

# Analyse der Integration hybrider Offshore-Windparks in den europäischen Strommarkt

Lukas HEIN (\*)<sup>1</sup>, Raphael HOUBEN<sup>1</sup>, Johannes KLÖTERS<sup>1</sup>, Albert MOSER<sup>1</sup>

Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft,  
Schinkelstr. 6 52062 Aachen, +49 241 80 96721., [l.hein@iaew.rwth-aachen.de](mailto:l.hein@iaew.rwth-aachen.de),  
<https://www.iaew.rwth-aachen.de/cms/~cyffs/IAEW/>

**Kurzfassung:** Zur Erreichung der Ausbauziele und gleichzeitigen Integration der erneuerbaren Energie-Anlagen der Europäischen Union wird im Rahmen von Offshore-Windenergie Anlagen die Möglichkeit hybrider Assets diskutiert. Diese ermöglichen die Anbindung der Anlagen an unterschiedliche Gebotszonen, wobei die Anbindungen auch als Kopplung zwischen den Gebotszonen verstanden werden kann. An dieser Stelle ergibt sich allerdings die Frage, der marktseitigen Integration dieser hybriden Assets. Der Ansatz des „Home-Market“-Modell (HM-Modell) sowie der „Offshore-Gebotszonen“ (OBZ) wird in diesem Paper genauer analysiert und hinsichtlich definierter Bewertungsgrößen evaluiert. Ein spezieller Fokus ist dabei auf die Möglichkeit verschiedener Subventionsmaßnahmen der beiden Modelle gerichtet. Insgesamt zeigt sich, dass für eine schnelle Einführung von hybriden Offshore-Windenergie-Anlagen, das „HM-Modell zu bevorzugen ist. Zur langfristigen Integration speziell im Hinblick auf vermaschte Offshore-Netze ist jedoch das OBZ-Modell zu präferieren.

**Keywords:** Hybride Offshore-Anlagen, Offshore Gebotszonen, Energiemarktdesign, Europäischer Strommarkt, Subventionsmaßnahmen

## 1 Motivation und Hintergrund

Im Zuge des European Green Deals strebt die EU eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 40 % bis 2030 gegenüber 1990 und eine vollständige Klimaneutralität bis 2050 an [1], [2]. Hierzu bedarf es unter anderem einen erheblichen Ausbau an Anlagen basierend auf erneuerbaren Energien.

Im November 2020 hat die EU-Kommission ihre Offshore-Windstrategie vorgestellt, in welcher sie ihre Vision des Ausbaus der Offshore-Energie darlegt. Darin wird ein Zubau der Offshore-Windenergieleistung von 12 GW auf 60 GW bis 2030 und auf 300 GW bis 2050 angestrebt [3]. Eine derartige Steigerung im Bereich der Offshore-Windenergieleistung erfordert jedoch nicht nur einen Aus- und Zubau an Offshore-Windenergie, sondern auch platzsparende Lösungen,

---

<sup>1</sup> Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW), RWTH Aachen, Schinkelstraße 6, +49 241 80 96721, [l.hein@iaew.rwth-aachen.de](mailto:l.hein@iaew.rwth-aachen.de), <https://www.iaew.rwth-aachen.de/cms/~cyffs/IAEW/>

um den knappen maritimen Raum effizient nutzen zu können. Nur so kann ein Ausbau der Offshore-Windenergie mit den Zielen der EU-Biodiversitätsstrategie<sup>2</sup> vereinbart werden [4].

Zusätzlich verfolgt die EU in den vergangenen Jahren kontinuierlich das Ziel eines EU-Strombinnenmarkts. Teil der Strategie zur Verwirklichung dieses Ziels ist der Ausbau von Interkonnektorkapazitäten zwischen den einzelnen Gebotszonen, um den grenzüberschreitenden Handel zu fördern.

In beiden Zielen, dem platzsparenden Ausbau von Offshore-Windenergieleistung und dem Ausbau von Interkonnektorkapazitäten, gelten hybride Offshore-Anlagen als vielversprechende Lösung bezüglich der konkurrierenden Interessen [5]. Darüber hinaus haben die hybriden Assets im Vergleich zu anderen Anschlussleitungen und Interkonnektoren eine höhere Auslastungsrate aufgrund ihrer Doppelfunktion [3], [6], [7].

Durch diese Doppelfunktion ergeben sich jedoch Schwierigkeiten bei der Integration dieser hybriden Anlagen in das bestehende Marktdesign. Im Rahmen dieser Veröffentlichung werden die zwei, in der aktuellen Literatur vornehmlich diskutierten, Konzepte betrachtet [5-7]. Für eine Gegenüberstellung der Ansätze werden zunächst die theoretischen Grundlagen in Kapitel 2 dargestellt. Anschließend wird in Kapitel 3 der in dieser Veröffentlichung verwendete Bewertungsansatz sowie dessen Bewertungsgrößen dargestellt. Der Fokus dieser Veröffentlichung liegt dabei auf Interdependenzen zwischen nationalen Subventionsmechanismen und Lösungsvorschlägen für die Probleme der Konstellationen hybrider Offshore-Anlagen. Ziel ist es, auf die im Detail vorhandenen Tücken der Lösungsvorschläge hinzuweisen und Auswege aufzuzeigen. Die in Kapitel 4 präsentierten Ergebnisse dienen schließlich dazu, Empfehlungen für die zukünftige Umsetzung der Konzepte festzuhalten.

## 2 Theoretische Grundlagen

Der Begriff "Hybrid" wird häufig verwendet, um Projekte mit doppelter Funktionalität im Zusammenhang mit Energiesystemen zu beschreiben. Seine häufige Verwendung macht es notwendig, den Begriff für die Zwecke dieser Veröffentlichung zu spezifizieren. In Anlehnung an die ursprüngliche Definition der EU-Kommission wird der Begriff als Präfix verwendet, um Offshore-Anlagen zu beschreiben, die den Transport von Offshore-Windenergie an Land und die Funktion eines Interkonnektors kombinieren. Der Begriff „Offshore-Hybrideinrichtung“ wird daher in Übereinstimmung mit der Definition der EU-Kommission verwendet.

In Anlehnung an diese Definition wird der Begriff „hybrider Offshore-Windpark“ (hybride OWP) verwendet, um einen OWP zu bezeichnen, der über eine „Offshore-Hybrideinrichtung“ angeschlossen ist. Darüber hinaus bezieht sich der Begriff "hybride Offshore-Anlage" auf eine Einheit, die aus Offshore-Hybrideinrichtung und hybriden OWP besteht und somit beide vorgenannten Begriffe kombiniert.

