

# **Bewertung von Konzepten zur Systemintegration von Offshore-Wind aus der Nordsee**

## **Masterarbeit**

Claire Lambriex, RWTH Aachen University (Betreuung: Lukas Löhner M. Sc.)  
Institut für elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW)

claire.lambriex@rwth-aachen.de

Um das Klimaschutzziel des europäischen Green Deals von Netto-Null-Emissionen bis 2050 zu erreichen, müssen die Treibhausgasemissionen des Energiesektors in Europa deutlich reduziert werden. Dies erfordert die Integration großer Mengen erneuerbarer Energien (EE) in das Energiesystem. Offshore-Wind ist eine der erneuerbaren Energiequellen, die in Europa ein großes Ausbaupotenzial haben. Insbesondere die Nordsee hat aufgrund ihrer flachen Gewässer und hohen Windgeschwindigkeiten ein großes und weit verbreitetes natürliches Potenzial für Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie. Die Reduktion der Treibhausgasemissionen der öffentlichen Stromversorgung in der EU erfordert eine starke Ausschöpfung dieses Potenzials. Bei der Systemintegration von Offshore-Windenergie bestehen jedoch einige Herausforderungen. Durch die Volatilität der Windenergieeinspeisung können Stromerzeugung und -nachfrage zeitlich auseinanderfallen. Zudem existiert durch die Korrelation mit Onshore-Windeinspeisung an der Küste eine hohe Gleichzeitigkeit der Windenergieerzeugung, die zu Engpässen im Übertragungsnetz führen kann. Es wurden bereits verschiedene Konzepte für die Systemintegration von Offshore-Windenergie entwickelt. Da die Konzepte sich stark unterscheiden, besteht das Ziel dieser Arbeit darin, bestehende Konzepte hinsichtlich Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit zu bewerten und ein optimiertes Konzept für die Integration von Offshore-Wind aus der Nordsee zu dimensionieren.

Die Planung und Entwicklung von Offshore-Windparks in der Nordsee erfolgte bisher hauptsächlich auf nationaler Ebene. Für eine kosteneffiziente Integration weiterer Windparks ist jedoch eine Koordination zwischen den an die Nordsee angrenzenden Ländern erforderlich. Einige Unternehmen und Institutionen haben Konzepte entwickelt, mit denen das Winddargebot in der Nordsee möglichst effizient genutzt werden kann. In anderen Meeren, wie z.B. der Ostsee, sind bereits solche Konzepte konkret in Planung oder realisiert worden. Folgende bestehende Maßnahmen und Konzepte für die Systemintegration von Offshore-Windenergie wurden in einer Literaturanalyse identifiziert:

- Einzelne Maßnahmen:
  - Hybridkonzept: ein so genanntes Hybridkonzept kombiniert den Anschluss von Windparks mit der Interkonnektion von Ländern. Dies bringt Investitionskostenvorteile durch die gemeinsame Nutzung von Anlagen und schafft zudem zusätzliche Übertragungskapazitäten zwischen Ländern, sodass zusätzlicher Stromhandel möglich wird.
  - Lastnaher Windparkanschluss: der Anschluss von Windparks erfolgt direkt in der Nähe von Standorten mit hohem Stromverbrauch oder aufnahmefähiger Netzknoten. Ein Vorteil dieser Maßnahme ist das Ersetzen entfallender Kraftwerkskapazitäten durch Offshore-Windkapazität.

- Konzepte:
  - Business-as-usual: Windparks werden wie üblich mit Punkt-zu-Punkt-Leitungen an das Stromnetz angeschlossen.
  - Offshore Vernetzung von Windparks: die Verteilung von Energie erfolgt flexibel über verschiedene Länder.
  - Hub-and-Spoke-Konzept mit Elektrolyseuren: Strom- und Wasserstoffübertragung an Land werden zur Entlastung des Stromnetzes kombiniert.

Abbildung 1 gibt einen Überblick über die beschriebenen Maßnahmen und Konzepte.

