl. Verschattungseffekten aus Fraunhofer (2023/2024) für BSH		Fraunhofer (2023/2024) skaliert auf ~3500 im Durchschnitt	
<b>CAPEX Windparks</b>	Ohne zusätzliche Preiseffekte			-30% „China“



Zunehmend optimistische Erwartungen

## S1: „Base Case“

## S2: „Medium Case“

## S3: „Best Case“

## S4: „Best Case + China CAPEX“

- Allen Szenarien liegt der gleiche Offshore-Wind und -Netzausbau zugrunde. Die Datengrundlage ist der Netzentwicklungsplan (NEP 2023) und Entwurf des Flächenentwicklungsplans (FEP 2024). Die Kostenbasis für die Berechnung der Netzanbindungskosten ist der NEP unter Berücksichtigung der preissteigernden Effekten in der Lieferkette.
- Für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen der Windparks wurde für alle Szenarien eine marktübliche Zielrendite von nominal 8% unterstellt. Ausschreibungserlöse ergeben sich nur bei Überschreiten der Zielrendite.
- Untersucht wurde alle Flächen deren Inbetriebnahme bis 2037 erfolgen soll bzw. die bis 2032 ausgeschrieben werden.

- Entspricht der wahrscheinlichsten Prognose für die Entwicklung der Netzumlage und der Gebotshöhen
- Es basiert auf den „best guess“ enervis Prognosen für Strompreise und Nachfrage
- Verwendet marktübliche CAPEX für Windparks, inkl. verringerten Volllaststunden durch Verschattungseffekte

- Basiert auf den hinsichtlich Markterlöse für Windenergie auf See „optimistischeren“ enervis Prognosen für Strompreise und Nachfrage
- Verwendet marktübliche CAPEX für Windparks, inkl. verringerten Volllaststunden durch Verschattungseffekte

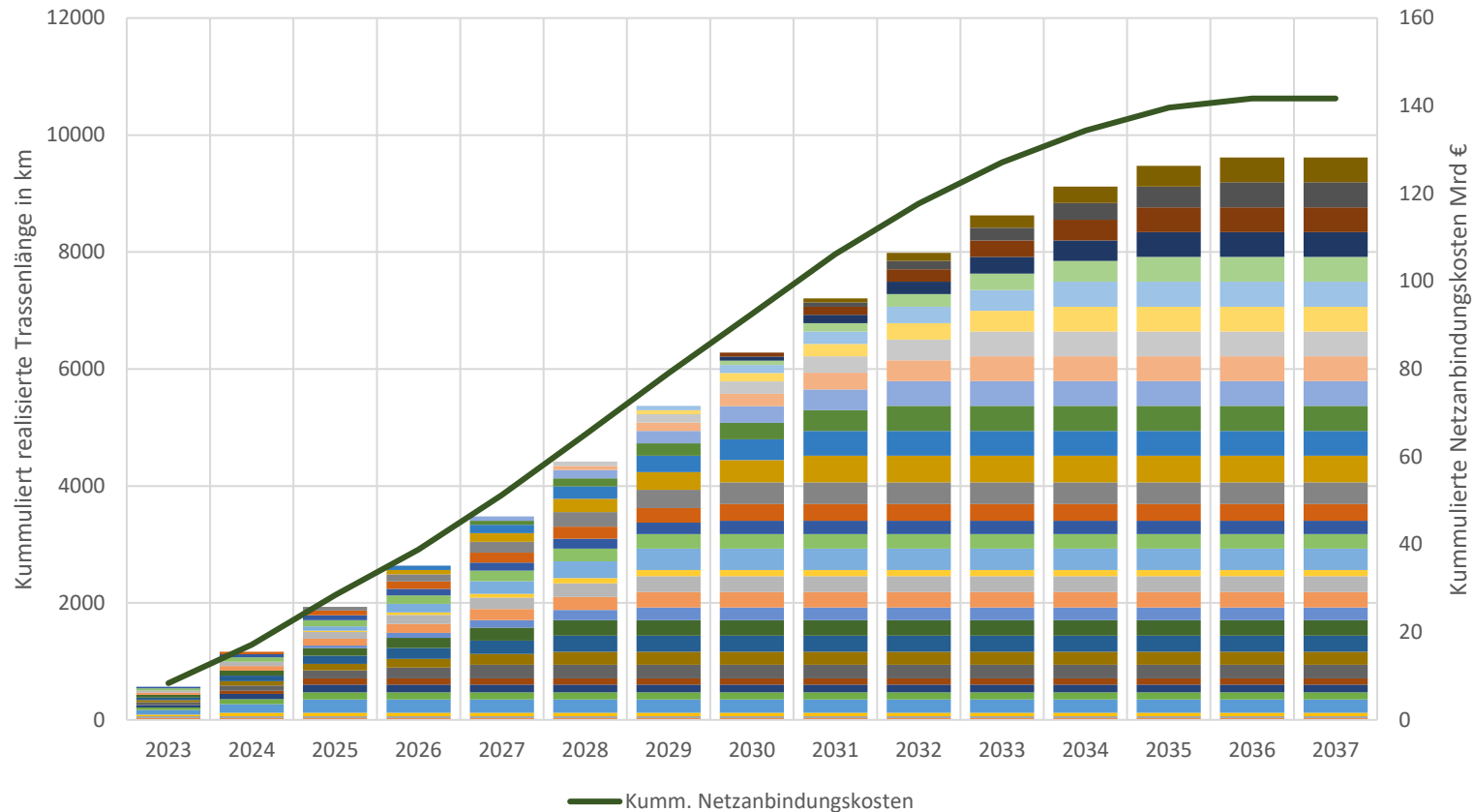
- Entspricht einem „Best Case“ Szenario, welches mit marktüblichen europäischen Windkraftanlagen erreicht werden kann
- Basiert auf den „optimistischeren“ enervis Prognosen für Strompreise und Nachfrage
- Verwendet marktübliche CAPEX für Windparks
- Volllaststunden ohne Verschattungseffekte mit einem Durchschnittswert von ~3500h basierend auf den Langfristszenarien des BMWK

