

# 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>2</sup>

## Hintergrund und Ziel

Um das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 erreichen zu können, wird von der Europäischen Union zum einen der massive Ausbau von Offshore-Kapazitäten und zum anderen die vollständige Integration des europäischen Strommarkts gefordert. So wird bis 2050 eine Erhöhung auf 300 GW angestrebt [1]. Hybride Offshore-Anlagen werden in diesem Zusammenhang als einer der Schlüssel zur Erreichung der Ziele der Europäischen Union angesehen, da durch sie eine kosteneffiziente und platzsparende Umsetzung der Forderungen erreicht werden kann. Der Ausbau hybrider Offshore-Anlagen schreitet allerdings sehr langsam voran. Bis heute wurde mit der Combined Grid Solution – Kriegers Flak erst eine hybride Offshore-Anlage vollumfänglich realisiert. Weitere Projekte mit hybriden Charakter sind zwar geplant, befinden sich jedoch noch in ihrer Entwicklungsphase. Grund hierfür sind die bestehenden regulatorischen Unsicherheiten, welche den weiteren Ausbau für die beteiligten Stakeholder unattraktiv machen. Ziel des Artikels ist es daher, diese Unsicherheiten zu identifizieren, um in einer daran anschließenden Analyse Lösungsansätze aufzeigen und bewerten zu können. So liefert der wissenschaftliche Artikel einen Beitrag zur Erstellung eines fundierten Ausgangspunkts zur Formierung einer einheitlichen Strategie für den Ausbau hybrider Offshore-Anlagen.

## Analyseaspekte

In diesem Kapitel soll zunächst ein Überblick über mögliche Implementierungen des Marktdesigns gegeben. Hierbei stellen sich zwei Betriebsformen als zielführend dar, die in Abbildung 1 dargestellt sind. Zum einen bietet das „Home-Market“ Modell (HM-Modell) die Möglichkeit der Zuordnung der hybriden Offshore-Anlagen zu bestehenden Gebotszonen [2]. Hierdurch ergeben sich beispielsweise keine Probleme hinsichtlich der Einkommensverteilung. Jedoch führt die Anwendung der 70% minRAM Regelung<sup>3</sup> auf Interkonnektoren zu einer Restriktion der hybriden Offshore-Windparks, was zu Ineffizienzen hinsichtlich der Einspeisung der generierten Windenergie führt.

Dieser Umstand kann durch die zweite Betriebsform - Offshore-Gebotszonen (OBZ) - vermieden werden [2]. In dieser Variante werden die hybriden Offshore-Anlagen nicht zu den bestehenden Gebotszonen zugeordnet, sondern eine neue Gebotszone wird implementiert. Durch diese Einführung einer OBZ für die hybriden Offshore-Anlagen können die hybriden Offshore-Assets in Interkonnektoren umgewandelt werden.

---

<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, <https://www.iaew.rwth-aachen.de/cms/~cyffs/IAEW/>

<sup>2</sup> Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW), RWTH Aachen, Schinkelstraße 6

<sup>3</sup> Bereitstellung von mindestens 70% der verfügbaren Kapazität des Interkonnektors auf dem Markt [3]

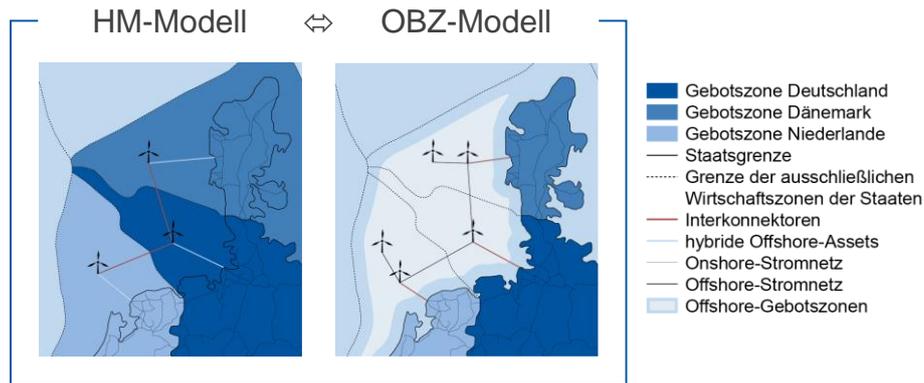


Abbildung 1: Gegenüberstellung des HM- sowie des OBZ-Modells.

## Bewertungsmethodik

Die Betriebsformen werden im Hinblick auf ihre Fähigkeit bewertet, die Klima- und energiepolitischen Ziele der EU zu unterstützen. In diesem Zusammenhang werden daher zwei größere Bewertungskategorien (namentlich „Governance“ und „Finanzen“) definiert. Die Kategorie „Governance“ umfasst alle Aspekte von Regulierungsfragen sowie Fragen der Rechtsprechung in den verschiedenen Betriebsformen, während die Kategorie „Finanzen“ die direkten finanziellen Aspekte der beteiligten Akteure umfasst. Besonderer Fokus liegt dabei auf möglicherweise notwendiger Kompensationsmaßnahmen – aufgrund des Risikos verringerter Erlöse der Windfarmbetreiber – im Zusammenspiel mit nationalen Subventionsmaßnahmen.

## Schlussfolgerung und Kernaussage

In diesem wissenschaftlichen Artikel werden sowohl die Vor- als auch die Nachteile der beiden Betriebsformen thematisiert, sodass zum Ende eine fundierte Empfehlung gegeben werden kann. Es zeigt sich, dass das HM-Modell die für einen schnellen Ausbau vorzuziehende Alternative ist, da es eine schnelle Umsetzbarkeit bietet auch wenn teilweise Ausnahmeregelungen eingesetzt werden müssten. Die Einführung von OBZs wäre mit einem erheblichen regulatorischen Mehraufwand verbunden. Jedoch wird im Rahmen des wissenschaftlichen Artikels gezeigt, dass das OBZ-Modell in der Zukunft die adäquatere Lösung zur Erreichung der langfristigen Ziele der EU darstellt.

Aus diesem Grund ist bereits heute eine entsprechende Vorbereitung auf die Implementierung von Offshore-Gebotszonen bei gleichzeitiger temporärer Anwendung des HM-Modells zu empfehlen, um die politischen Ausbauziele der Offshore-Windkapazität und Interkonnektorkapazität nicht zu gefährden.

## Referenzen

- [1] Eine EU-Strategie zur Nutzung des Potenzials der erneuerbaren Offshore-Energie für eine klimaneutrale Zukunft, Europäische Kommission, Brüssel, 11/2020
- [2] Market Arrangements for Offshore Hybrid Projects in the North Sea, THEMA Consulting Group, veröffentlicht durch Europäische Kommission, 10/2020
- [3] Europäisches Parlament; Rat der Europäischen Union: Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt. VO (EU) 943/2019, 2019a.