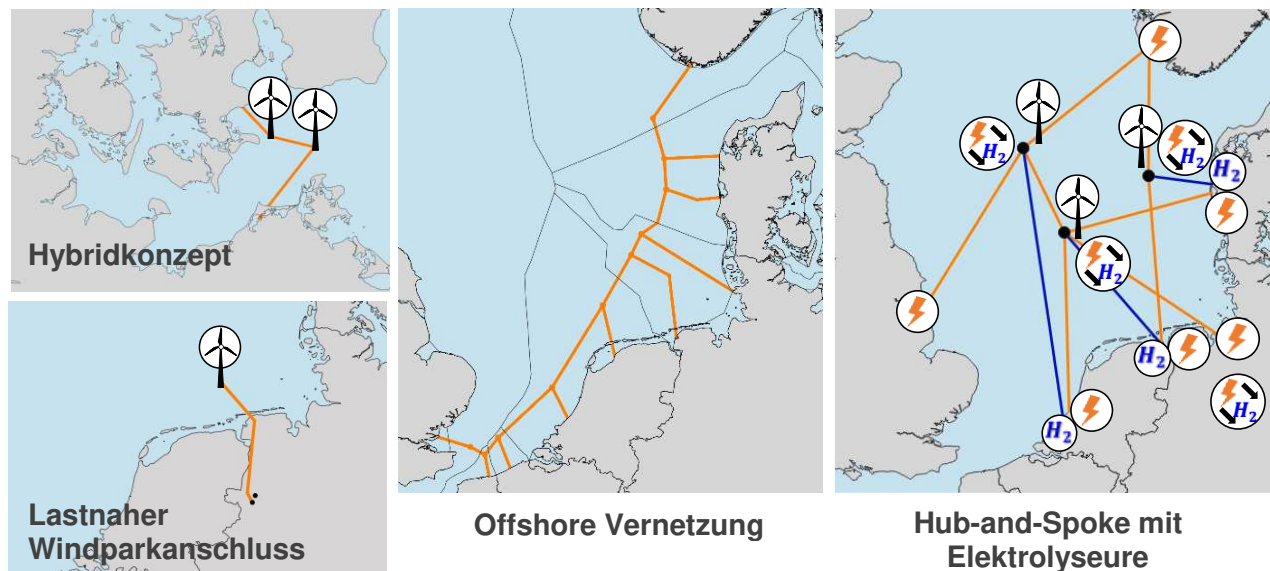


Abbildung 1: Maßnahmen und Konzepte zur Systemintegration von Offshore-Windenergie

Mit dem in dieser Arbeit entwickelten Verfahren wird ein optimiertes Konzept für die Integration von 180 GW Offshore-Windkapazität aus der Nordsee dimensioniert, bewertet und mit anderen Konzepten verglichen. Dabei werden die gekoppelten europäischen Strom- und Wasserstoffinfrastrukturen im Jahr 2040 modelliert. Das Verfahren basiert auf einem linearen Energiesystemoptimierungsmodell, in welchem die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten<sup>1</sup> des Systems minimiert werden. Freiheitsgrade des Modells sind dabei u.a. Kraftwerkseinsatz, Abregelung von erneuerbaren Energien, Einsatz von Stromspeicher, Einsatz von Elektrolyseuren, Wasserstoffimporte, Lastabwurf, Einsatz von Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen (HGÜ) und der Gasfluss in Wasserstoffleitungen. Die Strom- und Wasserstoffnachfrage sowie die Windparks in der Nordsee und das EE-Dargebot sind Eingangsdaten des Modells. In einem ersten Schritt wird ein Konzept bestehend aus ausgewählten Anlagen in der Nordsee durch eine

<sup>1</sup> Das Modell orientiert sich durch Minimierung der Systemkosten an den drei Zielen des energiepolitischen Dreiecks: Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltfreundlichkeit. Die Wirtschaftlichkeit wird durch die Investitions- und Betriebskosten, die Versorgungssicherheit durch die Kosten für nicht gelieferte Energie und die Umweltfreundlichkeit durch die CO<sub>2</sub>-Kosten berücksichtigt.