- Identisch zu „Best Case“, aber unterstellt zusätzlich reduzierte CAPEX für Windparks (-30%), um die Möglichkeit abzubilden günstigere Windkraftanlagen aus China zu verwenden.
- Annahmen zur Reduktion CAPEX sind vereinfachte optimistische Schätzungen basierend auf Hintergrundgesprächen und öffentlichen Informationen
- Basiert auf den „optimistischeren“ enervis Prognosen für Strompreise und Nachfrage
- Volllaststunden ohne Verschattungseffekte mit einem Durchschnittswert von ~3500h basierend auf den Langfristszenarien des BMWK

## **2.) Schätzung der Netzumlage**

# Projektscharfer Trassenausbau und Netzanbindungskosten

## Trassenausbau und Netzanbindungskosten für Anbindung von Windparks für die bis 2032 ausgeschriebenen Flächen



## Vorgehen

### Vorgehen:

- Projektscharfe Datenbank für Netzanbindungsprojekte anhand NEP (2023) und Entwurf FEP (2024)

### Annahmen:

- Gleichmäßiger Trassenausbau von Bauanfang bis IBN

### Netzinvestitionskosten 2023-2037:

- ~ 142 Mrd. €

### Trassenkilometer 2023-2037:

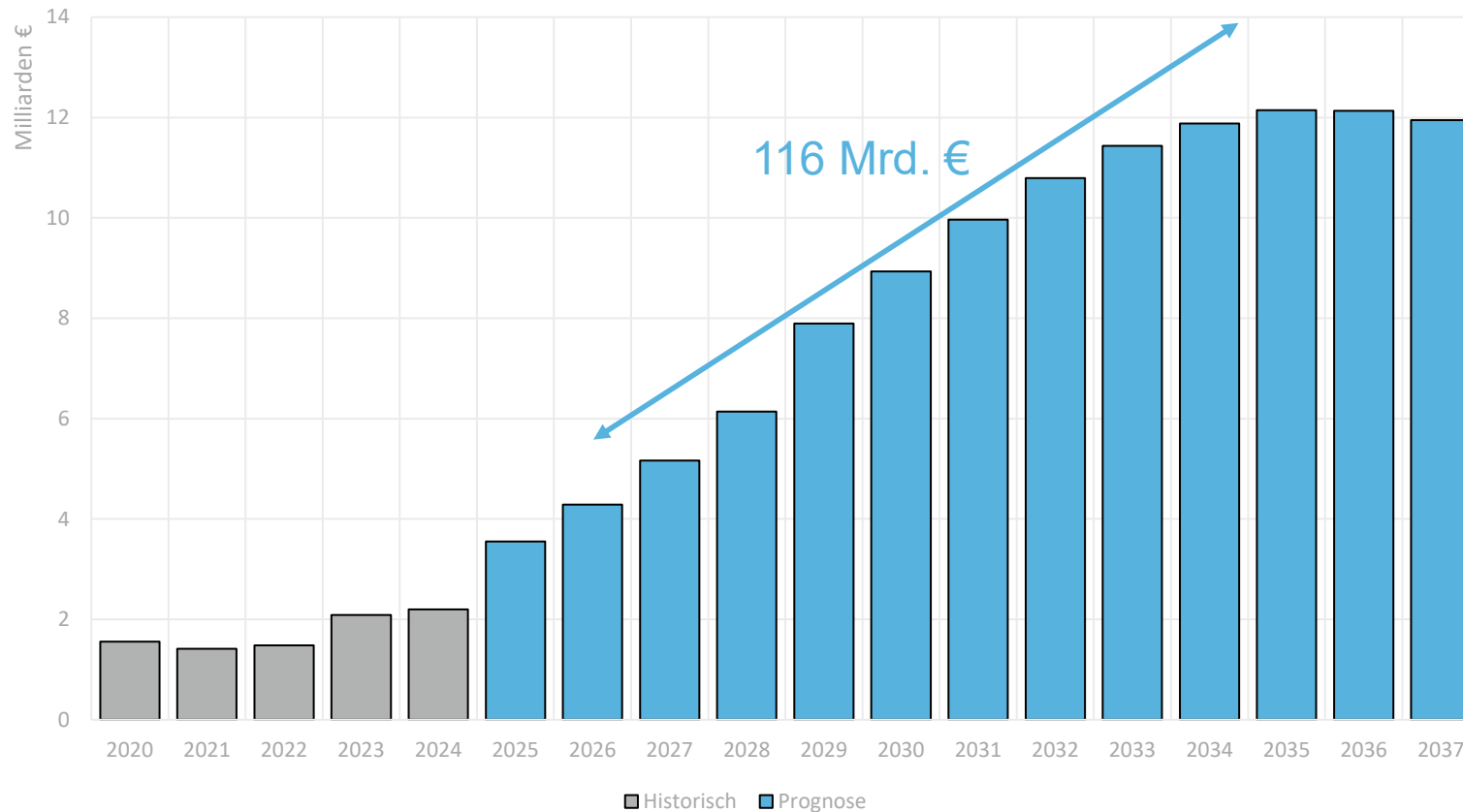
- ~ 9.615 km

### IBN Netzanbindung 2023-2037

- ~ 52 GW

# Ermittlung der Erlösobergrenze und den umzulegenden Kosten ohne Verrechnung der Gebotserlöse

## Umlagebetrag in Mrd. EUR für bis 2032 ausgeschriebene Windparks



## Kommentar

### Kosten

- Sehr hohe erwartete Kosten durch Netzanbindungen (Leitungen gehen z.T. bis Netzgebiet Amprion)

