

Erzeugernetzentgelte für Offshore-Windkraft

Neon · 3. Juni 2026 · BWO



Erzeugernetzentgelte für Offshore-Windkraft

Eine Studie der Neon Neue Energieökonomik GmbH

Im Auftrag des BWO – Bundesverband Windenergie Offshore e.V.

Diese Studie ist online verfügbar unter neon.energy/erzeugernetzentgelte-offshore

Neon Neue Energieökonomik ist ein energiewirtschaftliches Beratungsunternehmen mit Sitz in Berlin. Als Boutique sind wir seit 2014 spezialisiert auf anspruchsvolle quantitative und ökonomisch-theoretische Analysen rund um den Strommarkt. Mit Beratungsprojekten, Studien und Schulungen unterstützen wir Entscheidungsträger bei den aktuellen Herausforderungen und Zukunftsfragen der Energiewende. Zu unseren Kunden gehören Regierungen, Regulierungsbehörden, Netzbetreiber, Energieversorger und Stromhändler aus Deutschland und Europa.



KURZGUTACHTEN

Erzeugernetzentgelte für Offshore Wind

Warum Erzeugernetzentgelte für Wind auf See problematisch sind

Diese Studie ist online verfügbar unter neon.energy/erzeugernetzentgelte-offshore

Finale Version vom 3. Juni 2026

Im Auftrag von BWO - Bundesverband Windenergie Offshore e.V.

Autoren:

Ingmar Schlecht (schlecht@neon.energy)
Silvana Tiedemann (tiedemann@neon.energy)
Jonathan Mühlendorft (tiedemann@neon.energy)
Lion Hirth (hirth@neon.energy)

Neon Neue Energieökonomik GmbH
Schönleinstraße 31
10967 Berlin

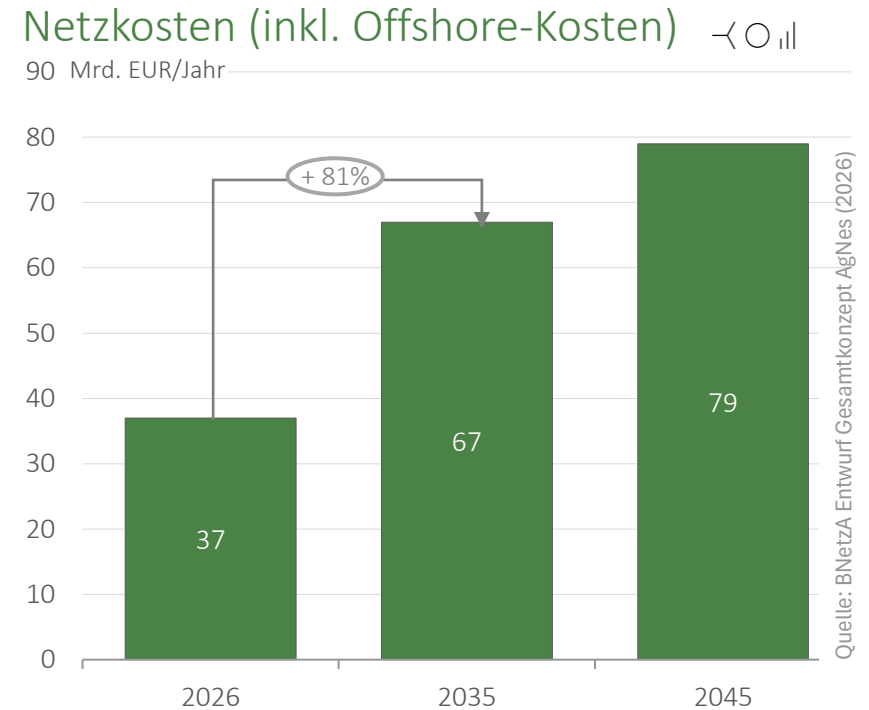
Hintergrund

Hohe Investitionen in Netzinfrasturktur geplant

- ca. 37 Mrd. im Jahr 2026
- Tendenz steigend

Netzkosten werden bisher ausschließlich von Verbrauchern getragen

- Umgelegt durch Netzentgelte
- Netzentgelte machen bis zu 1/3 des Strompreises für Endverbraucher aus



Der AgNes-Prozess

BNetzA arbeitet seit Mai 2025 an einer neuen Netzentgeltsystematik

- Neue Festlegung soll ab dem 1. Januar 2027 gelten

BNetzA erwägt die Ausweitung der Netzentgelte auf Erzeuger

- Ausführlich beschrieben in den Orientierungspunkten vom 17. Februar 2026
- Am 27. Mai 2026 Veröffentlichung der momentanen Überlegungen
- Klares Bekenntnis zur Erzeugerbeteiligung, denn „Erzeuger verursachen einen Großteil der Netzkosten“

BNetzA spricht von Netzentgelten für Einspeiser – wir von Erzeuger-Netzentgelten

- In Abgrenzung zu Speichern

The screenshot displays the official website of the Bundesnetzagentur (Federal Network Agency). The top navigation bar includes the agency's logo and name. The main content area is divided into two sections. The upper section, titled 'Einspeiseentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA', features a date '17. Februar 2026' and a sub-header 'Festlegungsverfahren AgNes'. It begins with a section '1. Einleitung' which states that the Federal Network Agency, pursuant to § 29 Abs. 1 EnWG, is proceeding with a procedure for the determination of the general system of electricity transmission charges (AgNes) in accordance with §§ 21, 21a EnWG, and that the procedure was opened on 12.05.2025. It further mentions the publication of a 'Diskussionspapier' (discussion paper) on the agency's website, which outlines the objectives and the first adaptation options sketched. The lower section, titled 'Hintergrundpapier', is dated '27. Mai 2026' and is headed 'BNetzA präsentiert erstmals ein Gesamtkonzept für zukünftige Netzentgelte Strom ab 2029'. It provides a 'Hintergrund und Motivation' (background and motivation) for the reform, stating that after an intensive discussion with all stakeholder groups, the agency is presenting its concept today. It notes that the reform aims to ensure that electricity transmission charges cover the costs of the electricity grid, which are estimated at around 37 billion EUR per year. The document also mentions that the reform will be implemented in two steps: first, the charges for electricity transmission will be reformed, and second, the charges for electricity distribution will be reformed. A large blue overlay box in the bottom right corner of the screenshot contains the text: 'Vorstellung Zwischenstand AgNes [GBK-25-01-1#3] Große Beschlusskammer Energie WebEx, 27. Mai 2026'.