Solche Anlagen können in der Regel in mehreren Betriebsarten operiert werden, welche in hohem Maße die Integrierbarkeit in den europäischen Strommarkt bestimmen und daher den Hauptteil der folgenden Analyse bilden. Die in der Literatur diskutierten Betriebsarten unter-

---

<sup>2</sup>Die Biodiversitätsstrategie der EU stellt einen langfristigen Plan zum Schutz und zur Regeneration der Ökosysteme innerhalb der EU dar [8].

scheiden sich vor allem durch die Zuordnung von hybriden OWPs zu bestimmten Gebotszonen [5], [7], [9], [10]. Für die Zwecke dieser Arbeit liegt der Fokus auf dem „Home-Market-Modell“ (HM-Modell) und dem „Offshore-Bidding-Zone-Modell“ (OBZ-Modell), auch wenn weitere Betriebsarten in den genannten Veröffentlichungen zu finden sind.

## 2.1 Homet-Market-Modell (HM-Modell)

Das HM-Modell, als erste der beiden Betriebsarten, ordnet den hybriden OWP einer bereits bestehenden Gebotszone zu, wodurch der hybride OWP innerhalb dieser Gebotszone den gleichen Preis für ihre Einspeisung erhalten kann, wie ein regulär angeschlossener OWP.

In Bezug auf die Klassifikation der Interkonnektoren kann in diesem Modell nur die Verbindungsleitung zwischen dem heimischen Onshore-Gebiet und dem hybriden OWP als Offshore-Hybrideinrichtung eingestuft werden. Alle anderen Übertragungsleitungen stellen hingegen reguläre Interkonnektoren dar.

## 2.2 Offshore-Bidding-Zone-Modell (OBZ-Modell)

Im Gegensatz dazu operieren die hybriden OWPs im OBZ-Modell in einer eigenen Offshore-Gebotszone. Diese Gebotszone bildet die bestehenden physischen Engpässe der Anschlussleitungen ab, d.h. sie können auch Teile des Festlandes umfassen. Die Preisbildung innerhalb dieser OBZs erfolgt durch Marktkopplung mit den angrenzenden Gebotszonen.

Durch das Vorhandensein einer neuen dedizierten Gebotszone können alle Übertragungsleitungen als reguläre Interkonnektoren betrachtet werden, wie in Abbildung 2.2 zu sehen ist.

### 2.2.1 Konstellationen

Für die nachfolgende Bewertung müssen die beiden Betriebsarten weiter differenziert werden, um Effekte zu berücksichtigen, die durch die Internationalität der Gebotszone in jeder Betriebsart entstehen. Grundsätzlich kann jede Betriebsart entweder als international oder national klassifiziert werden, je nachdem, ob die jeweilige Gebotszone, in der sich die hybride Offshore-Anlage befindet, länderübergreifend ist oder nicht. Daraus lassen sich vier Konstellationen ableiten, die in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** und Abbildung 2.2 dargestellt sind.

In dem in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**A dargestellten nationalen HM-Modell existiert jede Gebotszone innerhalb der Staatsgrenzen, während in dem in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**B dargestellten internationalen HM-Modell eine oder mehrere Gebotszonen staatenübergreifend strukturiert sind. In beiden Fällen werden die bereits bestehenden Gebotszonen auf den Offshore-Bereich ausgedehnt.

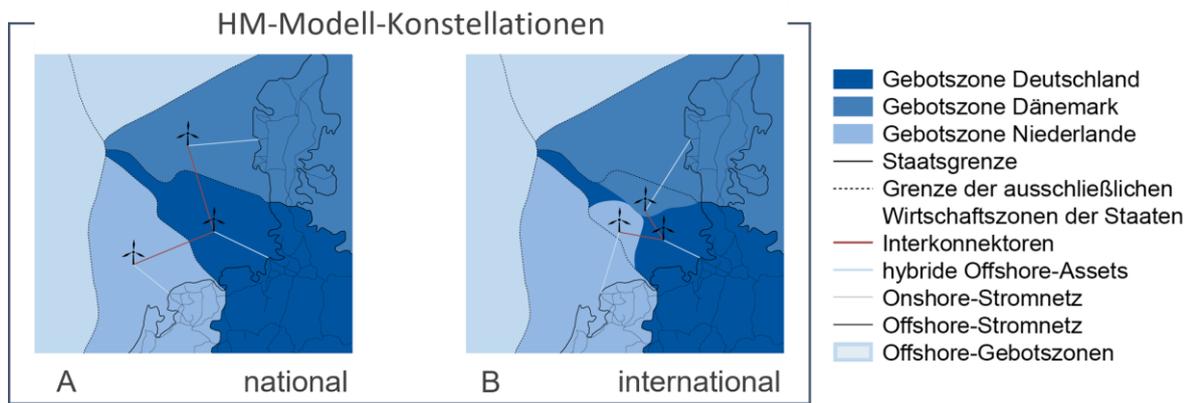


Abbildung 2.1 Die Konstellationen des HM-Modells im Überblick

Ähnliche Überlegungen lassen sich auch bei der Betrachtung des OBZ-Modells anstellen. Bei einem nationalen OBZ-Modell, wie es in Abbildung 2.2.A dargestellt ist, gibt es eine oder mehrere separate OBZs, die keine nationalen Grenzen überschreiten. Im Gegensatz dazu erstreckt sich im internationalen OBZ-Modell, wie in Abbildung 2.2.B dargestellt, eine Gebotszone über mehrere nationale Territorien. Alle OBZs sind von den derzeit bestehenden Gebotszonen getrennt.

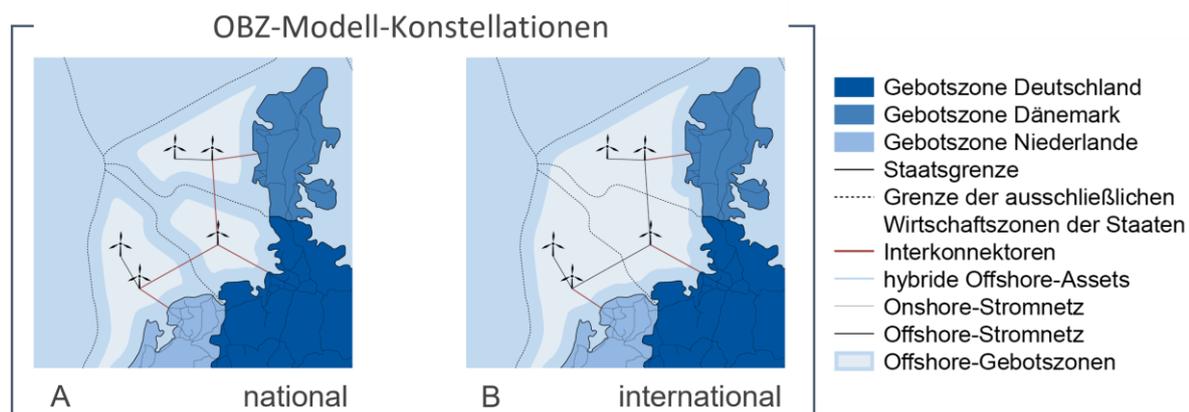


Abbildung 2.2 Die Konstellationen des OBZ-Modells im Überblick

### 3 Bewertungsrahmen und -größen

Zur Vorbereitung der Bewertung dieser Konstellationen wird im Folgenden ein Überblick über die Methode des Bewertungsprozesses gegeben. Die später durchgeführte Analyse der Konstellationen ist rein qualitativer Natur und liefert somit eine gute Einschätzung der spezifischen Aspekte der Konstellationen.