### Abschreibungsdauer:

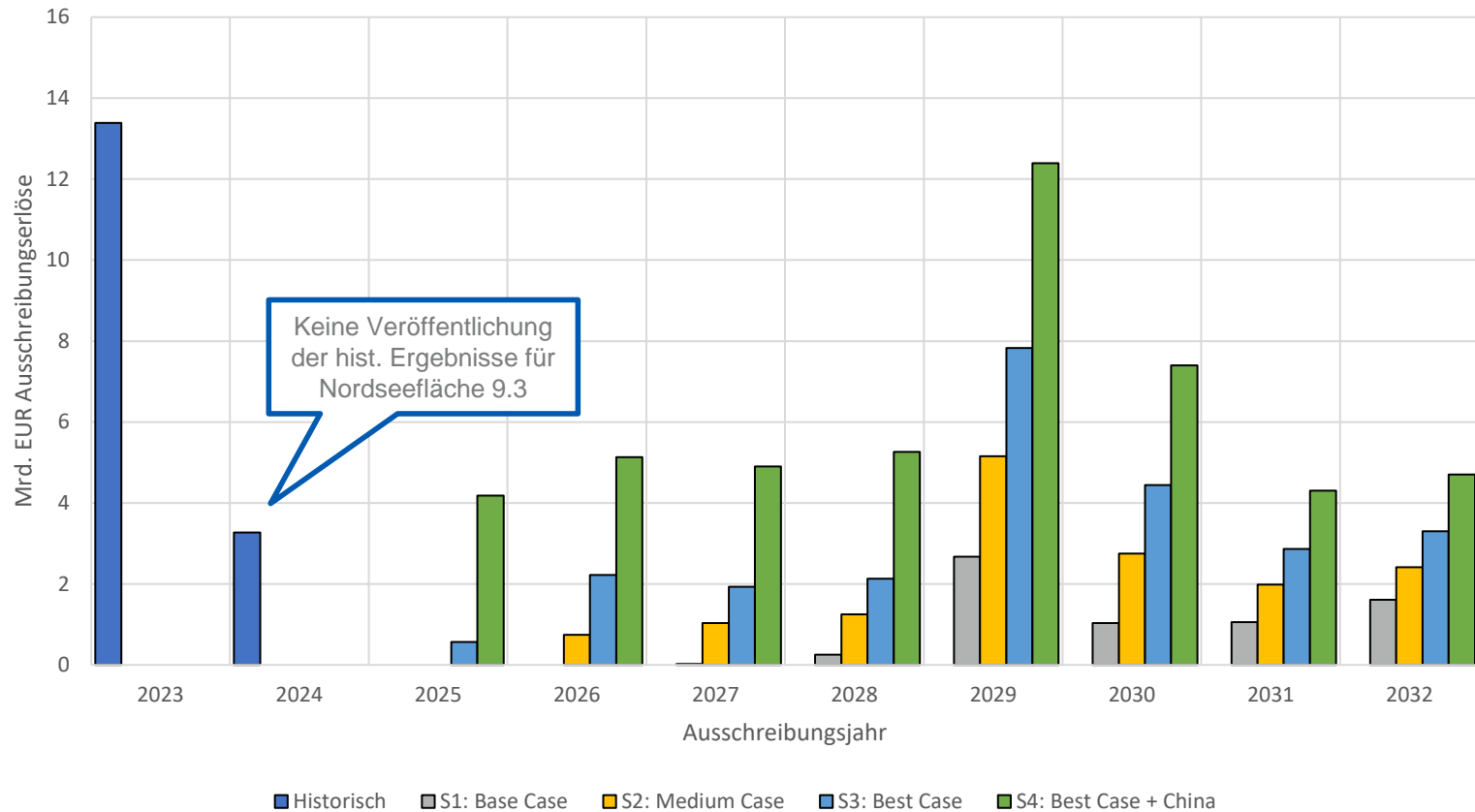
- Die tatsächlich realisierten Netzkosten werden **linear über 20 Jahre abgeschrieben** (AfA Tabelle/BNetzA Beschluss)

### Berechnungsformel

- Abschreibung + Betriebskosten + WACC  
\* Buchwert der Investitionskosten des jeweiligen Jahres