Diskutierte Argumente *für* Erzeuger-Netzentgelte

Systemdienliche Anreize

Lokale Signale

- als Ersatz für standortbezogene Großhandelspreise
- Sowohl Dispatch- als auch Investitionsentscheidungen (regionale Steuerung)

Spitzenglättung

- um Einspeisung von Erzeugern zu glätten
- und so regionale Netzspitzen zu reduzieren

Verbreiterte Finanzierung

Erzeuger vs. Verbraucher

- „Erzeuger profitieren vom Netz und sollten daher ihren Anteil an den Kosten tragen“
- Argument verwechselt oft wer formal und wer tatsächlich zahlt

Prosumer vs. Verbraucher

- Prosumer sollten einen fairen Anteil der Netzkosten tragen

Grenzüberschreitende Kostenverteilung

- als Möglichkeit Netzausbaukosten von ausländischen Verbrauchern zurückzufordern

Drei Arten von Erzeuger-Netzentgelten

	Basis	Zeitliche Variation	Örtliche Variation	Höhe
Kapazitätspreis	Vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität (EUR/MW/a)	statisch (jährlich)	Bundeseinheitlich	4-7 EUR/kW/Jahr; Beispiel BNetzA : 5,5 €/kW/a
Baukosten-zuschuss (voraussichtl.)	Vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität (EUR/kW)	statisch (zum Investitionszeitpunkt feststehend)	Lokal	von Netzbetreiber festzulegen
Dynamischer Arbeitspreis	Erzeugung je Viertelstunde (EUR/kWh)	dynamisch (1/4 h)	Regional	Auf RD-Kosten basierend; Beispiel BNetzA : ± 10 -100 EUR/MWh

Stand der Überlegungen der BNetzA

Auf Basis des am 27. Mai 2026 präsentierten Gesamtkonzeptes

Kapazitätspreis als zentrales Element zur Beteiligung an Finanzierung

Einführung dynamischer Netzentgelte als zweiter Schritt

- Ab 2032
- aufbauend auf Erfahrung bei Speichern
- Offshore-Wind voraussichtlich ausgenommen

Folgefestlegung für BKZ

- geplantes Inkrafttreten 1. Januar 2029



Hintergrundpapier

27. Mai 2026

BNetzA präsentiert erstmals ein Gesamtkonzept für zukünftige Netzentgelte Strom ab 2029

Hintergrund und Motivation

Nach intensiver Diskussion mit allen Netznutzergruppen und einer öffentlichen Anhörung hat die Bundesnetzagentur heute in Bonn ihr Konzept vor, mit dem die Netzentgelte für die Strom- und Strom-Übertragungsnetzbetreiber ab 2029 auf die Netznutzer übertragen werden, hier um ein Volumen von ca. 37 Mrd. € Netzkosten im Jahr. Die Netzkosten eines Haushalts aus.

Die Präsentation fasst den vorläufigen Meinungsstand der Bundesnetzagentur zusammen. Vorausgegangen sind nach dem Auftakt am 2. und 3. Juni 2026 Expertenanhörungen und Konsultationen zu Einzelthemen. Es soll sich um einen Zwischenstand der Konsultation eines Festlegung der Netzentgelte handeln. Das Verfahren und auch der Meinungsbildungsprozess sind damit nicht abgeschlossen.

Die Reform der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNES) soll die Netzentgelte für alle Verbraucher aller Größen erstmals auch Erzeuger und regelt die Kosten der Netzbetreiber neu.

Eine förmliche Konsultation des vollständigen Entwurfs der Rahmenbedingungen voraussichtlich im Sommer 2026 und soll Ende 2026 abgeschlossen werden. In den folgenden Jahren weitere Folge-Festlegungen im Rahmen von AgNES.

Die Festlegung war nötig geworden, da aufgrund eines Urteils des Europäischen Gerichtshofs bestehende, gesetzlichen Vorgaben (aus der Stromnetzentgeltverordnung) aufgehoben werden mussten. Ohne die Neuordnung der Netzentgelte besteht Unsicherheit und keine klaren Spielregeln für die Entgeltbildung für die Netzbetreiber.

Durch die geplante Festlegung zum Jahresende 2026 sollen die Netzentgelte für die Netznutzergruppen und die Regelungen umzusetzen. Die Netznutzergruppen haben, die Regelungen umzusetzen. Die Netznutzergruppen haben, die Regelungen umzusetzen. Die Netznutzergruppen haben, die Regelungen umzusetzen.