Die Konstellationen werden im Hinblick auf ihre Fähigkeit bewertet, die Klima- und Energieziele der EU zu unterstützen. In diesem Zusammenhang werden daher zwei größere Bewertungskategorien (namentlich Governance und Finanzen) definiert. Die Governance-Kategorie umfasst alle Aspekte in Bezug auf Regulierungsfragen sowie rechtliche Fragestellungen der verschiedenen Konstellationen, während die Finanzkategorie direkte finanzielle Aspekte der beteiligten Akteure umfasst. Nachfolgend ist ein Überblick über die beiden Kategorien und die in dieser Veröffentlichung berücksichtigten Aspekte gegeben.

### **Governance – Legaldefinitive Schwierigkeiten der Konstellation**

Hybride Offshore-Anlagen und insbesondere Offshore-Hybrideinrichtung könnten aufgrund der geltenden Vorschriften mit rechtlichen Schwierigkeiten konfrontiert sein, die den Betrieb einer solchen Anlage erschweren oder sogar unmöglich machen. Die Änderung der Gesetze ist möglich, bedarf aber politischem Willen und Zeit. Aufgrund der Neuartigkeit hybrider Offshore-Assets sowie von OBZs weisen alle Konstellationen legaldefinitive Probleme auf, die aber überwindbar sind [11-13].

### **Governance – Verantwortungsbereiche der Übertragungs- netzbetreiber und der nationalen Regulierungsbehörden**

Hybride Offshore-Anlagen werfen aufgrund des damit verbundenen grenzüberschreitenden Charakters Fragen nach der Verteilung der Zuständigkeiten zwischen den einzelnen ÜNB und nach der Zuständigkeit der verschiedenen nationalen Regulierungsbehörden auf. Die Überschreitung von Ländergrenzen erzeugt grundsätzlich Schwierigkeiten bzgl. des Verantwortungsbereiche, wodurch an dieser Stelle die nationalen den Konstellationen überlegen sind [11], [14].

### **Governance – Auswirkungen der Konstellation auf die Notwendigkeit von Systemdienstleistungen**

Hybride Offshore-Anlagen sind aufgrund ihrer grundsätzlichen Doppelfunktionalität unterschiedlichen Umständen im Zusammenhang mit Systemdienstleistungen ausgesetzt. Ein erhöhter Bedarf an Systemdienstleistung kann sich wirtschaftlich negativ auf hybride Offshore-Anlage und auf ÜNB auswirken. Die Einführung der 70% minRAM-Regelung<sup>3</sup> führt jedoch im HM-Modell zu Komplikationen, die momentan über Ausnahmeregelungen gelöst werden, weshalb die Konstellationen der OBZs zu bevorzugen ist. Eine tiefere Analyse lässt sich auch in [5], [15] finden.

### **Governance – Zuschlag der Stromerzeugung aus EE-Anlagen zu den beteiligten Staaten**

Neben der EU sind auch die Ziele für den Anteil der Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch der einzelnen Mitgliedstaaten gesetzlich festgelegt. Eine Vereinbarung der Zuteilung der Anteile aus den hybriden OWP mit den damit verbundenen Verantwortlichkeiten muss durch die Konstellation ermöglicht werden, was vornehmlich in den nationalen Konstellationen möglich ist [16], [17].

### **Finanzen – Subventionsmöglichkeiten und -formen**

Förderungen stellen eine wichtige Komponente im Business Case einer hybriden Offshore-Anlage dar. Vor diesem Hintergrund ist bei der Auswahl einer geeigneten Konstellation auf den Aspekt der Fördermöglichkeit zu achten. Unabhängig des verwendeten Modells ergeben sich aufgrund der Interdependenzen zur vorherigen Bewertungsgröße, dass nationale Konstellationen den internationalen Konstellationen überlegen sind [16], [17].

---

<sup>3</sup> Bereitstellung von mindestens 70% der Übertragungskapazitäten für den grenzüberschreitenden Handel im Markt. [16]

## Finanzen – Einkommensverteilung zwischen den beteiligten Akteuren

Eine Konstellation hat direkte oder indirekte Auswirkungen auf die Einkommensverteilung zwischen den einzelnen Beteiligten. Eine systematische Verzerrung der Einkommensverteilung kann dazu führen, dass hybride Offshore-Anlagen für einzelne Akteure unwirtschaftlich werden und der Ausbau solcher Anlagen gefährdet ist. Eine Konstellation sollte daher eine Einkommensverteilung vorsehen, die ein effizientes Investitionsverhalten aller beteiligten Akteure gewährleistet. Im Rahmen des HM-Modells ergeben sich keine Änderungen zum Status Quo, wohingegen mit erheblichen Einschränkungen im OBZ-Modell zu rechnen sind.

Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass hybride Offshore-Anlagen finanziell mit ihren regulären Pendanten konkurrieren müssen, sodass eine ausführliche Betrachtung der finanziellen Aspekte auch die Bauphase einschließen würde. Weiterführende Literatur hinsichtlich dieser Aspekte findet sich in [18 - 20].

Im Rahmen dieser Veröffentlichung liegt der Fokus auf dem Bewertungskriterium "Einkommensverteilung zwischen den beteiligten Akteuren", da sich nach einer ersten Analyse herausgestellt hat, dass dieses die größten Unterschiede zwischen den Konstellationen darstellt

Im Zuge der Analyse werden auch etwaige Problemlösungsvorschläge bewertet. Eine solche Bewertung sollte, um die Vergleichbarkeit der Lösungen zu erhöhen, auf einem einheitlichen Bewertungsrahmen aufbauen. Die besprochenen Problemlösungsvorschläge werden gemäß den Bewertungsaspekten in 3 beurteilt.

<p style="text-align: center;"><b>Effizienz</b></p> <p>Eine Lösung wird sich insbesondere an ihrer Wirksamkeit messen lassen müssen</p>	<p style="text-align: center;"><b>Politische Akzeptanz</b></p> <p>Eine Lösung, die auf geringe politische Akzeptanz trifft, kann unabhängig von ihrer Effektivität schwerlich umgesetzt werden und ist daher als nicht geeignet zurückzuweisen</p>
<p style="text-align: center;"><b>Marktmanipulationsmöglichkeiten</b></p> <p>Lösungen, die es Marktteilnehmern erlauben, den Markt zu manipulieren, oder die eine hohe Anfälligkeit für Manipulationsversuche aufweisen, beinhalten systematische Fehler, die es in einem Lösungsentwurf nicht geben sollte</p>	<p style="text-align: center;"><b>Zukunftsfähigkeit</b></p> <p>Eine Lösung, insbesondere für permanente Probleme, muss auch in der Zukunft und bei sich verändernden Umweltbedingungen noch funktionieren oder die Flexibilität aufweisen, um auf diese Veränderungen reagieren zu können</p>

Abbildung 3      *Bewertungsaspekte der Kategorien*

## 4 Ergebnisse

### 4.1 Einkommensverteilung zwischen den beteiligten Akteuren

Im HM-Modell hat der hybride OWP unabhängig von der Konstellation die gleiche Einnahmestruktur wie ein regulärer OWP. Dies liegt daran, dass der OWP sich in der gleichen Gebotszone wie die regulären OWPs befindet und daher die gleichen Einnahmen aus der verkauften Energie erzielen kann.