# Ausschreibungserlöse in Mrd. € nach Ausschreibungsjahren

## Ausschreibungserlöse Historisch und Prognose

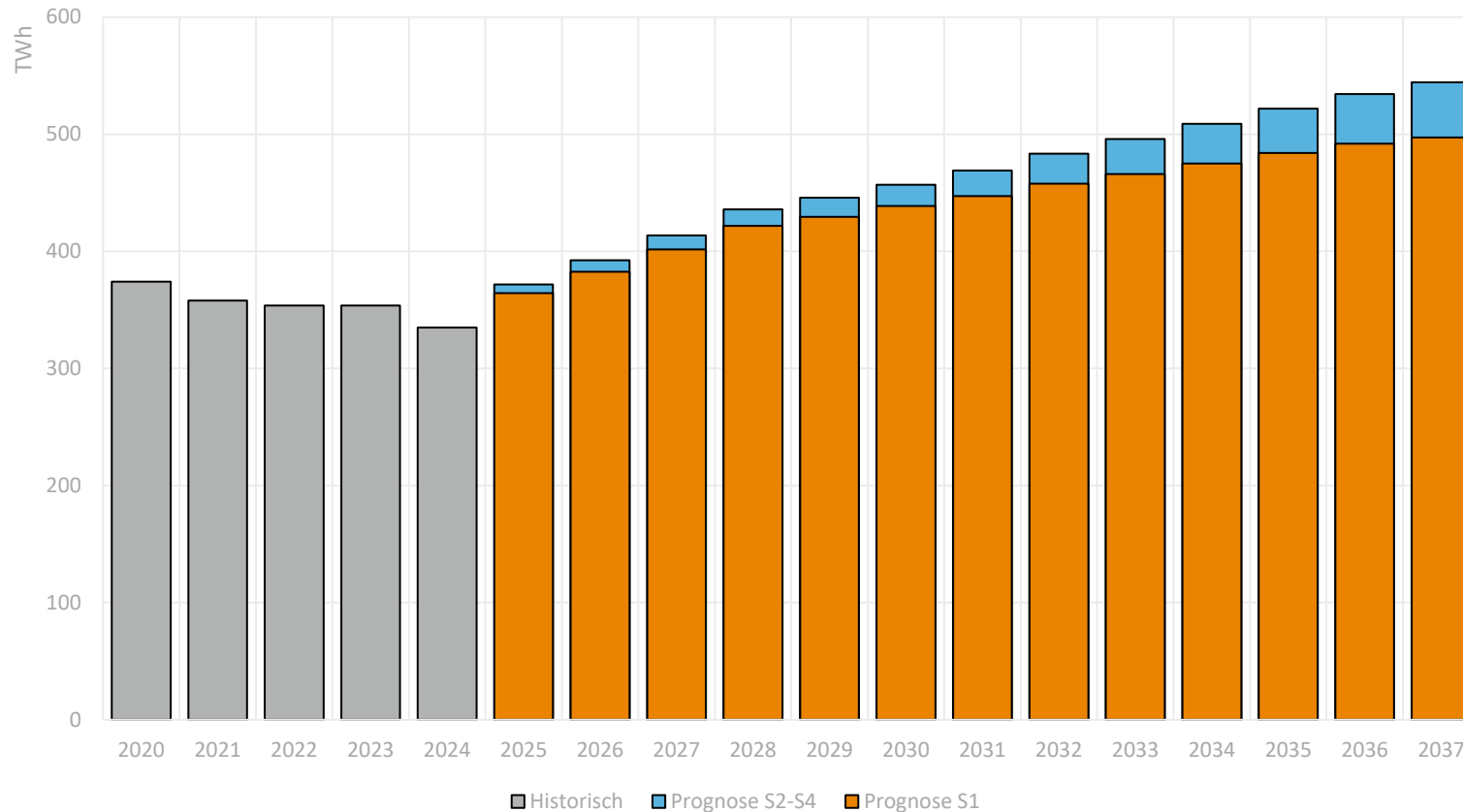


## Kommentar

- 90% der Ausschreibungserlöse werden ab IBN über 20 Jahre verteilt zur Senkung der Offshore-Netzzumlage verwendet
- 10% der Ausschreibungserlöse werden innerhalb eines Jahres nach Zuschlag fällig und werden zu gleichen Teilen für Meeresschutz und nachhaltige Fischerei verwendet

# Umlagebasis für Netzanbindungskosten

## Umlagebasis (TWh)



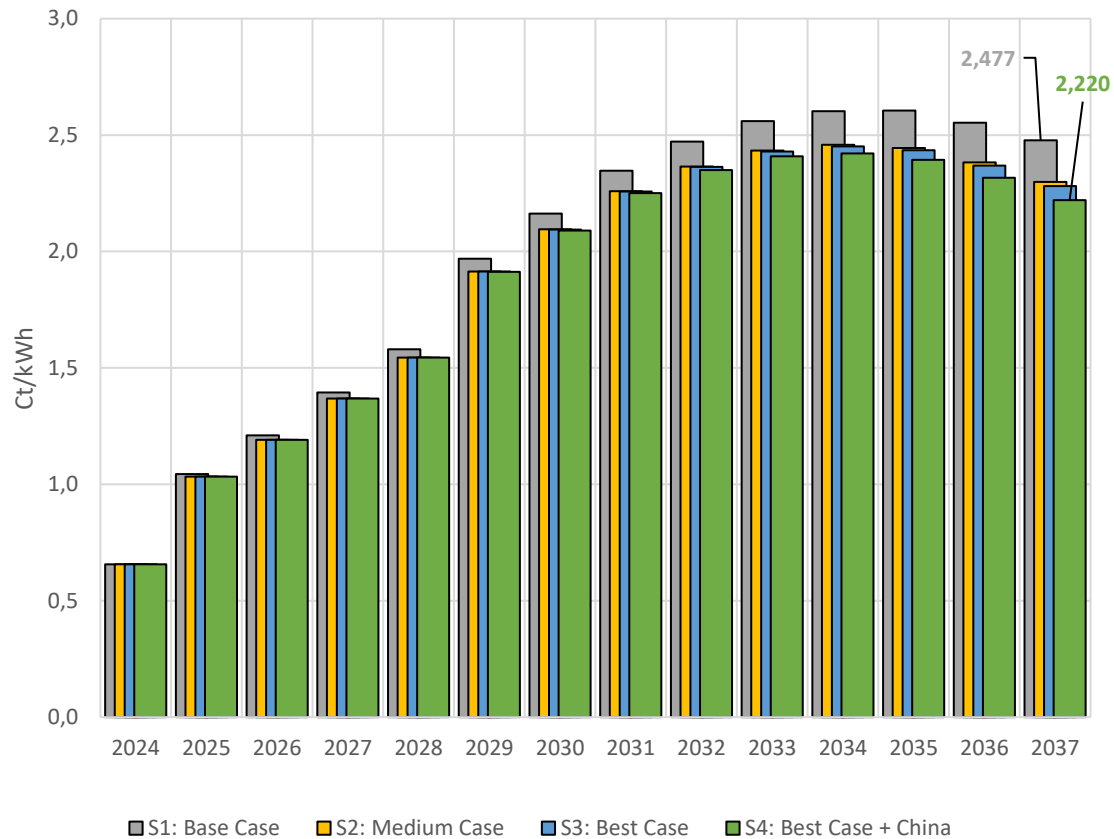
## Kommentar

- Anstieg der Umlagebasis (für Offshore-Netzumlage anzulegender Letztverbrauch) steigt gemäß enervis-Szenarien im Zeitverlauf
- Fortschreibung des durchschnittlichen relativen Anteils des anzulegenden Wertes am Bruttostromverbrauch
- Höhere Umlagebasis durch höheren Brutto-Stromverbrauch in Szenarien 2-4