Vorstellung Zwischenstand AgNes
[GBK-25-01-1#3]

Große Beschlusskammer Energie

WebEx, 27. Mai 2026

Ausgestaltung des Kapazitätspreises

Bundeseinheitlich ab 1. Januar 2029

- Grundlage: vertraglich vereinbarte Anschlusskapazität
- Keine frei bestellbare Kapazität wie bei Verbrauchern

Höhe 4–7 EUR/kW/Jahr

- Rechenbeispiel der BNetzA: Mittelwert 5,54 EUR/kW/a
- Steigende Tendenz über die Jahre

Rollierende Berechnung

- Über die fünf vorangegangenen Kalenderjahre
- Dämpft starke Schwankungen und Sprünge

Beispielhafte Berechnung des Kapazitätspreises

Berechnung Kapazitätspreis für volleinspeisende Erzeugungsanlagen							
	Ist-Werte				Plan-Werte		
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Zähler							
Grundkomponente (0,5 €/MWh * gesamte realisierte Erzeugung) in Mio. €	252	256	250	227	219	219	250
Regelenergiekosten ÜNB (häufig) in Mio. €	76	285	318	327	269	299	369
Verlustenergiekosten ÜNB (häufig) in Mio. €	214	193	286	628	779	463	415
Summe in Mio. €	542	733	854	1.182	1.267	980	1.034
Nenner							
Summe vertraglich vereinbarte Einspeisekapazitäten von Einspeisern >30 kW installierter Leistung in GW (hier installierte Nettonennleistung)	155	160	168	178	189	203	203
Jährlicher Kapazitätspreis in €/kW	3,50	4,58	5,08	6,63	6,71	4,83	5,10
Rollierender 5-Jahres-Mittelwert in €/kW							
2020-2024			5,38				
2021-2025				5,58			
2022-2026					5,65		
Durchschnitt aller rollierenden Werte in €/kW							5,54

Quelle: BNetzA 27. Mai 2026

Weitreichender Vertrauensschutz

Orientiert an § 118 Abs. 6 EnWG

20 Jahre keine Zahlung des jährlichen Kapazitätspreises (ab Inbetriebnahme)

Vertrauensschutz gilt für

- Bestandsanlagen
- in Ausschreibungen bezuschlagte und fristgerecht realisierte Anlagen und
- Anlagen, für die i) vor dem Inkrafttreten der Festlegung (voraussichtlich zum 1. Januar 2027) eine endgültige Investitionsentscheidung getroffen wurde und (ii) bis zum 4. August 2029 in Betrieb genommen werden

Gilt nur für Netzentgeltskomponenten „mit Finanzierungsfunktion“ (BKZ + Kapazitätspreis)

- BNetzA plant die Einführung von dynamischen Netzentgelten im Bestand (außer für Offshore)

Diese Studie

Analyse der Wirkung von Erzeugernetzentgelten

- auf **Anreize**: Können systemdienliche Verhaltensweisen angereizt werden?
- auf **Stromerzeugungskosten**: Wie sind Stromerzeugungskosten betroffen?
- auf **Verteilungswirkung**: Wer trägt die Kosten (wirklich)?

Parallele Debatte zur Netz-EE-Synchronisierung im BMWF

- Hier nicht berücksichtigt
- Vorschläge wenig bis gar nicht mit AgNes-Reform abgestimmt
- Risiko widersprüchlicher Regelungen

Anreizwirkung von Erzeugernnetzentgelten

Mögliche Anreize von Erzeugernetzentgelten

Investitionsanreize – für künftige Anlagen

- (1) **Standortanreize:** An netzdienlichen Orten Erzeugungsanlagen errichten
- (2) **Auslegungsanreize:** Erzeugungsanlagen auf ein systemdienliches Einspeiseprofil auslegen

Betriebliche Anreize – für bestehende und künftige Anlagen

- (3) **Netzdienlicher Betrieb:** Vermeidung von Redispatch

Standortanreize

Internalisierung der Netzkosten

- Intention: Regionen mit hohen Netzausbau- und Redispatch-Kosten vermeiden
- Erzeugernetzentgelte können diese Kosten für Investoren „spürbar“ werden lassen

Örtliche Differenzierung notwendig

- Kapazitätspreis ist bundeseinheitlich vorgesehen – keine Lenkungswirkung
- Baukostenzuschuss und dynamische Netzentgelte wären lokal differenziert

Aber: Offshore-Standorte sind vorgegeben

- Flächenentwicklungsplan legt Standorte zentral fest
- Alle auktionierten Flächen sollen bebaut werden

➔ Standortsteuerung durch Erzeugernetzentgelte weder sinnvoll noch möglich für Offshore

Anreize auf Auslegung der Windparks

Ziel von Auslegungs-Anreizen

- Anlagenwahl und Parklayout systemdienlich beeinflussen
- Bessere Ausnutzung des Netzanschlusses

Netzanschluss nicht frei wählbar

- Anschlusskapazität der Flächen ist staatlich vorgegeben und folgt Standardgrößen für Offshore-Netzanbindungen
- Frei wählbare reduzierte Bestelleistung wäre volkswirtschaftlich unsinnig: Unternutzung des Anschlusses
- Annahme daher: Kapazitätspreis und Baukostenzuschuss beziehen sich auf vorgegebene Netzkapazität

Anreize auf Auslegung: Kapazitätsentgelte

Pauschaler Kostenfaktor

- Bei gegebenem Netzanschluss wirkt der Preis wie eine Pauschale, die die Fixkosten erhöht
- Verringerung der genutzten Anschlussleistung nicht möglich

