

INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN & NETZE,
DIGITALISIERUNG & ENERGIEWIRTSCHAFT
LEHRSTUHL FÜR ÜBERTRAGUNGSNETZE UND
ENERGIEWIRTSCHAFT

STUDIENABSCHLUSSBERICHT FÜR

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH und TenneT TSO GmbH

Aachen, 26. Mai 2023



NATIONALE UND INTERNATIONALE
OFFSHORE-VERNETZUNG

Univ.-Prof. Dr.-Ing. A. Moser

Institutsleiter

Schinkelstr. 6, 52062 Aachen

+49 241 80 97653

info@iaew.rwth-aachen.de

Ansprechpartner

Jonas Mehlem, M.Sc.

Oberingenieur

j.mehlem@iaew.rwth-aachen.de

Carolin Guntermann, M.Sc.

Wissenschaftliche Mitarbeiterin

c.guntermann@iaew.rwth-aachen.de

Unter der Mitarbeit von:

Andreas Blank, Patrick Düllmann, Lina Fischer, Lukas Hein, Katharina Kollenda, Muriel Krüger, Claire Lambriex, Fabian Meißner, Henrik Schwaeppe, Tobias Sous, Simon Thams, Markus von Heel, Julian Walter, Peter Wirtz

Kernergebnisse

- Es zeigt sich eine wirtschaftlich effiziente internationale Offshore-Vernetzung in Nord- und Ostsee von bis zu 16 GW in Szenario B 2037 und bis zu 35 GW in Szenario B 2045 des Netzentwicklungsplans (NEP) Strom 2037/2045 (2023), durch deren Umsetzung die gesamte europäische Marktwohlfahrt um etwa 1,5 Mrd. €/a bzw. 2,9 Mrd. €/a gesteigert wird.
 - Die untersuchten internationalen Vernetzungstopologien mit Vernetzungen zwischen DE, NL, BE, UK, DKW, NO, SE, LT und LV besitzen einen marktlichen Nutzen, der die Kosten der jeweiligen Vernetzung übersteigt.
 - Es wird sowohl eine geringere Abregelung erneuerbarer Energien als auch eine Einsparung von CO₂-Emissionen durch die untersuchten internationalen Vernetzungstopologien erreicht.
 - Bezogen auf die Vernetzung auf See wurde die internationale Offshore-Vernetzung bevorzugt gegenüber klassischen Punkt-zu-Punkt-Offshore-Interkonnektoren in der Modelloptimierung ausgebaut. Darin zeigt sich insgesamt ein marktlicher Kosten-Nutzen-Vorteil der internationalen Offshore-Vernetzung in der durchgeführten Modelloptimierung.
- Insgesamt zeigen sich beide im NEP Strom 2037/2045 (2023) identifizierten Maßnahmen M272 und M273 des Projekts NOR-OV-1¹ zur nationalen Offshore-Vernetzung als netzdienliche und wirtschaftliche Optionen.
 - Die beiden Maßnahmen M272 und M273 zur nationalen Offshore-Vernetzung reduzieren den Redispatchbedarf um ca. 350 bzw. 746 GWh/a und die engpassbedingte EE-Abregelung um ca. 36 bzw. 132 GWh/a. Die nationale Offshore-Vernetzung erfüllt somit Teile der Transportaufgabe im System.
 - Zudem erhöhen die Maßnahmen zur nationalen Vernetzung die Redundanz bei der Anbindung von Offshore-Windleistung, wodurch im Fehlerfall bei den Maßnahmen M272 und M273 des NEP ca. 426 bzw. 443 GWh/a mehr Offshore-Windenergie integriert werden können.

¹ Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) weisen im Steckbrief des Projekts NOR-OV-1 im NEP Strom 2037/2045 (2023) darauf hin, dass die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen zur nationalen Offshore-Vernetzung in Abhängigkeit der Offshore-Flächenplanung weiter optimiert werden kann.

Executive Summary

Ausgangssituation und Zielstellung

Der fortschreitende Ausbau der Windenergieanlagen auf See sowie die signifikante Erhöhung der Ausbauziele für Offshore-Windenergie in Deutschland und Europa (bspw. im Rahmen der Esbjerg- und der Ostende-Deklaration) resultieren in der Herausforderung, die erneuerbare Energie effizient in das europäische Energiesystem zu integrieren. Der Anschluss der Offshore-Windparks erfolgt bisher über Punkt-zu-Punkt-Anbindungen. Die Vernetzung auf See ist eine Möglichkeit die Effizienz der Anschlüsse weiter zu steigern, dazu muss jedoch eine spätere Vernetzbarkeit frühzeitig in der Systemauslegung berücksichtigt werden. Deswegen wird zunehmend die DC-seitige Vernetzung der Offshore-Windparks bzw. der Offshore-Netzanschlusssysteme (ONAS) diskutiert, wobei sowohl internationale als auch nationale Vernetzungen denkbar sind. Diese Anschlusskonzepte, bei denen zusätzlich zur Punkt-zu-Punkt-Anbindung noch eine internationale und/oder nationale Vernetzung der Plattformen auf See erfolgt, werden als hybride Anschlusskonzepte bezeichnet. Während internationale Vernetzungen zu einer Erhöhung der Interkonnektorkapazitäten führen und damit einen verstärkten europäischen Stromhandel ermöglichen, erhöhen nationale Vernetzungen die nationale Übertragungskapazität. In beiden Fällen ermöglicht die Vernetzung eine verbesserte Integration der Offshore-Windenergie.