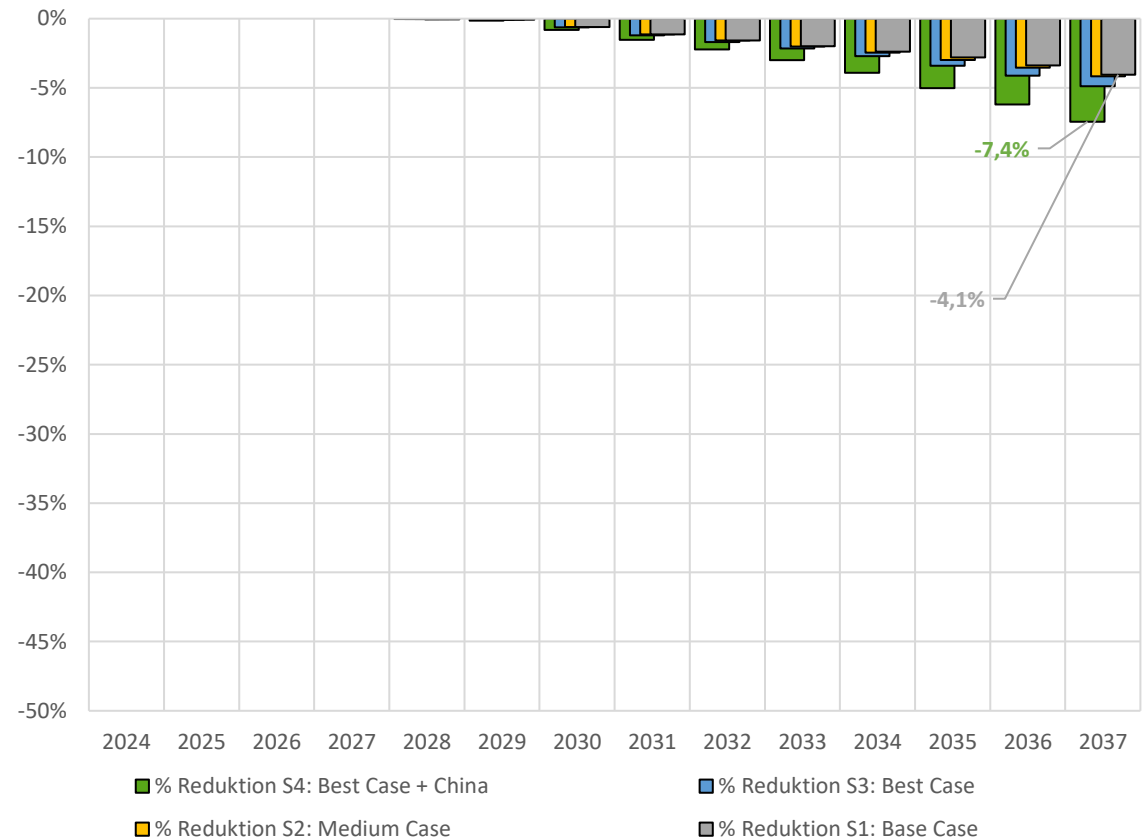
# Offshore Netzumlage inkl. Verrechnung 2. Gebotskomponente

Offshore Netzumlage steigt inkl. 2. Gebotskomponente von 0,656 ct/kWh in 2024 auf bis zu 2,477 ct/kWh in 2037 (+378%). Auch im Szenario 4 mit der höchsten 2. Gebotskomponente steigt die Umlage auf 2,220 ct/kWh

## Offshore Netzumlage inkl. Verrechnung 2. Gebotskomponente



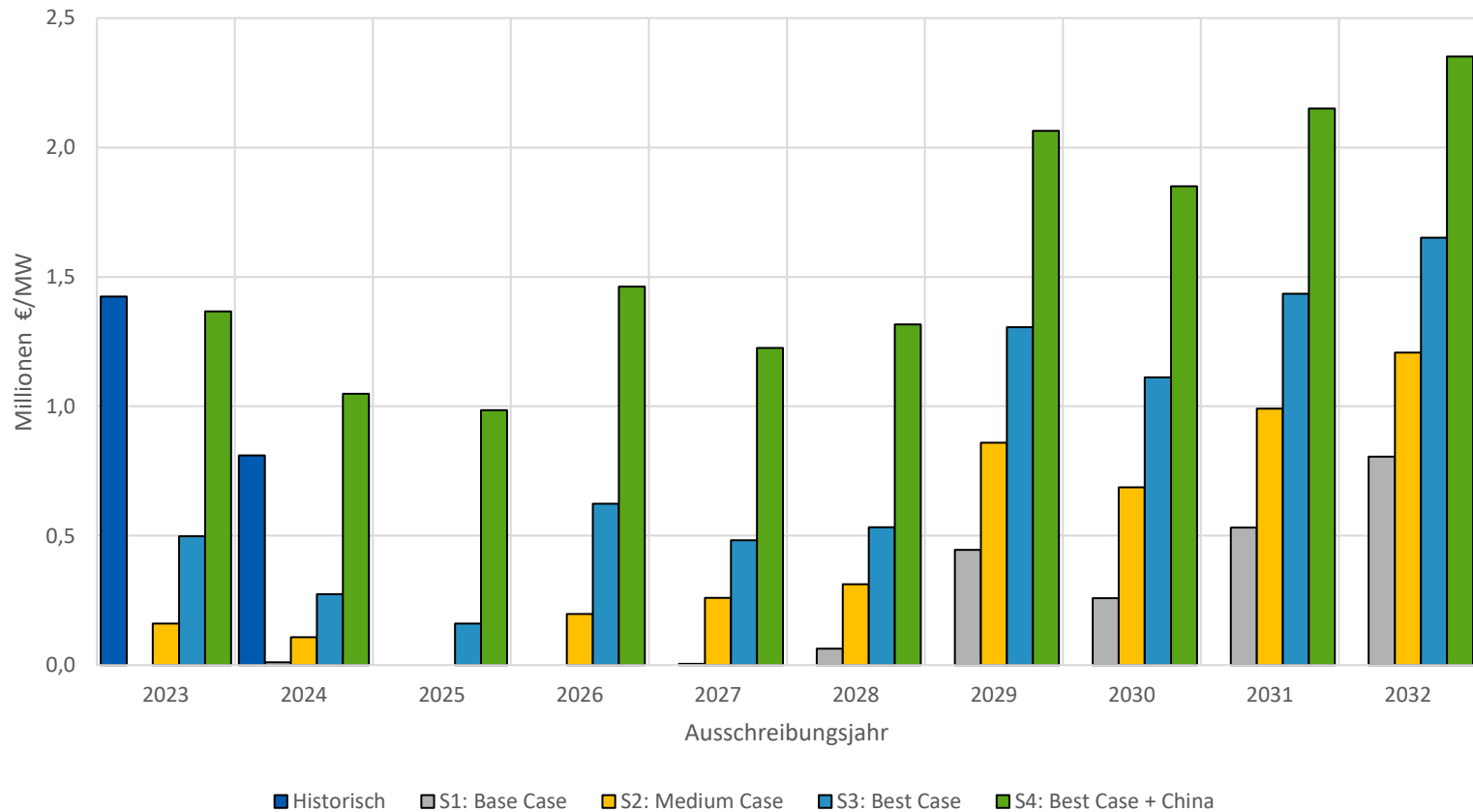
## % Reduktion durch Ausschreibungserlöse