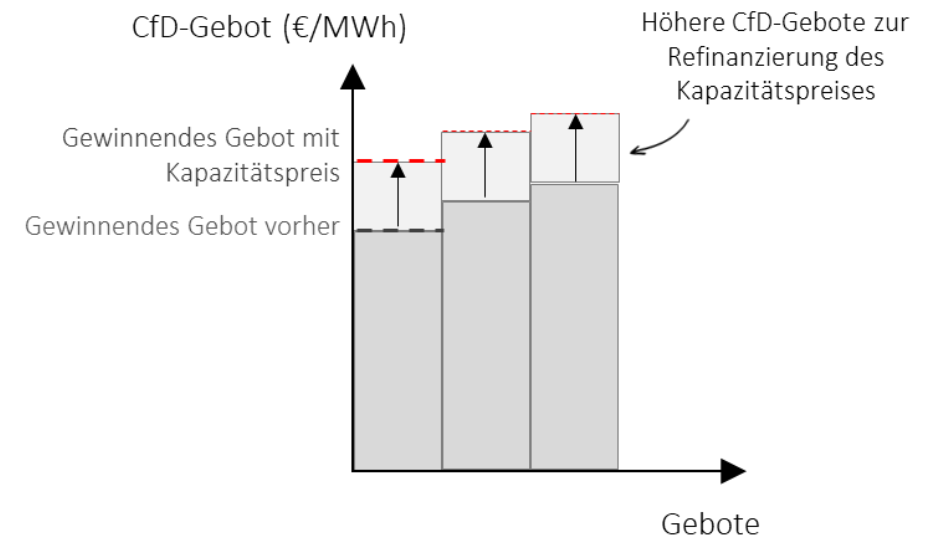
Höhere CfD-Gebote

- Kapazitätspreis wird in CfD-Gebote (strike prices) eingepreist
- Refinanzierung abhängig von erzeugter Energie (CfD-Gebot ist in €/MWh)

Anreiz zur Überbauung

- Höheres CfD-Gebot erhöht Anreiz zu Anlagen mit hoher Energieausbeute
- Optimum verschiebt sich, da nun zusätzlicher Energieertrag mit dem höheren CfD-Gebotspreis vergütet wird
- Kann auch ineffizient hohe Überbauung anreizen: Wenn CfD-Gebotswerte oberhalb des erwarteten Marktpreises

Auswirkungen von Kapazitätspreis auf CfD-Gebote



Anreize auf Auslegung: Dynamisches Netzentgelt

Wirkung über Schwachwindoptimierung

- Dynamische Netzentgelte würden vor allem bei Starkwind anfallen – der geht oft mit Engpässen einher
- Erzeugung bei Schwachwind gewinnt relativ an Wert → Auslegungsanreiz zum Invest-Zeitpunkt, falls erwartbar

Begrenzte Handlungsmöglichkeiten

- Nur kleine Auswahl an Offshore-Turbinen verfügbar
- Jedoch gewisser Spielraum beim Parklayout

Verlässlichkeit fehlt – für Investitionsanreiz elementar

- Anreiz müsste prognostizierbar und langfristig stabil sein
- Dynamisches Entgelt unterliegt hoher regulatorischer Unsicherheit – Hedging nicht möglich

Netzdienlicher Betrieb: Intendierte Anreize

Dynamischer Arbeitspreis

- In Stunden mit Engpässen: Hohes Erzeugernetzentgelt im Norden → Abregelung
- In engpassfreien Stunden: Kein dynamisches Netzentgelt
- Intention: Vermeidung von Redispatch durch Vorwegnahme

Die Stärken von dynamischen Netzentgelten liegen bei Speichern und Lasten

- Diese sind heute nicht im Redispatch integriert
- Variable Kosten dort nicht zuverlässig regulatorisch abschätzbar
- Dynamische Netzentgelte könnten diese ins Engpassmanagement integrieren

Redispatch für Offshore funktioniert

Effizientes Instrument existiert bereits: Redispatch 2.0

- Löst genau das Problem, was dynamischer Arbeitspreise adressieren
- Große, professionell geführte Offshore-Parks stehen zuverlässig für Redispatch bereit

Vorteile von Redispatch 2.0

- Abgeregelte Leistung genau steuerbar
- Zielgerichtet auf Basis von Sensitivität auf den Engpass

Dynamisches Netzentgelt: keine feine Steuerung

Wirkt wie ein Ein-/Aus-Schalter

- Dyn. Entgelt wird *vor* dem Day-Ahead-Markt festgelegt
- „Richtiger“ Wert hängt aber vom Marktergebnis ab

Merit-Order verläuft in großen Stufen

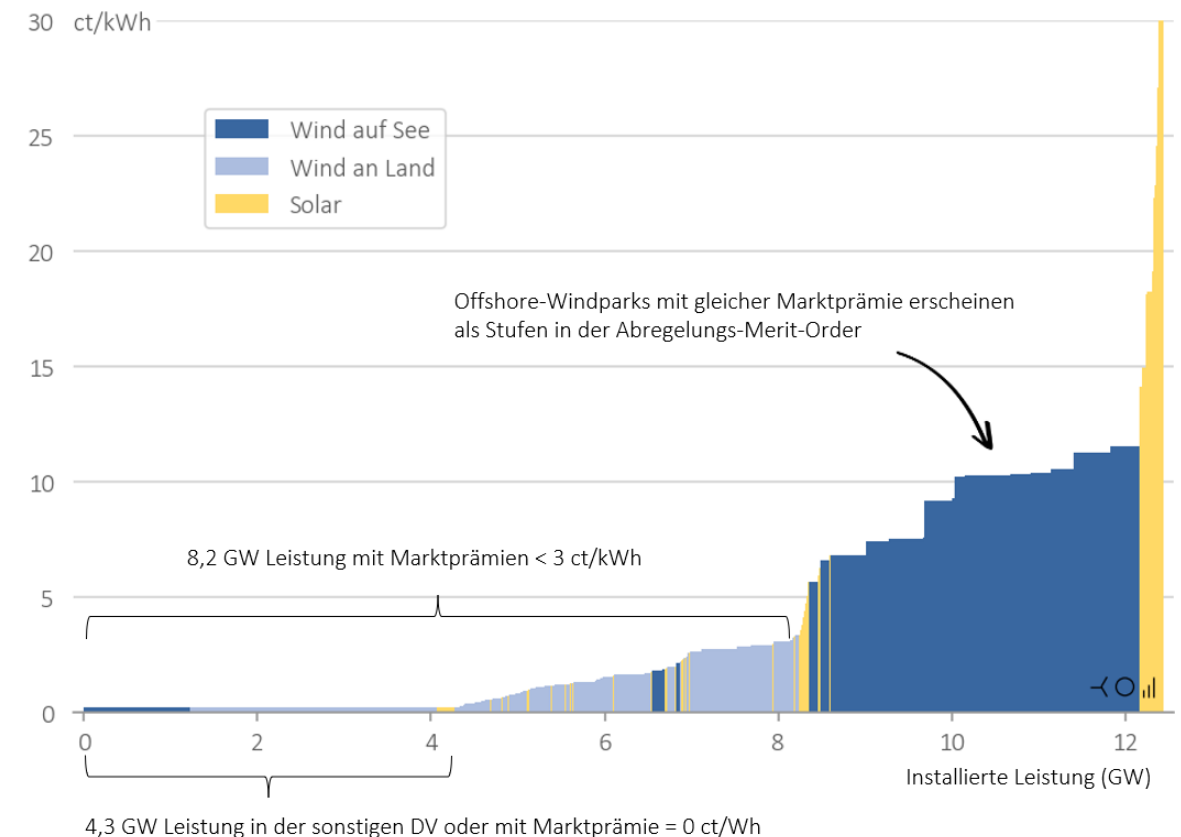
- Geförderte EE-Anlagen haben Grenzkosten nahe Null
- Schon kleines Entgelt regelt schlagartig Gigawatt ab