Im Rahmen dieser Studie wird einerseits mithilfe eines Modells der volkswirtschaftliche optimale Ausbau einer internationalen Offshore-Vernetzung ermittelt sowie beispielhafte internationale Offshore-Vernetzungstopologien detailliert analysiert. Darüber hinaus ist Ziel der Studie den Nutzen einer zusätzlichen Vernetzung auf nationaler Ebene im Vergleich zu reinen Punkt-zu-Punkt-Anbindungen zu untersuchen. Durch die Umsetzung hybrider Anschlusskonzepte werden folgende Vorteile erwartet:

- Allgemein höhere und damit effizientere Auslastung der erforderlichen ONAS in Deutschland sowie in Europa

- Allgemein erhöhte Verfügbarkeit an Offshore-Windenergie im Störfall durch eine erhöhte Redundanz der ONAS
- Erhöhung der europäischen Versorgungssicherheit und Wohlfahrt durch bessere Integration der europäischen Strommärkte und höhere Integration von erneuerbaren Energien durch internationale Vernetzung
- Reduzierte Abregelung erneuerbarer Energien, geringerer Redispatchbedarf und mehr Flexibilität bei national vernetzten ONAS

Diese Studie dient als Ergänzung und Begleitung der Planungen des NEP Strom 2037/2045 (2023) bezüglich der internationalen und nationalen Offshore-Vernetzung. Zum einen wird die generelle Vorteilhaftigkeit internationaler Offshore-Vernetzungen untersucht und die Kernergebnisse in das Innovationskapitel des NEP aufgenommen. Zum anderen umfasst die Studie eine detailliertere Bewertung der nationalen Vernetzungsmaßnahmen M272 und M273 gemäß NEP und die Ausweisung des Zusatznutzens dieser Maßnahmen. Deshalb sind analog zum NEP als Zieljahre der Studie 2037 und 2045 zu betrachten. Der räumliche Betrachtungsbereich berücksichtigt mögliche Vernetzungen sowie mögliche Punkt-zu-Punkt-Interkonnektoren in der Nord- und Ostsee, wobei ihr Einfluss auf Europa mit der Fokusregion Deutschland betrachtet wird.

Methodisches Vorgehen

Die Studie basiert auf dem Szenario B 2037 bzw. B 2045 des genehmigten Szenariorahmens des NEP Strom 2037/2045 (2023) für Deutschland sowie auf dem Szenario „Distributed Energy“ des Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2022 Scenario Reports für Europa.

Im Falle der internationalen Vernetzung wird im ersten Schritt der volkswirtschaftlich optimale Ausbau der internationalen Offshore-Vernetzung ermittelt. Als Kandidaten stehen dieser Optimierung sowohl marktgebietsübergreifende Offshore-Vernetzungen als auch klassische Punkt-zu-Punkt-Interkonnektoren mit entsprechenden Investitionskosten zur Verfügung. Innerhalb des Verfahrens wird das

Verhältnis von Investitionskosten zur Marktwohlfahrtssteigerung optimiert. Im zweiten Schritt werden auf Basis des volkswirtschaftlich optimalen Ausbaus – unter Berücksichtigung technischer Randbedingungen und unter Hinzunahme von Expertenwissen der ÜNB – konkrete Vernetzungstopologien abgeleitet und in einer Kosten-Nutzen-Analyse umfassend bewertet. Als Bewertungskenngrößen für die internationalen Vernetzungstopologien werden in Ergänzung zu den Investitionskosten, die europäische Marktwohlfahrt (Konsumenten-, Produzenten- und Engpassrente), Integration von erneuerbaren Energien sowie CO₂-Emissionen in Europa basierend auf Marktsimulationen ausgewertet.

Aufgrund der unmittelbaren Rückwirkung einer nationalen Offshore-Vernetzung auf den landseitigen Netzausbaubedarf wurden die nationalen Offshore-Vernetzungsmaßnahmen im Rahmen des NEP bestimmt. Diese nationalen Vernetzungsmaßnahmen aus dem NEP werden in dieser Studie anhand von Redispatchvolumina und der Integration von erneuerbaren Energien mit Hilfe von Markt- und Netzsimulationen bewertet und verglichen. Zusätzlich wird die erhöhte Verfügbarkeit der ONAS durch redundante ONAS als Folge der nationalen Vernetzung mittels eines generischen Ansatzes bestimmt.

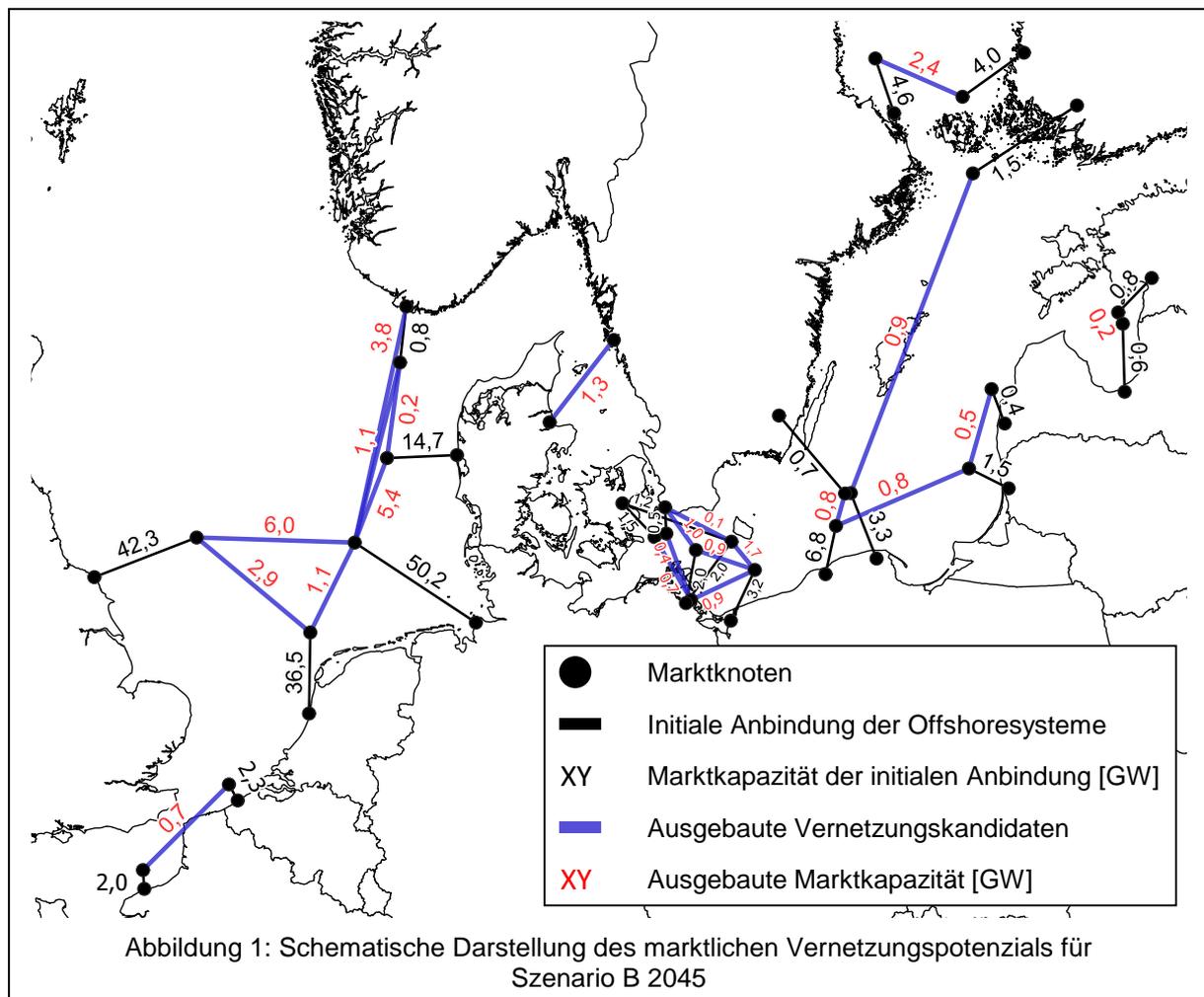
Die Bewertung der Vernetzungstopologien basierend auf den dargestellten Kenngrößen erfolgt jeweils anhand eines Vergleiches mit der entsprechenden Referenz ohne Offshore-Vernetzung.

Bewertung internationaler Vernetzung

Marktliches Vernetzungspotential von 16 GW in 2037 und 35 GW in 2045

Zur Bestimmung der internationalen Vernetzungstopologien werden zunächst anhand einer Ausbausimulation vielversprechende marktgebietsübergreifende Vernetzungen identifiziert. Die Identifikation erfolgt basierend auf einer Kandidatenliste potentieller Offshore-Vernetzungen innerhalb der Nord- und Ostsee und potenziellen neuen Interkonnektoren zwischen den Anrainerstaaten der Nord- und Ostsee. Für diese Kandidaten sind die annuitätischen Investitionskosten basierend auf den Kostenannahmen des NEP Strom 2037/2045 (2023) gegeben, die einer gesteigerten Marktwohlfahrt bei Ausbau des entsprechenden Kandidaten gegenübergestellt werden. Im exemplarischen Szenario B des NEP Strom 2037/2045 (2023) ergeben sich unter den getroffenen Kostenannahmen für 2037 bis zu 16 GW und für 2045 bis zu 35 GW potentiell wirtschaftliche Vernetzungen in ganz Europa. Diese internationale Offshore-Vernetzung führt zu einer Steigerung der gesamteuropäischen Marktwohlfahrt um etwa 1,5 Mrd. €/a (Szenario B 2037) bzw. etwa 2,9 Mrd. €/a (Szenario B 2045). In Abbildung 1 ist das marktliche Vernetzungspotenzial² in Nord- und Ostsee für Szenario B 2045 schematisch dargestellt. Es zeigt sich ein Vernetzungspotenzial sowohl in der Nord- als auch in der Ostsee, wobei sowohl Kandidaten von internationalen Offshore-Vernetzungen als auch von Interkonnektoren ausgebaut werden.

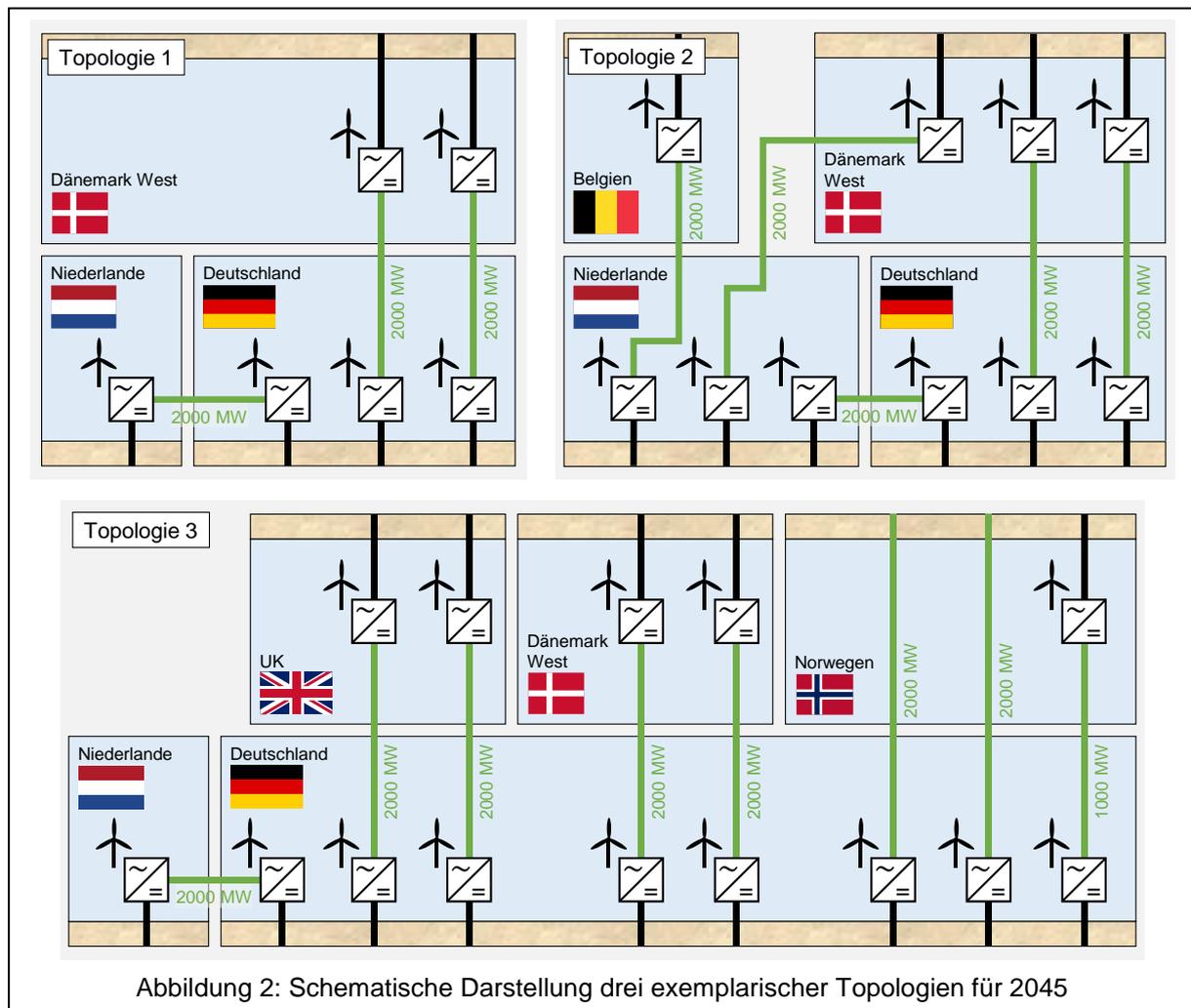
² Im Rahmen dieser Studie wurden für die Anrainer der Nord- und Ostsee Annahmen zur Vernetzungsfähigkeit der Offshore-Systeme und in der Ostsee zur Position der Windparks anhand von Potenzialflächen getroffen.



Kosten-Nutzen-Analyse für neun Vernetzungstopologien pro Zieljahr

Aufbauend auf den Ergebnissen zur Identifikation der internationalen Vernetzungspotenziale aus Marktsicht werden mithilfe von Expertenwissen der ÜNBs und unter Berücksichtigung technischer Randbedingungen innerhalb dieser Studie neun Vernetzungstopologien pro Zieljahr abgeleitet, die mit einer marktlichen Nutzenanalyse bewertet werden. Beispielhaft werden im Folgenden die Ergebnisse von drei Topologien für das Zieljahr 2045 vorgestellt: die ersten beiden Topologien orientieren sich an der Esbjerg-Vereinbarung bzw. dem Esbjerg-Expertpaper jeweils erweitert um eine Zusatzverbindung nach Dänemark. Die dritte Topologie basiert auf der ersten Topologie ergänzt um das identifizierte Vernetzungspotential für Deutschland aus Marktsicht. Die drei betrachteten Topologien sind schematisch in Abbildung 2 dargestellt. Zu einem großen Teil werden die Vernetzungstopologien durch die Verbindung mehrerer

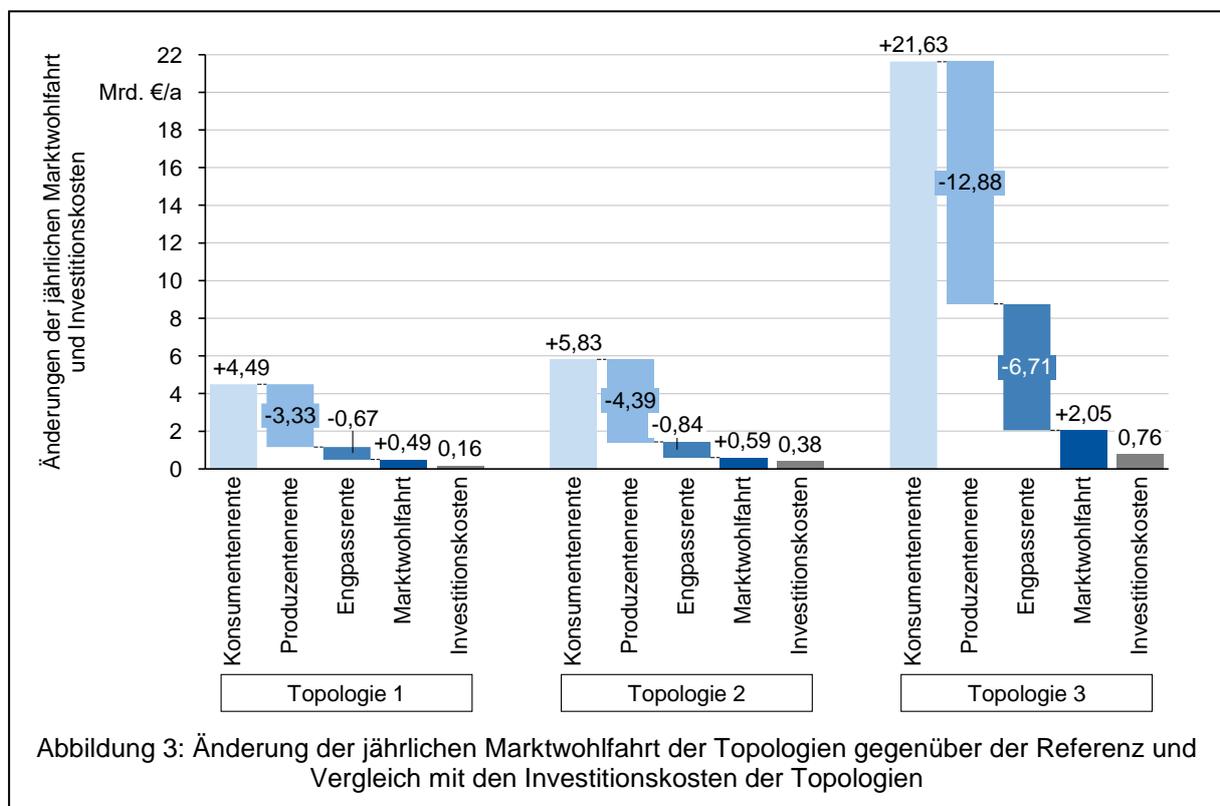
ONAS mit jeweils 2 GW Übertragungskapazität gebildet. Diese Erweiterung von ONAS um eine internationale Verknüpfung stellt den ersten Schritt in Richtung eines Offshore-Netzes dar.



Steigerung der Marktwohlfahrt durch internationale Vernetzung

Zur Bewertung der Topologien wird eine marktliche Nutzenanalyse durchgeführt, die mit Hilfe von Marktsimulationen für Europa den Mehrwert der betrachteten Vernetzungstopologie herausstellt. Dazu werden die Bewertungskenngrößen Konsumenten-, Produzenten- und Engpassrente ausgewertet, die zusammen die Marktwohlfahrt ergeben. In Abbildung 3 ist die Änderung der jährlichen Kenngrößen jeweils gegenüber der Referenz, d.h. mit ONAS ohne Offshore-Vernetzung aufgetragen, um den Einfluss der Vernetzungstopologie zu verdeutlichen. In allen drei Topologien zeigt sich eine Steigerung der

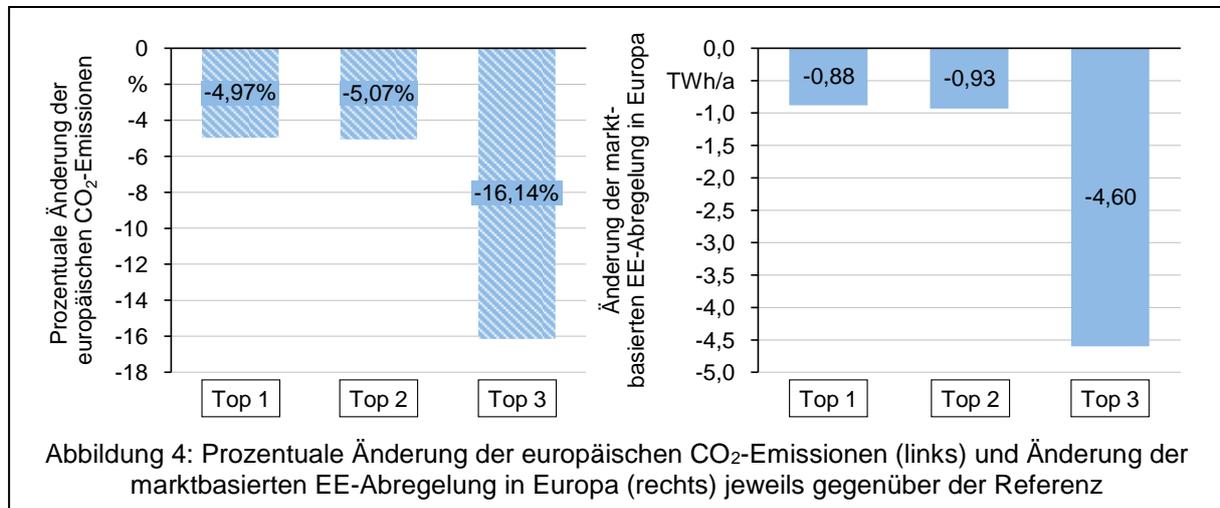
Marktwohlfahrt durch eine internationale Vernetzung. Durch Topologie 3, die die stärkste internationale Vernetzung aufweist, kann der höchste marktliche Nutzen mit einer Zunahme der Marktwohlfahrt von ca. 2,05 Mrd. €/a erzielt werden. Abzüglich der Investitionskosten von etwa 0,76 Mrd. €/a ergibt sich durch die Realisierung der Topologie 3 ein marktlicher Kosten-Nutzen-Vorteil von rund 1,29 Mrd. € jährlich. Auch bei den beiden anderen Topologien ergibt sich insgesamt ein positives marktliches Kosten-Nutzen-Verhältnis (Topologie 1: ca. 0,33 Mrd. €/a und Topologie 2: ca. 0,21 Mrd. €/a).



Senkung der CO₂-Emissionen und marktbasierter EE-Abregelung durch internationale Vernetzung

Zudem zeigt sich eine bessere Integration der erneuerbaren Energien. Bei der internationalen Vernetzung wird das besonders deutlich an der gesenkten marktbedingten EE-Abregelung und den dadurch sinkenden CO₂-Emissionen in Europa. Beide Kenngrößen sind in Abbildung 4 visualisiert. Auch hier zeigt sich, dass die Vernetzungstopologie 3 den größten Einfluss hat, da ca. 16 % der CO₂-Emissionen gegenüber der Referenz gespart werden können, sowie

rund 4,6 TWh/a weniger marktliche EE-Abregelung vorgenommen wird.



Offshore-Vernetzungen liefern einen marktlichen Mehrwert

Im Rahmen der Studie konnten mehrere Vernetzungstopologien identifiziert werden, deren marktlicher Nutzen die Investitionskosten übersteigt. Dieser Mehrwert der Offshore-Vernetzung, welcher seitens der BNetzA im genehmigten Szenariorahmen des NEP Strom 2037/2045 (2023) sowie in der Bestätigung des NEP Strom 2035 (2021) als Ziel der Offshore-Vernetzungsstudie durch die ÜNB formuliert worden ist, konnte entsprechend gezeigt werden. Die ÜNB werden darauf basierend in den kommenden Jahren konkrete Offshore-Vernetzungsprojekte planen.

Bewertung nationaler Vernetzung

Untersuchung der Maßnahmen M272 und M273 des Projekts NOR-OV-1 des NEP Strom 2037/2045 (2023)

Gemäß den Netzanalysen des NEP Strom 2037/2045 (2023) wurden zwei nationale Offshore-Vernetzungen identifiziert, die in dieser Studie detailliert untersucht werden. Dabei handelt es sich zum einen um die Maßnahme M272, die eine Vernetzung der ONAS NOR-15-1 (Netzverknüpfungspunkt (NVP) in Kusenhorst) mit NOR-16-1 (NVP im Suchraum BBS³) vorsieht, und zum anderen um die Maßnahme M273, die die ONAS NOR-17-1 (NVP in Rommerskirchen) mit NOR-18-1 (NVP in Wiemersdorf/Hardebek) verknüpft⁴. Der netzdienliche Nutzen der Vernetzungen wird mittels PINT- und TOOT⁵-Rechnungen im Szenario B 2045 des genehmigten Szenariorahmens bestimmt. Dabei basieren die PINT-Rechnungen auf dem Ausbauzustand des Bundesbedarfsplangesetzes (Stand 2022) und die TOOT-Rechnungen auf dem NEP-Zielnetz des 1. Entwurfes des NEP Strom 2037/2045 (2023) für das Szenario B 2045, welches gegenüber dem Bundesbedarfsplangesetz (Stand 2022) deutlich mehr Netzausbauvorhaben beinhaltet.

Netzdienlicher Nutzen durch nationale Offshore-Vernetzungen

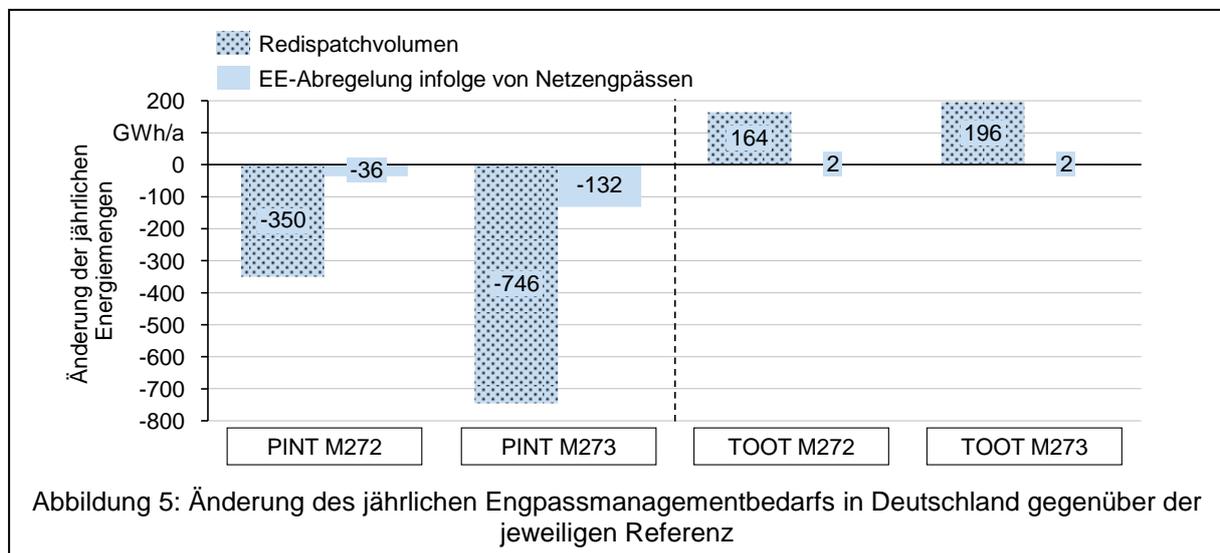
In Abbildung 5 ist die Änderung des Redispatchvolumens und der EE-Abregelung infolge von Engpässen im Übertragungsnetz für Deutschland bei nationalen Vernetzungsmaßnahmen gegenüber den jeweiligen Referenzen dargestellt. Bei den PINT-Rechnungen zeigt sich für beide nationale Vernetzungsmaßnahmen eine Abnahme des Redispatchbedarfs um ca. 350 bzw. 746 GWh/a und eine Abnahme der EE-Abregelung um ca. 36 bzw. 132 GWh/a. Das

³ Suchraum der Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land

⁴ Die ÜNB weisen im Steckbrief des Projekts NOR-OV-1 im NEP Strom 2037/2045 (2023) darauf hin, dass die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen zur nationalen Offshore-Vernetzung in Abhängigkeit der Offshore-Flächenplanung weiter optimiert werden kann.

⁵ Bei der Bewertung mittels des sogenannten PINT-Ansatzes („Put one in at a time“) wird die jeweilige Vernetzung nur für ihre eigene Bewertung dem Netz und dem Szenario hinzugefügt. Im Gegensatz dazu wird beim TOOT-Ansatz („Take one out at a time“) die jeweilige Vernetzung nur für ihre eigene Bewertung aus dem Netz und dem jeweiligen Szenario herausgeschaltet.

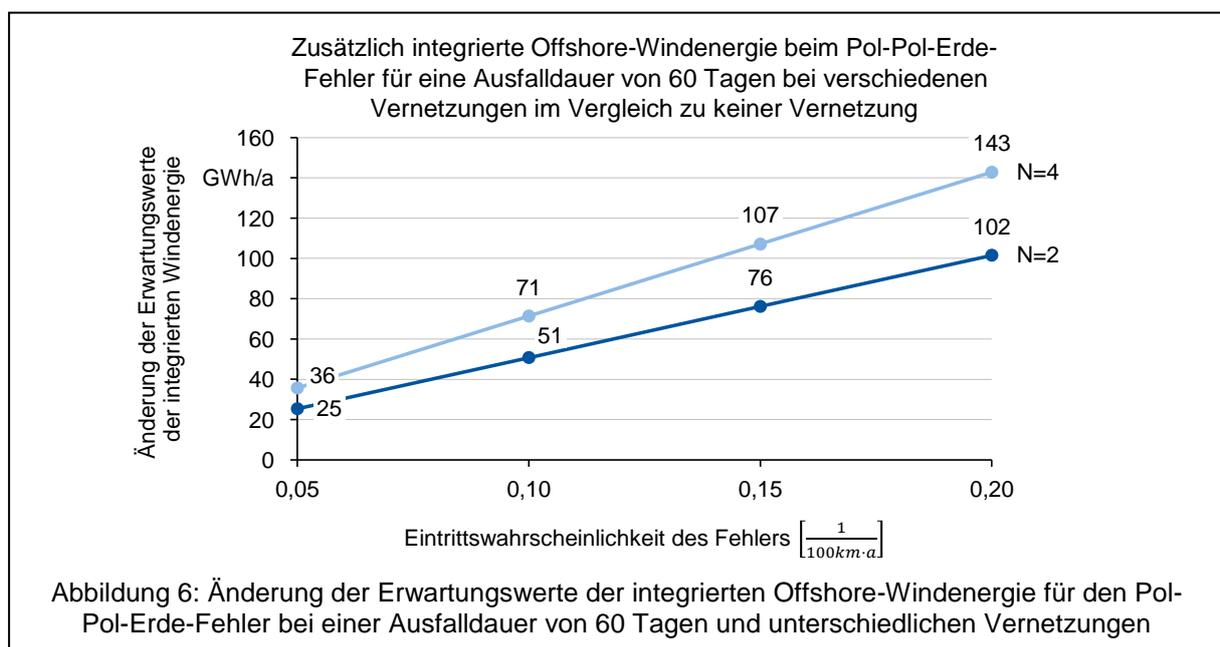
heißt, die zusätzliche nationale Vernetzung führt zu einem geringeren Engpassmanagementbedarf im deutschen Übertragungsnetz. Der Einfluss der Vernetzung M273 ist stärker ausgeprägt als der der Vernetzung M272. Die Ergebnisse der TOOT-Rechnungen unterstützen die Aussagen der PINT-Rechnungen. Durch die Wegnahme der Vernetzung aus dem ausgebauten Netz zeigt sich in beiden Fällen ein Anstieg des Redispatchbedarfs sowie der EE-Abregelung, wobei die Wegnahme der Vernetzung M273 auch hier einen größeren Einfluss zeigt. Beide nationale Vernetzung besitzen damit einen netzdienlichen Nutzen.



Untersuchung von vier generischen Vernetzungskonfigurationen von Bipol-HGÜs mit metallischem Rückleiter

Internationale und nationale Vernetzung erhöhen auch die Verfügbarkeit der Anbindungen der Windenergieanlagen auf See an das Onshore-Netz. Der Einfluss unterschiedlicher Vernetzungskonfigurationen auf die Verfügbarkeit der Anbindungen wird mittels eines generischen Ansatzes zur Bestimmung der Menge der integrierten Offshore-Windenergie im Fehlerfall untersucht. Die Ermittlung der integrierten Windenergie erfolgt beispielhaft basierend auf den Offshore-Einspeisezeitreihen für die deutsche Nordsee, sowie den statistischen Fehlereintrittswahrscheinlichkeiten und -dauern für verschiedene Bestandteile eines ONAS, sofern verfügbar, bzw. basierend auf Abschätzungen durch Expertenwissen der ÜNBs. Die Erkenntnisse sind qualitativ übertragbar auf die Vernetzung räumlich nahe (bis zu 100 km) zusammenliegender Systeme. Es werden vier

exemplarische ONAS mit je 2 GW Einspeiseleistung betrachtet, die über Bipol-HGÜs mit metallischem Rückleiter angebunden sind. Die untersuchten Fehlerfälle umfassen den Pol-Erde-Fehler und den Pol-Pol-Erde-Fehler auf Exportleitungen, Fehler auf dem metallischen Rückleiter, on- und offshoreseitige Konverterfehler sowie der onshoreseitige doppelte Konverterausfall, Pol-Erde-Sammelschienenfehler und Fehler auf Vernetzungsleitungen. Es werden drei unterschiedliche Vernetzungskonfigurationen untersucht: keine Vernetzung, die Vernetzung von je zwei Punkt-zu-Punkt-Systemen auf der Offshore-Seite (N=2) und die Vernetzung von vier Punkt-zu-Punkt-Systemen auf der Offshore-Seite (N=4). Abbildung 6 zeigt beispielhaft für den in der Praxis am häufigsten zu erwartenden Pol-Pol-Erde-Fehler auf der Exportleitung die Änderung der Menge der integrierten Windenergie für die vernetzten Konfigurationen gegenüber der Konfiguration ohne Vernetzung abhängig von der Fehlereintrittswahrscheinlichkeit bei einer Ausfalldauer von 60 Tagen.



Erhöhte Zuverlässigkeit des Offshore-Netzes ist durch die erste Vernetzung am größten

Der Zusatznutzen durch die Vernetzung von vier Systemen (N=4) fällt absolut gesehen am größten aus, wobei der Grenznutzen der Vernetzung mit jeder weiteren Vernetzung abnimmt: Der Zusatznutzen von ca. 25 bis zu 102 GWh/a der ersten Vernetzung (N=2) ist im

Erhöhung der integrierten Offshore-Windenergie um 426 GWh/a bei Vernetzung M272 und 443 GWh/a bei Vernetzung M273

Verhältnis größer, als der Zusatznutzen von ca. 11 bis zu 41 GWh/a durch eine weitere Vernetzung (von N=2 zu N=4).

Unter der Annahme, dass die Ausfalldauer bei einem onshore-seitigen Fehler 20 Tage und bei einem offshore-seitigen Fehler 60 Tage beträgt, kann die zusätzlich integrierte Offshore-Windenergie durch die erhöhte Redundanz beispielhaft unter der ausschließlichen Berücksichtigung des Pol-Erde- und des Pol-Pol-Erde-Fehlers bestimmt werden. Bei der Vernetzung M272 des NEP mit einer Gesamtlänge der beiden Offshore-Systeme NOR-15-1 und NOR-16-1 von 1010 km gemäß NEP können etwa 422 MWh je km und pro Jahr mehr an Offshore-Windenergie durch die erhöhte Redundanz integriert werden (ca. 426 GWh/a in Summe). Bei der Vernetzung M273 des NEP (1053 km Gesamtlänge von NOR-17-1 und NOR-18-1 gemäß NEP) können etwa 421 MWh je km und pro Jahr bzw. 443 GWh/a in Summe mehr integriert werden. Unter der beispielhaften Annahme eines Strompreises von etwa 30 €/MWh (durchschnittlicher deutscher Großhandelsstrompreis in 2020⁶) würde sich durch die Vernetzung M272 ein Nutzen von ca. 12,8 Mio. €/a und durch M273 ein Nutzen von ca. 13,3 Mio. €/a ergeben. Nimmt man hingegen einen Strompreis von etwa 85 €/MWh (Preisprognose für das Jahr 2045 basierend auf dem TYNDP 2022 Szenario „Distributed Energy“⁷) an, resultiert ein Nutzen von ca. 36,2 Mio. €/a durch M272 bzw. 37,7 Mio. €/a durch M273.

Die Bewertung basiert auf statistischen Erwartungswerten, wobei wenig Erfahrung zur Verfügbarkeit von HGÜ-Systemen existiert und die Ergebnisse deshalb sowohl nach oben als auch nach unten abweichen können.

⁶ Quelle: smard.de

⁷ Quelle: maon.eu: European Electricity Wholesale Price Forecast (29.03.2023)