kombinierte Ausbau- und Betriebsoptimierung dimensioniert. Zusätzlich zu den oben genannten Freiheitsgraden gibt es zur Ausbauroptimierung Freiheitsgrade für das Hinzufügen von Ausbaukandidaten in das System. Ausbaukandidaten sind HGÜ, Wasserstoffleitungen, Elektrolyseanlagen und Batteriespeicher an ausgewählten Standorten in der Nordsee. Die Dimensionierung dieser Anlagen wird als entwickeltes Konzept bezeichnet und ist das Ergebnis dieses ersten Schritts. In diesem Schritt wird die Modellkomplexität durch eine räumliche Aggregation mittels eines Netzwerkreduktionsverfahrens reduziert. Es werden drei verschiedene Konzepte mit Hilfe von drei verschiedenen Netzwerkreduktionsverfahren dimensioniert. In einem zweiten Schritt wird der jährliche Betrieb des Systems bei netzknotenscharfer räumlicher Auflösung mit all diesen Konzepten sowie mit aus der Literatur ausgewählten Konzepten optimiert. In diesem Schritt wird die Modellkomplexität durch einen verschachtelten Ansatz reduziert. Dabei wird in der ersten Stufe der Speichereinsatz in einem räumlich stark aggregierten Netz optimiert. In der zweiten Stufe wird der Systemeinsatz durch Aufteilung in einzelne Zeitschritte optimiert. Die Speicherfüllstände aus der ersten Stufe werden in der zweiten Stufe übernommen, sodass keine Zeitkopplung zwischen den einzelnen Zeitschritten besteht. Die Ergebnisse dieses Schrittes werden schließlich in einem dritten Schritt mit Hilfe einer Kosten-Nutzen-Analyse bewertet und verglichen. Das methodische Vorgehen ist in Abbildung 2 dargestellt.

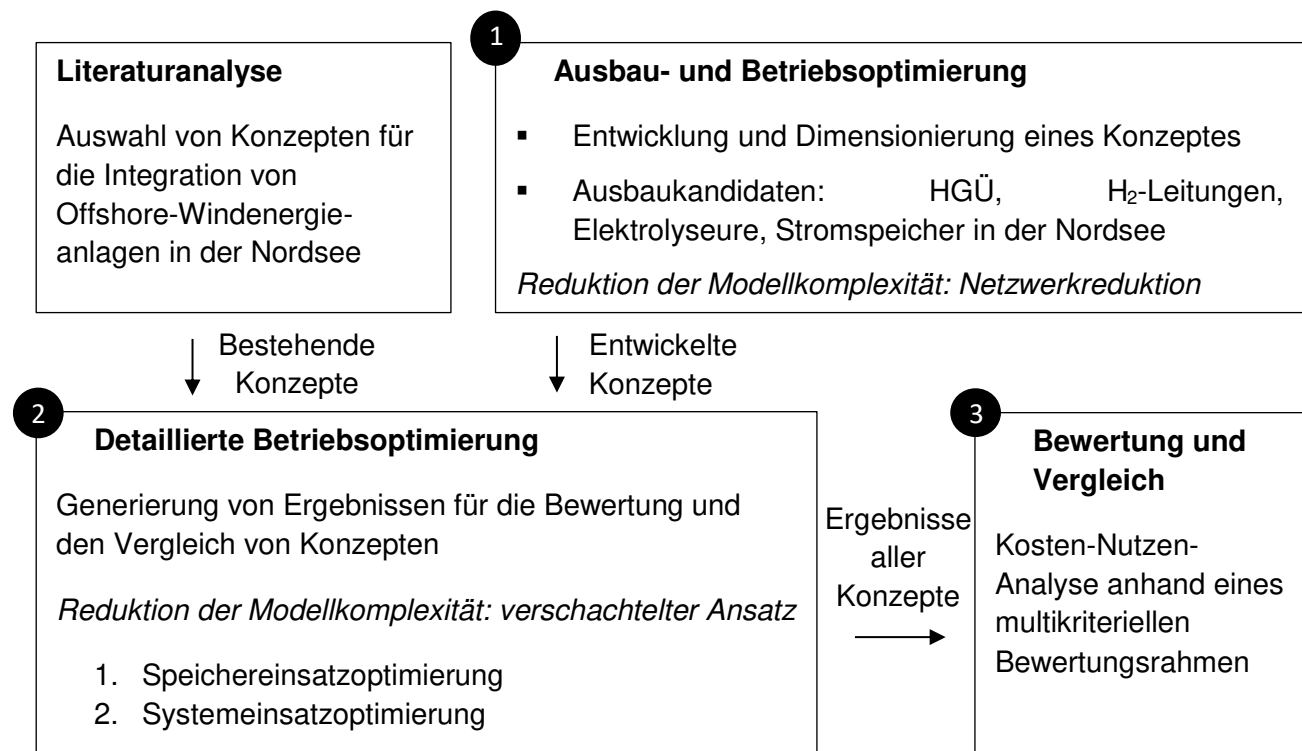


Abbildung 2: Übersicht über das methodische Vorgehen

Das Konzept, das die besten Ergebnisse im Sinne des energiepolitischen Zieldreiecks liefert, ist eines der drei optimierten Konzepte. Mit diesem optimierten Konzept können in dem Szenario des Jahres 2040 97,5 % des erzeugten Stroms aus Offshore-Windenergie aus der Nordsee mit einer Anschlussquote von lediglich 66,5 % in das Energiesystem integriert werden. Daraus lässt sich schließen, dass ein vollständiger Anschluss der 180 GW Erzeugungskapazität nicht wirtschaftlich ist. Die Integration der verbleibenden 2,5 % wird durch Beschränkungen des Onshore-Stromnetzes gehemmt. Von 180 GW Erzeugungskapazität sind 92,2 GW (51,2 %) über HGÜ und 27,5 GW (15,3 %) über Elektrolyseanlagen mit Wasserstoffleitungen angeschlossen. Neben den HGÜ zur Offshore-Anbindung umfasst das Konzept auch HGÜ zwischen Offshore-Standorten. Diese HGÜ verbinden ähnlich zum Hybridkonzept verschiedene Länder über Windparks miteinander. Allerdings sind diese Offshore-Offshore Leitungen vergleichsweise kleiner dimensioniert. Daraus lässt sich schließen, dass das Hauptziel des Konzepts darin besteht, aus Offshore-Windenergie erzeugten Strom an Land zu transportieren. Der Stromaustausch zwischen verschiedenen Ländern über die Leitungen des entwickelten Konzepts spielt eine untergeordnete Rolle.

Aus der Literatur werden ein Hub-and-Spoke-Konzept und ein Konzept mit einer Offshore Vernetzung von Windparks ausgewählt und untersucht. Im Offshore Vernetzungskonzept, in dem es keine Elektrolyseanlagen gibt, können nur 91 % der Energie integriert werden. Daraus lässt sich im Vergleich zum optimierten Konzept schließen, dass die Kopplung des Stromsystems mit dem Wasserstoffsystem zur Systemintegration von Offshore-Windenergie beiträgt. Die beiden Konzepte aus der Literatur konkurrieren in Bezug auf die energiepolitischen Ziele. Mit dem Vernetzungskonzept können mehr Investitionskosten, mit dem Hub-and-Spoke-Konzept dagegen mehr Betriebskosten eingespart werden. Das Vernetzungskonzept weist die geringsten CO<sub>2</sub>-Kosten auf. In Bezug auf die Versorgungssicherheit erreichen alle Konzepte in etwa das gleiche Ergebnis. Alle optimierten und untersuchten Konzepte erzielen in der Kosten-Nutzen-Analyse insgesamt bessere Ergebnisse als das Business-as-usual-Konzept.

Aus den Ergebnissen lässt sich schließen, dass nahezu das gesamte Stromerzeugungspotenzial aus der Nordsee durch ein geeignet ausgelegtes Systemintegrationskonzept in das Energiesystem integriert werden kann. Allerdings ist neben dem Offshore-Netzausbau auch eine Verstärkung des Onshore-Stromnetzes erforderlich, um das komplette Offshore-Windenergiepotenzial der Nordsee ausschöpfen zu können.