Teilabrufe prinzipiell nicht möglich

- Redispatch 2.0 regelt sogar Teilleistungen einzelner Parks
- Ein dynamisches Netzentgelt kann nur „ganz oder gar nicht“

Kippt zwischen Unter- und Übersteuerung

Abregelungs-Merit-Order in Nordwest-Niedersachsen (modelliert)



Stromerzeugungskosten

Auswirkungen von Erzeugernetzentgelten

Methodik

Zielgröße: Veränderung Einfluss auf Gebotspreise an beispielhaften Standorten

- Annahmen zu CAPEX, OPEX, WACC, Betriebsdauer
- Zeitreihen zu Strompreisen, Erzeugungs- und Engpassprofilen für 2025

Fraunhofer ISE 2024 *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*

Investitionskosten	3400 €/kW
Betriebs- und Wartungskosten	39 €/kW
Fremdkapital:Eigenkapital	70:30
WACC real	6 %
Eigenkapitalrendite real	8,1 %
Fremdkapitalzinssatz (real)	5,1 %

Methodik

Zielgröße: Veränderung Einfluss auf Gebotspreise an beispielhaften Standorten

- Annahmen zu CAPEX, OPEX, WACC, Betriebsdauer
- Zeitreihen zu Strompreisen, Erzeugungs- und Engpassprofilen für 2025

Drei Wirkungskanäle auf Stromgestehungskosten

- die Zahlungen selbst („direkte Kosten“)
- über höhere Kapitalkosten (Unsicherheit verschlechtert das FK:EK-Verhältnis oder erhöht die EK-Rendite)
- über geringere Vollbenutzungsstunden

Instrument	Direkte Kosten	Zusätzliche indirekte Auswirkung auf WACC
Baukostenzuschuss	100 €/kW einmalig	- Entspricht 3 Prozentpunkten weniger FK
Kapazitätspreis	5,54 €/kW/Jahr	+0,1 Prozentpunkte
Dynamisches Einspeisenetzentgelt	1 bzw. 10 ct/kWh	+0,5 Prozentpunkte Entspricht 17 Prozentpunkten weniger FK

Methodik

Zielgröße: Veränderung Einfluss auf Gebotspreise an beispielhaften Standorten

- Annahmen zu CAPEX, OPEX, WACC, Betriebsdauer
- Zeitreihen zu Strompreisen, Erzeugungs- und Engpassprofilen für 2025

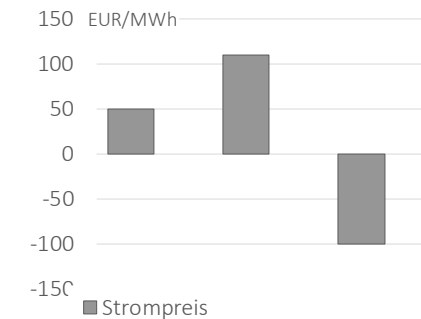
Drei Wirkungskanäle auf Stromgestehungskosten

- die Zahlungen selbst („direkte Kosten“)
- über höhere Kapitalkosten (Unsicherheit verschlechtert das FK:EK-Verhältnis oder erhöht die EK-Rendite)
- über geringere Vollbenutzungsstunden

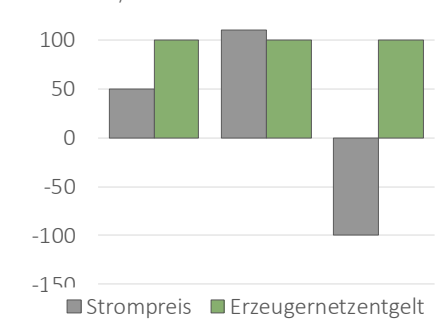
Auswirkung von Erzeugernetzentgelten auf Dispatch

- Erhebung von Einspeisenentgelt immer wenn Netzenspässe vorliegen
- Einpreisung in Day-Ahead-Gebote → Abregelung bei $P < \text{Netzentgelt}$