### **3.) Schätzung der 2. Gebotskomponente und Effekte auf Preise von PPAs (Power Purchase Agreements, Direkte Stromabnahmeverträge)**

# Durchschnittliche Gebote je Ausschreibungsjahr je MW

## Durch. Ausschreibungserlöse je MW Historisch und Prognose

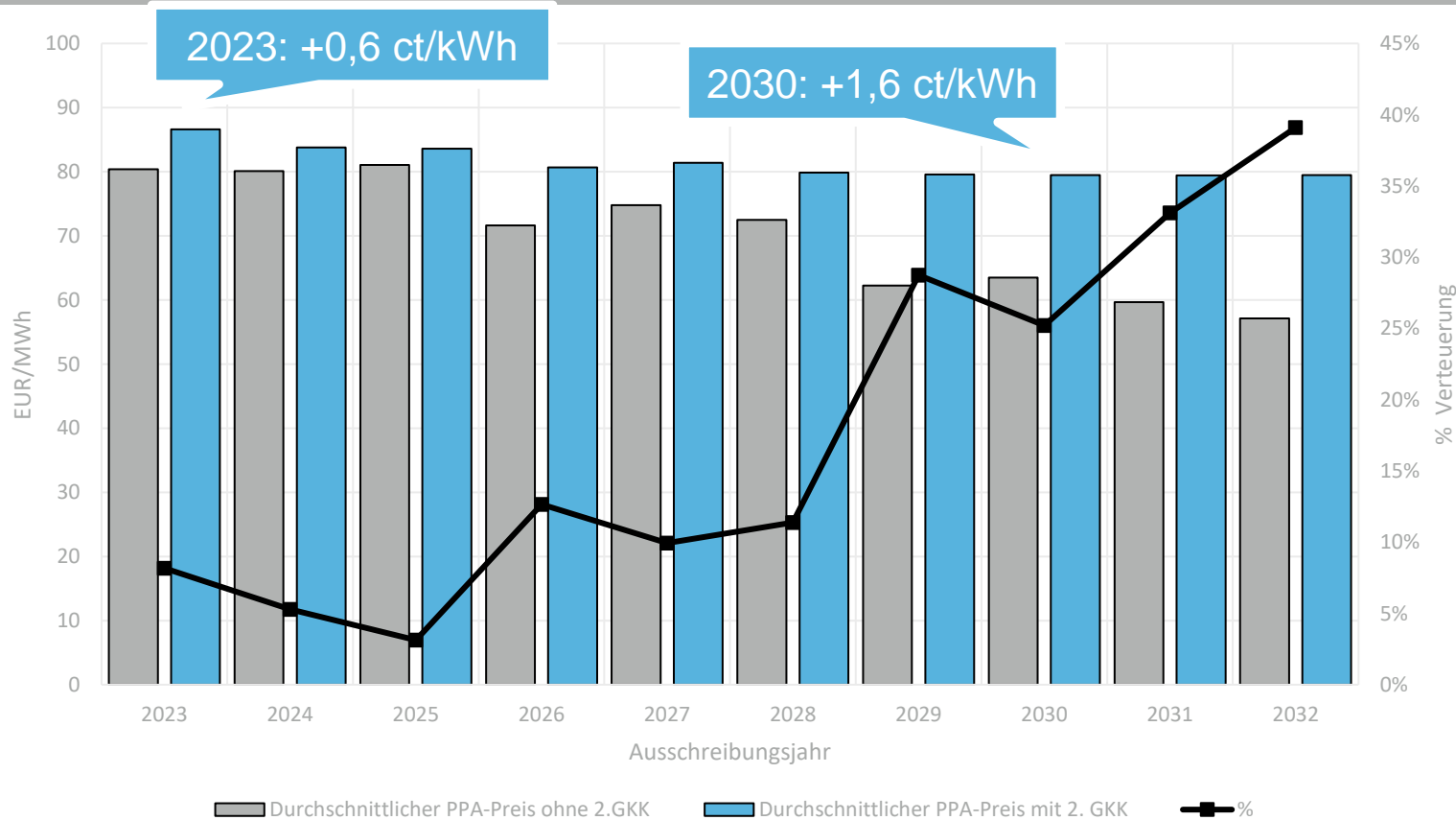


## Kommentar

- Hohe Bandbreite bzgl. Gebote zwischen den Szenarien durch starken Einfluss von VLS, CAPEX und erwarteten Strompreisen
- Höhe der hist. Gebote aus 2023 & 2024 erscheinen nur Gebotskalkulation auf Grundlage eines sehr optimistischen Szenarios (Best Case + China) rational

# Durchschnittliche PPA Preise mit und ohne 2. Gebotskomponente in Szenario 3 (Best Case)

## Durchschnittliche PPA-Preise (Nominal)

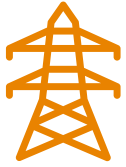


## Kommentar

- Die 2. Gebotskomponente führt zu zusätzlichen Kosten, die über höhere Preis für PPAs refinanziert werden müssen.
- In Szenario 3 erhöht sich der Preis für PPAs im **Durchschnitt aller Flächen um 13%**
- Die Ergebnisse sind jedoch sehr flächenspezifisch

## **4.) Zusammenfassung, Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen**

# Zusammenfassung und Schlussfolgerungen (1)

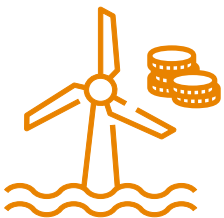


## Entwicklung der Netzkosten und der Offshore-Netzumlage

Die beim geplanten Ausbau von WaS umzulegenden erwarteten Netzanschlusskosten zwischen 2025 und 2037 belaufen sich auf **116 Mrd. €<sub>2024</sub>**.