Da eine Offshore-Hybrideinrichtung, welche den hybriden OWP mit der Küste derselben Gebotszone verbindet, nicht von Engpasslösen profitieren kann, sinkt die Attraktivität für einen

unregulierten Betrieb solcher Einrichtungen [4]. Eine Lösung für diese systematische Verringerung muss in der Projektplanungsphase gefunden werden und steht daher nicht im Mittelpunkt dieser Veröffentlichung. Wird hingegen ein regulierter Betrieb von Offshore-Hybrideinrichtung durch die jeweiligen ÜNB in Betracht gezogen, kann eine angemessene Aufteilung von Kosten und Nutzen auch in der Betriebsphase durch eine Anpassung der Netzanschlusskosten und Netzentgelte erfolgen. Entscheidend ist, dass die Erlösverteilung kein wesentliches Hindernis bei der Realisierung von hybriden Offshore-Anlagen darstellt, die in einem (regulierten) HM-Modell betrieben werden.

Im Gegensatz dazu stößt das OBZ-Modell auf Schwierigkeiten, im Hinblick auf eine angemessene Verteilung der Einnahmen zwischen den beteiligten Stakeholdern. Dies soll im folgenden Abschnitt näher untersucht werden.

Im OBZ-Modell kommt es aufgrund der besonderen Struktur der Marktteilnehmer innerhalb der OBZ zu systematischen Umverteilungseffekten von den Einnahmen der hybriden OWPs hin zum Eigentümer der Offshore-Hybrideinrichtung, welcher die OBZ mit einer angrenzenden Gebotszone verbindet. Im Vergleich zu einer regulären Gebotszone ist insbesondere anfänglich ein starkes Ungleichgewicht zwischen Produzenten in Form der hybriden OWPs und Verbrauchern innerhalb der OBZ zu erwarten. Infolgedessen ist der OBZ-interne Markträumungspreis (MCP) stark von der Marktkopplung mit angrenzenden Gebotszonen abhängig. Im Falle eines Engpasses auf einer der Offshore-Hybrideinrichtungen wirkt der sich daraus ergebende Preissplit zwischen OBZ und der betroffenen Gebotszone aufgrund des exportierenden Charakters der OBZ negativ auf die Erlösmöglichkeiten der hybriden OWPs aus [15], [21]. Ganz gleich welche der angrenzenden Gebotszonen importiert oder exportiert, wird der Preis in der OBZ immer gleich dem Preis der Gebotszonen sein, zu denen engpassfreie Interkonnektoren existieren. Diese engpassfreien Interkonnektoren werden dabei vermehrt in Richtung der exportierenden Gebotszonen bestehen [15], sodass die hybriden OWPs geringere Erlöse erwarten als reguläre OWPs. Erste quantitative Analysen des Problems gehen von einer Umverteilung in Höhe von 0,5 % bis 11 % der Erlöse des hybriden OWPs aus. Während bei 0,5 % das Problem als marginal zu erachten ist, stellen 11 % eine Gefahr für den Ausbau hybrider Offshore-Anlagen dar [4], [5].

Es sei anzumerken, dass die niedrigeren Erlöse der hybriden OWPs nicht verloren gehen, sondern lediglich auf die ÜNBs in Form von gestiegenen Engpasserlösen umverteilt werden.

Das Problem wurde bereits mehrfach aufgegriffen und untersucht, sodass an dieser Stelle ebenfalls auf weiterführende Literatur verwiesen sei [4], [5], [21], [22]. Auch wurden bereits erste Lösungsvorschläge angebracht, die im Folgenden auf ihre Qualität hin untersucht werden sollen.

Um dem systematischen Umverteilungsproblem entgegenzuwirken, werden im Allgemeinen erneute Umverteilungsmechanismen zwischen den Stakeholdern vorgeschlagen, welche sich jedoch in ihrer genauen Umsetzung unterscheiden. Im Rahmen dieses Artikels werden insbesondere die in [5] vorgeschlagenen Mechanismen behandelt.

### **Contract for Difference (CfD)**

Der CfD ist an einen sogenannten Basiswert gebunden. Um in diesem Fall das Ziel einer Gleichstellung hybrider und regulärer OWP zu erreichen, wird als Basispreis der MCP des Day-Ahead-Markts der Onshore-Gebotszone des ÜNBs gewählt. Der ÜNB und der hybride

OWP vereinbaren im Falle eines symmetrischen CfD, dass beide Parteien im Falle einer für sie positiven Preisdifferenz diese, an die jeweils andere Partei zahlen.

### **Financial Transmission Right (FTR)**

FTRs bezeichnen die im Forward-Transmission-Markt regulär verauktionierten finanziellen Übertragungsrechte eines Interkonnectors. Der Halter eines FTRs ist berechtigt, sich die Preisdifferenz zwischen zwei Gebotszonen multipliziert mit der im FTR festgehaltenen Energiemenge vom ÜNB auszahlen zu lassen. Die Preisdifferenz ist dabei wie bei den CfDs definiert. Die Lösung beinhaltet die Vergabe eines Teils der verfügbaren FTRs an die hybriden OWP, bevor diese im Rahmen der regulären Auktion auf der Plattform des Joint Allocation Office versteigert werden. Die vergebenen FTRs sind dabei unidirektional angelegt. FTRs können dabei als Option oder Future ausgestaltet sein. Ein FTR-Future unterscheidet sich gegenüber einem CfD nur in der vorher bestimmten Energiemenge, für die ein Zahlungsausgleich erfolgen kann. Im Fall einer FTR-Option könnte der hybride OWP darüber hinaus die Entscheidung treffen diese nicht einzulösen. Sollte in der OBZ ein höherer Markträumungspreis existieren als in der Onshore-Gebotszone, kann der hybride OWP diesen „Gewinn“ einbehalten.

### **Auction Revenue Right (ARR)**

In dieser Lösung erfolgt die Versteigerung der an die OBZ anliegenden Interkonnectoren gebundenen FTRs. Der hybride OWP ist dabei jedoch Halter sogenannter ARR, welche das Recht einräumen, einen Teil der Auktionserlöse aus der Versteigerung der FTRs zu erhalten.

Die Lösungsansätze werden im Folgenden gemäß der definierten Bewertungsmethodik analysiert.