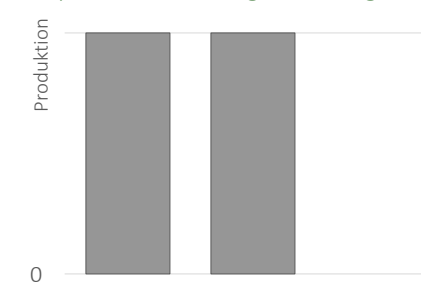
Strompreis



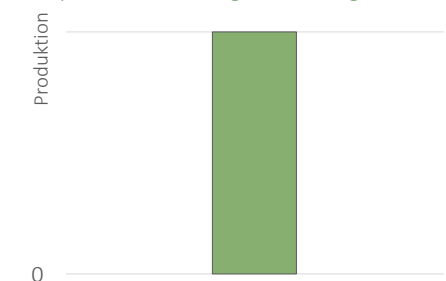
Strompreis und Erzeugernetzentgelte
150 EUR/MWh



Dispatch ohne Erzeugernetzentgelt



Dispatch mit Erzeugernetzentgelt



Effekt dynamischer Netzentgelte auf Einspeisung

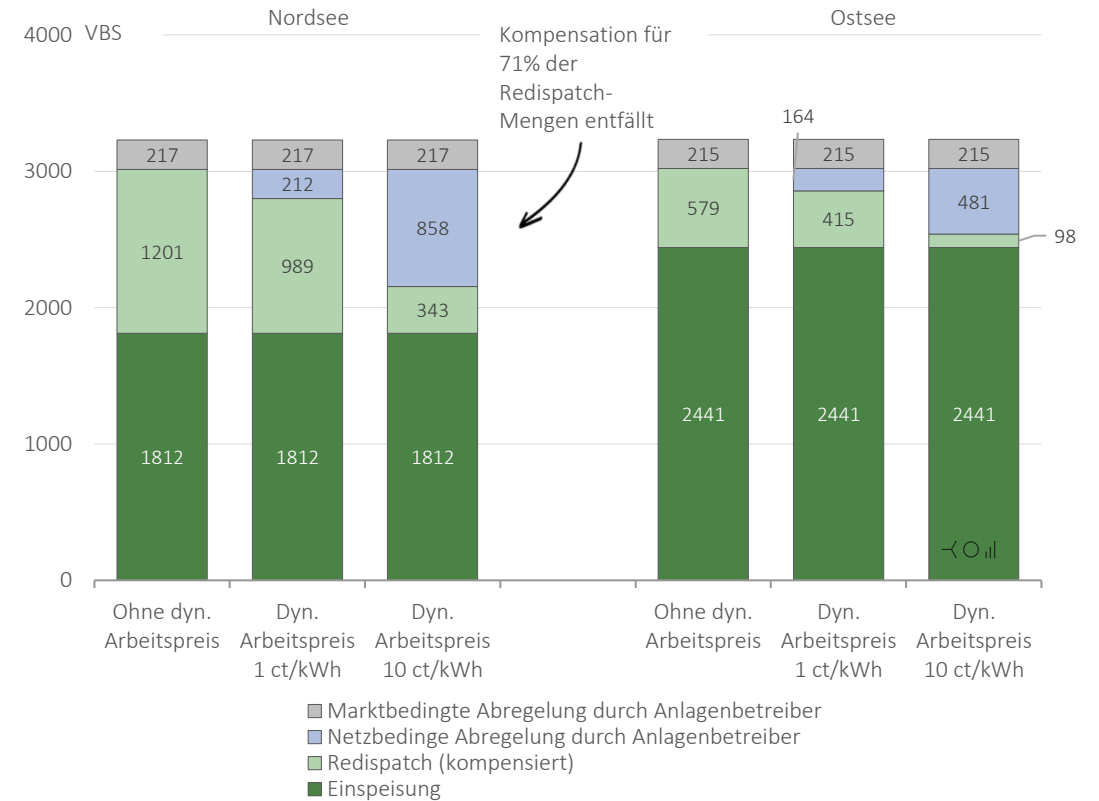
Arbeitspreis von 1 cent/kWh

- Zusätzliche „marktbedingte“ Abregelung in ähnlichem Umfang wie jetzige Abregelung bei negativen Preisen

Arbeitspreis von 10 cent/kWh

- Abregelungsbedarf durch Netzbetreiber entfällt zum Großteil (aber nicht vollständig)
- Entspricht aber Wegfall der RD-Vergütung zu bis zu 70%

