



STROMPREISWIRKUNG DER FINANZIELLEN GEBOTSKOMPONENTE VORLÄUFIGE ERGEBNISSE

28. APRIL 2022

Dominik Huebler (Associate Director)

Dr. Clemens Koenig (Principal)

Nina Schnyder (Economic Analyst)

Leonie Janisch (Economic Analyst)

VERTRAULICHKEIT

Die Branchen unserer Kunden sind durch sehr starken Wettbewerb gezeichnet und die Wahrung der Vertraulichkeit im Hinblick auf Pläne und Daten unserer Kunden ist entscheidend. NERA Economic Consulting wendet daher konsequent interne Maßnahmen zur Geheimhaltung an, um die Vertraulichkeit aller Informationen des Kunden zu schützen.

Unsere Branche ist gleichfalls sehr wettbewerbsintensiv. Wir sehen unsere Herangehensweisen und Einblicke als unser geistiges Eigentum und verlassen uns auf unsere Kunden, unsere Interessen an unseren Vorschlägen, Präsentationen, Methodologien und analytischen Techniken zu schützen. Unter keinen Umständen darf dieses Material ohne die vorherige schriftliche Zustimmung von NERA Economic Consulting mit irgendeiner dritten Partei geteilt werden.

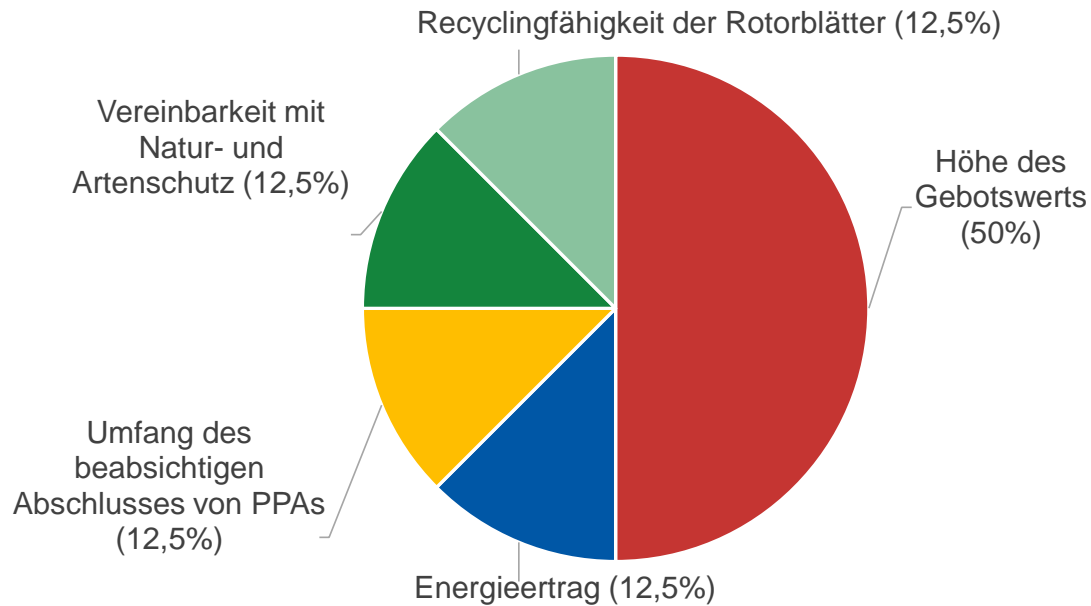
© NERA Economic Consulting

Einführung und Kontext

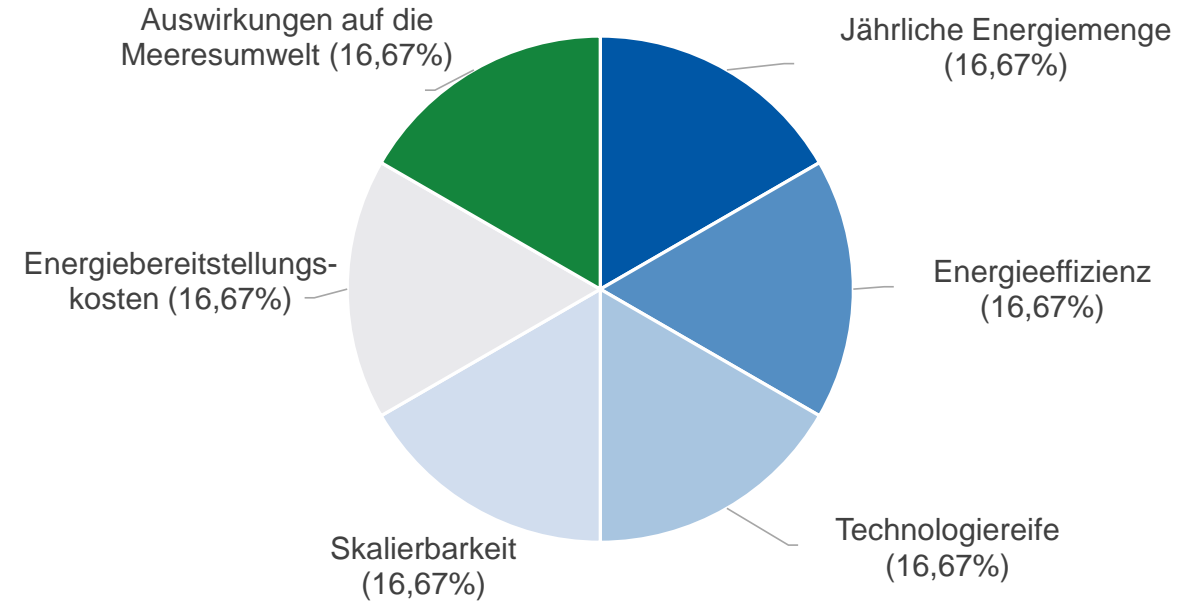
- Der WindSeeG-Entwurf sieht zwei Ausschreibungsmodelle für die Windkraft auf See vor:
 - Ausschreibungen für **zentral voruntersuchte Flächen**, bei denen Bieter um Differenzverträge (CfDs) konkurrieren. Alleiniges Vergabekriterium ist hierbei der Gebotswert
 - Ausschreibungen für **nicht-zentral voruntersuchte Flächen**, bei denen Bieter um das Flächenentwicklungsrecht konkurrieren (ohne betriebliche Beihilfen wie CfDs). Die Vergabe erfolgt aufgrund einer Reihe von quantitativen und qualitativen Kriterien, wobei einer finanziellen Gebotskomponente das höchste Gewicht zukommt
- NERA untersucht im Auftrag des BWO die Strompreiswirkung der finanziellen Gebotskomponente, wie sie im aktuellen Gesetzesentwurf vorgesehen ist
- Diese Folien stellen erste **vorläufige** Ergebnisse dar