#### **4.1.1 Effizienz der Lösungsansätze**

Grundsätzlich unterstützen alle Umsetzungsmöglichkeiten das Investment in den hybriden OWP. Ein grundsätzliches Unterscheidungsmerkmal der Umverteilungsmechanismen ist die Art, mit der Preis- und Volumenrisiken an die beteiligten Stakeholder verteilt werden. [5]

Ein CfD kann grundsätzlich Volumen- und Preisrisiken vollständig absichern. Demgegenüber sind FTRs aufgrund ihrer Kopplung an die physikalischen Grenzen des Interkonnectors lediglich in der Lage Preisrisiken vollständig entgegenzuwirken. Volumenrisiken können jedoch nur vermindert, nicht aber aufgehoben werden. [5]

Darüber hinaus ist nicht eindeutig, wie die Einspeisungsmenge festgelegt wird, welche durch FTRs abgesichert werden soll. Da es kaum möglich sein wird, die jeweils exakte Einspeisung des hybriden OWPs zu besichern, besteht die Gefahr, dass die Absicherung entweder nicht ausreicht oder es zu einer Überkompensation der Risiken hybrider OWPs kommt. Innerhalb einer internationalen OBZ ergibt sich zudem das Problem einer nicht eindeutigen Zuordnung der hybriden OWPs zu den angeschlossenen Interkonnectoren. Wird hybriden OWPs FTRs auf verschiedenen Interkonnectoren gewährt könnte dies den Wettbewerb zwischen den hybriden OWPs verzerren. Aufgrund der fehlenden Absicherung des Volumenrisikos und mehrere ungeklärte Fragen in der genauen Ausgestaltung ist eine Lösung über FTRs als weniger effizient zu betrachten als eine Absicherung über CfDs.

ARRs als dritter Umverteilungsmechanismus sichern weder Preis- noch Volumenrisiken direkt. Mittels der ARR erhält der hybride OWP lediglich eine unabhängige zusätzliche Kompensation für seine Teilnahme an der hybriden Offshore-Anlage. Dies stellt folglich keine Absicherung gegen die niedrigeren Preise in der OBZ dar. Aus der fehlenden Sicherstellung des Preisrisikos folgt, dass das Volumenrisiko ebenfalls nicht abgesichert werden kann. Zwar wurde in anderen Veröffentlichungen angemerkt, dass hybride OWPs mit den Erlösen aus den ARR FTRs finanzieren können, um so eine Absicherung gegen das Preisrisiko zu erreichen, dies gilt jedoch nur, falls die Erlöse aus den ARR ausreichen, um den Bedarf der hybriden OWPs an FTRs zu decken [5]. Der bei ARR notwendige Umweg zur Absicherung des Preisrisikos verringert folglich die Effizienz der Lösung. ARR sind damit als weniger effizient als FTRs anzusehen. Für eine weitergehende Betrachtung der Effizienz der einzelnen Kompensationsmechanismen sei an dieser Stelle lediglich auf die vorhandene Literatur verwiesen [5].

Für internationale OBZs stellt sich unabhängig von der Art des Kompensationsmechanismus, darüber hinaus die Frage nach der Anzahl der an den Kompensationsmechanismen beteiligten ÜNBs, wenn mehrere ÜNBs in der OBZ aktiv sind. Unter dem Gesichtspunkt der Effizienz der Lösung ist eine alleinige Beteiligung des regelzonenverantwortlichen ÜNBs als weniger komplex anzusehen als die gemeinsame Beteiligung aller in der OBZ aktiven ÜNBs. Es ist jedoch ebenfalls eindeutig, dass die Zusammensetzung der beteiligten ÜNBs Auswirkungen auf Erlöse der Umverteilung für den hybriden OWP haben wird. Sodass die Effizienz der Option stark fallabhängig sein könnte.

#### **4.1.2 Politische Akzeptanz**

Alle drei Umsetzungsmöglichkeiten verstoßen gegen Art. 19 VO (EU) 2019/943, welcher die Verwendungszwecke von Engpasserlösen festlegt [23]. Eine zu starke notwendige Aufweichung der Verwendungszwecke läuft Gefahr, politisch auf eine geringe Akzeptanz zu stoßen [5]. Eine Möglichkeit wäre es, den erlaubten Verwendungszwecken von Engpasserlösen lediglich einen weiteren Verwendungszweck in Form der erlaubten Umverteilungsmethode hinzuzufügen. So kann sichergestellt werden, dass der ÜNB weiterhin kein eigenes finanzielles Interesse an einem Engpass besitzt. Abseits der notwendigen gesetzlichen Änderungen ist es sinnvoll, eine Harmonisierung des Umverteilungsmechanismus anzustreben, um internationale Kooperationen in Bezug auf hybride Offshore-Anlagen möglichst effizient gestalten zu können. Im Falle, dass die einzelnen Staaten nicht allein über einen Umverteilungsmechanismus entscheiden dürfen, kann dies die politische Akzeptanz für eine solche Umverteilung auf nationaler Ebene deutlich mindern, da eine Anpassung der Umverteilung an die nationalen Subventionsprogramme durch die Staaten nicht möglich wäre. Dies ist jedoch für einen Abschluss der Doppelkompensation der hybriden OWP notwendig.

Das Problem einer doppelten Kompensation aufgrund von staatlichen Subventionsmechanismen wird am Beispiel Deutschlands erläutert. So ist es bisher nicht eindeutig, wie die Marktprämie für hybride OWPs in einer OBZ berechnet wird. Grund hierfür ist, dass der für die Berechnung der Marktprämie notwendige Monatsmittelwert des Marktwerts von Strom, sich auf die Preise des Spotmarkts stützt, wobei im EEG die Preise des Spotmarkts nicht näher konkretisiert sind [24]. Wird in einem ersten Schritt angenommen, dass sich der Monatsmittelwert des Marktwerts von Strom aus dem Spotpreis der OBZ ergibt, führt dies zu einer Doppelkompensation in der Höhe in der die Umverteilung durch CfDs, FTRs oder ARR zu berücksichtigen gewesen wäre.

Ein hybrider OWP innerhalb der OBZ und ein OWP in der deutschen Gebotszone mit demselben Einspeiseprofil und einem gleichen anzulegenden Wert erhalten unabhängig vom Strompreis im zutreffenden Preisgebiet die gleichen Erlöse aus dem Verkauf ihrer Einspeisung, wenn der Monatsmarktwert des Stroms in der GZ und der OBZ unter dem anzulegenden Wert liegt. Im Gegensatz zum regulären OWP erhält jedoch der hybride OWP zusätzlich noch Erlöse aus der Umverteilung, die dem Ziel des Ausgleichs des Preisspreads zwischen der GZ und der OBZ dienen. Aufgrund des gleichen anzulegenden Werts wurde der Preisspread zwischen der GZ und der OBZ schon durch die Marktprämie ausgeglichen, wodurch der hybride OWP zweimal kompensiert wird.