Effekt dynamischer Erzeugernetzentgelte auf Einspeisung



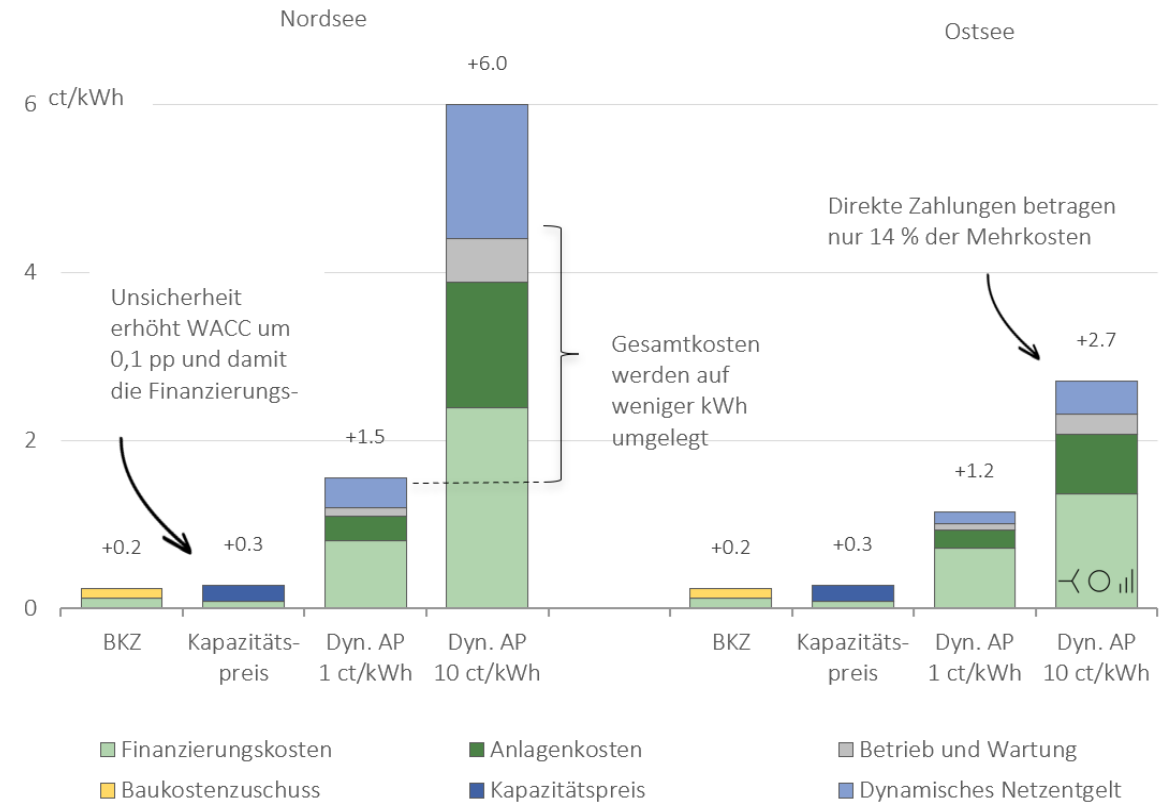
Stromgestehungskosten

Dynamischer Arbeitspreis besonders problematisch

- Gesamtkosten werden auf weniger kWh umgelegt
- Bis zu +6 ct/kWh am Nordsee-Standort bei 10 ct/kWh NE
- Wirkung steigt mit der Engpasshäufigkeit am Standort
- Belastung ex ante kaum prognostizierbar

Auswirkungen des Kapazitätspreis und BKZ moderater

- Kapazitätspreis: +0,3 ct/kWh
- jährliche Neuberechnung mit steigender Tendenz schafft Unsicherheit
- Baukostenzuschuss: +0,2 ct/kWh
- Mehrkosten erhöhen Investitionsvolumen



Verteilungswirkung

Wer trägt die Kosten?

Verteilungswirkungen

Ökonomische Inzidenz: Wer trägt die Kosten?

- Unabhängig von formaler Inzidenz

Unterscheidung nach Projektstatus

- Bestand & nach finaler Investitionsentscheidung
- Projekte vor finaler Investitionsentscheidung
- Künftige Projekte

Erzeugernetzentgelte im Bestand

Kurzfristig trägt der Anlagenbetreiber die Kosten

- Retroaktiver Eingriff in bereits getätigte Investitionen
- Investition wurde im Vertrauen auf bisherigen Regulierungsrahmen getätigt

Vertrauensverlust erhöht Finanzierungskosten künftiger Projekte

- Mehrkosten für den Staat bei künftigen Auktionen
- Wirkung weit über Offshore hinaus, z. B. beim Kapazitätsmarkt

Bezuschlagte Projekte vor Investitionsentscheidung

- Risiko der Nichtrealisierung steigt, zudem auch hier retroaktiver Eingriff

➔ Ausnahme von Bestand und bei bezuschlagten Auktionen ist sinnvoll

Erzeugernetzentgelte bei künftigen Auktionen

Höhere CfD-Gebote

- Mehrkosten treffen alle Bieter, Gebote verschieben sich nach oben
- Selbst ex ante bekannter BKZ schafft Refinanzierungsunsicherheit, da Energiemengen des CfD ex ante unklar

Belastung des EEG-Kontos

- Höhere Differenzkosten gehen zulasten des Bundeshaushalts
- Gebotshöchstwerte müssten entsprechend angehoben werden

Netzfinanzierung über Umweg

- Faktisch Netzfinanzierung aus dem Haushalt über Offshore-Wind
- Umweg verursacht durch Unsicherheit echte Mehrkosten

Dynamisches Entgelt verändert Großhandelspreise

Höhere Großhandelspreise

- Betreiber preisen Entgelte in ihre Marktgebote ein
- Redispatch-Kosten sinken, Großhandelspreise steigen

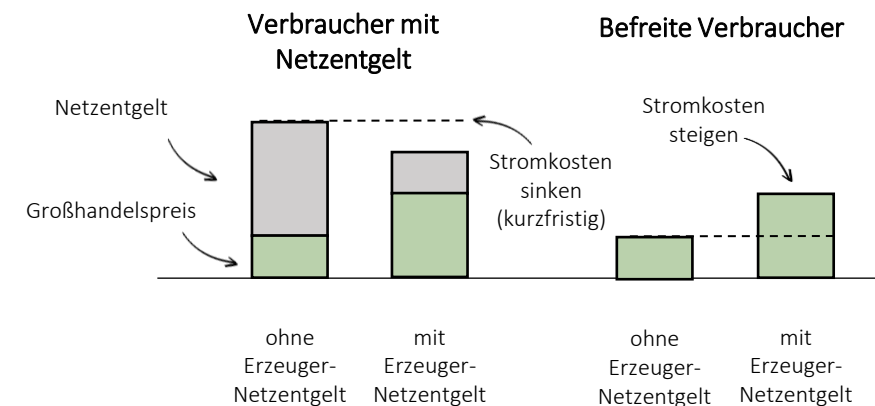
Mehrbelastung der Industrie

- Stromintensive Industrie trifft der Preisanstieg direkt
- Von sinkenden Netzentgelten profitiert sie kaum

Kaum Kostentragung durch Ausland

- Nur wenn Deutschland exportiert und Offshore preissetzend ist
- Entgelt verringert die Exportposition zusätzlich

Auswirkungen auf unterschiedliche Verbrauchertypen (schematisch)