Trotz eines erheblichen Anstiegs des Stromverbrauchs (als Umlagebasis für die Offshore-Netzumlage), und der bei der Realisierung der Windparkprojekte gegenzurechnenden Einnahmen aus der zweiten Gebotskomponente, führt dieses zu mehr als einer **Verdreifachung der Offshore-Netzumlage bis 2037**

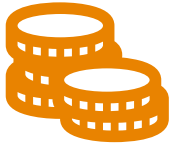


Die **Einnahmen aus der zweiten Gebotskomponente** sind mit **Unsicherheiten** verbunden, da beim heutigen Ausschreibungsdesign Gebote mit höheren Wahrscheinlichkeiten eines Projektabbruchs bevorzugt werden. Der Kostensenkungseffekt der Ausschreibungserlöse auf die Offshore-Netzumlage liegt bei **maximal 4,1 - 7,4% in 2037**.

Projektabbrüche führen dazu, dass

- ein Großteil der Einnahmen aus der zweiten Gebotskomponente ggf. nicht realisiert werden und
- die Gefahr einer Netzanbindung deutlich vor Inbetriebnahme der Windparks mit zusätzliche Kapital-/Finanzierungskosten für den Netzausbau gegeben ist.

# Zusammenfassung und Schlussfolgerungen (2)



## Aktuelles Gebotsdesign und Gebotshöhen

Die quantitativen Analysen zeigen, dass die historische Höhe der **Gebote von mehr als 1 Mio. € je MW** **aktuell ausschließlich bei einem optionsbasierten Bieten** erklärbar sind.

**Bevorzugung von wenigen finanzstarken Bietern** mit Möglichkeiten einer Risikodiversifizierung, die beim aktuellen Ausschreibungsdesign **optionsbasiert Gebote** abgeben.

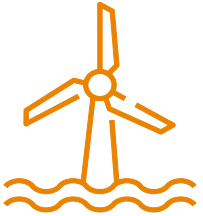


- **Kalkulation von optionsbasierten Geboten erfolgt nur auf Grundlage optimistischer Entwicklungen** hinsichtlich Erlöse auf den Strommärkten und Kosten der Umsetzung des Projektes. **Pessimistischere Entwicklungen gehen in die Kalkulation** der Gebote **nur mit den Kosten bei Abbruch des Projektes** nach Zuschlag und nicht mit den resultierenden Verlusten bei Fortführung des Projekts ein.
- Sind, wie im aktuellen **Ausschreibungsdesign**, die **Kosten des Abbruchs von Projekten gering** und die **vermeidbaren Kosten durch den Abbruch des Projektes bei pessimistischen Entwicklungen hoch**, haben bei **hohen Unsicherheiten** hinsichtlich der zukünftigen Kosten und Erlöse **ausschließlich optionsbasierte Gebote** eine **Zuschlagschance**.



Die **geringe Pönalzahlung bei Projektabbruch** (Kautions von 100 € je kW) und der **erst nach Inbetriebnahme des Windparks fällige Anteil von 90 % der zweiten Gebotskomponente** im aktuellen Ausschreibungsdesign führen einerseits zu **hohen optionsbasierten Geboten** und andererseits zu einer **hohen Wahrscheinlichkeit eines Abbruchs von Projekten nach erfolgreichem Zuschlag**.

# Empfehlungen zur Anpassung des Ausschreibungsdesign (1)



## Verringerung hoher Risiken für die ausbleibende / verzögerte Realisierung des Ausbaus Windenergie auf See

Hohe Abhängigkeit des tatsächlichen Ausbaus Windenergie auf See von sich realisierenden, optimistischen Entwicklungen verringern

- Erhöhung der Pönale für Projektabbruch (ggf. ergänzt durch Verschärfung von Präqualifikationskriterien)
- Verringerung der vermeidbaren Kosten bei Projektabbruch
- Verringerung der Unsicherheiten bei den erzielbaren Erlösen auf dem Strommarkt



## Stärkere Berücksichtigung der negative Folgewirkungen von Projektabbrüchen auf Finanzierung und Realisierung der erforderlichen Infrastruktur

Projektabbrüche schaden Planungssicherheit für die Netzanbindung der Windparks und führen zu zusätzlichen Kosten für die Finanzierung erst später erforderlicher Netzinfrastruktur

Risiken von Projektabbrüche gefährden Planungssicherheit und Finanzierungsmöglichkeiten des erforderlichen Aufbaus von Produktions- und Hafenkapazitäten

# Empfehlungen zur Anpassung des Ausschreibungsdesign (2)

## Anpassungen im Rahmen des aktuellen Ausschreibungsdesign



**Erhöhung der Kosten von Projektabbrüchen** im aktuellen Ausschreibungsdesigns **von zentraler Bedeutung**. Optionen:

- Erhöhung der Kautions (Stärkere Pönalisierung von Projektabbrüchen)
- Zahlung eines höheren Anteils der zweiten Gebotskomponente zeitnah nach Beuschlagung (**zur** Verringerung der vermeidbaren Kosten bei Projektabbruch)

**Negative Auswirkungen / Herausforderungen:**

- Hohe Finanzierungsanforderungen vor Inbetriebnahme der Windparks bevorzugen ebenfalls / weiterhin finanzstarke Bieter.

## Alternative Möglichkeiten zur Anpassung des Ausschreibungsdesigns



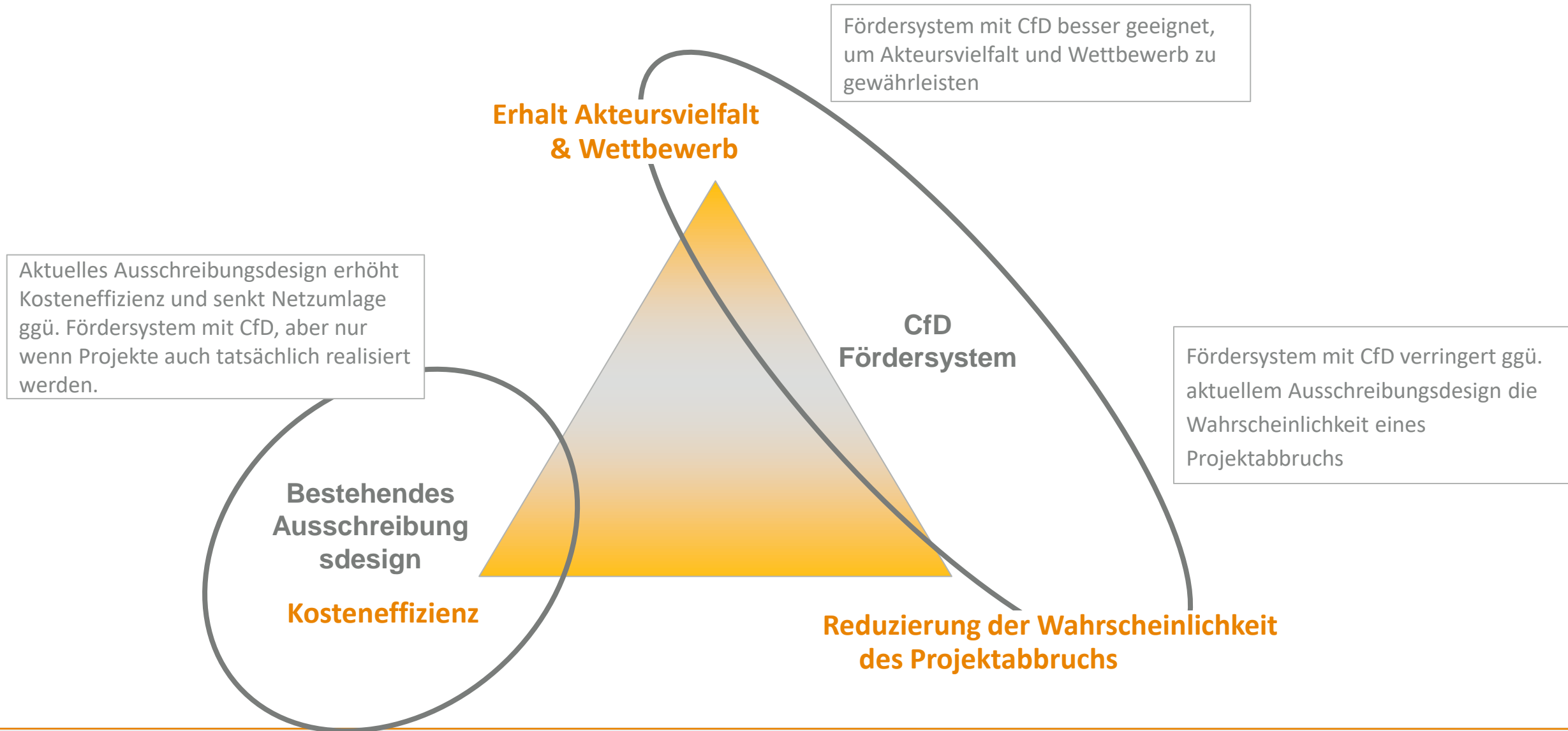
**Fördersystem mit zweiseitigem CfD kann das Risiko Projektabbruch minimieren**

- Unsicherheit hinsichtlich Strommarkterlösen deutlich reduziert
- Vermindert Unterschied zwischen Gebotshöhe von optionsbasiertes vs. Gebotshöhen auf tatsächlichen Erwartungswerten bei Realisierung der Projekte

**Angemessene Kautions und / oder fixe Zahlung nach Beuschlagung** (zur Finanzierung von Meeresschutz / Fischerei und eines Teils der Netzanschlusskosten) **zur Vermeidung von Projektabbrüchen unter Berücksichtigung der Zielkonflikte** weiterhin, aber im geringeren Ausmaß, **erforderlich**

- Akteursvielfalt & Wettbewerb
- Kosteneffizienz
- Wahrscheinlichkeit des Projektabbruchs

# Vergleich der Fördersysteme hinsichtlich des Zieldreiecks



## Über den Auftraggeber



Die gemeinnützige Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE ist seit 2005 ein überparteilicher, überregionaler und sektorenübergreifender Thinktank zur Entwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland und Europa. Sie ist Kommunikationsplattform für Akteure aus Politik, Wirtschaft und Forschung, dient dem Wissensaustausch und versteht sich als Ideengeber und Multiplikator. Dem Stiftungskuratorium gehören Unternehmen der verschiedenen Segmente der Offshore-Wind- und maritimen Wertschöpfungskette, Übertragungsnetzbetreiber, Banken und Versicherungen, Verbände sowie die für Offshore-Wind und Energie zuständigen Bundesministerien sowie deren Pendanten auf Landesebene an.



**Niedersächsisches Ministerium  
für Umwelt, Energie und Klimaschutz**

Die Studienbeauftragung erfolgte im Rahmen des durch das niedersächsische Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz geförderten Projektes „Grünes Wasserstoff aus Offshore Windenergie“, welches unter anderem die regulatorischen Rahmenbedingungen für Offshore Wind und deren Effektivität zum Erreichen der nationalen Ausbauziele analysiert.



enervis energy advisors GmbH  
Schlesische Str. 29-30  
10997 Berlin  
Germany  
Fon +49 (0)30 695175-0  
Fax +49 (0)30 695175-20

E-Mail [kontakt@enervis.de](mailto:kontakt@enervis.de)