Für international OBZs sei zudem angemerkt, dass diese doppelte Entlohnung besonders bei einer Kompensation durch einen einzigen ÜNBs ausgeprägt ist. Im Fall, dass mehrere ÜNBs aus unterschiedlichen GZ an der Umverteilung beteiligt sind, sinkt der Anteil der Doppelkompensation, da Teile des Kompensationsmechanismus keinen Mehrwert liefern werden, wenn diese sich auf einen engpassfreien Interkonnektor beziehen. Es ist jedoch wichtig anzumerken, dass in diesem Fall der Effekt lediglich abgeschwächt nicht jedoch aufgehoben wird.

Zur Vermeidung einer solchen ungewollten Bevorteilung hybrider OWPs bestehen grundsätzlich verschiedene Möglichkeiten. So ließe sich einwenden, dass eine solche Doppelkompensation in den anzulegenden Wert miteingepreist werden würde. Als Ergebnis wären bei einer Umverteilung durch CfDs und FTRs anzulegende Werte zu erwarten, welche um den erwarteten Preisspread zwischen der OBZ und GZ im Vergleich zu regulären OWPs vermindert sind. Bei ARRs würde der anzulegende Wert dagegen um den erwarteten Erlös aus den Rechten vermindert werden. Als Folge würden die Gebote innerhalb der OBZ für den anzulegenden Wert niedriger sein als in der GZ und die Berechnung der Marktprämie müsste daher nicht angepasst werden.

Eine derartige Argumentation ist nicht zielführend, da in der Realität eine Abschätzung des erwarteten Preisspreads (im Falle von CfDs oder FTRs) oder der zu erwartende Erlös aus Rechten (bei ARRs) schwer zu bestimmen ist. Hierdurch würde sich eine Benachteiligung der hybriden OWPs ergeben, da sie Gefahr laufen das Risiko zu über- oder unterschätzen.

Im Fall internationaler OBZ wird das System zudem deutlich komplexer, sofern die Umverteilungsmechanismen mit mehreren ÜNBs aus verschiedenen GZ vereinbart werden sollten. Subventioniert Deutschland diesen hybriden OWP eigenständig kann eine Doppelkompensation nur für den Teil der Umverteilung zur deutschen Gebotszone hin geltend gemacht werden. Eine solche Erhöhung der Komplexität verringert die Wahrscheinlichkeit, dass sich der Vorteil der Subvention in niedrigeren anzulegenden Werten niederschlägt.

Die Anpassung der Marktprämie gilt als erste Methode zur Vermeidung einer ungewollten Bevorteilung hybrider OWPs durch Doppelkompensationen. Die Berechnung der Marktprämie wird hierbei derart abgeändert, dass diese nicht als Differenz aus anzulegendem Wert und Marktwert aus der OBZ berechnet wird, sondern vielmehr aus der Differenz des anzulegenden Wertes und des Marktwerts innerhalb der GZ, in dessen Richtung die Kompensation geschieht. Eine solche Berechnungsmethodik erfordert eine Klarstellung der Anlage 1 EEG 2021 [24], beugt aber grundsätzlich eine doppelte Kompensation der hybriden OWPs vor. Es sei an dieser Stelle jedoch ebenfalls auf die steigende Komplexität im Fall der Beteiligung mehrerer ÜNBs am Umverteilungsmechanismus hingewiesen. In diesem Fall kann eine wie oben beschriebene Anpassung der Berechnungsmethodik zu ungerechtfertigten

Mehr- oder Mindereinnahmen auf Seiten der hybriden OWP führen. Grund hierfür ist, dass der reale Marktwert des Stromes für einen hybriden OWP sich aufgrund der anteiligen Beteiligung der ÜNBs an der Umverteilung ebenfalls anteilig aus den einzelnen Marktwerten der unterschiedlichen GZ ergibt. Die deutsche Förderung berechnet unter der oberen Methode jedoch den Marktwert des Stromes ausschließlich auf Basis der deutschen GZ, was zu den gleichen Inkonsistenzen, wie im Ursprungsfall führt. Mögliche Lösungsstrategien sind hierbei unter anderem eine ebenfalls passende anteilige Subvention durch alle beteiligten Staaten oder eine direkte Berücksichtigung des anteiligen Charakters des Marktwertes in der Berechnungsmethodik.

Als weitere Methode sei es vorstellbar, dass der ÜNB die Umverteilungsmechanismen nicht mit dem hybriden OWP, sondern mit der Behörde vereinbart, welche den hybriden OWP subventioniert. Die durch die Subvention ursprünglich auftretende Doppelkompensation wird durch die fehlende Kompensation durch den ÜNB auf Seiten des OWP vermieden. Die Mehrkosten auf Seiten des Staats für die Subvention aufgrund des zu erwartenden geringeren Marktwertes für Strom in der OBZ werden gleichzeitig durch die Zahlung der Kompensation des ÜNBs an die Regulierungsbehörde ausgeglichen. Offensichtliches Problem der Lösung ist eine zu erwartende geringere politische Akzeptanz. Gründe hierfür sind einerseits der Anschein höherer Subventionen und andererseits die geringere Transparenz in der Feststellung der Höhe der Kompensation und der Verbindung von Geldfluss und Intention der Zahlung.

Grundsätzlich gilt weiterhin, dass eine fehlende Anpassung des Umverteilungsmechanismus an die staatlichen Subventionsprogramme dazu führen kann, dass der Eindruck einer weiteren Subvention für die hybriden OWP entsteht. Ein solcher Eindruck würde die politische Akzeptanz in den einzelnen Staaten folglich absenken. Anpassungen an den Umverteilungsmechanismus können in der Lage sein, diese Gefahr zu beheben, müssen jedoch unter Umständen auf die individuelle geografische Lage der OBZ abgestimmt sein. Somit können alle drei Mechanismen einen Konflikt im Hinblick des Harmonisierungsgrads erzeugen, welcher die politische Akzeptanz eines solchen Vorhabens verringert.

#### **4.1.3 Marktmanipulationsmöglichkeit**

Insgesamt lassen sich Möglichkeiten der Marktmanipulation für alle drei Umverteilungsmechanismen als gering bewerten. Zwar wurden für FTRs und ARR in vorausgegangener Literatur Bedenken über eine mögliche Marktmanipulation geäußert, für den Fall, dass diese Rechte auf dem Sekundärmarkt weiterverkauft werden dürfen [5]. Einerseits sind diese Überlegungen jedoch theoretischer Natur und haben andererseits langfristig einen verschwindenden Nutzen für den hybriden OWP. Jegliche Marktmanipulation zur Erhöhung kurzfristiger Erlöse, bedeutet eine Anpassung des Marktes, sodass zukünftige Erlöse sinken. Eine solche Manipulation bietet demnach auf lange Sicht keinen Vorteil für den hybriden OWP und ist damit unattraktiv [5].