Das WindSeeG-E gibt der finanziellen Gebotskomponente das mit Abstand höchste Gewicht (anders als noch die So-EnergieV)

WindSeeG-E - 2022¹



SoEnergieV - 2021²



Legende: Rot = finanzielle Elemente, Grüntöne = Umweltelemente, Blautöne = technische Elemente, Grau = Kostenelemente, Gelb = Vermarktungselemente


Quellen:

1. § 53 WindSeeG-E
2. § 9 SoEnergieV


Bei der vorgesehenen (erheblichen) Ungleichgewichtung wird tendenziell jeder einsetzbare Euro in das hoch gewichtete Kriterium des Gebotswerts „investiert“ und andere Komponenten werden de-priorisiert

Im Ausland sind finanzielle Gebotskomponenten in erheblicher Größenordnung angefallen


Unbeschränkte Verfahren



Leasing Round 4 (2021): ¹
607,3 – 1.227 TEUR / MW




New York Bight (2022): ²
485,9 - 785,8 TEUR / MW




???

Beschränkte Verfahren



Thor (2021): ³
376 TEUR / MW



ScotWind (2022): ⁴
3,1 - 51,5 TEUR / MW



Niederlande (April 2022): ⁵
71,4 TEUR / MW







Bemerkung: Siehe Anhang für Details

Die Resultate der nicht-Euro Ausschreibungen (LR4, Scotwind, New York Bight, Thor) wurde mit den aktuellen EZB Wechselkursen umgerechnet (Wechselkurs des Tages der Veröffentlichung der Ausschreibungsergebnisse)

Quellen:

1. <https://www.thecrownestate.co.uk/media/3920/round-4-tender-outcome-dashboard.pdf> (England & Wales, dargestellt ist nur die englische Flagge)
2. <https://www.boem.gov/renewable-energy/state-activities/new-york-bight>
3. <https://www.offshorewind.biz/2021/12/01/rwe-wins-danish-luck-of-the-draw-offshore-wind-tender/>
4. <https://www.crownstatescotland.com/news/scotwind-offshore-wind-leasing-delivers-major-boost-to-scotlands-net-zero-aspirations>
5. <https://renewablesnow.com/news/netherlands-to-launch-tender-for-14-gw-offshore-wind-zone-in-apr-767645/> (Maximaler Gebotswert)

Vergleichbarkeit der Auktionen: Elemente der ausländischen Auktionen lassen in DE eher höhere Gebote erwarten (außer US)

						
Zugriff auf Förderung	×	× (de facto nicht) ¹	× (de facto nicht) ¹	✓ (separate Auktion)	× ²	×
Zahlung finanzielle Gebotskomponente	Direkt nach Gebot (30%); während Betriebsphase (70%)	Jährliche Zahlung zwischen Habitat Assessment und Betriebsbeginn	Direkt nach Gebot	Direkt nach Gebot	Während der ersten Jahre der Betriebsphase	Direkt nach Gebot
Gewinner baut Netzanschluss	×	✓ ³	✓ ³	✓	✓	×
Voruntersuchung durch staatliche Stellen	×	×	×	✓	×	✓

¹ In AR4, der letzten CfD-Auktionsrunde lagen die Höchstgebotswerte für den Strike Preis in etwa auf Höhe der erwarteten Marktpreise. Somit besteht zwar de jure in England/Wales und Schottland die Möglichkeit eine Förderung zu erhalten, das aktuelle Regierungshandeln lässt aber (im Erwartungswert) de facto keine finanzielle Förderung zu.

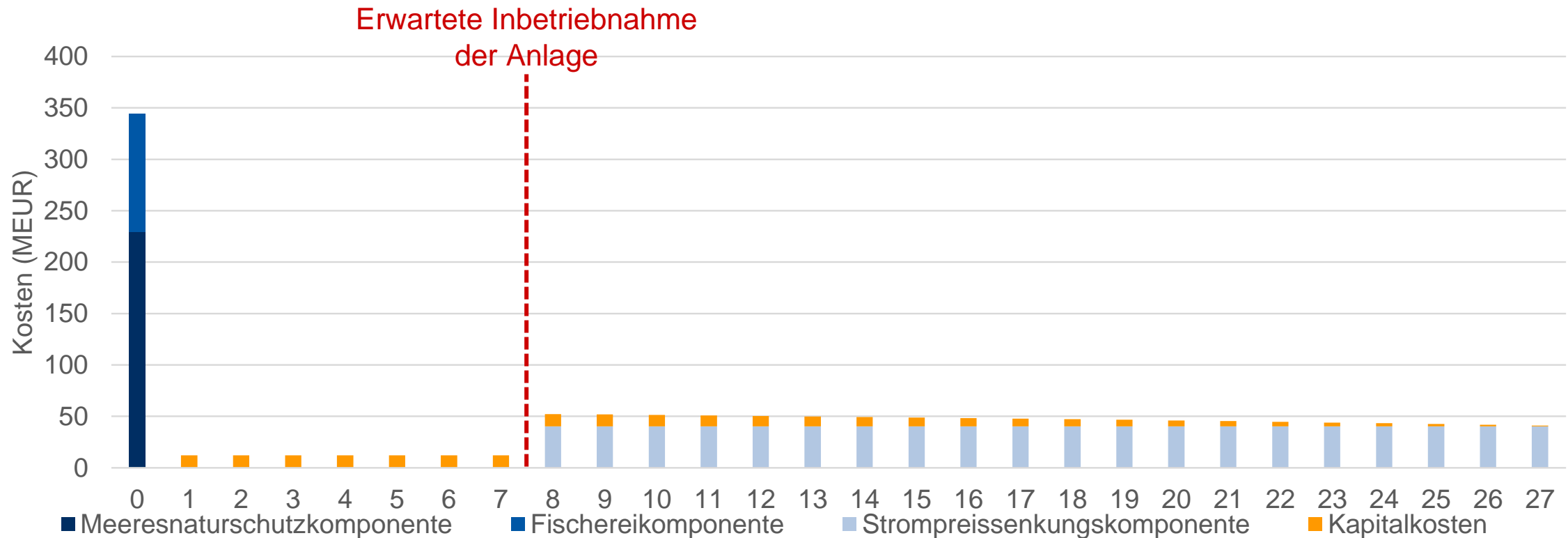
² Das dänische CfD-Modell lässt theoretisch eine Förderung zu, aufgrund des niedrigen Strike Preises und der derzeit hohen Strompreise ist die Zahlung einer Förderung derzeit aber de facto unwahrscheinlich.

³ De facto wurden in der Vergangenheit die Netzanschlüsse durch die Betreiber gebaut, obwohl der gesetzliche Rahmen eine Bereitstellung durch Dritte ermöglicht (OFTO Regime).

Wir modellieren die zusätzlichen Kosten aus verschiedenen möglichen Gebotskomponenten

- Ist der Gebotswert bei den Zuschlagskriterien am höchsten bewertet, ist zu erwarten, dass Bieter im Wesentlichen versuchen sich über diesen zu differenzieren
- Derzeit ist nicht bekannt, in welcher Höhe sich in Deutschland Gebotskomponenten einstellen werden
- Wir modellieren die erwarteten zusätzlichen Kosten pro MWh, die sich bei Zugrundelegung verschiedener Auktionsergebnisse aus dem Ausland erwarten lassen

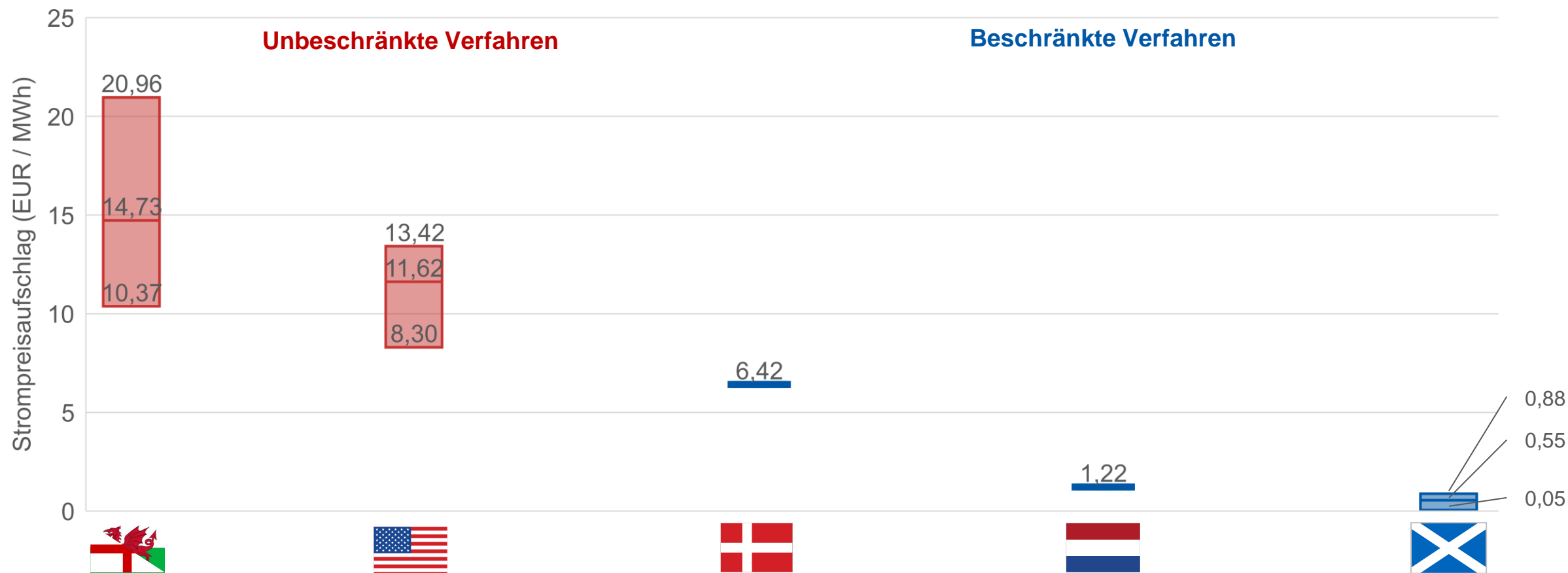
Die Einmalzahlung eines Teils der Komponente direkt nach Bezuschlagung löst zusätzliche Kapitalkosten aus



Berechnet anhand vom durchschnittlichen Gebotswert in England (863 TEUR / MW) bei 20-jähriger Laufzeit mit 3.500 Volllaststunden pro Jahr und WACC von 3,5%

Alle Kosten der Gebotskomponente müssen über die Strommarkterlöse zurückverdient werden

Modellierungsergebnis 1: Zusätzliche Kosten pro MWh (über 20 Jahre) bei Zugrundelegung ausländischer Gebotswerte



Annahmen - Gewichtete Kapitalkosten (WACC): 3,5% (unterer Wert für Deutschland gemäß Aures (2021) - Aures (2021). Renewable energy financing conditions in Europe: survey and impact analysis. Seite 15.

Online verfügbar unter: http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2021/06/AURES_II_D5_2_financing_conditions.pdf

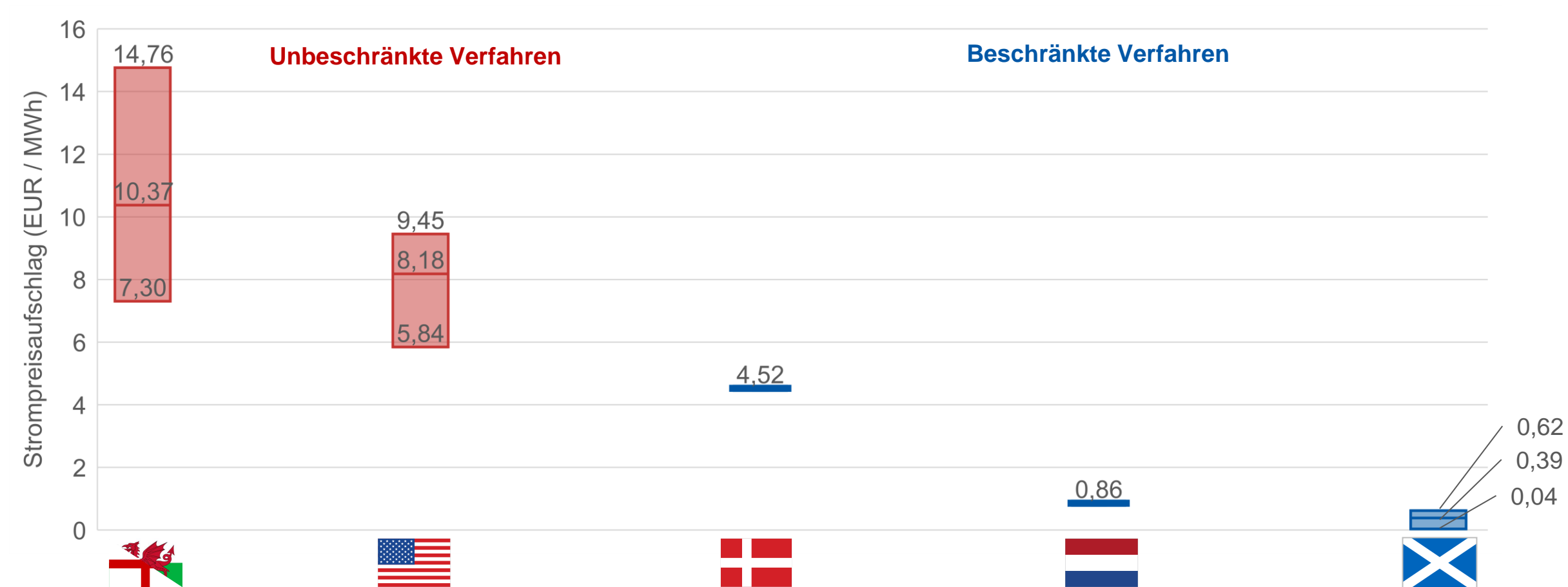
Zeitraum, über den Strompreiswirkungen entstehen (initiale PPA-Laufzeit): 20 Jahre

Zeit von Ausschreibung bis Inbetriebnahme: 7 Jahre (gemäß Vorentwurf Flächenentwicklungsplan 2022 - Seite 22.

Anzahl Volllaststunden pro Jahr: 3.500 Stunden (gemäß § 53 Para. 4 WindSeeG-E)

Die Ausschreibungen mit mehreren Geboten (England, USA, Schottland) sind mittels Box-und-Whisker Plots dargestellt. Die obere bzw. untere Zahl zeigen den Strompreisaufschlag, der mit dem höchsten bzw. niedrigsten Gebot (auf EUR / MW Basis) verbunden ist. Die mittlere Zahl zeigt den Strompreisaufschlag, der aus dem durchschnittlichen Gebot resultiert. Der Strompreisaufschlag ist aufgeteilt in 16 Prozent Kapitalkostenaufschlag und 84 Prozent Gebotskomponentenaufschlag

Modellierungsergebnis 1: Zusätzliche Kosten pro MWh (über 30 Jahre) bei Zugrundelegung ausländischer Gebotswerte



Annahmen - Gewichtete Kapitalkosten (WACC): 3,5% (unterer Wert für Deutschland gemäß Aures (2021) - Aures (2021). Renewable energy financing conditions in Europe: survey and impact analysis. Seite 15.

Online verfügbar unter: http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2021/06/AURES_II_D5_2_financing_conditions.pdf

Zeitraum, über den Strompreiswirkungen entstehen (initiale PPA-Laufzeit): 30 Jahre

Zeit von Ausschreibung bis Inbetriebnahme: 7 Jahre (gemäß Vorentwurf Flächenentwicklungsplan 2022 - Seite 22.

Anzahl Volllaststunden pro Jahr: 3.500 Stunden (gemäß § 53 Para. 4 WindSeeG-E)

Die Ausschreibungen mit mehreren Geboten (England, USA, Schottland) sind mittels Box-und-Whisker Plots dargestellt. Die obere bzw. untere Zahl zeigen den Strompreisaufschlag, der mit dem höchsten bzw. niedrigsten Gebot (auf EUR / MW Basis) verbunden ist. Die mittlere Zahl zeigt den Strompreisaufschlag, der aus dem durchschnittlichen Gebot resultiert. Der Strompreisaufschlag ist aufgeteilt in 16 Prozent Kapitalkostenaufschlag und 84 Prozent Gebotskomponentenaufschlag

Bei Wettbewerb zwischen den Projektierern erfolgt die Weitergabe etwaiger „Produzentenrente“ auch ohne Gebotskomponente

Attraktivere PPAs für die Industrie sind in diesem Fall wahrscheinlich

- Ohne finanzielle Gebotskomponente müssten sich die Projektierer aufgrund anderer bzw. der verbleibenden Kriterien differenzieren.
- Das PPA-Kriterium würde dazu führen, dass verstärkter Wettbewerb um „hochwertige“ PPA-Abnehmer (Kunden mit hoher Bonität und Fähigkeit und Interesse am Abschluss langlaufender PPAs) herrschen würde, damit Projektierer bei diesem Kriterium bestmöglich abschneiden
- Um die attraktivsten Abnehmer (Laufzeit, Kreditwürdigkeit, Menge,...) an sich zu binden, müssten Projektierer Abschläge auf den Marktpreis anbieten
- Durch derartige Abschläge in Bezug auf die Marktpreise würden die Projektierer ihre Produzentenrente an die Industrie weitergeben

Andere Kriterien würden ebenfalls zu einer „Investition“ etwaiger Produzentenrenten in die jeweiligen Ziele führen

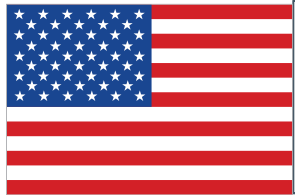
In allen betrachteten Ausschreibungen herrschte sehr starker Wettbewerb

Unbeschränkte Verfahren



LR4 (2021): ¹

Anzahl Bieter nicht veröffentlicht; laut Industrie war der Wettbewerb sehr stark; Höhe der Gebotswerte legt das ebenfalls nahe



New York Bight (2022): ²

14 Bieter nahmen teil, wovon 6 erfolgreich waren. In 61 Runden wurden insgesamt 756 Gebote abgegeben



Ausschreibung 2021:

Nullgebote für alle drei Flächen; bei zwei Flächen mehrere Bieter mit Nullgeboten (trotz bestehender Eintrittsrechte)

Beschränkte Verfahren



Thor (2021): ³

Sechs Bieter haben das "Höchstgebot" geboten. Ausschreibung wurde durch Losverfahren entschieden



ScotWind (2022): ⁴

74 Bieter nahmen teil, wovon 17 erfolgreich waren. Für 16 der 17 Flächen wurde der Höchstpreis geboten



Niederlande (April 2022):

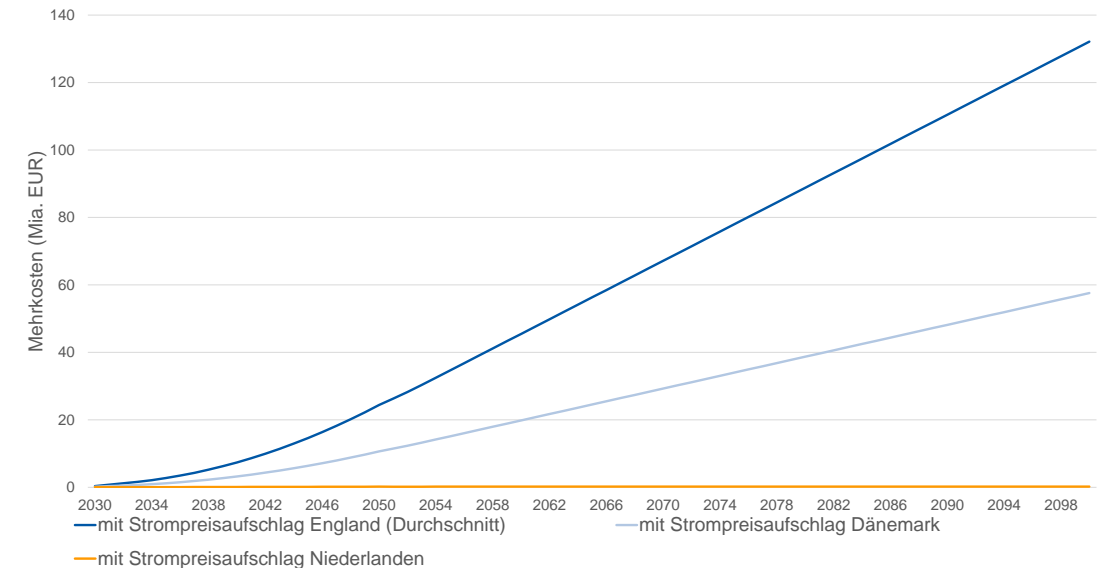
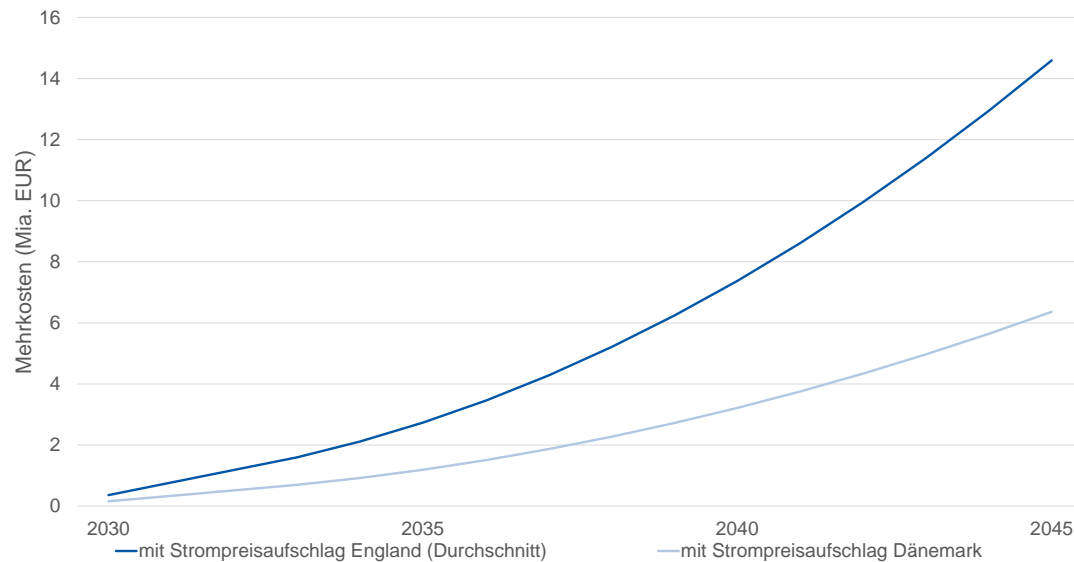
Ausschreibung läuft noch

Quellen:

1. <https://auroraer.com/insight/offshore-wind-leasing-round-4-and-details-of-uk-ets-scheme/>
2. <https://www.boem.gov/sites/default/files/documents/renewable-energy/state-activities/Results%20Round%20by%20Round%20v2.pdf>
3. <https://www.offshorewind.biz/2021/12/01/rwe-wins-danish-luck-of-the-draw-offshore-wind-tender/>
4. <https://www.crownstatescotland.com/news/scotwind-offshore-wind-leasing-delivers-major-boost-to-scotlands-net-zero-aspirations> und <https://www.crownstatescotland.com/resources/documents/scotwind-list-of-successful-project-partners-170122>

Die Kosten der finanziellen Gebotskomponente bei 20-jähriger PPA-Laufzeit

Wir zeigen die kumulierten Mehrkosten für die Industrie bis 2045 und 2100

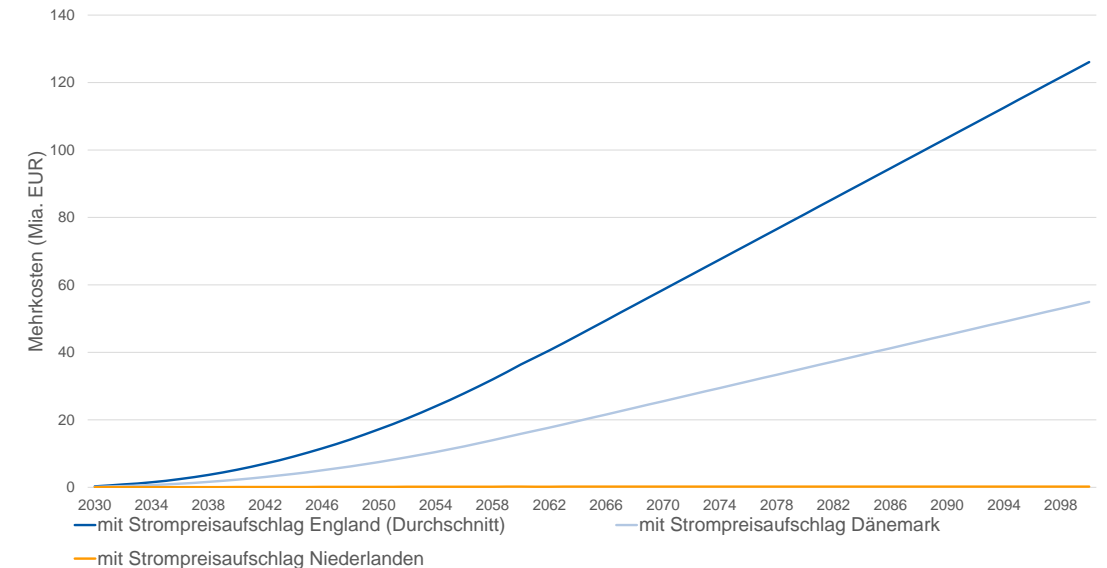
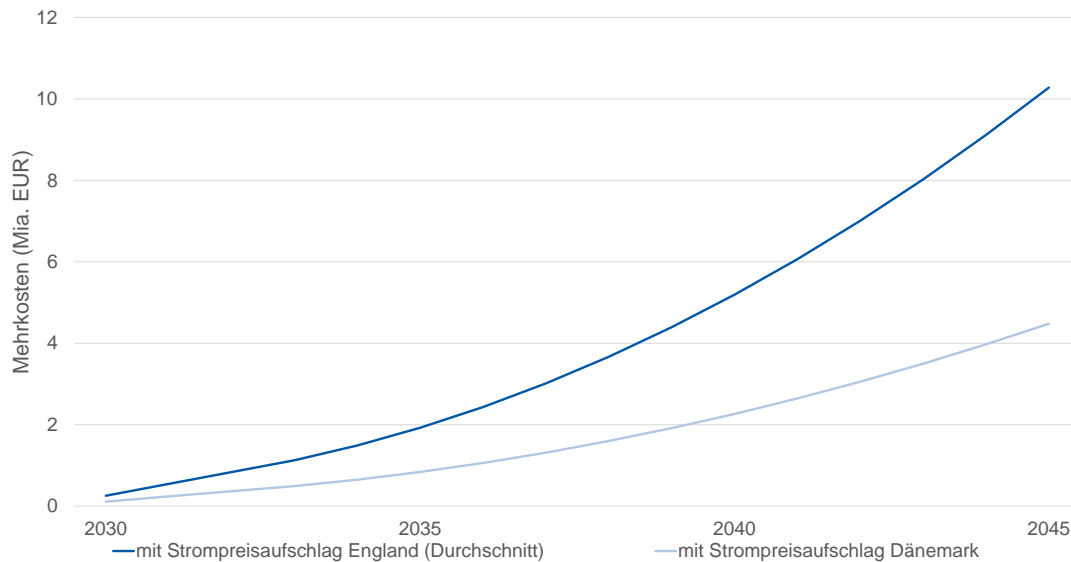


Bemerkungen:

- Mehrkosten berechnet als erwartete Offshore Wind Erzeugung mal Strompreisaufschlag, der sich aus dem jeweiligen Vergleichsland ergibt (siehe Folie 10)
- Modellierungsannahmen bei Ermittlung der Strompreisaufschläge gleich wie auf Folie 10
- Erwartete Offshore Wind Erzeugung basierend auf Ausschreibungsvolumen für nicht voruntersuchte Flächen laut Flächenentwicklungsplan (2022 Vorentwurf) und WindSeeG-E. Im Flächenentwicklungsplan ist für drei Flächen (N-11.2, N-13.1, N-13.2) von insgesamt 3.000 MW installierbare Kapazitäten noch nicht klar, ob eine Voruntersuchung stattfindet. Zwecks einer konservativen Schätzung nehmen wir hier an, dass für sämtliche dieser Flächen eine Voruntersuchung stattfindet (sodass sie nicht Teil dieser Analyse sind)

Die Kosten der finanziellen Gebotskomponente bei 30-jähriger PPA-Laufzeit

Wir zeigen die kumulierten Mehrkosten für die Industrie bis 2045 und 2100



Bemerkungen:

- Mehrkosten berechnet als erwartete Offshore Wind Erzeugung mal Strompreisaufschlag, der sich aus dem jeweiligen Vergleichsland ergibt (siehe Folie 10)
- Modellierungsannahmen bei Ermittlung der Strompreisaufschläge gleich wie auf Folie 10
- Erwartete Offshore Wind Erzeugung basierend auf Ausschreibungsvolumen für nicht voruntersuchte Flächen laut Flächenentwicklungsplan (2022 Vorentwurf) und WindSeeG-E. Im Flächenentwicklungsplan ist für drei Flächen (N-11.2, N-13.1, N-13.2) von insgesamt 3.000 MW installierbare Kapazitäten noch nicht klar, ob eine Voruntersuchung stattfindet. Zwecks einer konservativen Schätzung nehmen wir hier an, dass für sämtliche dieser Flächen eine Voruntersuchung stattfindet (sodass sie nicht Teil dieser Analyse sind)

A1

Anhang 1: Details zu ausländischen Ausschreibungen

Details zu Offshore Wind Ausschreibungen im Ausland



Leasing Round 4

- Die Resultate der Ausschreibung wurden Februar 2021 bekanntgegeben und es wurden 7,9 GW bezuschlagt. ¹
- Der Gebotswert beschreibt die Gesamtsumme der „option fees“, die bezahlt werden müssen, bis Projekte in die „lease“ eintreten. ²
- Der Gewinner muss die Lease Payments zahlen, bis die Option ausgeübt ist. (Im Modell angenommene Dauer: 7 Jahre, gemäß Afry (2021)³).
- Die Projekte können in einer zweiten Ausschreibung für einen Differenzvertrag teilnehmen.



Scotwind

- Die Resultate der Ausschreibung wurden Januar 2022 bekanntgegeben und es wurden 24,8 GW bezuschlagt. ⁵
- Gebote waren gedeckelt bei £100,000 pro km² (€120,510 pro km²). ⁶ Für fast alle Gebiete wurde der Höchstpreis geboten.



New York Bight

- Die Resultate der Ausschreibung wurden Februar 2022 bekanntgegeben und es wurden 5,6 GW bezuschlagt. ⁷
- Die Projekte nehmen in einer zweiten Ausschreibung teil („offtake auction“), um den Strom dann verkaufen zu können.



Thor Tender 4

- Die Resultate der Ausschreibung wurde Dezember 2021 bekanntgegeben und es wurde insgesamt 1 GW bezuschlagt.
- Die Bieter haben auf Basis des Gebotspreises (nachrangig auch auf Basis der installierten Kapazität) konkurriert.
 - Da mehrere Bieter den Mindestpreis (0.01 Øre/kWh) und die maximale Kapazität (1 GW) geboten haben, wurde die Ausschreibung durch ein Losverfahren entschieden.
- Unter dem beidseitig begrenztem CfD muss der Gewinner dem Staat insgesamt bis zu DKK 2,88 Mrd. (€378 Mio.) zahlen.
 - Ausgehend von den derzeit hohen Strompreisen wird erwartet, dass diese Cap bereits in den ersten 3-4 Jahren nach Inbetriebnahme ausgeschöpft sein wird.



Hollandse Kust West ⁸

- Ausgeschrieben sind 1.400 MW auf einer einzigen Fläche
- Die Ausschreibung begann am 14. April und endet am 12. Mai 2022
- Die Gebotshöhe ist bei €50 Million gedeckelt (35.700 €/MW)
- Weitere Kriterien sind i. Beitrag zur Energieversorgung; ii. Realisierungssicherheit; iii. ökologische Innovation (nur Fläche VI) und iv. Systemintegration (nur Fläche VII). ⁹

1. <https://www.thecrownestate.co.uk/media/3920/round-4-tender-outcome-dash-board.pdf>
 2. <https://www.thecrownestate.co.uk/media/3378/tce-r4-information-memorandum.pdf>
 3. <https://afry.com/en/insight/who-will-pay-price-entering-uk-offshore-wind-sector>
 4. <https://ens.dk/en/press/thor-wind-farm-build-thor-offshore-wind-farm-following-historically-low-bid-price>
 5. <https://www.crownstatescotland.com/news/scotwind-offshore-wind-leasing-delivers-major-boost-to-scotlands-net-zero-aspirations>
 6. <https://cleanenergynews.ihsmarkit.com/research-analysis/scotwind-offshore-wind-tender-meets-lofty-expectations-with-74.html>
 7. <https://www.boem.gov/renewable-energy/state-activities/new-york-bight>
 8. <https://renewablesnow.com/news/netherlands-to-launch-tender-for-14-gw-offshore-wind-zone-in-apr-767645/>
 9. <https://www.4coffshore.com/news/rules-set-for-hollandse-kust-west-tenders-nid24392.html>

QUALIFIZIERUNG, ANNAHMEN UND VORBEHALTE

Dieser Bericht dient ausschließlich der Verwendung durch den in dem Bericht genannten Kunden von NERA Economic Consulting. Dieser Bericht ist nicht zur Veröffentlichung oder allgemeinen Verbreitung bestimmt. Er darf ohne vorherige schriftliche Zustimmung von NERA Economic Consulting zu keinem Zweck vervielfältigt, zitiert oder verteilt werden. Dieser Bericht wird nicht zu Gunsten irgendwelcher Dritter erstellt. NERA Economic Consulting übernimmt keine Haftung gegenüber Dritten.

Dieser Bericht basiert ganz oder teilweise auf Informationen, die von Dritten beigebracht wurden. Wir sind davon ausgegangen, dass diese Informationen verlässlich sind. Soweit nicht ausdrücklich in dem Bericht vermerkt, haben wir solche Informationen nicht überprüft. Öffentlich verfügbare Informationen sowie Branchendaten und statistische Daten stammen aus Quellen, die wir für verlässlich halten. Gleichwohl übernehmen wir keine Gewähr und keine Garantie für die Richtigkeit oder Vollständigkeit solcher Informationen. Die in dem Bericht enthaltenen Erkenntnisse können Prognosen enthalten, die auf derzeitigen Daten und historischen Entwicklungen basieren. Derartige Prognosen sind mit den ihnen innewohnenden Risiken und Unsicherheiten behaftet. NERA Economic Consulting übernimmt keine Haftung für tatsächliche Entwicklungen oder zukünftige Ereignisse.

Die in diesem Bericht geäußerten Meinungen gelten nur für den hierin genannten Zweck und nur zu dem Datum des Berichts. NERA Economic Consulting ist nicht verpflichtet, den Bericht zu überarbeiten im Hinblick auf Veränderungen, Ereignisse oder Gegebenheiten, die nach dem angegebenen Datum eintreten.

Sämtliche Entscheidungen im Zusammenhang mit der Umsetzung oder der Verwendung von Ratschlägen oder Empfehlungen, die in diesem Bericht enthalten sind, stehen in der alleinigen Verantwortung des Kunden. Dieser Bericht stellt keine Anlage- oder Vermögensberatung dar. Der Bericht enthält zudem keine Beurteilung darüber, ob das Geschäft oder das Vorhaben für irgendeine Partei fair oder sinnvoll ist. Darüber hinaus stellt dieser Bericht keine rechtliche, medizinische, buchhalterische, sicherheitstechnische oder andere fachliche Beratung dar. Für diesbezügliche Beratungsleistungen empfiehlt NERA Economic Consulting, einen qualifizierten Experten zu kontaktieren.

NERA

ECONOMIC CONSULTING