Fazit

Fazit

Kaum Anreizwirkung

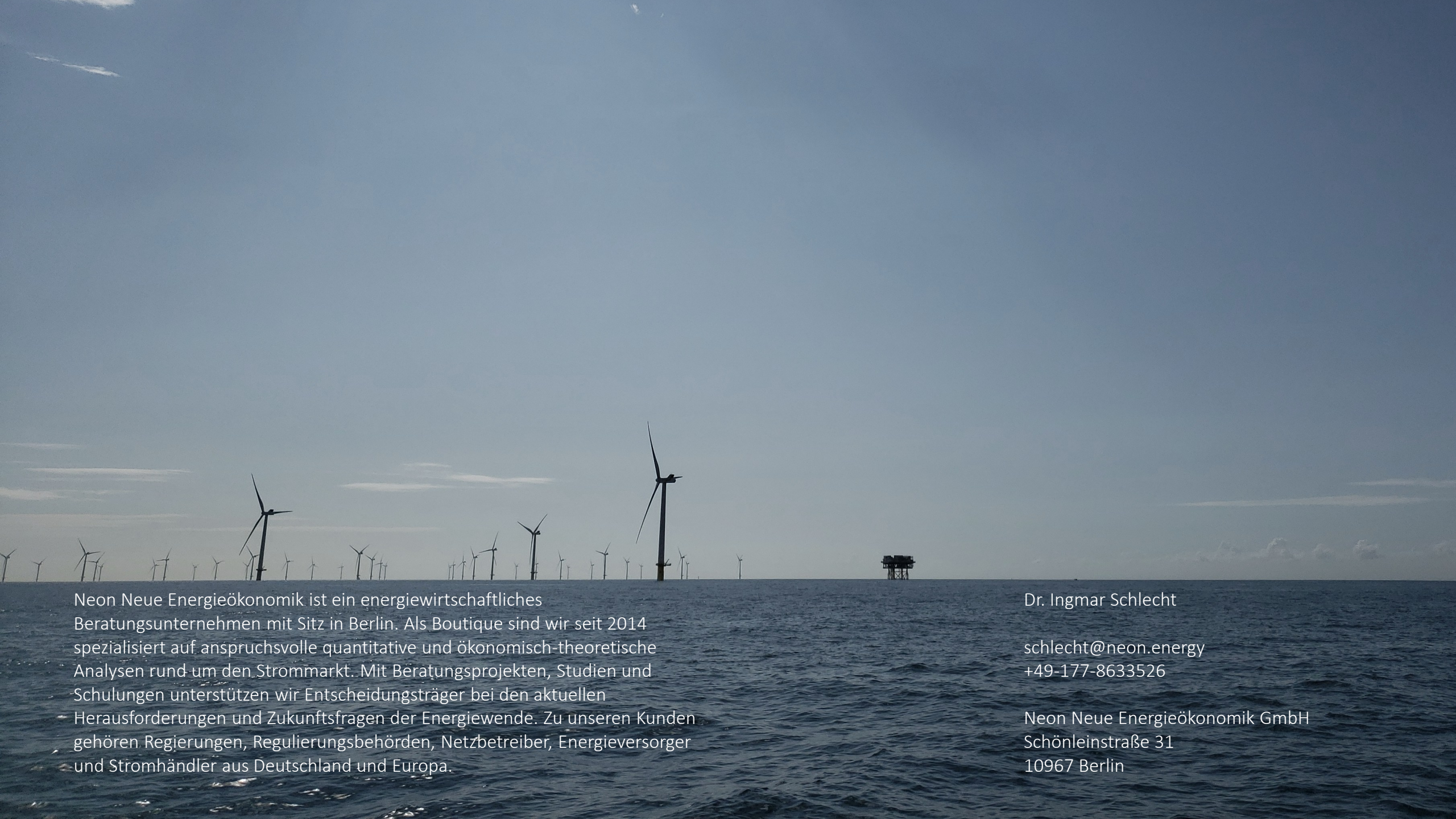
- Standort und Auslegung von Offshore Wind lassen sich mit Erzeugernetzentgelten im aktuellen Rahmen nicht sinnvoll steuern
- Redispatch 2.0 löst das Engpassproblem bereits effizienter

Belastung des Bundeshaushalts größer als Netzkostenbeitrag

- Erzeugernetzentgelte erhöhen Gestehungskosten signifikant, über das eigentliche Netzentgelt hinaus
- Mehrkosten verschieben sich über CfDs in den Bundeshaushalt

Geplante Ausnahmen der BNetzA sinnvoll

- Alle Bestandsanlagen grundsätzlich ausnehmen für Vertrauensschutz
- Dynamischer Arbeitspreis für Offshore Wind nicht sinnvoll
- Höhe des Kapazitätspreises bleibt jedoch ein Kostenrisiko

A wide-angle photograph of an offshore wind farm. Numerous wind turbines are visible as dark silhouettes against a pale, overcast sky. The turbines are distributed across the horizon line, with some appearing larger than others due to perspective. The sea is dark and textured with small waves. The overall mood is serene and industrial.

Neon Neue Energieökonomik ist ein energiewirtschaftliches Beratungsunternehmen mit Sitz in Berlin. Als Boutique sind wir seit 2014 spezialisiert auf anspruchsvolle quantitative und ökonomisch-theoretische Analysen rund um den Strommarkt. Mit Beratungsprojekten, Studien und Schulungen unterstützen wir Entscheidungsträger bei den aktuellen Herausforderungen und Zukunftsfragen der Energiewende. Zu unseren Kunden gehören Regierungen, Regulierungsbehörden, Netzbetreiber, Energieversorger und Stromhändler aus Deutschland und Europa.

Dr. Ingmar Schlecht

schlecht@neon.energy
+49-177-8633526

Neon Neue Energieökonomik GmbH
Schönleinstraße 31
10967 Berlin