Es sei an dieser Stelle angemerkt, dass sich in einer internationalen OBZ jedoch Probleme im Falle von CfDs und FTRs ergeben, sollte der Umverteilungsmechanismus lediglich mit jeweils einem ÜNB vereinbart worden sein. In diesem Fall tauschen die hybriden OWP die Preisdynamik der OBZ mit der Preisdynamik der GZ, in welcher der beteiligte ÜNB aktiv ist. Haben verschiedene hybride OWP Umverteilungsmechanismen mit unterschiedlichen ÜNBs vereinbart, kommt es in der OBZ zu einer Störung der Wettbewerbsbedingungen, da die hybriden OWP innerhalb der OBZ effektiv mit unterschiedlichen Preisen, namentlich den Preisen aus

den Gebotszonen der jeweiligen ÜNBs, gegeneinander konkurrieren. Sollte eine GZ strukturell höhere Preise aufweisen als eine andere, ist es dem hybriden OWP mit der Preisdynamik der hochpreisigen GZ grundsätzlich möglich einen Vorteil gegenüber hybriden OWPs mit der Preisdynamik der tiefpreisigen GZ zu erlangen. Voraussetzung ist jedoch, dass der hybride OWP in der Lage ist Zeiträume vorherzusagen, in denen der Preis innerhalb der OBZ und der tiefpreisigen GZ ist. In diesem Fall kann der hybride OWP mit der Preisdynamik der hochpreisigen GZ trotz negativen Preisen wirtschaftlich lohnend in das Netz einspeisen, während dies dem hybriden OWP mit der Preisdynamik der tiefpreisigen GZ verwehrt bliebe. Um solche Fälle zu umgehen, sollte der Umverteilungsmechanismus nur dann zum Tragen kommen, falls die Preise innerhalb der OBZ positiv sind. Problem dieser Anpassung des Umverteilungsmechanismus ist jedoch, dass die OBZ aufgrund ihrer Konfiguration öfters negative Preise erleben wird, als die angrenzenden GZs, was zu leichten Nachteilen für die hybriden OWPs gegenüber ihren regulären Pendanten führen kann. Weitere Regelungen, wie eine variable Begrenzung der maximal nicht kompensierbaren Stunden aufgrund von negativen Preisen, welche an die Anzahl der negativen Stunden in den angrenzenden GZs gekoppelt ist, können hier für ausgeglichene Wettbewerbsbedingungen sorgen.

Diese Inkonsistenzen ergeben sich ebenfalls, wenn auch in abgeschwächter Form, wenn die Kompensationsmechanismen grundsätzlich mit mehreren ÜNBs für einen hybriden OWP abgeschlossen werden. Es ist daher auch hier anzuraten von einer Umverteilung im Fall negativer Strompreise innerhalb der OBZ abzusehen.

Unter Berücksichtigung der genannten Punkte ist die Gefahr einer Marktmanipulation durch die Umverteilungsmechanismen als gering zu bewerten.

#### **4.1.4 Zukunftsfähigkeit**

Im Hinblick auf die zukünftige Entstehung eines vermaschten Offshore-Netzes (MOGs) sei anzumerken, dass das gesamte Problem an Bedeutung verlieren könnte, sofern sich innerhalb eines MOGs auch Verbraucher ansiedeln. Diese können infolgedessen für ein Gleichgewicht zwischen Verbrauchern und Generatoren sorgen und so die Abhängigkeit der OBZ von den Exportmöglichkeiten verringern. Eine Verringerung der Abhängigkeit macht eine OBZ weniger anfällig nur den niedrigeren Preis im Falle eines Preissplits akzeptieren zu müssen. Demnach kann das besprochene Problem der Umverteilung von Erlösen von hybriden OWP zu den ÜNBs als temporär charakterisiert werden, weshalb die Lösungen befristet sein sollten. Dies ist im Umverteilungsansatz grundsätzlich möglich. Sowohl CfDs als auch FTRs und ARRs können eine zeitliche Befristung aufweisen, weshalb alle drei Umsetzungsmöglichkeiten gleichermaßen für die Entwicklung eines MOGs geeignet erscheinen.

## **5 Fazit und Zusammenfassung**

Die vorangegangene Analyse zeigt, dass es im Bereich der OBZ vornehmlich Probleme im Hinblick auf die Verteilung der Kosten und Nutzen hybrider Offshore-Anlagen gibt. Da diese aus der anfänglich besonderen Struktur der Marktakteure resultieren und zudem über Kompensationsmechanismen in großen Teilen adressiert werden können, kann die Problematik als temporär gekennzeichnet werden. Da eine OBZ nach Einschätzung dieser Veröffentli-

chung für die Umsetzbarkeit einer OBZ Änderungen an der aktuellen Regulierung als unvermeidlich angesehen werden, läuft eine Fokussierung auf OBZs Gefahr den Ausbau hybrider Offshore-Anlagen kurzfristig zu verzögern.

Gemäß der vorliegenden Analyse kann diese Gefahr durch den Einsatz des HM-Modells umgangen werden. Vor dem Hintergrund des Ergebnisses, dass dauerhafte Lösungsansätze des Problems der 70%-Regel weiterhin massive ungeklärte Folgekomplikationen im HM-Modell besitzen, stellt das HM-Modell ohne Änderung der bestehenden Regulierung kein langfristiges Betriebsmodell dar. Ein auf Ausnahmen basierender Betrieb hybrider Offshore-Anlagen unter dem HM-Modell stellt damit die Möglichkeit dar kurzfristig Fortschritte im Ausbau hybrider Offshore-Anlagen zu tätigen.

Auf einen längeren Zeitraum ab 2035 hin sollte es jedoch das Ziel sein, die notwendigen Schritte für die Implementierung eines OBZ-Modells vorzunehmen, um so die grundsätzlichen Vorteile einer OBZ gegenüber dem HM-Modell ausnutzen zu können und die Entstehung eines MOGs bestmöglich zu unterstützen.

## 6 Referenzen

- [1] Europäische Kommission. "Langfristige Strategie - Zeithorizont 2050." ec.europa.eu. [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050\\_de/](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_de/) (abgerufen 20.01.2022, 17:53 Uhr).
- [2] Europäische Kommission. "Klima- und energiepolitischer Rahmen bis 2030." ec.europa.eu. [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030\\_de](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_de) (abgerufen 20.01.2022, 17:53 Uhr).
- [3] Europäische Kommission. (2020, Nov. 19). *COM/2020/741, Mitteilung der Kommission an das europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen Eine EU-Strategie zur Nutzung des Potenzials der erneuerbaren Offshore-Energie für eine klimaneutrale Zukunft.* [Online]. Verfügbar: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=COM:2020:0741:FIN>
- [4] Europäische Kommission. (2020, Mai 20). *COM/2020/380 final, Mitteilung der Kommission an das europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen EU-Biodiversitätsstrategie für 2030 Mehr Raum für die Natur in unserem Leben.* [Online]. Verfügbar: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=celex:52020DC0380>
- [5] Europäische Kommission, Generaldirektion Energie, J. Hentschel, B. Tennbakk, Å. Jenssen, S. Paredes, D. Atlmayr, "Market Arrangements for Offshore Hybrid Projects in the North Sea," Luxembourg, Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2020, Nov. 13. [Online]. Verfügbar: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/28ff740c-25aa-11eb-9d7e-01aa75ed71a1/language-en>
- [6] North Sea Wind Power Hub Programme (NSWPH), "Market setup options for hybrid projects. Regulatory & market design," 2021, Feb. [Online]. Verfügbar: [https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/NSWPH\\_Market-setup-options-for-hybrid-projects\\_Discussion-paper-2\\_final.v2.pdf](https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/NSWPH_Market-setup-options-for-hybrid-projects_Discussion-paper-2_final.v2.pdf)

- [7] Europäische Kommission, Generaldirektion Energie, S. Elsen, U. Weichenhain, T. Zorn, S. Kern, "Hybrid projects: How to reduce costs and space of offshore developments: North Seas Offshore Energy Clusters study," Luxembourg, Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2019, Mai, 24. [Online]. Verfügbar: <https://op.europa.eu/de/publication-detail/-/publication/59165f6d-802e-11e9-9f05-01aa75ed71a1>
- [8] Europäische Kommission. (2020, Mai 20). *COM/2020/380 final, Mitteilung der Kommission an das europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen EU-Biodiversitätsstrategie für 2030 Mehr Raum für die Natur in unserem Leben*. [Online]. Verfügbar: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=celex:52020DC0380>
- [9] The North Seas Countries' Offshore Grid Initiative (NSCOGI) (2014, July). *Discussion Paper 2: Integrated Offshore Networks and the Electricity Target Model*. [Online]. Verfügbar: [https://www.benelux.int/files/4514/0923/4100/Market\\_Arrangements\\_Paper\\_Final\\_Version\\_28\\_July\\_2014.pdf](https://www.benelux.int/files/4514/0923/4100/Market_Arrangements_Paper_Final_Version_28_July_2014.pdf)
- [10] North Sea Wind Power Hub Programme (NSWPH), "Market setup options to integrate hybrid projects into the European electricity market" 2020, April. [Online]. Verfügbar: [https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/NSWPH-Discussion\\_Paper\\_Market-Setups-for-Hybrid-projects1.pdf](https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/NSWPH-Discussion_Paper_Market-Setups-for-Hybrid-projects1.pdf)
- [11] North Sea Wind Power Hub Programme (NSWPH), "Compatibility of market setups with national legal and regulatory frameworks" 2021, Feb. [Online]. Verfügbar: [https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/NSWPH\\_Compatibility-of-market-setups-with-national-legal\\_Summary-report.docx.pdf](https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/NSWPH_Compatibility-of-market-setups-with-national-legal_Summary-report.docx.pdf)
- [12] C. Nieuwenhout, M. Roggenkamp, "WP7.1 Deliverable 1 Intermediate report for stakeholder review: Legal framework and legal barriers to an offshore HVDC electricity grid in the North Sea," PROMOTioN consortium, 2017, Juni. 6. [Online]. Verfügbar: [https://www.promotion-offshore.net/fileadmin/PDFs/D7.1\\_-\\_Legal\\_framework\\_and\\_legal\\_barriers\\_to\\_an\\_offshore\\_HVDC\\_electricity\\_grid\\_in\\_the\\_North\\_Sea.pdf](https://www.promotion-offshore.net/fileadmin/PDFs/D7.1_-_Legal_framework_and_legal_barriers_to_an_offshore_HVDC_electricity_grid_in_the_North_Sea.pdf)
- [13] C. Nieuwenhout, "Offshore Hybrid Grid Infrastructures: The Kriegers Flak Combined Grid Solution," *European Energy Law Report XII*. Intersentia, S. 95–112, 2019, doi: 10.1017/9781780688091.006
- [14] H. K. Müller, "A legal framework for a transnational offshore grid in the North Sea." Groningen, Niederlande University of Groningen, 2015.
- [15] North Sea Wind Power Hub Programme (NSWPH), "Market setup options to integrate hybrid projects into European electricity market. Discussion Paper," 2020, April. [Online]. Verfügbar: [https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/NSWPH-Discussion\\_Paper\\_Market-Setups-for-Hybrid-projects1.pdf](https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/NSWPH-Discussion_Paper_Market-Setups-for-Hybrid-projects1.pdf)
- [16] P. Bhagwat, T. Schittelkatte, L. Lind, et al., "D7.4 Economic framework for a meshed offshore grid," PROMOTioN consortium, 2019, April. 30. [Online]. Verfügbar: [https://www.promotion-offshore.net/fileadmin/PDFs/D7.4\\_Economic\\_framework\\_for\\_a\\_meshed\\_offshore\\_grid.pdf](https://www.promotion-offshore.net/fileadmin/PDFs/D7.4_Economic_framework_for_a_meshed_offshore_grid.pdf)

- [17] North Seas Energy Cooperation (NSEC). (2020, Juli). *Support Group 3 Recommendations to NSEC Ministers and the Energy Commissioner*. [Online]. Verfügbar: [https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Downloads/I/input-paper-support-group-3.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Downloads/I/input-paper-support-group-3.pdf?__blob=publicationFile&v=2)
- [18] North Seas Energy Cooperation (NSEC). (2020, Juli). *Status of discussions for NSEC Ministers and the Energy Commissioner*. [Online]. Verfügbar: [https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Downloads/I/input-paper-support-group-1.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Downloads/I/input-paper-support-group-1.pdf?__blob=publicationFile&v=2)
- [19] North Sea Wind Power Hub Programme (NSWPH), "CBA framework for hub-and-spoke projects", 2021, Mai. [Online]. Verfügbar: [https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/NSWPH\\_Cost\\_Benefits\\_Discussion\\_paper\\_1.pdf](https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/NSWPH_Cost_Benefits_Discussion_paper_1.pdf)
- [20] Europäische Kommission, Generaldirektion Energie, M. Gephart, S. Boeve, C. Klessmann, et al., "Recommendations for an integrated framework for the financing of joint (hybrid) offshore wind projects: final report", Luxembourg, Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2020 Nov. 17. [Online]. Verfügbar: <https://op.europa.eu/s/u0r6>
- [21] S. Bradbury, A. Karakyriakou, "Market Setup Impact on Price Dynamics and Income Distribution. A study commissioned by the North Sea Wind Power hub consortium. Background Report," AFRY Management Consulting, London, Großbritannien, 2020, Okt. 8. [Online]. Verfügbar: [https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/NSWPH-Study\\_AFRY-Background-Report\\_Oct-2020\\_v500\\_FINAL.pdf](https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/NSWPH-Study_AFRY-Background-Report_Oct-2020_v500_FINAL.pdf)
- [22] "Regulatory set-up for hybrid offshore wind projects", Ørsted A/S, Fredericia, Dänemark, 2020, Mai. [Online]. Verfügbar: <https://orsted.com/en/about-us/whitepapers/regulatory-set-up-for-hybrid-offshore-wind-projects>
- [23] Europäisches Parlament, Rat der Europäischen Union (2019, Juni 5). *VO (EU) 2019/943, Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt*. [Online]. Verfügbar: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj?locale=de>
- [24] Deutscher Bundestag. (2021, Juli 16). *EEG 2021, Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 11 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist*