



Ansätze eines Offshore-Stromnetzes in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ)

Schlussbericht

für das

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)

Projekt Nr. 014/21

07. Februar 2023

Ansätze eines Offshore-Stromnetzes in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ)

Schlussbericht

Für das
Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)
Projekt Nr. 014/21

07. Februar 2023

Consentec GmbH

Grüner Weg 1
52070 Aachen
Deutschland
Tel. +49 (2 41) 93 83 6-0
E-Mail: info@consentec.de
www.consentec.de

In Kooperation mit:

r2b energy consulting GmbH
Zollstockgürtel 61
50969 Köln
Deutschland
Tel. +49 221 789598-60
E-Mail: ralf.wissen@r2b-energy.com
<https://www.r2b-energy.com/>

Guidehouse Germany GmbH
Albrechtstr. 10 c
10117 Berlin
Deutschland
Tel. +49 30 7262 1410
E-Mail: corinna.klessmann@guidehouse.com
www.guidehouse.com

Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung ISI

Breslauer Straße 48
76139 Karlsruhe
Deutschland
Tel. +49 (721) 6809 0
E-Mail: frank.sensfuss@isi.fraunhofer.de
www.isi.fraunhofer.de

Inhalt

Zusammenfassung	iii
1 Hintergrund und Zielsetzung	1
2 Szenarienentwicklung und Methodik	3
2.1 Betrachtete Offshore-Netzkonzepte (Szenarien)	3
2.1.1 Ausgangsszenario	3
2.1.2 Erstes Vergleichsszenario	4
2.1.3 Zweites Vergleichsszenario	4
2.2 Methodik zur Markt- und Netzmodellierung	5
2.3 Ausbauziele Wind Offshore	8
2.4 Energiewirtschaftliche Rahmenannahmen	10
2.5 Entwicklung der Netztopologien (Offshore-Netzkonfigurationen)	14
2.5.1 Grundsätzliche Konzeptionierung von hybriden Offshore-Anbindungen	15
2.5.2 Hybride Offshore-Anbindung in der Nordsee	17
2.5.3 Hybride Offshore-Anbindung in der Ostsee	19
2.5.4 Konkrete Annahmen zu hybriden Kapazitäten	20
2.6 Übersicht über betrachtete Szenariovarianten und Sensitivitäten	23
3 Ergebnisse der Strommarktsimulationen	27
3.1 Ausgangsszenario	28
3.1.1 Deutschland	28
3.1.2 Europa	32
3.2 Erstes Vergleichsszenario	35
3.2.1 Deutschland	35
3.2.2 Europa	39
3.2.3 Offshore Hub-spezifische Ergebnisse	41
3.3 Zweites Vergleichsszenario	45
3.3.1 Deutschland	45

3.3.2	Europa.....	49
4	Ergebnisse der Netzbetriebssimulationen	52
4.1	Ausgangsszenario.....	52
4.1.1	Variante „70 GW Offshore“ und „52,5 GW Offshore“	52
4.1.2	Variante „Niedrige VLS“	54
4.2	Erstes Vergleichsszenario	55
4.2.1	Variante "70 GW Offshore" und Referenzberechnungen	55
4.2.2	Variante "52,5 GW Offshore" und "Niedrige VLS	57
4.3	Zweites Vergleichsszenario.....	57
4.3.1	Variante „Elektrolyse auf See“ und „Elektrolyse an Land“	58
4.3.2	Variante „Niedrige VLS“ im Vergleich zum Ausgangsszenario	60
4.4	Sensitivität netzorientierter Einsatz von Elektrolyseuren	62
4.4.1	Variante „70 GW Offshore“ im Ausgangsszenario	62
4.4.2	Variante „70 GW Offshore“ im ersten Vergleichsszenario.....	64
4.4.3	Variante „Elektrolyseure auf See“ im zweiten Vergleichsszenario	65
4.4.4	Variante „Elektrolyseure an Land“ im zweiten Vergleichsszenario.....	66
5	Bewertung und Handlungsempfehlungen	67
5.1	Bewertung der Szenariovarianten und Sensitivitäten	67
5.2	Ableitung von Handlungsempfehlungen	81

Zusammenfassung

Für die Dekarbonisierung des Energieversorgungssystems und die angestrebte Erreichung von Treibhausgasneutralität bis 2045 spielt der schnelle Ausbau der erneuerbaren Energien eine Schlüsselrolle. In den letzten Jahren ist dabei die Offshore-Windenergie verstärkt in den Fokus gerückt. Der Ausbau der Offshore-Windenergie wird jedoch nicht nur in Deutschland vorangetrieben. Vielmehr haben viele EU-Mitgliedsstaaten in den vergangenen Jahren ambitionierte Ausbauziele für die Offshore-Windenergie beschlossen. Angesichts eines solchen massiven Ausbaus der Offshore-Windenergie in einem relativ konzentrierten Raum, der teilweise erheblichen Netzengpässe an Land sowie der Perspektive, dass einzelne für die Erreichung ihrer Ausbauziele auf Kooperationen mit anderen Ländern angewiesen sein werden, stellt sich die Frage nach einer optimalen Netz- und Systemintegration der Offshore-Erzeugung. In den vergangenen Jahren ist dabei das Konzept eines sogenannten hybriden Offshore-Netzes oder zumindest einer hybriden Anbindung einzelner Offshore-Windparks intensiv diskutiert und von der EU-Kommission unterstützt worden. Gleichzeitig werden ebenfalls die verstärkte Nutzung von Offshore-Strom für die Wasserstoffherstellung bis hin zur Errichtung von Elektrolyseanlagen auf See verbunden mit dem Verzicht auf eine Stromnetzanbindung von Offshore-Windparks diskutiert.

Die vorliegende Studie enthält vor diesem Hintergrund Analysen, mittels derer auf konzeptioneller Ebene die grundsätzlichen Auswirkungen unterschiedlicher Offshore-Netzkonfigurationen für die Anbindung von Offshore-Windenergieanlagen untersucht werden. Dabei werden für das Jahr 2040 drei Szenarien für mögliche Offshore-Netzkonfigurationen mit Hilfe von Markt- und Netzmodellierungen untersucht. Zudem wird für die wesentlichen energiewirtschaftlichen Rahmenannahmen das Szenario TN-Strom der Langfristszenarien des BMWK zugrunde gelegt. Die drei Szenarien unterscheiden sich in Netzanschluss von Offshore-Windenergieanlagen und Interkonnektivitätsniveau und sind wie folgt ausgestaltet:

- **Ausgangsszenario:** Radiale Anbindung von Offshore-Windparks, Interkonnektivität entsprechend aktuellen Planungen (TYNDP),
- **Erstes Vergleichsszenario:** Teilweise hybride Offshore-Anbindungen – Kombination von Offshore-Anbindungsleitungen mit Interkonnektor-Funktion bei gesteigerter Interkonnektivität,
- **Zweites Vergleichsszenario:** Gegenüber Ausgangsszenario Zubau von zusätzlichen Elektrolyse-Kapazitäten bei teilweisem Verzicht auf Netzanbindung von Offshore-Windparks.

Für alle Szenarien werden mehrere Varianten und Sensitivitäten betrachtet. Zunächst sind dabei verschiedene Ausbaupfade für Offshore-Windenergie (in Deutschland „70 GW Offshore“ vs. „52,5 GW Offshore“ bis 2040) oder unterschiedliche Annahmen zu den Volllaststunden (VLS) der Offshore-Windparks (mit einer Vergleichsvariante in der „niedrige VLS“ angenommen werden) zu nennen. Für das erste Vergleichsszenario werden zusätzlich auch Varianten betrachtet, bei denen anstelle von separaten Offshore-Gebotszonen (OBZ) eine Integration der hybrid angeschlossenen Windparks in ihre Heimat-Gebotszonen oder eine nicht-hybride Vernetzung, also zusätzliche Interkonnektivität parallel zu weiterhin radialen Offshore-Anbindungsleitungen, unterstellt wird. Im zweiten Vergleichsszenario, in dem der Nutzen zusätzlicher Elektrolyse-Kapazitäten untersucht wird, unterscheiden sich die Varianten insbesondere durch den Standort der Elektrolyseure (vollständig an Land oder teilweise auch auf See) und die daraus resultierenden Folgen für die Stromnetzanbindung von Offshore-Windparks.

Bei der Interpretation der Studienergebnisse ist zu berücksichtigen, dass es sich hierbei um eine Grundsatzbetrachtung, nicht aber um eine detaillierte Zielsystemmodellierung oder konkrete ÜNB-Planung für Offshore-Netze handelt. Es erfolgt keine explizite Optimierung von Netztopologien. Die Untersuchungen in dieser Studie sollen vielmehr abstrakte Erkenntnisse über die Auswirkungen unterschiedlicher Offshore-Netzkonfigurationen ermöglichen und insbesondere erste Indikationen zur Vorteilhaftigkeit von Offshore-Vernetzung liefern. Nachfolgend werden die wesentlichen Erkenntnisse der durchgeführten Untersuchungen zusammengefasst. Dabei wird zunächst ein Überblick über die *Ergebnisse der Strommarktsimulationen* und dann über die *Ergebnisse der Netzbetriebssimulationen* gegeben. Abschließend werden als Ausblick auch die daraus abgeleitete *Bewertung und Handlungsempfehlungen* skizziert.

Ergebnisse der Strommarktsimulationen

Im **Ausgangsszenario** werden in Deutschland 77 % der deutschen Stromnachfrage von Erneuerbaren Energien und 15 % durch die Verstromung von Gasen gedeckt (Ausnahme Variante „Niedrige VLS“: 73 % EE, 16 % Gase). Weitere 6 % werden durch das Ausland bedient (Ausnahme „Niedrige VLS“: 9 %). Deutschland tritt demnach in alle Varianten als Netto-Importeur auf. In der Variante „52,5 GW Offshore“ sind im Mittel höhere Strompreise als in den übrigen Rechnungen des Ausgangsszenarios zu verzeichnen. Ein zusätzlicher Ausbau von Offshore-Kapazitäten bei (durch Verringerung der Onshore-Kapazität) gleichbleibender Windstromerzeugung (Variante „70 GW Offshore“) entfaltet folglich einen preisdämpfenden Effekt. Im europäischen Ausland ist der Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung mit 81 % ebenfalls hoch. Gleichzeitig muss mit circa 4 % ein vergleichsweise hoher Anteil der EE-Erzeugung abgeregelt werden.

Das **erste Vergleichsszenario** ist in allen Varianten durch die erweiterten Anbindungsoptionen von Offshore-Windparks geprägt. So werden die Anbindungen der Offshore-Hubs nicht nur zum Abtransport des erzeugten Windstroms, sondern zu knapp 50 % auch zur Durchleitung von Importen oder Exporten verwendet. Dies resultiert – je nach Variante – in einer Erhöhung der Netto-Importe nach Deutschland gegenüber dem Ausgangsszenario um 44 % (Variante „Niedrige VLS“) bis 67 % (Variante „70 GW Offshore“). Infolgedessen verringern sich die Erzeugung in thermischen Kraftwerken in Deutschland um 15 % bis 20 % und die maximalen CO₂-Emissionen des Umwandlungssektors um circa 8 %. Zudem wirkt die stärkere Vernetzung im Mittel preisdämpfend. Im europäischen Ausland sind insbesondere die Effekte in der Abregelung von EE-Anlagen hervorzuheben. So liegen diese im ersten Vergleichsszenario um 52 % bis 71 % niedriger als im Ausgangsszenario. Dies hat ebenfalls einen Effekt auf die maximalen CO₂-Emissionen, die in den 70 GW-Varianten 8 % bis 11 % und in der Variante „52,5 GW Offshore“ noch 1 % geringer als im Ausgangsszenario sind.

Im **zweiten Vergleichsszenario** wird die höhere Stromnachfrage von Elektrolyseuren in Deutschland zu einem kleinen Teil durch eine höhere thermische Erzeugung, überwiegend jedoch durch zusätzliche Importe gedeckt. So erhöht sich der Netto-Import in der Variante „Elektrolyse an Land“ um 76 %. Dieser Effekt verstärkt sich in der Variante „Elektrolyse auf See“, da in diesem Fall ein Teil der Offshore-Windleistung vom restlichen Stromsystem getrennt ist und ausschließlich für die Elektrolyse verwendet werden kann (+90 % Netto-Importe). Die zusätzliche Stromnachfrage wirkt ebenfalls auf den Strompreis, der im Mittel 4,4 EUR/MWh bis 9,7 EUR/MWh über dem Niveau des Ausgangsszenarios liegt. Der zusätzliche Importbedarf Deutschlands wird durch eine höhere Auslastung thermischer Erzeugungsanlagen (Gase und Kernenergie) im Ausland gedeckt. Dementsprechend erhöhen sich die maximalen Emissionen des Umwandlungssektors in Europa um 1,3 % bis 3,8 % in Abhängigkeit von der betrachteten Variante. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass im zweiten Vergleichsszenario zusätzlich bis zu 35 TWh Wasserstoff

erzeugt werden, die für den Einsatz in anderen schwer zu dekarbonisierenden Sektoren bzw. zur Rückverstromung zur Verfügung stehen.

Ergebnisse der Netzbetriebssimulationen

Die Annahme einer zusätzlichen Vernetzung, wie sie im **ersten Vergleichsszenario** untersucht wird, führt zu einer deutlichen Reduktion der Redispatchbedarfe um 70 % gegenüber dem Ausgangsszenario (von 14,3 TWh auf 4,5 TWh in der Variante „70 GW Offshore“). Dies ist zum Teil darauf zurückzuführen, dass bei Modellierung von OBZ eine wohlfahrtssteigernde Abregelung der Einspeisung von Offshore-Windenergieanlagen unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen im flow-based market coupling (FBMC) auch schon im Markt stattfinden kann. Dadurch ergeben sich in diesem Szenario und in dieser Variante direkt geringere Belastungen der Stromübertragungsnetze. In Summe wird die europaweit und in Deutschland integrierbare Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien erhöht. Positive Auswirkungen auf den Redispatchbedarf durch hybride Netzanschlüsse sind auch in der Sensitivität mit Heimatmarktmodell festzustellen, diese sind jedoch deutlich geringer als im Standardfall mit OBZ. Wird unterstellt, dass die Offshore-Anbindungsleitungen nicht hybrid verwendet werden, dennoch aber zusätzliche Vernetzung durch parallele Interkonnektoren geschaffen wird, liegen die Redispatchbedarfe bei 14,8 TWh und damit sogar leicht über den Ergebnissen des Ausgangsszenarios (+3 %). Grund hierfür ist, dass das Netz in den Küstenregionen nun durch parallel zu den Offshore-Einspeisungen erfolgende Importe über Offshore-Interkonnektoren zusätzlich belastet wird.

Im **zweiten Vergleichsszenario** werden in Deutschland 27,5 GW Elektrolyseleistung angenommen und somit 17,5 GW mehr als im Ausgangsszenario (10 GW). Es zeigt sich, dass diese zusätzlichen Elektrolysekapazitäten unabhängig von der Annahme zu ihrer Platzierung auf See oder an Land die Redispatchbedarfe deutlich reduzieren können. In der Variante „Elektrolyse an Land“ reduzieren sich die Redispatchbedarfe auf 8,2 TWh und fallen damit knapp 40 % geringer als die Bedarfe im Ausgangsszenario aus. In der Variante „Elektrolyse auf See“, in der von den zusätzlichen 17,5 GW Elektrolyseleistung 10 GW auf See verortet werden, reduzieren sich die Bedarfe sogar noch weiter auf 4,2 TWh (minus 70 % gegenüber Ausgangsszenario). Grund hierfür ist insbesondere die Annahme, dass in dieser Variante Offshore-Windparks mit einer installierten Leistung von 12 GW direkt den Elektrolyseuren zugeordnet sind und keine Anbindung dieser Windparks an das Stromnetz erfolgt (sondern per Elektrolyse an eine Wasserstoff-Pipeline). Dadurch verringern sich die Netzbelastungen auch gegenüber der Variante „Elektrolyse an Land“ deutlich.

Ein **netzorientierter Einsatz von Elektrolyseuren** in der Netzbetriebssimulation bietet zusätzliches Redispatchpotenzial und erhöht damit die Flexibilität im Einspeisemanagement. Neben einer Senkung der Elektrolyseurnachfrage als Alternative zum Hochfahren thermischer Kraftwerke (und dadurch etwaige Kosteneinsparungen) kommt dabei auch eine Lasterhöhung durch die Elektrolyseure in Frage, wodurch potenziell die Notwendigkeit für EE-Abregelungen verringert werden kann. Im Überblick ist zu erkennen, dass der netzorientierte Elektrolyseureinsatz in allen drei Szenarien die Redispatchbedarfe verringert. Während im Ausgangsszenario und ersten Vergleichsszenario die relative Wirkung mit einer Verringerung um ca. 20 % bis 25 % in etwa in derselben Höhe vorliegt, kann im zweiten Vergleichsszenario aufgrund der zusätzlich verfügbaren Elektrolyseleistung eine Verringerung um 40 % bis 45 % erreicht werden

Bewertung und Handlungsempfehlungen

Auf Basis der Ergebnisse der betrachteten Szenariovarianten und Sensitivitäten können die unterschiedlichen Offshore-Netzkonzepte hinsichtlich verschiedener Kriterien eingeordnet werden. Es zeigt sich, dass aus ökonomischer Sicht (Gesamtwohlfahrt) beide Vergleichsszenarien

Vorteile gegenüber dem Ausgangsszenario bieten können. Dabei ist allerdings zu beachten, dass insbesondere die Bewertung des zweiten Vergleichsszenarios aufgrund der Annahme eines Wasserstoff-Importpreises für das Jahr 2040 starken Unsicherheiten unterliegt. Weitere betrachtete Kriterien sind Beiträge zur Umsetzung der Energiewende und zum Klimaschutz, Betrieb des Offshore-Netzes, Nutzen durch Systemdienstleistungen aus Offshore-Netzanlagen, Auswirkungen auf Flächenbedarfe und Raumplanung, Zukunftsfähigkeit, Versorgungssicherheit sowie Koordinationsaufwand und Umsetzbarkeit. Dabei bestehen erhebliche Unterschiede nicht nur zwischen den übergeordneten Szenarien, sondern auch den jeweils betrachteten Varianten. Dennoch gibt die Studie Hinweise, dass eine grenzüberschreitende Vernetzung mit hybrider Anbindung von Offshore-Windparks, wie sie im ersten Vergleichsszenario untersucht wurde, insbesondere bei einem sehr hohen Ausbaugrad der Offshore-Windenergie im Nord- und Ostseeraum Nutzen stiftet und daher grundsätzlich erstrebenswert ist. Die Umsetzung ist allerdings vor allem wegen des hohen Aufwands für eine internationale Koordination herausfordernd. Soll durch hybride Offshore-Vernetzung ein signifikanter Beitrag zur Energiewende auf europäischer Ebene geleistet werden, sind daher Koordinations- und Umsetzungsfragen zu Regulatorik, Netz- und Raumplanung zeitnah zu adressieren. Nur dann können langfristige Vernetzungsziele in der in vielen Ländern, u. a. Deutschland, nun bevorstehenden Phase des dynamischen Ausbaus der Offshore-Erzeugung bereits effizient berücksichtigt werden.

1 Hintergrund und Zielsetzung

Für die Dekarbonisierung des Energieversorgungssystems und die angestrebte Erreichung von Treibhausgasneutralität bis 2045 spielt der schnelle Ausbau der erneuerbaren Energien eine Schlüsselrolle. In den letzten Jahren ist dabei die Offshore-Windenergie verstärkt in den Fokus gerückt. Einerseits haben Skaleneffekte und technologischer Fortschritt die Stromerzeugungskosten aus Offshore-Windenergie stark absinken lassen, so dass diese Technologie mittlerweile – abgesehen von der indirekten Förderung durch Bereitstellung des Offshore-Netzanschlusses – sogar wettbewerbsfähig am Strommarkt ist und teilweise keine Förderung mehr benötigt. Andererseits könnte Offshore-Windenergie geeignet und notwendig sein, um die Ausbauziele trotz der zunehmenden Akzeptanzprobleme beim Ausbau erneuerbarer Energien an Land, speziell bei der Volumentechologie Onshore-Wind, zu erreichen.

Die Bundesrepublik Deutschland hatte vor diesem Hintergrund bereits im Jahr 2020 ihre Offshore-Ausbauziele im Rahmen der Novellierung des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) angehoben und eine installierte Leistung von 20 GW Offshore-Erzeugung in Nord- und Ostsee bis 2030 und eine weitere Zunahme auf 40 GW bis 2040 angestrebt. Im Rahmen der erneuten Anpassung des WindSeeG im Jahr 2022 wurde dieses Ausbauziel nun auf 30 GW bis 2030 und auf 70 GW bis 2045 angehoben werden. Dabei stellt die Systemintegration dieser räumlich hochkonzentrierten Erzeugung eine bedeutende Herausforderung dar.

Der Ausbau der Offshore-Windenergie wird jedoch nicht nur in Deutschland vorangetrieben. Vielmehr haben viele EU-Mitgliedsstaaten in den vergangenen Jahren ambitionierte Ausbauziele für die Offshore-Windenergie beschlossen. Auf europäischer Ebene spricht die Offshore-Strategie der EU-Kommission von einer bis 2050 in den Meeresgebieten der EU zu installierenden Offshore-Wind-Leistung von bis zu 300 GW, wobei die Nordsee die für die Offshore-Nutzung relevanteste Meeresregion wäre.

Angesichts eines solchen massiven Ausbaus der Offshore-Windenergie in einem relativ konzentrierten Raum, der teilweise erhebliche Netzengpässe an Land zur Folge haben kann sowie der Perspektive, dass einzelne Mitgliedsstaaten - möglicherweise auch Deutschland - für die Erreichung ihrer Ausbauziele auf Kooperationen mit anderen Ländern angewiesen sein werden, stellt sich die Frage nach einer optimalen Netz- und Systemintegration der Offshore-Erzeugung. Dabei spielt insbesondere der Ausbau der Interkonnektivität gerade auch mit den potenzialreichen und meteorologisch vom Kontinent etwas entkoppelten britischen Inseln und mit Skandinavien eine bedeutende Rolle.

In den vergangenen Jahren ist dabei das Konzept eines sogenannten hybriden Offshore-Netzes oder zumindest einer hybriden Anbindung einzelner Offshore-Windparks intensiv diskutiert und von der EU-Kommission unterstützt worden. Hybride Offshore-Anlagen zeichnen sich dabei dadurch aus, dass sie die Funktionen von Interkonnektoren zum grenzüberschreitenden Austausch und des Offshore-Netzanschlusses miteinander verbinden. Die erste hybride Anlage stellt das bereits in Betrieb gegangene Projekt „Kriegers Flak CGS“ dar, das den Netzanschluss deutscher und dänischer Offshore-Windparks sowie die Bereitstellung eines zusätzlichen Interkonnektors zwischen Deutschland und Dänemark miteinander verknüpft. Weitere Projekte mit zumindest möglichem hybriden Charakter sind angekündigt worden (z. B. Eurobar, North Sea Wind Power Hub, Danish Energy Island).

Eine weitere Option bei der Hybridisierung von Offshore-Projekten stellt die Kombination mit der Herstellung von grünem Wasserstoff dar. Die Bedeutung von Wasserstoff als CO₂-freiem Energieträger für die Dekarbonisierung der Energieversorgung wird allgemein anerkannt.

Gleichzeitig sind die Kosten der Herstellung von Elektrolyse-Wasserstoff hoch. Die Nutzung von Offshore-Windenergie mit ihren hohen Volllaststundenzahlen könnte zumindest dazu beitragen, die Kosten der Wasserstoffherzeugung zu begrenzen. Gleichzeitig wird diskutiert, ob eine Verknüpfung von Offshore-Erzeugung und -Anbindung mit der Wasserstoffherstellung z. B. durch küstennahe oder sogar seeseitige Elektrolyse einen zusätzlichen Systemnutzen erschließen und z. B. Engpassprobleme durch Abtransport des Offshore-Stroms vermeiden kann.

Während hybride Projekte Netzinfrastruktur einsparen und den begrenzten Raum für Stromanbindungen im Nordseeraum besonders effektiv nutzen können, gehen mit ihrer Umsetzung aber auch erhebliche technische, ökonomische und juristische Herausforderungen einher. Bisher fehlt jedoch insbesondere ein systemischer Vergleich unterschiedlicher Netzanbindungskonzepte für Offshore-Windparks, der die bisherige Praxis radialer Netzanbindungen umfassend den oben angesprochenen Alternativen eines vermaschten hybriden Offshore-Netzes sowie einer Kombination mit Elektrolyseanlagen gegenübergestellt und die see- und landseitigen Implikationen für das Energieversorgungssystem evaluiert.

Vor diesem Hintergrund hat das Konsortium aus Consentec, Fraunhofer ISI, Guidehouse und r2b energy consulting im Auftrag des BMWK die Untersuchung "Ansätze eines Offshore-Stromnetzes in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ)" durchgeführt, um in diesem Rahmen systemisch sinnvolle Netztopologien bis zu den Verknüpfungspunkten an Land zu erarbeiten und diese einem Kosten-Nutzen-Vergleich zu unterziehen.

Der vorliegende Bericht stellt den Abschlussbericht zur Studie dar und beinhaltet neben einer ausführlichen Darstellung der Szenarientwicklung und Methodik in Kapitel 2 die Ergebnisse der Strommarktsimulationen in Kapitel 3 und die Ergebnisse der Netzbetriebssimulationen in Kapitel 4. Darüber hinaus wird in Kapitel 5 eine Bewertung der verschiedenen untersuchten Szenarien vorgenommen und daraus Handlungsempfehlungen abgeleitet.

2 Szenarienentwicklung und Methodik

In diesem Kapitel werden die Szenarienentwicklung und Methodik für die in dieser Studie durchgeführten Untersuchungen beschrieben. Zunächst werden dazu in Abschnitt 2.1 die betrachteten Offshore-Netzkonzepte („Szenarien“) definiert. Anschließend wird in Abschnitt 2.2 ein Überblick über die Methodik zur Markt- und Netzmodellierung gegeben. Abschnitt 2.3 enthält eine ausführliche Erörterung der Ausbauziele für Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland und Europa auf Basis des regulatorischen Rahmens und von Drittstudien. In Abschnitt 2.4 wird der über die Offshore-Windenergie hinausgehende Untersuchungsrahmen beschrieben. Entsprechend des Fokus dieser Studie, der auf der Netzanbindung von Offshore-Windenergieanlagen liegt, werden in Abschnitt 2.5 mögliche Netzkonfigurationen für die betrachteten Szenarien dargestellt. Da sich z. B. aus den Ausbauzielen für Offshore-Windenergie mehrere Varianten für jedes Szenario ergeben können, wird in Abschnitt 2.6 abschließend ein zusammenfassender Überblick über alle betrachteten Szenariovarianten gegeben.

2.1 Betrachtete Offshore-Netzkonzepte (Szenarien)

Zum Vergleich verschiedener Offshore-Netztopologien werden in dieser Studie verschiedene Szenarien definiert, die sich an möglichen Ausprägungen für die Einbindung von Wind Offshore-Anlagen an das Stromnetz orientieren. Grundsätzlich wird dabei zwischen den folgenden drei Szenarien unterschieden:

- **Ausgangsszenario:** Radiale Anbindung von Offshore-Windparks, Interkonnektivität entsprechend aktuellen Planungen (TYNDP),
- **Erstes Vergleichsszenario:** Teilweise hybride Offshore-Anbindungen – Kombination von Offshore-Anbindungsleitungen mit Interkonnektor-Funktion bei gesteigerter Interkonnektivität,
- **Zweites Vergleichsszenario:** Gegenüber Ausgangsszenario Zubau von zusätzlichen Elektrolyse-Kapazitäten bei teilweisem Verzicht auf Netzanbindung von Offshore-Windparks.

Bei der Interpretation der Szenarien und deren Untersuchungsrahmen ist wie auch bei der Einordnung der darauf aufbauenden Ergebnisse zu berücksichtigen, dass es sich hierbei nicht um eine detaillierte Zielsystemmodellierung oder konkrete ÜNB-Planung für Offshore-Netze handelt. Es erfolgt keine explizite Optimierung von Netztopologien. Die Untersuchungen in dieser Studie sollen vielmehr das Ableiten von grundsätzlichen Aussagen über die Sinnhaftigkeit und Auswirkungen verschiedener Optionen ermöglichen.

Die Ausprägung der betrachteten Szenarien wird in den folgenden Abschnitten 2.1.1 (Ausgangsszenario), 2.1.2 (Erstes Vergleichsszenario) und 2.1.3 (Zweites Vergleichsszenario) erläutert.

2.1.1 Ausgangsszenario

Im Ausgangsszenario werden als Offshore-Netztopologie überwiegend radiale Anbindungen von Offshore-Anlagen an die Heimatmärkte (Onshore-Netze der Länder der jeweiligen AWZ) modelliert. Ausnahmen bilden dabei lediglich die Projekte „Bornholm Energy Island“ sowie „Kriegers Flak CGS“, die zum Startzeitpunkt der Analysen bereits in Betrieb oder konkret geplant waren. Beide dieser Projekte befinden sich in der Ostsee und verbinden den Netzanschluss deutscher und dänischer Offshore-Windparks sowie die Bereitstellung eines zusätzlichen Interkonnektors zwischen Deutschland und Dänemark miteinander. Die Hybridprojekte werden dabei – in Abstimmung mit dem Auftraggeber – als Offshore Bidding Zone (OBZ) modelliert, d. h. die Offs-

hore-Windparks werden (differenziert nach deutschen und dänischen Parks) als eigene Gebotszone modelliert. Über die Nutzung des Interkonnektors entscheidet das Marktmodell, indem zu jedem Zeitpunkt derjenige Strom transportiert wird, der den höchsten volkswirtschaftlichen Nutzen stiftet.

2.1.2 Erstes Vergleichsszenario

Im ersten Vergleichsszenario werden zusätzliche Freiheitsgrade der Netzplanung berücksichtigt. So können Offshore-Windparks in diesem Szenario zusätzlich auch an die Netze anderer Nord- und Ostseeanrainerstaaten angebunden werden, wenn dies systemtechnisch sinnvoll erscheint. Insbesondere können dabei an mehrere Länder angeschlossene Offshore-Leitungen als sogenannte hybride Anbindungen die Funktion des Anschlusses von Offshore-Windparks und der Bereitstellung von Interkonnektorkapazität miteinander verbinden. Dabei können hybride Anbindungen sowohl aus einzelnen separaten Projekten (wie im o.g. Projekt Kriegers Flak CGS) bestehen, als auch Teil eines weiträumiger vermaschten Offshore-Netzes sein.

Die hybride Anbindung von Offshore-Windparks kann einerseits aus Kostengründen sinnvoll sein, beispielsweise falls die für die Erreichung einer hybriden Anbindung notwendige Infrastruktur geringer ist als bei separater Errichtung von Netzanschluss und Interkonnektor. Andererseits kann die zusätzliche Anbindung an ein anderes Land sinnvoll sein, um z. B. auch bei einem die Nachfrage übersteigenden Angebot im Heimatland von Offshore-Windparks eine volkswirtschaftlich optimale Nutzung der Offshore-Windenergie zu ermöglichen und Abregelungen zu vermeiden. Das erste Vergleichsszenario der vorliegenden Studie untersucht daher, wie sich die hybride Anbindung bestehender Windparks auf die Integration des dort erzeugten Stroms in das europäische Übertragungsnetz auswirkt.

2.1.3 Zweites Vergleichsszenario

Eine weitere Option bei der Hybridisierung von Offshore-Projekten stellt die Kombination mit der Herstellung von grünem Wasserstoff dar. Im zweiten Vergleichsszenario wird daher abweichend vom Ausgangsszenario untersucht, wie sich eine Verknüpfung von Offshore-Erzeugung und -Anbindung mit der Wasserstoffherstellung auf die Integration von Offshore-Windstrom ins Übertragungsnetz auswirkt. Für die Integration zusätzlicher Elektrolyseleistungen kann grundsätzlich zwischen den folgenden Varianten hinsichtlich der Standorte von Elektrolyseuren unterschieden werden:

- *Elektrolyseure an Land:* Als eine Ausprägung zur Integration zusätzlicher Elektrolysekapazitäten kann unterstellt werden, dass diese vollständig auf dem Festland installiert sind. Dies bedeutet, dass der Strom aus Offshore-Windanlagen analog zum Ausgangsszenario und ersten Vergleichsszenario über HGÜ-Verbindungen an Land transportiert wird, dort aber nicht oder nicht vollständig über das Onshore-Netz weitertransportiert werden muss. Stattdessen sind in dieser Variante am Anlandepunkt oder küstennah Elektrolyseure installiert. Diese stellen eine zusätzliche landseitige Last dar und können, je nach Betriebsweise, zur Entlastung des Onshore-Netzes beitragen.
- *Elektrolyseure an Land und auf See:* Als weitere Ausprägung kann unterstellt werden, dass ein Teil der zusätzlichen Elektrolyseure auch seeseitig errichtet wird. Dabei ist zu prüfen, in welchem Umfang ein Zubau von Elektrolyseuren auf See realistisch erscheint. Die übrige zusätzliche Elektrolyseurkapazität wird ebenfalls an Land errichtet. Die Elektrolyseure auf See und die dazugehörigen Windkraftanlagen werden in dieser Variante nicht mit dem europäischen Stromnetz verbunden, stattdessen wird der erzeugte Wasserstoff über eine Pipeline abtransportiert.

2.2 Methodik zur Markt- und Netzmodellierung

Das grundsätzliche Vorgehen der im Rahmen dieser Studie durchgeführten Markt- und Netzmodellierungen basiert auf einem lastflussbasierten Kapazitätsmodell sowie dem Ineinandergreifen von Markt- und Netzmodell und ist bereits in vielen Studien für BMWK (und ehemals BMWi) angewendet worden. Durch die erprobten Modellketten und Schnittstellen wird eine effiziente Umsetzung der notwendigen Modellierung und eine valide Ableitung und Einordnung von Ergebnissen gewährleistet. Die nachfolgenden Darstellungen geben einen kurzen Überblick über die angewendete Methodik und Modellierungskette.

Kurzübersicht über Modellierungskette

In der nachfolgenden Abbildung 2-1 sind die wesentlichen Schritte der Markt- und Netzmodellierung dargestellt. Im ersten Schritt (links) wird die Parametrierung der Szenarien vorgenommen. Der zweite Schritt (Mitte) umfasst die darauf aufbauenden Marktsimulationen und der dritte Schritt (rechts) die anschließenden Netzsimulationen.

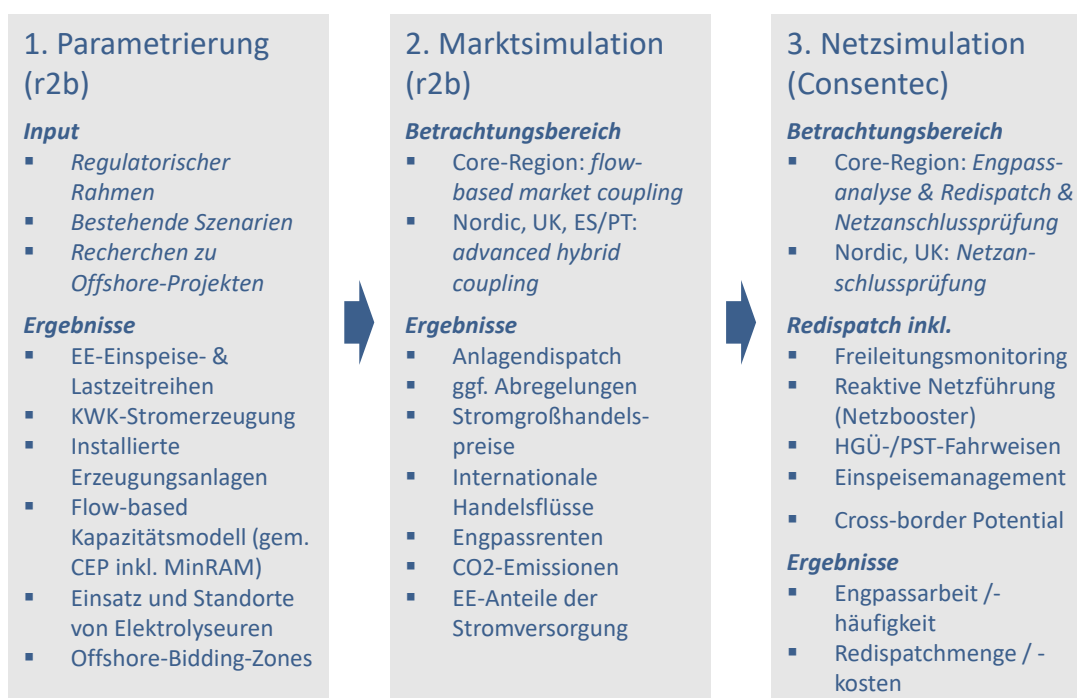


Abbildung 2-1: Übersicht über Berechnungskette zur Markt- und Netzmodellierung

Modellrechnungen, die den Stromnetzbetrieb simulieren, sind unter anderem zur Kalibrierung des Kapazitätsmodells für die Strommarktberrechnungen notwendig, um die flussbasierte Kapazitätsvergabe (engl. flow-based Market Coupling, FBMC) abbilden zu können. Diese Art der Kapazitätsvergabe ist innerhalb der Core-Region verpflichtend und damit für die Betrachtung des deutschen Stromsystems relevant. Für die vorliegenden Untersuchungen wurden deshalb, abhängig vom Szenario, geeignete Flow-based-Kapazitätsmodelle für alle 8760 Stunden des Jahres modelliert und in der Marktsimulation berücksichtigt. Die Flow-based-Modelle wurden dabei ausgehend von einer NTC-basierten Marktsimulation (NTC = Network Transfer Capacities) unter Berücksichtigung der Last-/Einspeisesituation der jeweiligen Stunde berechnet. Anschließend wurden auf Basis der Ergebnisse der FBMC-basierten Marktsimulation die Auswirkungen der gewählten Szenarioparametrierung auf den Übertragungsnetzbetrieb untersucht. Als Ergebnisgrößen für die Netzbetriebssimulationen ergeben sich zum einen die Anzahl und Höhe zu erwartender Netzengpässe sowie das Volumen und die Kosten des zu deren Behebung notwendigen Redispatches.

Annahmen zur Parametrierung der Markt- und Netzmodellierungen

In Bezug auf die Markt- und Netzmodellierungen für die verschiedenen betrachteten Szenarien ist es erforderlich, Annahmen zu Parametern zu treffen, die Eingang in die Modelle der Strommarkt- oder Netzbetriebssimulationen finden. Die in Abstimmung mit dem BMWK dazu festgelegten Parameter werden nachfolgend kurz skizziert:

- Annahmen für die NTC-basierte Marktsimulation
 - **NTC:** Verwendung der Kapazitäten entsprechend Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2020 aus dem Szenario „National Trends“ für das Jahr 2040
- Annahmen für die Flow-based-Modelle und die FBMC-basierte Marktsimulation
 - **PTDF-Kriterium:** Anwendung eines Schwellwertes für die Auswahl der kritischen Netzelemente und Ausfälle zur Berücksichtigung im Flow-based-Modell von 5 % (entsprechend CACM-Verordnung). Das Kriterium beschreibt den Mindestwert, den eine Sensitivität einer Netzelement-Ausfall-Kombination aufweisen muss, damit sie im Flow-based-Modell berücksichtigt wird.
 - **Berücksichtigung von Freileitungsmonitoring:** Modellierung eines flächendeckend lokalen Ansatzes, d. h. es wird als Näherung modelliert, dass bis 2040 FLM für jede Leitung möglich ist und dieses unter Berücksichtigung lokaler Witterungsverhältnisse (Temperatur und Windgeschwindigkeiten) erfolgt
 - **Freigabe interner PST und HGÜ im Markt:** Anwendung eines pauschalen Anteils von 30 % (PST) bzw. 70 % (HGÜ), der im Strommarkt frei verwendet werden kann
 - **Netzausbauzustand:** *Deutschland:* zunächst Umsetzung aller Projekte aus der Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2035 (2021), *Ausland:* zunächst Umsetzung aller Projekte des TYNDP. Darüber hinaus werden zusätzlich erforderliche Netzausbauprojekte sowohl für Deutschland als auch für das Ausland endogen ermittelt (siehe Ausführungen in folgendem Absatz „Ermittlung zusätzlicher Netzausbauprojekte“)
- Annahmen für die Netzbetriebssimulationen
 - **Betrachtungsbereich für Redispatch:** Entsprechend des Fokus der Studie, der auf Deutschland liegt, wird im Rahmen der Redispatch-Analysen Engpassfreiheit in Deutschland hergestellt. Dabei werden deutsche und ausländische Kraftwerke gleichberechtigt eingesetzt. Netzbelastungen dürfen im Ausland nicht verstärkt werden (durch die zusätzlich ermittelten Netzausbauprojekte ist das Ausland hier annahmengenmäßig engpassfrei, siehe auch Ausführungen im folgenden Absatz „Ermittlung zusätzlicher Netzausbauprojekte“)
 - **Einsatz von reaktiver Netzbetriebsführung:** Reaktive Netzbetriebsführung wird systemisch eingesetzt, d. h. die Wirkung der im Netzmodell abgebildeten Netzbooster wird für jede im Netzmodell enthaltene Leitung berücksichtigt
 - **Nachrangige Abregelung von EE/KWK:** Es werden die Mindestfaktoren der BNetzA berücksichtigt (EE: Faktor 10, KWK: Faktor 5)

Ermittlung zusätzlicher Netzausbaubedarfe

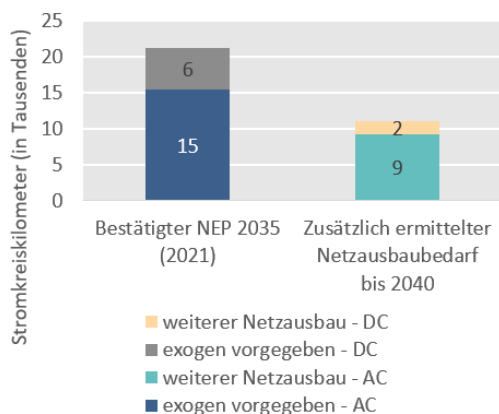
Im Szenario „TN-Strom“ der LFS3, an das die betrachteten Szenarien angelehnt sind, gibt es – wie in den vorherigen Abschnitten dargestellt – hohe Anteile an EE-Stromerzeugung, während auch der Bruttostromverbrauch gegenüber heute stark ansteigt. Diese Entwicklung führt zu hohen Netzbelastungen durch hohe EE-Einspeisungen oder auch durch häufige und hohe marktlich

getriebene Lastspitzen. In den Netzbetriebssimulationen zeigt sich, dass unter Annahme des Netzausbauzustands entsprechend des bestätigten NEP 2035 (2021) sowie des TYNDP 2020 die bestehenden Flexibilitäten wie z. B. EE-Abregelungen, nicht ausreichen, um die hohen Netzbelastungen auf ein zulässiges Niveau zu senken. Daher werden für die Untersuchungen in dieser Studie zur Gewährleistung der Lösbarkeit der Szenarien zusätzliche Netzausbauprojekte (umfasst Netzausbau und Netzverstärkungen) im zugrunde liegenden Netzdatensatz eingebracht.

Für die modellbasierte endogene Ermittlung von Leitungsausbauten wird dabei eine erprobte Netzausbaumethodik aus den Langfristszenarien verwendet. Da nahezu alle Länder des Betrachtungsbereichs (Core-Region) von den Überlastungen betroffen sind, wird dieser Lösungsansatz nicht nur in Deutschland, sondern auch im Ausland umgesetzt. Im Ausland wird dabei, auch zur Isolierung der Effekte der Szenarien auf Deutschland, engpassfrei ausgebaut. Für Deutschland wird davon abweichend ein stufenweiser Netzausbau vorgenommen, bis die Netzbelastungen sich in den hier durchgeführten Berechnungen mithilfe von Redispatch auf ein zulässiges Niveau reduzieren lassen.

In der nachfolgenden Abbildung 2-2 sind die Netzausbaubedarfe für das deutsche Übertragungsnetz dargestellt. Neben den Netzausbauten (in tausend Stromkreiskilometern) auf der linken Seite sind zusätzlich auch die sich ergebenden jährlichen Netzkosten („annuitätisch“), differenziert nach bestätigtem NEP 2035 (2021) und dem für diese Studie zusätzlich ermittelten Bedarf, auf der rechten Seite dargestellt.

Netzausbau/-verstärkungsbedarf



Annuitätische Netzkosten

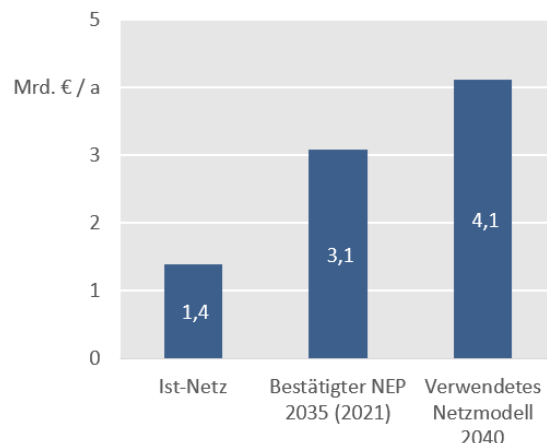


Abbildung 2-2: Netzausbau/-verstärkungsbedarfe (links in tausend Stromkreiskilometern) und sich ergebende annuitätische Netzkosten (rechts in Mrd. EUR pro Jahr) für die im Rahmen dieser Studie ermittelten zusätzlichen Netzausbauprojekte

Es ist zu erkennen, dass für das Betrachtungsjahr 2040 erwartungsgemäß ein deutlich verstärktes Übertragungsnetz notwendig ist. Die für diese Studie ermittelten zusätzlichen Netzausbauten oder Netzverstärkungen belaufen sich auf in Summe etwa 11.000 Kilometer und liegen damit bei etwa 50 % der bereits im bestätigten NEP 2035 identifizierten Maßnahmen (ca. 22.000 Kilometer). Unter Berücksichtigung dieser Ausbaubedarfe steigen auch die annuitätischen Netzkosten um eine weitere Mrd. EUR pro Jahr (zusätzlich zu +1,7 Mrd. EUR durch Umsetzung des bestätigten NEP 2035 gegenüber dem herangezogenen Ist-Netz).

Grundsätzlich ist bei diesem Ansatz zu berücksichtigen, dass es sich nicht um eine ÜNB-Ausbauplanung, sondern um eine grundsätzliche Mengenabschätzung von weiterem, über den als ge-

setzt angenommenen Ausbau des bestätigten NEP 2035 (2021) bzw. TYNDP 2020 hinausgehenden, erforderlichen Netzausbau handelt, um die Lösbarkeit des Redispatches innerhalb der Szenarien dieser Studie zu gewährleisten. Dabei wird Netzausbauzustand definiert, der zwar weiterhin arbiträre Abtausche mit den erforderlichen Redispatchbedarfen ermöglicht, jedoch für alle Szenarien einheitlich definiert ist. Damit kann unter der für diese Studie angestrebte Vergleich von verschiedenen (Strommarkt-)Szenarien und unterschiedlichen Offshore-Netzkonfigurationen plausibel vorgenommen werden.

2.3 Ausbauziele Wind Offshore

Für viele Parameter des Untersuchungsrahmens konnte auf die Vorarbeiten im Rahmen der LFS 3 zurückgegriffen werden. Für die Parametrierung des Offshore-Windausbaus wurde jedoch explizit von den LFS 3 abgewichen, um die veränderten nationalen Ausbauziele in Deutschland sowie den übrigen europäischen Ländern zu berücksichtigen.

Es werden zwei Varianten für die Offshore-Windausbauziele unterschieden. Eine Variante spiegelt einen Offshore-Ausbau wider, der zum Erreichen der Ausbauziele des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) führt, also 70 GW Offshore-Leistung im Jahr 2045. Im Jahr 2040 werden auf diesem Ausbaupfad 52,5 GW Offshore-Leistung erreicht – und die Variante dementsprechend bezeichnet. Demgegenüber wird in der Variante „70 GW Offshore“ ein sehr zügiger Ausbau der Windenergie in Deutschland und im europäischen Ausland unterstellt. So werden in dieser Variante, die für das Jahr 2045 vorgesehenen Ausbauziele des WindSeeG bereits im Jahr 2040 erreicht.

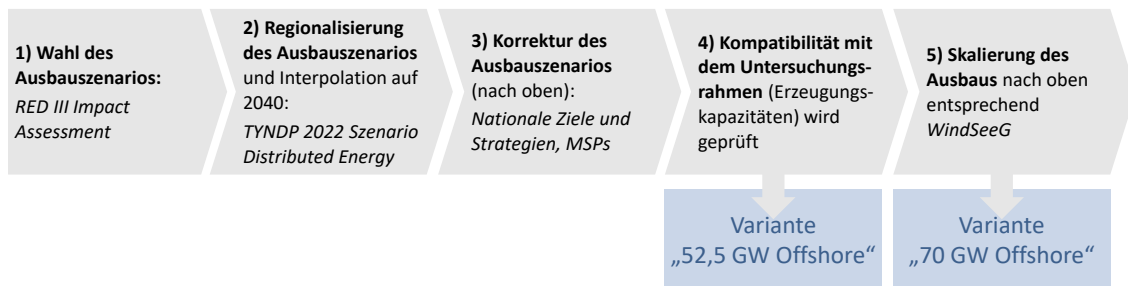


Abbildung 2-3: Vorgehen zur Ermittlung des Offshore-Windausbaus und zu abgeleiteten Varianten

Variante „52,5 GW Offshore“

Die Parametrierung der Ausbauziele in dieser Variante wurde in einem vierschriftigen Verfahren ermittelt. Zunächst wurde auf Basis einer Literaturanalyse und in Abstimmung mit dem Auftraggeber ein Szenario für den langfristigen Offshore-Windausbau bis 2050 festgelegt (Schritt 1). Gewählt wurde das Szenario Mix des Impact Assessment der RED III, welches für 2050 eine Offshore-Windkapazität von 330 GW für die EU-27-Länder vorsieht. Dieses Ausbauziel wurde anschließend auf Basis der relativen Verteilung der Offshore-Windkapazitäten im Szenario Distributed Energy des TYNDP 2022 der ENTSO-E regionalisiert und auf 2040 interpoliert (Schritt 2). In einem weiteren Schritt 3 wurden die so ermittelten Werte für den nationalen Offshore-Windausbau mit den verkündeten nationalen Ausbauzielen¹ abgeglichen und ggf. nach oben korrigiert. Berücksichtigt wurden nationale Ausbauziele dabei nur, wenn sie über den in Schritt 2 ermittelten Ausbauzielen lagen und damit ein hohes Ambitionsniveau erkennen ließen. In einem

¹ Hierbei wurden Zielvorgaben aus nationalen Strategien, Meeresraumplanung, National Energy and Climate Plans (NECP) sowie bereits verkündete, konkrete Offshore-Windprojekte berücksichtigt.

letzten Schritt wurden die ermittelten Werte auf ihre Kompatibilität mit den sonstigen Erzeugungskapazitäten des Untersuchungsrahmens hin geprüft. Für wenige Länder musste die Offshore-Windkapazität nach unten korrigiert werden, um eine Kompatibilität mit dem Untersuchungsrahmen zu erreichen (Schritt 4, siehe hierzu auch weiterführende Erläuterungen in Abschnitt 2.4).² Die derart ermittelten Ausbauziele wurden für diese Variante genutzt (siehe auch Abschnitt 2.6) und sehen für Deutschland ein Ausbauziel von 52,5 GW für 2040 vor. Das Ergebnis ist als Übersicht in Abbildung 2-4 dargestellt.

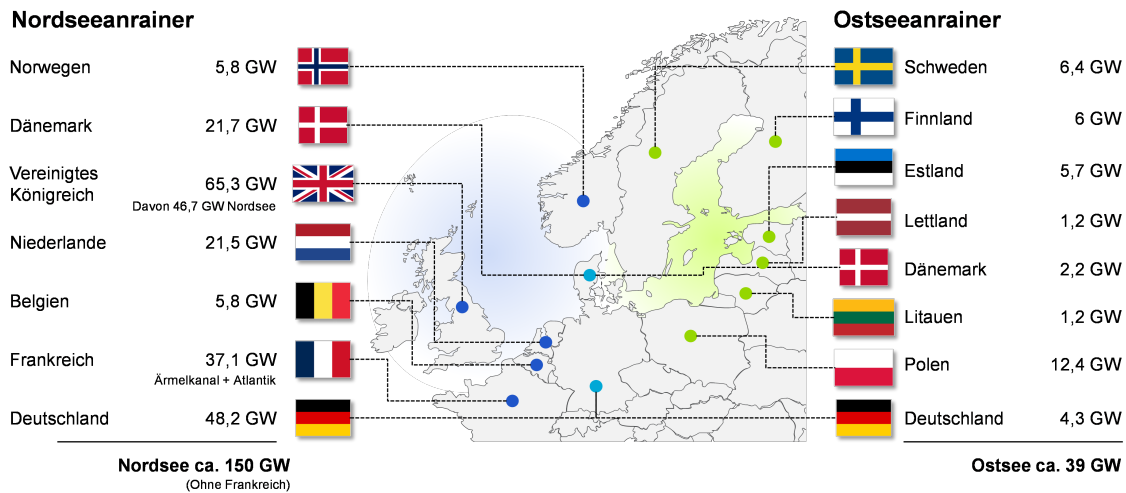


Abbildung 2-4: Offshore-Windausbau in der Variante „52,2 GW Offshore-Ausbau“

Variante „70 GW Offshore“

Das WindSeeG sieht einen Ausbau auf 70 GW Offshore-Windkapazität bis 2045 vor. Der in dieser Variante vorgesehene schnellere Ausbau mit Zielerreichung in 2040 führt zu einer Erhöhung der Offshore-Windkapazität in Deutschland um ein Drittel gegenüber der zuvor dargestellten Variante. Analog wird auch in den anderen europäischen Ländern ein schnellerer Ausbau unterstellt und die Kapazität um ein Drittel erhöht. Hierbei gilt jedoch weiterhin die Einschränkung, dass für einige Länder die Kapazität nur geringfügig erhöht werden konnte, um die Kompatibilität mit dem Untersuchungsrahmen zu erhalten (siehe Schritt 4). Das Ergebnis ist als Übersicht in Abbildung 2-5 dargestellt.

² Zu diesen Ländern zählen in der Variante „52,5 GW Offshore“ Belgien sowie in der Variante „70 GW Offshore“ zusätzlich Dänemark und die Niederlande.

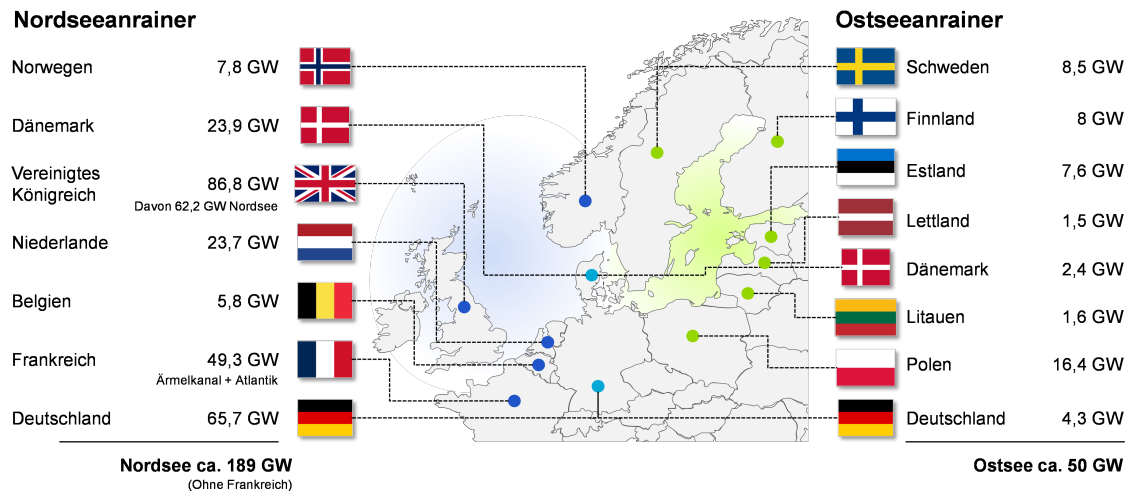


Abbildung 2-5: Offshore-Windausbau in der Variante "70 GW Offshore-Ausbau"

2.4 Energiewirtschaftliche Rahmenannahmen

In Abstimmung mit dem Auftraggeber ist ein Untersuchungsrahmen definiert worden, der sich stark an dem Projekt des BMWK „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland (Langfristszenarien 3)“ (LFS 3) orientiert. Die Anlehnung an ein vorliegendes Szenario dient dazu, bestehende Erkenntnisse effizient zu nutzen und zielgerichtete und detaillierte Analysen der Offshore-Windstromerzeugung und der Offshore-Netzinfrastruktur im Rahmen einer Markt- und Netzmodellierung zu ermöglichen. Konkret handelt es sich um das Szenario **TN-Strom der LFS 3**. Sofern nicht anders angegeben, gelten die hier beschriebenen Rahmenbedingungen für alle Szenarien und Sensitivitäten.

Die Annahmen zum **konventionellen Kraftwerkspark**, der **installierten Leistung Erneuerbarer Energien (außer Wind)** sowie zum **Stromverbrauch** sind eng an das Szenario TN-Strom der LFS 3 angelehnt. Dieses Szenario ist durch eine besonders starke Elektrifizierung aller Nachfragesektoren gekennzeichnet. Der Stromverbrauch steigt in diesem Szenario bis 2050 daher deutlich an, da sich überwiegend die Elektrifizierung als Option zur Dekarbonisierung in vielen Anwendungsbereichen durchsetzt, bspw. in der Industrie, Wärmeversorgung oder im Verkehr. Um den hohen Stromverbrauch zu bedienen, werden die Potenziale der Erneuerbare Energien Onshore-Wind und PV sehr weit ausgeschöpft. Bis zum Stützjahr 2040 ist Erdgas der wichtigste konventionelle Energieträger mit einem Anteil von rd. 6 % an der gesamten inländischen Erzeugung in Deutschland. Bis 2050 ist das Energiesystem vollständig dekarbonisiert.

Die **Brennstoff- und CO₂-Preise** für das modellierte Zieljahr 2040 wurden ebenfalls aus den Annahmen und Ergebnissen des Szenarios TN Strom der LFS 3 übernommen. Für Erdgas sind es 22 EUR₂₀₂₁ je MWh_{th}, für Steinkohle 6,25 EUR₂₀₂₁ je MWh_{th}³ und für **CO₂-Zertifikate** 125 EUR₂₀₂₁ je Tonne CO₂. Für **Import-Wasserstoff** liegt der Preis bei 91 EUR₂₀₂₁ je MWh_{th}. Beim Vergleich der variablen Einsatzkosten von Erdgas und Wasserstoff zur Verstromung ist festzuhalten, dass Wasserstoff bei Unterstellung des Importpreises von 91 EUR₂₀₂₁ je MWh_{th} und der oben genannten Preise für Erdgas und CO₂ in diesem Szenario nicht konkurrenzfähig zu Erdgas ist.⁴ Es ist jedoch zu beachten, dass sich die vorliegende Analyse nicht mit Fragen zur Wirtschaftlichkeit

³ Aufgrund der nur noch sehr geringen Kapazitäten von Kohlekraftwerken außerhalb Deutschlands ist die Steinkohle in den vorliegenden Analysen von sehr untergeordneter Relevanz.

⁴ Einsatzkosten Erdgas in EUR₂₀₂₁/MWh_{th}, bei Annahme eines CO₂-Emissionsfaktors für Erdgas von 0,2016 tCO₂/MWh_{th}= 22 EUR₂₀₂₁/MWh_{th} + 0,2016 tCO₂/je MWh_{th} x 125 EUR₂₀₂₁/tCO₂ = 47 EUR/MWh_{th}

oder Zweckmäßigkeit des Einsatzes von Wasserstoff in der Stromversorgung befasst hat und dazu keine Aussagen treffen möchte. Insbesondere ist die Prognose eines Weltmarkt- bzw. europäischen Importpreises für Wasserstoff für das Jahr 2040 aus heutiger Sicht mit hoher Unsicherheit verbunden. Darüber hinaus sind staatliche Förderprogramme denkbar, die Wasserstoff in der Verstromung konkurrenzfähig zu Erdgas machen könnten. Aus diesen Gründen werden Erdgas und Wasserstoff bei den Ergebnissen zur Stromerzeugung gemeinsam als Energieträger „Gase“ ausgewiesen.

Die Parametrierung der **EE-Stromerzeugung** mit Ausnahme von Wind erfolgt ebenfalls auf Basis des Szenarios TN-Strom. Für Wind Offshore wird die Leistung auf Basis der politischen Zielsetzungen in den unterschiedlichen Ländern bzw. nationaler Studien vorgegeben (siehe Abschnitt 2.2). Die Wind Onshore Leistungen werden daraufhin so angepasst, dass die Summe der erzeugten Energiemengen aus Windkraft der Mengen aus dem Szenario TN-Strom der LFS 3 entspricht. Dazu wird ein „Abtausch“ von Onshore zu Offshore Leistung vorgenommen. Dies bedeutet, dass die zusätzliche Offshore-Leistung durch eine Verringerung der Onshore-Leistung kompensiert wird. Aufgrund der höheren VLS von Offshore-Windenergieanlagen kann dieser Abtausch nicht eins-zu-eins erfolgen. Das relative Verhältnis der Leistungen beider Technologien für eine Modellregion ergibt sich vielmehr anhand der VLS beider Technologien. Die VLS für Onshore-Windenergieanlagen sind dabei für 2040 aus den LFS 3 übernommen. Die Offshore Volllaststunden ergeben sich aus der Modellierung im Projekt (eine ausführliche Beschreibung des Modells zur Zeitreihenerstellung für Offshore-Windenergieanlagen folgt weiter unten in diesem Abschnitt).

Um den notwendigen **Abtausch zwischen Off- und Onshore-Leistung** durchführen zu können, müssen zunächst die VLS für Offshore Anlagen je Modellregion ermittelt werden. In einem ersten Schritt werden für jede Modellregion Einspeisestrukturen für heute ausgewiesene Offshore-Wind-Flächen berechnet. Anhand angenommener Leistungsdichten in MW/km² ergeben sich Leistungspotenziale pro Ausbaufäche. Gemäß der ermittelten Zielleistungen pro Modellregion und Szenario werden so lange ausgewiesene Flächen herangezogen, bis die Zielleistung erreicht ist. Die Auswahl der Flächen erfolgt dabei durch eine Stromgestehungskosten-Merit-Order je ausgewiesener Fläche. So werden die ökonomisch vorteilhaften Flächen in der Modelllogik zuerst ausgebaut. Das Vorgehen ist dabei analog zu dem in den LFS 3. Eine Ausnahme bilden Flächen, die im direkten Untersuchungsgegenstand der Studie stehen, wie z. B. die hybriden Interkonnektoren der Energy Island Bornholm in Dänemark. Sie werden zum Zieljahr 2040 bis zur Potenzialgrenze ausgebaut. Nun können anhand der relativen Potenziale der gezogenen bzw. gesetzten Flächen und den jeweiligen Einspeisestrukturen leistungsgewichtete Volllaststunden für die einzelnen Modellregionen berechnet werden. Die so ermittelten Volllaststunden unterscheiden sich unter Umständen von den LFS 3. So sind die Volllaststunden in Deutschland und Belgien aufgrund der höheren Leistungsdichte um etwa 10 % geringer als in den LFS 3. Hinzu kommt, dass durch den verstärkten Zubau auch Flächen genutzt werden, deren Windhöffigkeiten geringer sind als die der in den LFS 3 genutzten Flächen.

Die **konventionelle Stromerzeugung** sowie **Import- und Exportflüsse** werden auf Basis der genannten Parameter u. a. zum Kraftwerkspark, der EE-Leistung, dem Stromverbrauch und der EE-Erzeugung modellendogen ermittelt. Eine Beschreibung des eingesetzten Strommarktmodells steht auf der Webseite von r2b energy consulting⁵ zum Download bereit.

⁵ www.r2b-energy.com/methodenkompetenz/modelle/

Die **Elektrolyse-Kapazitäten** und deren regionale Allokation innerhalb Deutschlands sind ebenfalls aus den Ergebnissen des Szenarios TN-Strom der LFS 3 abgeleitet. Dabei werden die politischen Mindestziele von 5 GW in 2030 und 10 GW in 2040 eingehalten. Der überwiegende Teil der Kapazitäten ist dabei in Norddeutschland installiert (vgl. Abbildung 2-6, in der die Verteilung aus den Langfristszenarien anhand eigener Annahmen auf Bundesländer heruntergebrochen ist). Der Einsatz von Elektrolyseuren erfolgt in den Untersuchungen dieser Studie marktbasierend mit einer Vorgabe von 2.800 Vollbenutzungsstunden, die zu erreichen sind (Abweichungen davon können sich in der Sensitivität ergeben, in der ein netzorientierter Einsatz von Elektrolyseuren untersucht wird, vgl. entsprechende Erläuterungen in Abschnitt 2.6). Die Rückverstromung von Wasserstoff spielt eine untergeordnete Rolle im Stromsystem und wird vor allem in West- und Süddeutschland eingesetzt. Der Großteil der Wasserstoffmengen wird im Industrie- und Verkehrssektor verwendet.

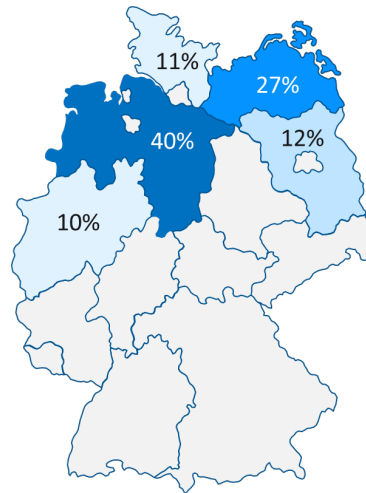


Abbildung 2-6: Verteilung der angenommenen Elektrolyse-Kapazitäten für Deutschland auf die Bundesländer

Während das Ausbauziel für die Elektrolyse-Kapazitäten im Ausgangsszenario die aktuelle politische Zielsetzung von 10 GW in 2040 für Deutschland reflektiert, wird im zweiten Vergleichsszenario entsprechend des Untersuchungsziels ein höherer Zubau an Elektrolyse-Kapazitäten angenommen. Das zweite Vergleichsszenario reflektiert dabei den aktuellen Stand der Forschung und den prognostizierten Wasserstoffbedarf für die Dekarbonisierung des deutschen Energiesystems. So gehen einschlägige Studien zur langfristigen Dekarbonisierung für 2040 von Elektrolyse-Kapazitäten in Höhe von rund 20 bis 30 GW in Deutschland aus und übersteigen damit aktuelle politische Zielsetzungen deutlich.⁶ Als Basis für den Zubau an Elektrolyse-Kapazität wird im zweiten Vergleichsszenario das Szenario C des Szenariorahmenentwurfs des Netzentwicklungsplans 2037 (NEP 2023) gewählt, welches rund 27 GW Elektrolyse-Kapazität für 2040 vorsieht. Das Szenario C des NEP sieht darüber hinaus auch den Ausbau der Offshore-Windenergie auf knapp über 70 GW vor und setzt den Fokus auf eine starke Elektrifizierung der Verbrauchssektoren. Damit spiegelt das gewählte Szenario die Grundannahmen des Untersuchungsrahmens dieser Studie wider. So wird die Passung des Elektrolyseausbaus im zweiten Vergleichsszenario zu den sonstigen Annahmen des Untersuchungsrahmens sichergestellt.

⁶ Die Studien dena-Leitstudie Integrierte Energiewende, Agora Energiewende – Klimaneutrales Deutschland 2045, BDI - Klimapfade 2.0, Ariadne-Report - Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 sehen für 2040 eine inländische Produktion von Wasserstoff mittels Elektrolyse in Höhe von 56 TWh bis 89 TWh vor. Dies entspricht Elektrolyseleistungen in Höhe von 19 GW bis 29 GW (Annahme: Elektrolyseursbetrieb bei durchschnittlich 3.000 Vollaststunden).

Flexibilitätpotenziale basieren im vorliegenden Szenario ebenfalls auf den Ergebnissen der LFS 3. Auf der Angebotsseite handelt es sich dabei u. a. um (Batterie-)Speicher. Auf der Nachfrageseite sind, neben den oben beschriebenen Annahmen zur Wasserstoffelektrolyse, hauptsächlich leistungs- und verbrauchsbezogene Annahmen für Wärmepumpen im GHD- und Haushaltssektor, Großwärmepumpen und Elektroheizkessel in der Fernwärme sowie der Hochlauf der Elektromobilität bis zum Stichjahr 2040 zu nennen.⁷

Die Parameter zu den **Kapazitäten des landseitigen Übertragungsnetzes** basieren für das deutsche Übertragungsnetz auf dem Netzentwicklungsplan 2035 (2021) der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sowie zusätzlich notwendigen, im vorliegenden Projekt ermittelten Netzausbauprojekten. Die **Interkonnektor-Kapazitäten zu angrenzenden Nord- und Ostsee-Anrainerstaaten** basieren auf dem TYNDP 2020. Detaillierte Annahmen zur Parametrierung des Stromnetzes sind in Abschnitt 2.2 zu finden

Die **Stromeinspeisung aus Offshore-Windenergie** wird in hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung abgebildet (stündliche Zeitreihen und zunächst für 6,5 km mal 6,5 km kleine Modellkacheln, die anschließend zu unterschiedlich großen Modellregionen aggregiert werden). Dafür kommt das am Fraunhofer ISI entwickelte Modell Enertile (bzw. das Modul Enertile Renewable Potential Calculator 2.0) zum Einsatz, welches auch in der Modellierung der Langfristszenarien für die Berechnung der Potenziale und Zeitreihen von Wind- und Solarenergie verwendet wird. Eine detailliertere Beschreibung dieses Modells findet sich z. B. auf der Webseite der Langfristszenarien⁸. Zur Sicherung der Konsistenz werden für die Berechnungen die meisten Annahmen aus den TN-Szenarien der Langfristszenarien übernommen. Der besondere Fokus dieser Untersuchung auf die Offshore-Windenergie in Deutschland und seinen Nachbarländern erfordert allerdings folgende Änderungen gegenüber den Langfristszenarien:

- Die Zeitreihen werden in Deutschland nicht über die gesamte AWZ in Nord- bzw. Ostsee aggregiert, sondern für jedes Gebiet des Flächenentwicklungsplans (FEP) einzeln ermittelt. In den Nachbarländern Dänemark, Niederlande, Belgien, Frankreich und Polen werden die Flächen in der jeweiligen AWZ dem nächstgelegenen Netzknoten an Land zugeordnet und die Zeitreihen je Netzknoten aggregiert (in Dänemark nahe der Grenze zu Deutschland teilweise auch für einzelne Gebiete wie Kriegers Flak oder Bornholm Energy Island, um so unterschiedliche Netzanbindungen dieser Gebiete genauer untersuchen zu können). Im übrigen europäischen Ausland werden die Zeitreihen dagegen für die gesamte Modellregion (teils ganze einzelne Länder, teils mehrere zusammengefasste Länder) aggregiert. Wegen der insgesamt deutlich erhöhten räumlichen Auflösung wird innerhalb der Modellregionen nicht zusätzlich zwischen Potenzialstufen mit unterschiedlichen Stromerzeugungskosten unterschieden, sondern es werden alle Flächen der Region zu einer Stufe zusammengefasst.
- Als Wetterjahr für die stündlichen Zeitreihen und die jährlichen Volllaststunden wird hier das Jahr 2012 gewählt, während in den Langfristszenarien die Zeitreihen auf dem Jahr 2010 basieren und die jährlichen Potenziale und Volllaststunden auf dem Mittel der Jahre 2010 bis 2018. Für die vorliegende Analyse wurde das Wetterjahr 2012 gewählt, da dieses auf

⁷ Basierend auf den Ergebnissen der LFS 3 wurden die Annahmen in einzelnen Bereichen weiter spezifiziert. Dies betrifft im bspw. die Aufteilung von dezentralen Wärmepumpen im HH- und GHD-Sektor auf die Anwendungsbereiche Warmwasser- und Raumwärmeerzeugung. Dabei wurden die zu ergänzenden Annahmen aus dem Vorhaben „Monitoring der Angemessenheit der Ressourcen an den europäischen Strommärkten“ (r2b, Consentec, Fraunhofer ISI, TEP, 2021) entnommen.

⁸ <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/szenario-explorer/erneuerbare.php>

Basis der jüngeren Historie als mittleres Wetterjahr für das gesamte Dargebot an Wind- und Sonnenenergie in Deutschland bzw. Mittelwesteuropa betrachtet werden kann.

Die **Entwicklung der durchschnittlichen Volllaststunden für die Offshore-Windenergie in Deutschland sowie in der gesamten Nord- und Ostsee-Erzeugungsflotte** wird in der Modellierung im Vergleich zu den Langfristszenarien noch einmal genauer betrachtet. Durch die erhöhte räumliche Auflösung in der deutschen AWZ ist eine genauere Betrachtung der für Offshore-Windparks verfügbaren Flächen nötig. Um auf den im FEP ausgewiesenen Flächen die genannten Leistungen installieren zu können, muss die im Modell angenommene Leistungsdichte gegenüber den Langfristszenarien von ca. 6,6 MW/km² auf 10 MW/km² erhöht werden⁹. Im Zuge dieser Erhöhung der Leistungsdichte werden im Modell auch die angenommenen Verluste aufgrund von Nachlaufeffekten erhöht. So sinkt der Faktor für die Windparkeffizienz im von 63 % auf 51 %, was zu einer Abnahme der durchschnittlichen Volllaststunden um ca. 10 % gegenüber den Langfristszenarien führt, also von ca. 4.400 auf ca. 4.000 Volllaststunden in der deutschen Nordsee. Diese veränderten Annahmen werden neben Deutschland auch in Belgien verwendet, da dort ebenfalls erhöhte Leistungsdichten bei Offshore-Windparks zu beobachten sind¹⁰. Im übrigen europäischen Ausland werden dagegen die Annahmen aus den Langfristszenarien übernommen.

Vor dem Hintergrund neuer Erkenntnisse zu großräumigen Nachlaufeffekten wird zusätzlich eine **Variante mit verringerter durchschnittliche Volllaststundenzahl** von Offshore-Windparks in Deutschland untersucht. Da die Rückwirkung der Windparks auf die Windgeschwindigkeit im Modell nicht explizit abgebildet werden kann, werden dafür ebenfalls pauschal die angenommenen Verluste aufgrund von Nachlaufeffekten erhöht, indem der Faktor für die Windparkeffizienz von 51 % (in der Standardausprägung der Szenarien, s. o.) für die Variante mit niedrigeren Volllaststunden nun auf 39 % gesenkt wird. Dadurch sinken die durchschnittlichen Volllaststunden auf ca. 3.400 in der deutschen Nordsee, so wie es auch im Entwurf des FEP¹¹ vom 01.07.2022 (basierend auf Berechnungen des Fraunhofer IWES) angenommen wird. Außerhalb Deutschlands bleiben die Volllaststunden in der Sensitivität gegenüber dem Basisszenario unverändert.

2.5 Entwicklung der Netztopologien (Offshore-Netzkonfigurationen)

Ein wesentlicher Teil der Unterschiede zwischen den zu betrachtenden Szenarien besteht in den unterschiedlichen Netztopologien. Hierzu sollen für Ausgangsszenario und Vergleichsszenarien prototypische Ausprägungen der unterschiedlichen Offshore-Netzkonzepte erarbeitet werden, die die Anforderungen insbesondere an Anschluss von Offshore-Windparks und Interkonnektivität erfüllen, den Stand der Technik aufgreifen und offensichtliche Randbedingungen (z. B. aus raumplanerischer Sicht, aber auch aus Energiesystemperspektive bzgl. der Lastflüsse im Offshore-Netz und der Anbindungen an das Onshore-Netz) erfüllen. Dabei sind die jeweiligen Prototypen so ausgestaltet, dass sie die Erfüllung der Anforderungen möglichst kostengünstig umsetzen, gleichzeitig werden aber (aufgrund des Grundsatzcharakters der Untersuchung) keine spezialisierten Optimierungsmodelle für die Entwicklung der Offshore-Strukturen eingesetzt. Auch werden bei der Konzeptionierung möglicher Offshore-Vernetzungs-Varianten zwar die

⁹ Die Erhöhung der Leistungsdichte wird im Modell durch eine Verringerung der Anlagenabstände innerhalb eines Windparks von 9x5 Rotordurchmessern auf 7,5x4 Rotordurchmesser umgesetzt.

¹⁰ https://www.windguard.com/publications-wind-energy-statistics.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2018/Capacity%20Density%20of%20European%20Offshore%20Windfarmslr.pdf

¹¹ https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/FEP_2022_2/220701_FEP_Entwurf.pdf

grundsätzlichen Ideen zu geplanten Projekten (insbes. North Sea Energy Island, North Sea Wind Power Hub, LanWin Hub, Eurobar) berücksichtigt. Ziel der Untersuchungen ist aber nicht die detaillierte Analyse einzelner dieser Projekte, sondern eine grundsätzliche Einordnung des Nutzens einer erhöhten Vermaschung. Daher orientieren sich die nachfolgend entwickelten Topologien zwar grundsätzlich an geplanten Projekten und an den Ausgestaltungsoptionen entsprechend „North Seas Energy Clusters“¹², um die grundsätzlichen Wirkungen aufzuzeigen, stellen aber keine konkrete Projektplanung dar.

Wie bereits in Abschnitt 2.1 beschrieben, werden im Ausgangsszenario und im zweiten Vergleichsszenario ausschließlich radiale Anbindungen (mit Ausnahme KF CGS und Bornholm Energy Island) für Offshore-Windparks betrachtet. Die nachfolgend beschriebene Weiterentwicklung hinsichtlich einer Offshore-Vermaschung (hybride Verbindungen als kombinierte Nutzung einer Offshore-Anbindung und eines Interkonnektors) bezieht sich somit lediglich auf das Erste Vergleichsszenario, in dem der Nutzen einer zusätzlichen Vermaschung explizit bewertet werden soll.

2.5.1 Grundsätzliche Konzeptionierung von hybriden Offshore-Anbindungen

Zur Analyse möglicher Netzkonfigurationen für das erste Vergleichsszenario wird sowohl der Bedarf an Netzanschlusskapazität für Offshore-Windenergieanlagen als auch an langfristiger Interkonnektor-Kapazität berücksichtigt.

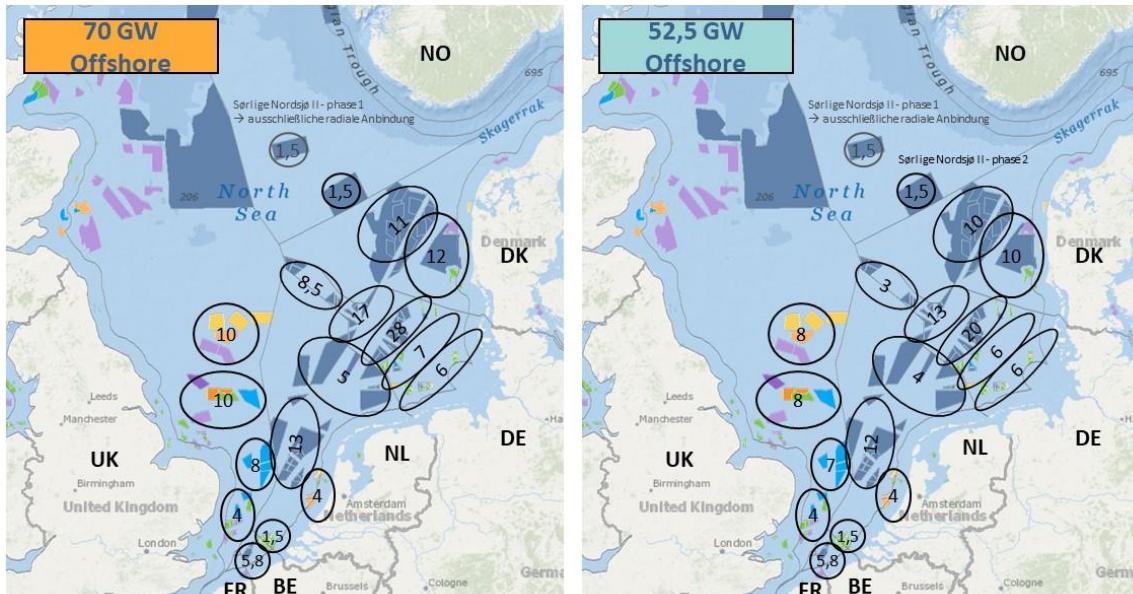
Der Bedarf an Netzanschlusskapazität für Offshore-Anlagen ergibt sich dabei zunächst aus deren installierter Leistung, die im Rahmen der zuvor beschriebenen Ausbauziele (Abschnitt 2.3) in Form von zwei Varianten („70 GW Offshore“ und „52,5 GW Offshore“) festgelegt wurde. Als Indikator für langfristige Bedarfe für Offshore-Übertragungskapazitäten wurde hier das Szenario TN-Strom der LFS 3 herangezogen. Dort ist bis in das auch hier betrachtete Jahr 2040 ein gegenüber heute deutlicher Ausbaubedarf der Interkonnektor-Kapazitäten im Nord- und Ostseeraum zu erkennen. Dieser Bedarf geht ebenfalls über die in dieser Studie angenommenen Kapazitäten entsprechend des TYNDP 2020 hinaus, sodass die Analyse eine Vermaschung der Offshore-Anbindung und in diesem Maße eine Erhöhung der Interkonnektor-Kapazitäten untersuchungswürdig erscheint.

Da für unterschiedliche installierte Leistungen von Offshore-Windenergieanlagen auch unterschiedliche Vermaschungsgrade sinnvoll sein könnten, werden für die beiden Varianten mit unterschiedlichen Offshore-Ausbauzielen auch unterschiedliche Vermaschungsleistungen angenommen. Neben der installierten Leistung ist auch die regionale Verortung der Offshore-Kapazitäten für die Sinnhaftigkeit verschiedener Vernetzungsoptionen maßgeblich. Um die Unterschiede zwischen den betrachteten Varianten und der regionalen Verortung von Offshore-Windparks in diesen zu vergleichen, zeigt Abbildung 2-7 die indikative Verortung der relevanten installierten Leistungen in der Nordsee und Abbildung 2-8 die entsprechenden Werte für die Ostsee. Als Grundlage für diese Kartendarstellung dient die „Global Offshore Map“¹³ von 4COffshore, auf der neben bereits bestehenden auch in Bau befindliche oder geplante Windparks wie auch Entwicklungsflächen der einzelnen Länder eingezeichnet sind. Für die indikativen Veror-

¹² „North Seas Energy Clusters – Scoping Paper“, https://energy.ec.europa.eu/document/download/245b208d-01e3-44f7-88ee-cb9d9e60e60c_en?filename=energy_cluster_paper_-_final_with_date.pdf (letzter Abruf 14.11.2022)

¹³ <https://map.4coffshore.com/offshorewind/> (letzter Abruf 14.11.2022)

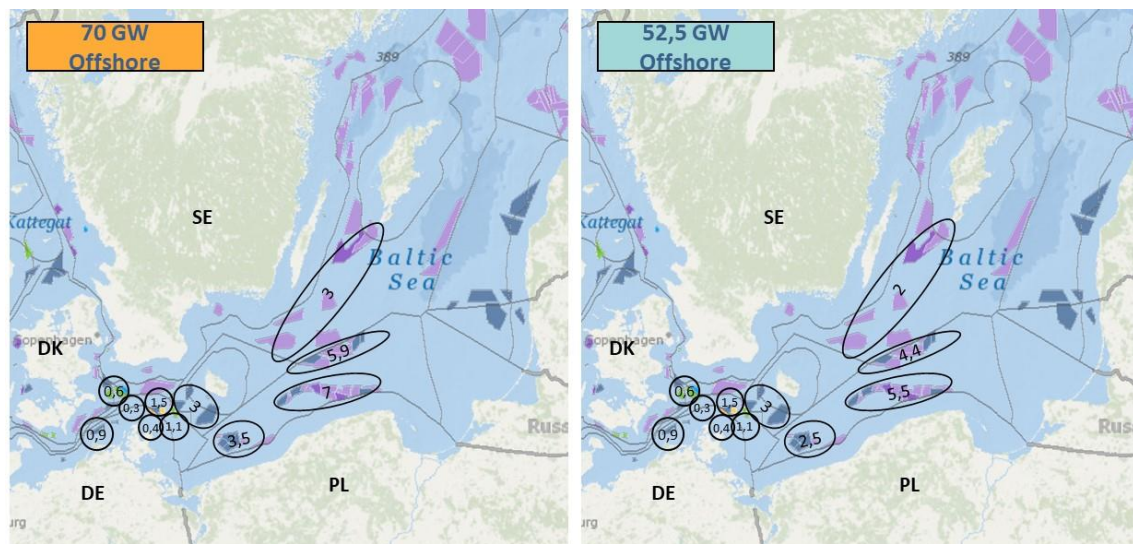
tung der in den Szenariovarianten betrachteten Offshore-Leistungen auf diese Flächen sind neben der Umsetzung in der Modellierung auch weitere verfügbare Informationen wie nationale Ausbaupläne etc. berücksichtigt.



⑩ → Wert entspricht der den eingekreisten Flächen zugeordneten Offshore-Leistung (indikative Verortung, keine detaillierte Planung!)

Quelle für Karte (Hintergrund): <https://map.4coffshore.com/offshorewind/>

Abbildung 2-7: Indikative Verortung der installierten Leistung von Offshore-Windenergieanlagen in der Nordsee im Vergleich der Varianten „70 GW Offshore“ und „52,5 GW Offshore“



⑩ → Wert entspricht der den eingekreisten Flächen zugeordneten Offshore-Leistung (indikative Verortung, keine detaillierte Planung!)

Quelle für Karte (Hintergrund): <https://map.4coffshore.com/offshorewind/>

Abbildung 2-8: Indikative Verortung der installierten Leistung von Offshore-Windenergieanlagen in der Ostsee im Vergleich der Varianten „70 GW Offshore“ und „52,5 GW Offshore“

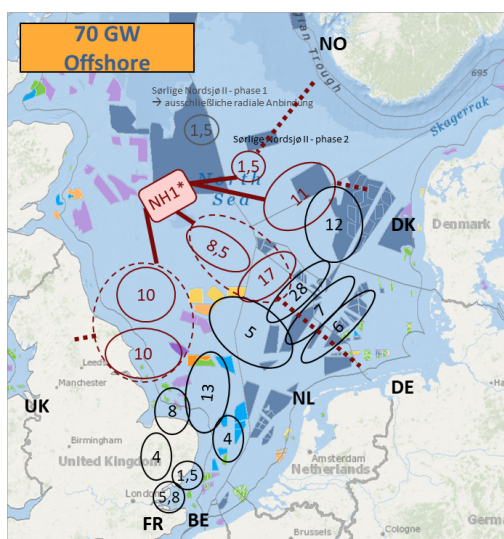
Es ist sowohl für die Nordsee als auch für die Ostsee zu erkennen, dass die installierten Leistungen auf den dargestellten Flächen in der Variante „70 GW Offshore“ im Vergleich zu „52,5 GW

Offshore“ teilweise deutlich höher sind. Diese Unterschiede sind nicht nur für Deutschland, sondern auch für die weiteren Nord- und Ostseeanrainerstaaten zu erkennen. Obwohl der Fokus dieser Studie auf dem Offshore-Stromnetz der deutschen AWZ liegt, ist daher dennoch der gesamte (detaillierte) Betrachtungsbereich der Core-Region wie auch die umgebenden Länder (UK, NO, SE) zu berücksichtigen. An dieser Stelle wird allerdings nochmals darauf hingewiesen, dass die vorliegende Studie auch hier keine detaillierte Planung in dieser Hinsicht darstellen soll, sondern eine hinreichend genaue Verortung unterstellt, um die Einflüsse der einzelnen Szenarioausprägungen (und Varianten) zu untersuchen.

Die grundlegende Konzeptionierung der in dieser Studie untersuchten hybriden Anbindungen von Offshore-Windenergieanlagen im ersten Vergleichsszenario wird in den folgenden Erläuterungen „Hybride Offshore-Anbindungskonzepte in der Nordsee“ (Abschnitt 2.5.2) und „Hybride Offshore-Anbindungskonzepte in der Ostsee“ (Abschnitt 2.5.3) zunächst im Überblick dargelegt. Anschließend werden in Abschnitt 2.5.4 die Annahmen zu konkreten Leistungen für die Vermaschung in den unterschiedlichen Offshore-Ausbau-Varianten definiert.

2.5.2 Hybride Offshore-Anbindung in der Nordsee

Als erstes Konzept für eine hybride Offshore-Anbindung wird hier das „**Nordsee-Hub 1**“ definiert (siehe rote Markierungen in Abbildung 2-9). Dieses stellt den Zusammenschluss „weit außen“ in den jeweiligen AWZ liegender Windparks dar und es werden die Länder Deutschland (DE), Dänemark (DK), Norwegen (NO) und das Vereinigte Königreich (UK) vernetzt. Für die Modellierung von Nordsee-Hub 1 in den Markt-Netz-Berechnungen wird als konkrete Ausprägung dieser hybriden Offshore-Anbindung ein „Hub-Knoten“ modelliert, über den die relevanten Gebiete verknüpft werden. Diese Modellierung bietet den Vorteil von erhöhter Flexibilität in der Ausnutzung der Vermaschung (im Vergleich zu Land-zu-Land-Verbindungen), wobei die geografische Lage des Hub-Knotens in Abbildung 2-9 ausschließlich für Darstellungszwecke konkret gesetzt wurde und keine Annahme über die tatsächliche Verortung eines solchen Hub-Knotens darstellt. In Abbildung 2-9 stellen die vollständig roten Linien die Verbindungen zwischen den Offshore-Windparks und dem Hub-Knoten dar, während die gestrichelten Linien die Anbindung der Windparks an das Festland symbolisieren.



Nordsee-Hub 1:

- Zusammenschluss „weit außen“ in den jeweiligen AWZ liegender Windparks

Beteiligte Länder und Offshore-Flächen:

- DE, DK, NO, UK
 - DE: Zone 5 und (ggf. tlw.) Zone 4
 - DK: (anteilig) OWF in und rund um North Sea Energy Island
 - NO: Sørilige Nordsjø II - phase 2
 - UK: Dogger Bank, Hornsea

Ausgestaltung:

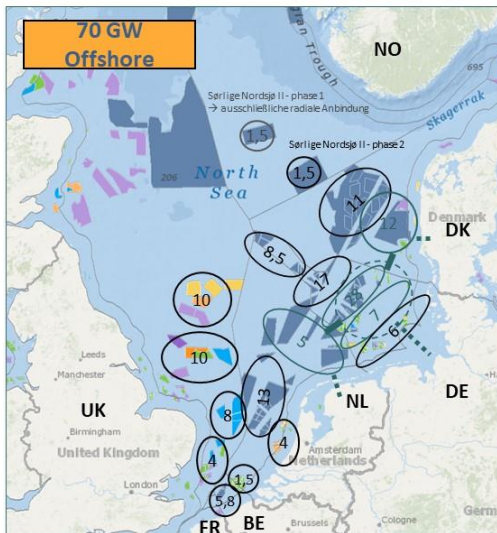
- Hub-Knoten „NH1“ mit Verbindung zu mehreren Gebieten (*geografische Lage hier für Darstellungszwecke gewählt)

⑩ → Wert entspricht der den eingekreisten Flächen zugeordneten Offshore-Leistung (indikative Verortung, keine detaillierte Planung!)

Quelle für Karte (Hintergrund): <https://map.4coffshore.com/offshorewind/>

Abbildung 2-9: Nordsee-Hub 1: Beteiligte Länder / Offshore-Flächen und Modellierung

Als „**Nordsee-Hub 2**“ wird eine zusätzliche Vernetzung von Windparks definiert, die im Vergleich zu Nordsee-Hub 1 näher an der Küste (rund um die Deutsche Bucht, siehe grüne Markierungen in Abbildung 2-10) liegen. Als beteiligte Länder werden Offshore-Flächen von Deutschland (DE), Dänemark (DK) und der Niederlande (NL) vernetzt. Dieser Hub wird als Land-zu-Land-Verbindung modelliert, da dies entsprechend der geografischen Lage sinnvoll erscheint. Auch in dieser Darstellung gibt es eine Unterscheidung zwischen vollständig grünen Linien, die die Offshore-Vernetzung der Windparks untereinander darstellt, und gestrichelten Linien, die den Anschluss der Windparks an das Festland beschreiben.



Nordsee-Hub 2:

- Vernetzung von Windparks, die näher an der Küste liegen (rund um die Deutsche Bucht)

Beteiligte Länder und Offshore-Flächen:

- NL, DE, DK
 - NL: östl. AWZ und (tlw.) südl. Entwicklungsgebiete
 - DE: Zone 3 und (ggf. tlw.) Zone 2
 - DK: küstennahe OWF an der Westküste DK

Ausgestaltung:

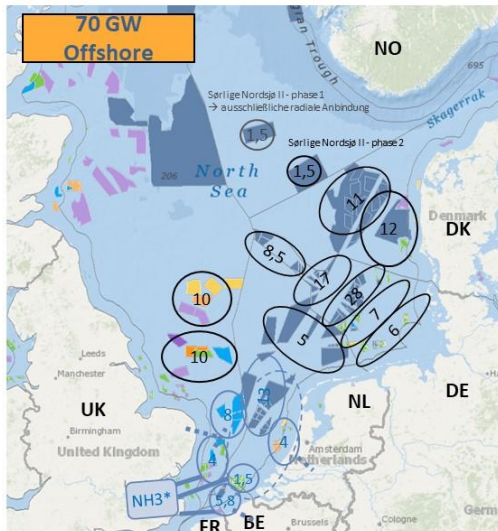
- „Sammelschiene“: Land-zu-Land Verbindung NL-DE-DK

⑩ → Wert entspricht der den eingekreisten Flächen zugeordneten Offshore-Leistung (indikative Verortung, keine detaillierte Planung!)

Quelle für Karte (Hintergrund): <https://map4coffshore.com/offshorewind/>

Abbildung 2-10: Nordsee-Hub 2: Beteiligte Länder / Offshore-Flächen und Modellierung

Als dritte hybride Offshore-Anbindung wird in der Ostsee das „**Nordsee-Hub 3**“ definiert (siehe blaue Markierungen in Abbildung 2-11). Dieses beschreibt einen Zusammenschluss von Windparks im südlichen Teil der Nordsee, sodass die Länder Belgien (BE), Niederlande (NL) und das Vereinigte Königreich (UK) durch diesen Hub vernetzt werden. Für die Modellierung wird analog zu Nordsee-Hub 1 als konkrete Ausprägung ein „Hub-Knoten“ modelliert, über den die relevanten Gebiete verknüpft werden. Diese Modellierung bietet unter Berücksichtigung der geografischen Gegebenheiten auch hier den Vorteil von erhöhter Flexibilität in der Ausnutzung der Vermaschung (die geografische Lage des Hub-Knotens ist auch hier ausschließlich für Darstellungszwecke gewählt). Die Darstellung der Vernetzung entspricht der Vorgehensweise für die bereits zuvor dargestellten Hubs: vollständig blaue Linien sind Verbindungen zwischen Offshore-Windparks und Hub-Knoten; gestrichelte Linien stellen die Anbindung der Windparks an das Festland dar.



Nordsee-Hub 3:

- Zusammenschluss von Windparks im südl. Teil der Nordsee

Beteiligte Länder und Offshore-Flächen:

- BE, NL, UK
 - BE: vollständige OWF-Leistung möglich
 - NL: OWF außer nördl. Entwicklungsgebiete
 - UK: bis Straße von Dover, tlw. Norfolk

Ausgestaltung:

- Hub-Knoten „NH3“ mit Verbindung zu mehreren Gebieten (*geografische Lage hier für Darstellungszwecke gewählt)

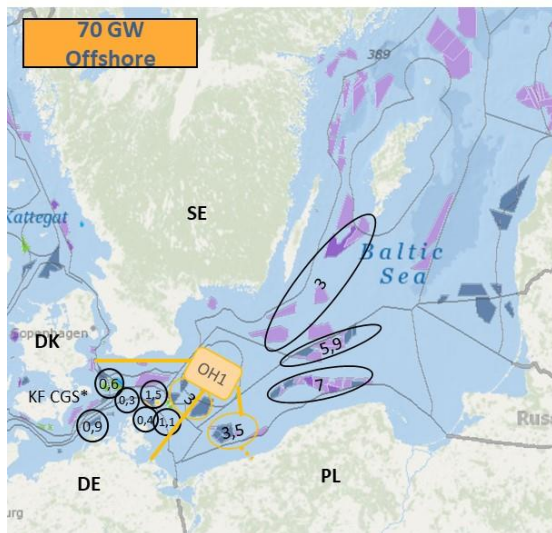
10 → Wert entspricht der den eingekreisten Flächen zugeordneten Offshore-Leistung (indikative Verortung, keine detaillierte Planung!)

Quelle für Karte (Hintergrund): <https://map.4coffshore.com/offshorewind/>

Abbildung 2-11: Nordsee-Hub 3: Beteiligte Länder / Offshore-Flächen und Modellierung

2.5.3 Hybride Offshore-Anbindung in der Ostsee

Als erstes Konzept für eine hybride Offshore-Anbindung in der Ostsee wird hier das „**Ostsee-Hub 1**“ definiert (siehe gelbe Markierungen in Abbildung 2-12), das eine Erweiterung des bereits im Ausgangsszenario modellierten Konzepts der Bornholm Energy Island darstellt. Über die aktuelle geplante Umsetzung hinaus, die eine Anbindung von 2 GW nach Deutschland (DE) und 1 GW nach Dänemark (DK) vorsieht, wird mit dem Ostsee-Hub 1 nicht nur die Anbindung nach DE und DK ausgebaut, sondern auch eine zusätzliche Verbindung nach Polen (PL) errichtet, um den westlichen Ostseeraum dahingehend stärker zu vernetzen. Zur Modellierung wird die Ausgestaltung des Hub-Knotens, an dem die Verbindungen nach DE, DK (und dann auch PL) zusammenlaufen, beibehalten.



Ostsee-Hub 1:

- Erweiterung Bornholm Energy Island

Beteiligte Länder und Offshore-Flächen:

- DE, DK, PL
- Aktuelle Umsetzung:
 - Anbindung DE 2 GW
 - Anbindung DK 1 GW
- Vorschlag für Erweiterung:
 - Ausbau der bestehenden Anbindung DE, DK
 - Errichtung einer Verbindung von PL (westliche AWZ) nach Bornholm

Ausgestaltung:

- Hub „OH1“ auf Bornholm

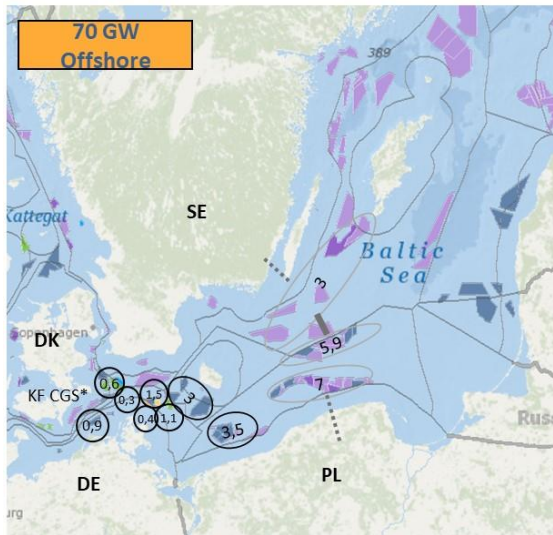
*KF CGS bleibt mit aktueller Parametrierung bestehen

10 → Wert entspricht der den eingekreisten Flächen zugeordneten Offshore-Leistung (indikative Verortung, keine detaillierte Planung!)

Quelle für Karte (Hintergrund): <https://map.4coffshore.com/offshorewind/>

Abbildung 2-12: Ostsee-Hub 1: Beteiligte Länder / Offshore-Flächen und Modellierung

Als weitere Vermaschung der Offshore-Windparks in der Ostsee wird als „**Ostsee-Hub 2**“ die Vernetzung von Polen (PL) und Schweden (SE) definiert. Dabei wird in der Modellierung der östlichen Teil der polnischen AWZ mit dem Gebiet der schwedischen AWZ südwestlich von Öland direkt verbunden. Diese Vernetzung ist in Abbildung 2-13 in grau dargestellt, wobei die vollständig graue Linie die Vernetzung zwischen den Offshore-Windparks beschreibt, während die gestrichelten Linien den Anschluss der Windparks an das Festland andeuten.



Ostsee-Hub 2:

- Vernetzung SE-PL

Beteiligte Länder und Offshore-Flächen:

- PL-SE
 - PL: östliche AWZ
 - SE: Gebiete südwestlich von Öland

Ausgestaltung

- direkte Verbindung zwischen AWZ SE und PL

*KF CGS bleibt mit aktueller Parametrierung bestehen

⑩ → Wert entspricht der den eingekreisten Flächen zugeordneten Offshore-Leistung (indikative Verortung, keine detaillierte Planung!)

Quelle für Karte (Hintergrund): <https://map.4coffshore.com/offshorewind/>

Abbildung 2-13: Ostsee-Hub 2: Beteiligte Länder / Offshore-Flächen und Modellierung

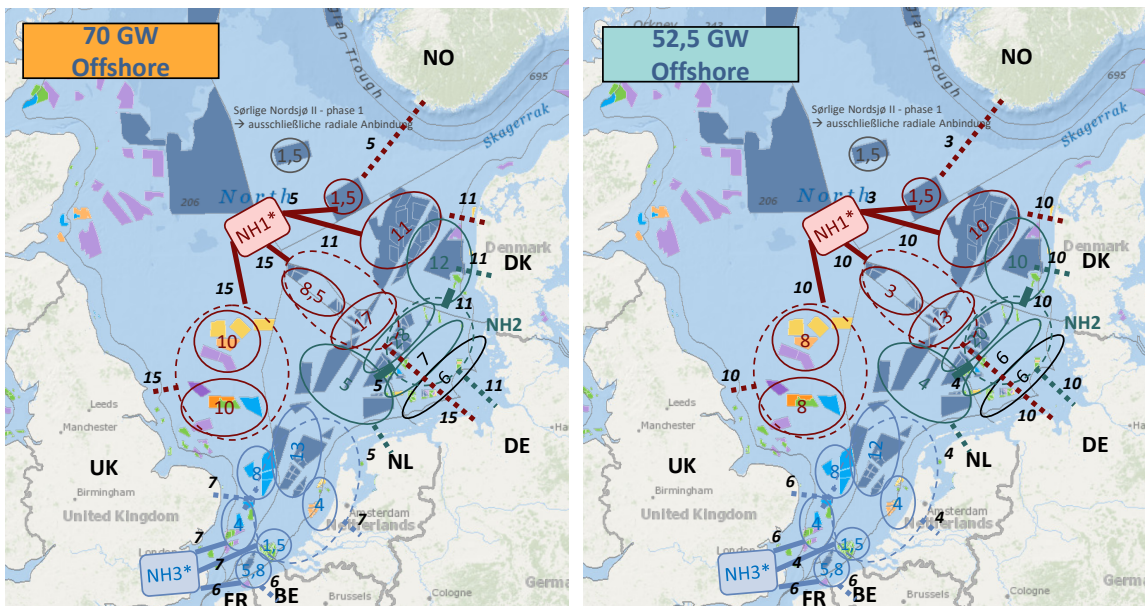
Um die verschiedenen hybriden Offshore-Anbindungen zu modellieren, sind neben der grundsätzlichen Ausgestaltung auch Festlegungen hinsichtlich der angenommenen Interkonnektorkapazitäten sowie der eingebundenen Leistung der Offshore-Windparks erforderlich, die im folgenden Abschnitt beschrieben werden.

2.5.4 Konkrete Annahmen zu hybriden Kapazitäten

Nachfolgend werden die konkret für die unterschiedlichen Varianten „70 GW Offshore“ und „52,5 GW Offshore“ angenommenen Kapazitäten für Interkonnektoren und die angeschlossenen Leistungen der Offshore-Windparks dargestellt. Aufgrund der zwischen den Varianten unterschiedlichen Gesamtleistungen der Offshore-Windenergieanlagen werden auch in Bezug auf die hybriden Kapazitäten unterschiedliche Ausprägungen sowohl für die Nordsee als auch für die Ostsee verwendet. Bei der Interpretation ist dabei zu berücksichtigen, dass die getroffenen Annahmen dazu dienen soll, grundsätzliche Wirkungen einer Vermaschung aufzuzeigen. Es handelt sich explizit nicht um optimierte Netzkonfigurationen oder um einem konkreten Ausgestaltungsvorschlag zur ÜNB-Netzplanung.

Nordsee

Abbildung 2-14 zeigt die Kapazitäten für die in Abschnitt 2.5.2 dargestellten und für das erste Vergleichsszenario dieser Studie modellierten Nordsee-Hubs im Vergleich der Varianten „70 GW Offshore“ und „52,5 GW Offshore“.



⑩ → Wert entspricht der den eingekreisten Flächen zugeordneten Offshore-Leistung (indikative Verortung, keine detaillierte Planung!)
 Quelle für Karte (Hintergrund): <https://map.4coffshore.com/offshorewind/> *geografische Lage der Hub-Knoten hier für Darstellungszwecke gewählt

Abbildung 2-14: Annahmen zu hybriden Kapazitäten in der Nordsee im Vergleich der Varianten „70 GW Offshore“ und „52,5 GW Offshore“

Es ist zu erkennen, dass die auf der linken Seite für die Variante „70 GW Offshore“ dargestellten hybriden Kapazitäten überwiegend höher sind als die für die Variante „52,5 GW Offshore“ auf der rechten Seite. Am stärksten fällt dieser Unterschied bei Nordsee-Hub 1 aus (rot, „weit außen“ liegende Windparks). Dort werden in der Variante „70 GW Offshore“ zwischen DE und UK und dem Hub-Knoten (NH1) 15 GW hybride Anbindung, die in der Variante „52,5 GW Offshore“ mit 10 GW nur etwa zwei Drittel der Kapazität haben. Die Integration von NO in das Nordsee-Hub 1 erfolgt mit 5 GW (Variante „52,5 GW Offshore“: 3 GW) und DK wird mit 11 GW (10 GW) eingebunden. Im Nordsee-Hub 2 (grün, rund um die Deutsche Bucht) fallen die Unterschiede etwas geringer aus: die Verbindungen zwischen DK und DE (und die zugehörigen Anbindungen an das Festland) liegen bei „70 GW Offshore“ in einer Höhe von 11 GW (10 GW bei „52,5 GW Offshore“), die Verbindung NL-DE bei 5 GW (4 GW). Auch die Kapazitäten für Nordsee-Hub 3 sind in der Variante „70 GW Offshore“ teilweise stärker dimensioniert. Die Anbindung von BE an NH3 ist aufgrund der Annahme einer unveränderten Leistung der Offshore-Windenergieanlagen zwischen den beiden Varianten mit etwa 6 GW zwar ebenfalls gleich. Die Anbindungen nach UK und NL, die in der Variante „52,5 GW Offshore“ mit 6 GW (UK) und 4 GW (NL) angebunden sind, liegen bei „70 GW Offshore“ mit 7 GW beide über diesen Werten.

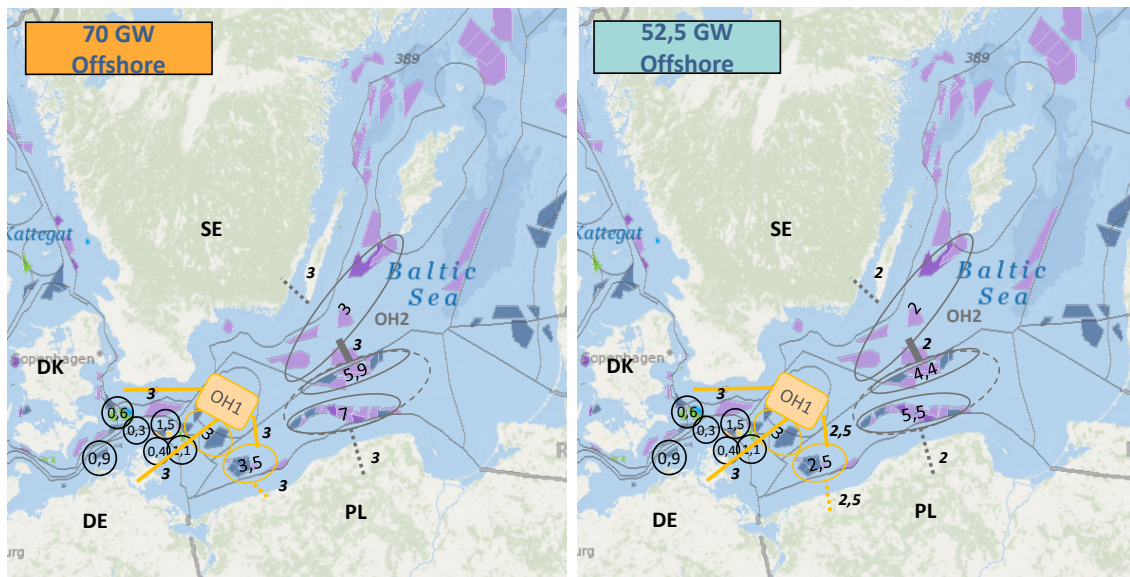
Zusätzlich zu den hybriden Interkonnektoren, die durch die Vernetzung der Offshore-Windparks modelliert werden, unterscheiden sich die Varianten auch durch die Höhe der Leistung der Offshore-Windparks, die an die entsprechenden Nordsee-Hubs angeschlossen werden. Grundsätzlich wird für das erste Vergleichsszenario davon ausgegangen, dass die in die Hubs integrierte Leistung der Offshore-Windparks vollständig auch an das Festland angebunden ist (d. h., wenn z. B. 15 GW der deutschen Offshore-Windparks an einen Hub angebunden sind, ist auch die Anbindungsleitung an das Festland entsprechend dimensioniert). Die an die Hubs angeschlossenen Leistungen der Offshore-Windenergieanlagen ist im Vergleich der beiden Varianten in Tabelle 2-1 dargestellt. Für DE beträgt die Summe der hybrid angebundenen Offshore-Leistungen demnach in der Nordsee 26 GW für die Variante „70 GW Offshore“, während sie für „52,5 GW Offshore“ bei 20 GW liegt.

Hub	Land	Angebundene Leistung in Variante...	
		„70 GW Offshore“	„52,5 GW Offshore“
Nordsee-Hub 1	DE	15 GW	10 GW
	DK	11 GW	10 GW
	NO	5 GW	3 GW
	UK	15 GW	10 GW
Nordsee-Hub 2	DE	11 GW	10 GW
	DK	11 GW	10 GW
	NL	5 GW	4 GW
Nordsee-Hub 3	BE	6 GW	6 GW
	NL	7 GW	4 GW
	UK	7 GW	6 GW

Tabelle 2-1: An hybride Kapazitäten angebundene Leistungen für Offshore-Windparks in der Nordsee im Vergleich der Varianten „70 GW Offshore“ und „52,5 GW Offshore“

Ostsee

Abbildung 2-15 zeigt die Kapazitäten für die in Abschnitt 2.5.3 dargestellten und für das erste Vergleichsszenario dieser Studie modellierten Ostsee-Hubs im Vergleich der Varianten „70 GW Offshore“ und „52,5 GW Offshore“.



⑩ → Wert entspricht der den eingekreisten Flächen zugeordneten Offshore-Leistung (indikative Verortung, keine detaillierte Planung!)
 Quelle für Karte (Hintergrund): <https://map.4coffshore.com/offshorewind/>

Abbildung 2-15: Annahmen zu hybriden Kapazitäten in der Ostsee im Vergleich der Varianten „70 GW Offshore“ und „52,5 GW Offshore“

Auch hier ist (analog zu den Darstellungen zur Nordsee) zu erkennen, dass die auf der linken Seite für die Variante „70 GW Offshore“ dargestellten hybriden Kapazitäten überwiegend höher sind als die für die Variante „52,5 GW Offshore“ auf der rechten Seite. Da die installierten Leis-

tungen der Offshore-Windenergie in der Ostsee im Verhältnis zur Nordsee jedoch deutlich geringer sind, ist auch die angenommene Vernetzung und die Unterschiede zwischen den Varianten in absoluter Höhe geringer als in der Nordsee. Im Ostsee-Hub 1 (gelb, Erweiterung Bornholm Energy Island) wird in Variante „70 GW Offshore“ eine mit 3 GW gegenüber „52,5 GW Offshore“ (2,5 GW) leicht erhöhte Anbindung von PL an OH2 angenommen. Die Vernetzung von SE und PL in Ostsee-Hub 2 fällt mit 3 GW ebenfalls leicht höher aus (vgl. Variante „52,5 GW Offshore“: 2 GW). Tabelle 2-2 zeigt die in der Ostsee über hybride Kapazitäten angeschlossenen Offshore-Leistungen im Vergleich der beiden Varianten zum Offshore-Ausbau. Für DE liegt die Summe der hybrid angebotenen Offshore-Leistungen in der Ostsee sowohl in der Variante „70 GW Offshore“ als auch „52,5 GW Offshore“ bei 3 GW.

Hub	Land	Angebundene Leistung in Variante...	
		„70 GW Offshore“	„52,5 GW Offshore“
Ostsee-Hub 1	DE	3 GW	3 GW
	DK	3 GW	3 GW
	PL	3 GW	2,5 GW
Ostsee-Hub 2	PL	3 GW	2 GW
	SE	3 GW	2 GW

Tabelle 2-2: An hybride Kapazitäten angebundene Leistungen für Offshore-Windparks in der Ostsee im Vergleich der Varianten „70 GW Offshore“ und „52,5 GW Offshore“

2.6 Übersicht über betrachtete Szenariovarianten und Sensitivitäten

Innerhalb der drei Szenarien werden wie zuvor beschrieben verschiedene Varianten betrachtet, in denen mögliche Ausgestaltungsformen analysiert und deren Wirkungen auf das Energiesystem untersucht werden. Tabelle 2-3 am Ende dieses Abschnittes stellt einen zusammenfassenden Überblick über die betrachteten Szenarios und deren Varianten dar, die anhand der Ausprägungen „Offshoreleistung“, „Elektrolyseleistung“, „Anschlusskonzept Offshore“ und „Volllaststunden Offshore“ kategorisiert sind.

Ausgangsszenario

Für das Ausgangsszenario werden alle in Abschnitt 2.4 beschriebenen Rahmenparameter modelliert. Bezüglich des Ausbaus der Offshore-Windenergie werden die zwei Varianten („70 GW Offshore“ und „52,5 GW Offshore“) betrachtet, die unterschiedliche Ausbaupfade für die Leistungen der Offshore-Windenergieanlagen der Nord- und Ostseeanrainerstaaten berücksichtigen. Die Bezeichner der Varianten beziehen sich dabei auf die für Deutschland bis zum Jahr 2040 realisierten Leistungen der Offshore-Windparks. Der Ausbau der europäischen Nord- und Ostseestaaten unterscheidet sich ebenfalls zwischen den Varianten. Die konkrete Ausprägung ist dabei entsprechend der detaillierten Darstellung der Annahmen und Ausbaupfade in Abschnitt 2.3 modelliert.

Als zusätzliche Ausprägung des Szenarios wird für die Variante „70 GW Offshore“ eine Berechnung mit niedrigeren VLS berechnet.

Erstes Vergleichsszenario

Auch im ersten Vergleichsszenario werden die o. g. Varianten bezüglich der Ausbaupfade der Offshore-Windenergie betrachtet. Da wie in Abschnitt 2.5 dargestellt mit der Höhe des Ausbaus der installierten Leistung der Offshore-Windanlagen auch die etwaig sinnvolle Vernetzung über hybride Kapazitäten zusammenhängt, wird für jede dieser Varianten eine separate Ausprägung

dieses Netzkonzepts untersucht. Dabei unterscheiden sich die Ausprägungen für Deutschland ausschließlich in der Nordsee (26 GW hybride Anbindung vs. 20 GW hybride Anbindung), während in der Ostsee in beiden Varianten jeweils 3 GW hybrid angebunden sind. In den genannten Varianten werden die innerhalb der Vernetzung angeschlossenen Offshore-Windparks (Offshore-Hubs) als OBZ modelliert. Das bedeutet, dass die Einspeisung aus diesen Offshore-Windparks gleichberechtigt mit Importen aus dem Ausland um die Nutzung der hybriden Interkonnektorkapazitäten konkurrieren.

Als zusätzliche Ausprägung der Szenariovariante „70 GW Offshore“ werden zwei Referenzbetrachtungen durchgeführt. Zum einen wird die „Referenz Heimatmarkt“ untersucht, in der die innerhalb der Vernetzung angeschlossenen Offshore-Windparks im Heimatmarktmodell (d. h. mit vorrangiger Nutzung der hybriden Anbindungsleitung) modelliert werden. Zum anderen unterstellt die „Referenz Vernetzung“ eine Ausprägung, in der die Offshore-Windparks nicht hybrid angebunden sind, sondern parallel zu den Anbindungsleitungen Interkonnektoren errichtet werden. Konkret wird dabei eine gegenüber der Variante „70 GW Offshore“ verringerte Interkonnektorkapazität angenommen, die der Vernetzung der Variante „52,5 GW Offshore“ entspricht.

Auch in diesem Szenario wird eine weitere Ausprägung für die Variante „70 GW Offshore“ eine Berechnung mit niedrigeren VLS betrachtet.

Zweites Vergleichsszenario

Im zweiten Vergleichsszenario wird gegenüber dem Ausgangsszenario sonst gleichen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen für 2040 die Wirkung einer um 17,5 GW erhöhten Elektrolyse-Leistung in Deutschland, also einer Gesamtleistung von 27,5 GW (Ausgangsszenario: 10 GW), die marktbasierend eingesetzt wird, untersucht. Auswirkungen auf das Wasserstoffsystem werden dabei nicht explizit betrachtet, in der nachgelagerten Kostenbewertung hinsichtlich Infrastrukturkosten sowie etwaigen Veränderungen von Ex- und Importen jedoch berücksichtigt. Für die bereits in Abschnitt 2.1.3 dargestellten Optionen zur Integration zusätzlicher Elektrolysekapazitäten in das System (an Land oder auf See) werden hier zwei Ausprägungen angenommen, die in Bezug auf die installierten Leistungen der Offshore-Windanlagen der Variante „70 GW Offshore“ entsprechen:

- *Elektrolyseure an Land:* Als erste Ausprägung wird unterstellt, dass die zusätzliche Elektrolysekapazität i. H. v. 17,5 GW vollständig an Land errichtet wird (in Summe also 27,5 GW an Land).
- *Elektrolyseure an Land und auf See:* Für die zweite Ausprägung wird die Annahme unterstellt, dass ein Teil der zusätzlichen Elektrolyseure auch seeseitig errichtet wird. Konkret werden 10 GW Elektrolyseure auf See unterstellt. Diesen 10 GW werden 12 GW Wind Offshore-Leistung zugeordnet. Eine Überbauung der Elektrolyse-Leistung mit Wind-Leistung ist für einen effizienten Einsatz der Elektrolyseure sinnvoll.¹⁴ Die übrige zusätzliche Elektrolyseurkapazität von 7,5 GW wird ebenfalls an Land errichtet (in Summe also 17,5 GW an Land). Die Elektrolyseure auf See und die dazugehörigen Windkraftanlagen sind in dieser Variante nicht mit dem europäischen Stromnetz verbunden, stattdessen wird der erzeugte Wasserstoff über eine Pipeline abtransportiert. Hierbei wird also bewusst von den Vorgaben des WindSeeG abgewichen, die einen elektrischen Anschluss der 70 GW Offshore-Windleistung

¹⁴ Siehe AFRY - Vergleich von Systemvarianten zur Wasserstoffbereitstellung aus Offshore-Windkraft (2022); Prognos et al. - Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Wasserstoffherzeugung aus Offshore-Windstrom (2020).

vorsehen. Durch die Zuordnung von 12 GW Offshore-Windleistung zu Offshore-Elektrolyseuren können damit sechs elektrische Netzanbindungssysteme mit je 2 GW eingespart werden (bzw. theoretisch auch vier 3 GW-Anbindungssysteme) und durch eine einzelne Wasserstoffpipeline ersetzt werden. Die Elektrolyse-Kapazität in Höhe von 10 GW wurde in Abstimmung mit dem Auftraggeber festgelegt und stellt eine Größenordnung dar, die aktuell von Industrieakteuren diskutiert wird¹⁵ und eine Bewertung der systemischen Effekte der Elektrolyse auf See zulässt.

Als zusätzliche Ausprägung des Szenarios wird für die Variante „Elektrolyse an Land“ eine Berechnung mit niedrigeren VLS berechnet.

Sensitivitäten

Darüber hinaus erfolgt für einige der betrachteten Varianten auch eine **Sensitivitätsberechnung**, die abweichend vom in den Szenarien eigentlichen marktbasierten Einsatz, den Nutzen eines netzorientierten Einsatzes der Elektrolyseure betrachtet. Diese zusätzliche Sensitivitätsbetrachtung ist insbesondere für die Varianten des zweiten Zusatzszenarios relevant, in denen von erhöhten Elektrolyseurskapazitäten angenommen werden, und wird daher für dieses Szenario vollständig (außer für die Variante mit verringerten VLS) betrachtet. Um die Wirkungen in den Gesamtzusammenhang der Szenarien zu stellen, wird darüber hinaus auch ein netzorientierter Einsatz von Elektrolyseuren im Ausgangsszenario und im ersten Vergleichsszenario (beides in der Variante „70 GW Offshore“) untersucht.

¹⁵ Bspw. sieht das Konzept Aquaventus-Konsortium eine Elektrolyseleistung auf See in Höhe von 10 GW für 2035 vor.

Szenario	Variante	Offshore-leistung DE	Elektrolyse-leistung DE	Anschlusskonzept Offshore	VLS Offshore
Ausgangsszenario	70 GW Offshore	70 GW	10 GW	Radiale Anbindung	~4.000 h
	52,5 GW Offshore	52,5 GW	10 GW	Radiale Anbindung	~4.000 h
	Niedrige VLS	70 GW	10 GW	Radiale Anbindung	~3.400 h
Erstes Vergleichsszenario	70 GW Offshore	70 GW	10 GW	26 GW in Nordsee-Hubs, 3 GW in Ostsee-Hub	~4.000 h
	Referenz Heimatmarkt	70 GW	10 GW	26 GW in Nordsee-Hubs, 3 GW in Ostsee-Hub	~4.000 h
	Referenz Vernetzung	70 GW	10 GW	Radiale Anbindung + 20 GW Nordsee-Interkonnektoren (Ostsee 3 GW)	~4.000 h
	52,5 GW Offshore	52,5 GW	10 GW	20 GW in Nordsee-Hubs, 3 GW in Ostsee-Hub	~4.000 h
	Niedrige VLS	70 GW	10 GW	26 GW in Nordsee-Hubs, 3 GW in Ostsee-Hub	~3.400 h
Zweites Vergleichsszenario	Elektrolyse auf See	70 GW	27,5 GW (davon 10 GW auf See)	Radiale Anbindung	~4.000 h
	Elektrolyse an Land	70 GW	27,5 GW	Radiale Anbindung	~4.000 h
	Niedrige VLS	70 GW	27,5 GW	Radiale Anbindung	~3.400 h

Tabelle 2-3: Übersicht über betrachtete Szenarien und Varianten differenziert nach Offshoreleistung in DE, Elektrolyseleistung in DE sowie Anschlusskonzept und Volllaststunden der Offshore-Windparks (Markierung in grün = Änderung gegenüber Ausgangsszenario in der Variante „70 GW Offshore“)

3 Ergebnisse der Strommarktsimulationen

Als Ergebnis der Marktrechnungen liegen je Rechnung die installierte Leistung je Energieträger, die Erzeugungsbilanz, der Stromverbrauch je Verbrauchskategorie (klassischer Stromverbrauch und Flexibilitäten) sowie die resultierenden Strompreise in stündlicher Auflösung vor.

In den folgenden Abschnitten werden die Ergebnisse je Szenario ausführlich präsentiert. Abschnitt 3.1 fasst die Ergebnisse des Ausgangsszenarios zusammen, während in Abschnitt 3.2 das erste und in Abschnitt 3.3 das zweite Vergleichsszenario behandelt wird.

Für jede Strommarktsimulation werden die Ergebnisse einerseits für Deutschland (DE) und andererseits für „Europa“ ohne Deutschland gezeigt. Das hier als „Europa“ bezeichnete Modellgebiet umfasst die in der nachfolgenden folgende, in der Modellierung berücksichtigte Länder: AT, BE, CH, CZ, DK, DE, ES, FI, FR, GB, IT, LU, NL, NO, PL, SE.

Kürzel	Land
AT	Österreich
BE	Belgien
CH	Schweiz
CZ	Tschechien
DK	Dänemark
DE	Deutschland
ES	Spanien
FI	Finnland
FR	Frankreich
GB	Großbritannien
IT	Italien
LU	Luxemburg
NL	Niederlande
NO	Norwegen
PL	Polen
SE	Schweden

Tabelle 3-1: Betrachtetes Modellgebiet im Rahmen der Strommarktsimulationen

Die nachfolgenden Ergebnisdiskussionen umfassen zunächst je Szenario und Variante Ergebnisse in den Bereichen

- installierte Leistung nach Energieträgern bzw. Technologien
- Stromverbrauch nach Verbrauchskategorien bzw. Technologien
- Erzeugungsbilanzen nach Energieträgern bzw. Technologien
- Strompreiskennzahlen

Dabei werden die relevanten Kennzahlen für die Vergleichsszenarien mittels Differenzauswertungen in Relation zu den Ergebnissen des Ausgangsszenarios gestellt und die Effekte erklärt und interpretiert.

Über die in diesem Kapitel dargestellten Ergebnisse hinaus, wurden im Rahmen der Strommarktsimulationen die variablen Kosten für die Stromnachfragedeckung im gesamten Modellgebiet für jedes Szenario und jede Variante ausgewertet. Die Ergebnisse dazu sind dem Kostenvergleich in Abschnitt 5.1 zu entnehmen.

3.1 Ausgangsszenario

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Strommarktsimulation des Ausgangsszenarios für die Varianten „70 GW Offshore“, „52,5 GW Offshore“ und „Niedrige VLS“ vorgestellt. Zunächst werden die Ergebnisse für Deutschland und anschließend für die weiteren modellierten Länder Europas dargelegt.

3.1.1 Deutschland

Installierte Leistung

Gemäß den Rahmenannahmen entspricht die installierte Leistung sowohl für Erzeugungs- als auch für Verbrauchstechnologien im Ausgangsszenario weitestgehend dem Szenario TN-Strom der LFS 3. Dieses Szenario basiert auf einer starken Nutzung erneuerbaren Stroms zur Deckung der Stromnachfrage. Demensprechend sind im Jahr 2040 insgesamt 179 GW_{el} Erneuerbare Energien (Photovoltaik, Wasser, Biomasse, Andere; ohne Wind) sowie 5 GW_{el} Batterien und Flexibilitäten bei lediglich 59 GW_{el} konventioneller Leistung installiert.

Wie in Abschnitt 2.6 beschrieben, wird in der Variante „70 GW Offshore“ gegenüber dem Szenario TN-Strom der LFS3, in dem im Jahr 2040 eine Leistung von Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von 40 GW vorhanden ist, ein beschleunigter Ausbaupfad für Wind Offshore unterstellt. Um die Gesamterzeugung aus Windenergie unverändert zu halten, wird ein Abtausch von Wind Onshore- zu Offshore-Leistung durchgeführt. Aufgrund der höheren VLS von Offshore-Anlagen fällt trotz zusätzlicher 18 GW_{el} Offshore-Leistung die Gesamtleistung für Windenergieanlagen in dieser Variante um 8 GW_{el} geringer aus als in der Variante „52,5 GW Offshore“. Dies ist dadurch begründet, dass die zusätzlichen 18 GW_{el} Wind Offshore eine Wind Onshore-Leistung von insgesamt 26 GW_{el} kompensieren. Dies resultiert in einer Onshore-Leistung von 93 GW_{el} in der Variante „70 GW Offshore“ im Vergleich zu 119 GW_{el} in der Variante „52,5 GW Offshore“ und 132 GW Wind Onshore-Leistung im Szenario TN-Strom der LFS 3. Die installierte Leistung in der Variante „Niedrige VLS“ entspricht der Leistung in der Variante „70 GW Offshore“.

Ein Überblick über die installierten Leistungen im Ausgangsszenario ist in Abbildung 3-1 dargestellt.

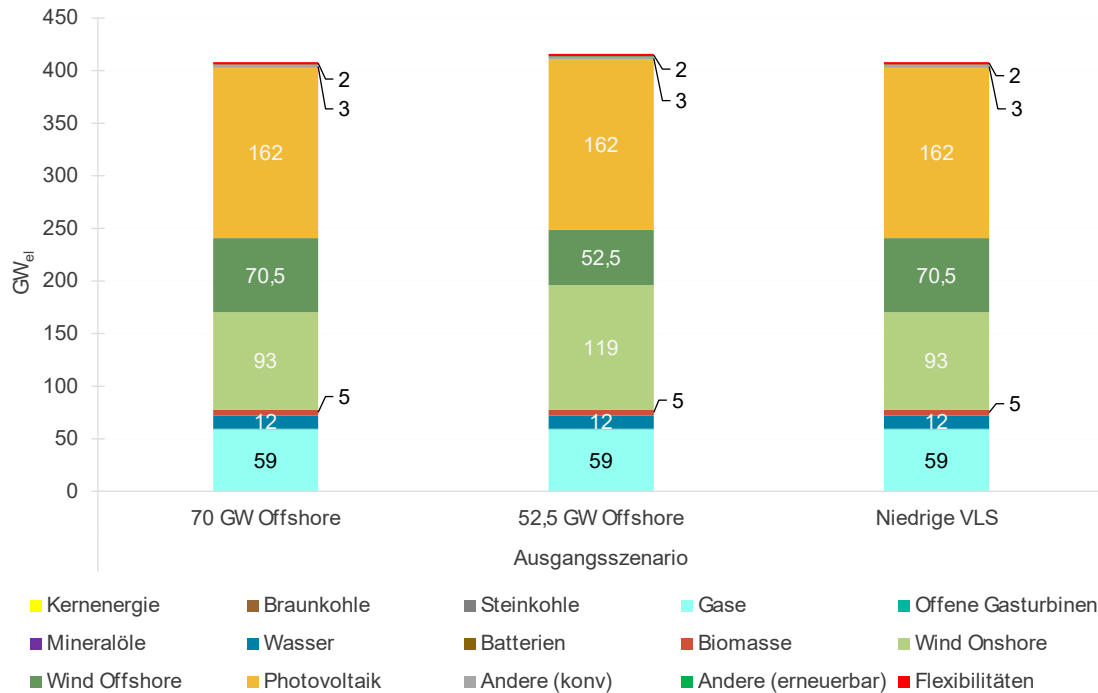


Abbildung 3-1: *Installierte Leistungen (Erzeugung und Flexibilitäten¹⁶) im Ausgangsszenario in Deutschland 2040*

Stromverbrauch

Analog zur installierten Leistung der Erzeugung und Flexibilitäten entsprechen die Grundannahmen zum Stromverbrauch dem Szenario TN-Strom der LFS 3, die einen starken Ausbau der Stromdirektnutzung und damit auch der Sektorenkopplung unterstellen. In der Variante „70 GW Offshore“ ergibt sich daraus für das Jahr 2040 ein Gesamtstromverbrauch von 910 TWh_{el}, wovon 618 TWh_{el} auf den Verbrauch klassischer Stromanwendungen (u. a. Beleuchtung, Haushaltsgeräte, Gewerbestrom, Schienenverkehr) und 294 TWh_{el} auf die (teilweise) flexiblen Verbraucher H₂-Elektrolyse, Power-to-Heat (PtH) und E-Mobilität entfallen.

Aufgrund des gewählten Modellierungsansatzes (Dispatch-Modell unter Verwendung von jährlichen Rahmenparametern auf Basis der Ergebnisse des Szenarios TN-Strom der LFS 3) werden dem Strommarktmodell im Bereich der Stromnachfrage nur wenig Optimierungsmöglichkeiten gegeben. Klassische Stromverbräuche (ohne Flexibilität) werden als unelastisch modelliert. Der Großteil flexibler Stromverbraucher, wie z. B. (dezentrale) Wärmepumpen, Elektromobilität und H₂-Elektrolyseure kann in der Strommarktsimulation dahingehend optimiert werden, als dass Verbrauchszeitpunkte, ggf. ausgehend von einer bedarfsgerechten/typischen Basisverbrauchsstruktur, verschoben werden können. Auf Jahresbasis bleibt die Summe dieser Stromverbräuche allerdings weitestgehend¹⁷ unverändert. Lediglich im Einsatz von Elektroheizkesseln zur Nah- und Fernwärmeerzeugung (PtH-E-Kessel) sowie beim industriellen Lastmanagement kann das Modell zusätzliche Stromnachfrage generieren oder Stromnachfrage kurzfristig abwerfen. Zusätzliche Nachfrage entsteht durch Wärmeerzeugung mit PtH-E-Kesseln sofern dies, in einzelnen oder mehreren Stunden, kostengünstiger ist als die Wärmeerzeugung aus KWK-Kraftwerken und/oder Heizwerken. Lastreduktion findet bei DSM-Potenzialen der Industrie bei sehr hohen

¹⁶ „Flexibilitäten“ = Demand Side Management (DSM) und Netzersatzanlagen

¹⁷ Ausnahme: Effizienzverluste, bspw. bei Wärmepumpen, die durch Lastverschiebung entstehen können.

Strompreisen (ab ca. 220 EUR/MWh) in einzelnen Stunden statt. Da industrieller Lastverzicht bezogen auf die nationalen Stromverbrauchsmengen der vorliegenden Szenarien nur eine stark untergeordnete Rolle spielt (im niedrigen GWh-Bereich), tauchen wesentliche Unterschiede zwischen den Szenarien nur beim Stromverbrauch der PtH-E-Kessel auf.¹⁸

In der Variante „52,5 GW Offshore“ ergeben sich für nahezu alle Stromverbrauchskategorien unveränderte Werte, da diese exogen festgelegt sind. Lediglich der Verbrauch von E-Kesseln wird Modellergebnis und liegt um 2 TWh_{el} niedriger bei nun 22 TWh_{el}.

Die Rahmenannahmen zum Stromverbrauch sind in der Variante „Niedrige VLS“ ebenfalls unverändert. Unterschiede im Stromverbrauch treten jedoch ebenfalls in der flexiblen Verbrauchskategorie „PtH - E-Kessel“ auf. Durch die geringere Erzeugung der Wind-Offshore, liegt der Verbrauch von E-Kesseln mit 20 TWh_{el} unterhalb der beiden anderen Varianten. Die Stromverbräuche der Varianten des Ausgangsszenarios sind in Abbildung 3-2 dargestellt.

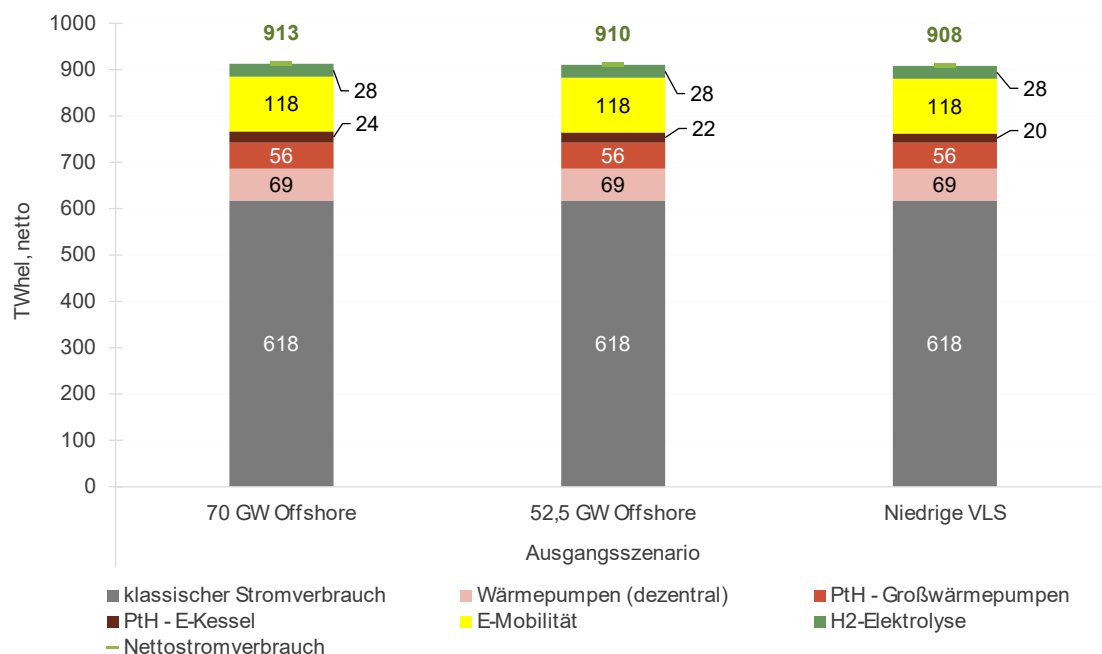


Abbildung 3-2: Stromverbrauch nach Verbrauchskategorien im Ausgangsszenario in Deutschland 2040

Erzeugungsbilanz

In den Varianten „70 GW Offshore“ sowie „52,5 GW Offshore“ wird 2040 die Stromnachfrage in Deutschland von knapp über 910 TWh_{el} zum überwiegenden Teil (ca. 700 TWh_{el} oder 77 %) durch erneuerbare Energien gedeckt, während thermische Kapazitäten mit ca. 160 TWh_{el} (ca. 17 %) zur Bedarfsdeckung beitragen. Der restliche Bedarf von knapp über 50 TWh_{el} (ca. 6 %) wird durch Importe bedient.

Der Abtausch von Wind Onshore- mit Offshore-Leistung spiegelt sich erwartungsgemäß in der Erzeugungsbilanz wider. Die Wind Offshore-Erzeugung ist mit 281 TWh_{el} in der Variante „70 GW

¹⁸ Weitere Szenario-abhängige Verbrauchsgrößen sind der Eigenverbrauch von Kraftwerken, Pump- und Batteriespeicherverluste und Netzverluste. Diese Effekte werden hier (bei der Auswertung der Stromverbräuche) allerdings nicht berücksichtigt, sondern fließen in die Ergebnisse zur Erzeugungsbilanz ein.

Offshore“ um 72 TWh_{el} höher als in der Variante ohne beschleunigten Offshore-Ausbau. Die Erzeugung von Wind Onshore ist im Gegenzug um 67 TWh_{el} verringert.¹⁹ Bis auf eine geringfügige Veränderung in der Stromerzeugung aus Erdgas (-3 TWh_{el}) ist die Erzeugung der übrigen Energieträger unverändert gegenüber der Basisrechnung.

In der Variante „Niedrige VLS“ sinkt die Erzeugung aus Offshore-Windenergieanlagen im Vergleich zur Variante „70 GW Offshore“ gemäß der Rahmenannahmen deutlich um etwa 40 TWh_{el} auf 240 TWh_{el}. Zur Kompensation dieser fehlenden Strommenge wird mehr Strom importiert (81 TWh_{el} im Vergleich zu 52 TWh_{el}). Des Weiteren leisten Erzeugungsanlagen auf Gas-Basis einen etwas höheren Beitrag zur Stromerzeugung (145 TWh_{el} im Vergleich zu 136 TWh_{el}). Die Werte der übrigen Energieträger weisen keine nennenswerten Veränderungen auf.

Die Erzeugungsbilanzen für alle drei Varianten des Ausgangsszenarios sind in Abbildung 3-3 dargestellt.

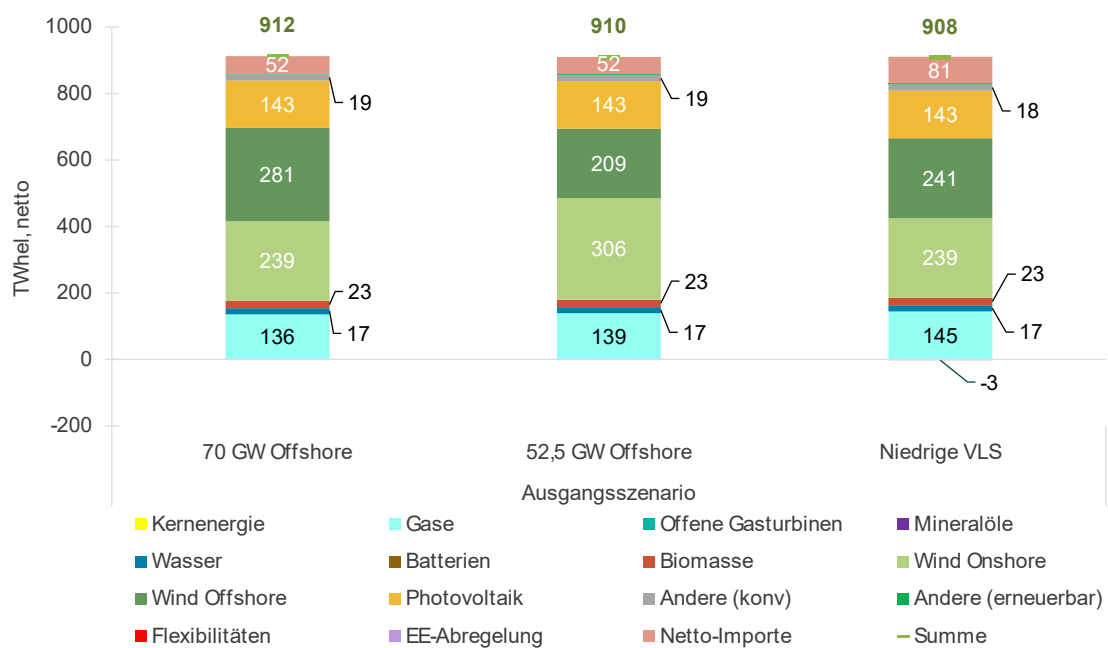


Abbildung 3-3: Erzeugungsbilanz im Ausgangsszenario in Deutschland 2040

CO₂-Emissionen

Wie in Abschnitt 2.4 erläutert, ist Wasserstoff bei den zugrunde gelegten Preisannahmen nicht konkurrenzfähig zu Erdgas²⁰, wobei in diesem Gutachten keine Analysen zur Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff in der Stromversorgung bei abweichenden Preisentwicklungen oder Fördermechanismen vorgenommen wurden. Erdgas und Wasserstoff sind bei den Ergebnissen zur Stromerzeugung daher gemeinsam als Energieträger „Gase“ ausgewiesen. Vor diesem Hintergrund

¹⁹ Die Differenz von rd. 5 TWh bzw. knapp 1 % der gesamten Windstromerzeugung zwischen Ader Mehrererzeugung von 72 TWh bei Wind Offshore und der Mindererzeugung von 67 TWh bei Wind Onshore in der „70 GW Offshore“-Variante gegenüber der „52,5 GW Offshore“-Variante ist durch eine modelltechnische Unschärfe beim Abtausch der Onshore- mit den Offshore- Leistungen zu erklären: Da die Bemessung der zu mindernden Onshore- Windleistung, die zur Kompensation der höheren Offshore- Windstromerzeugung dient, auf Basis von vorab geschätzten VLS für die resultierenden Onshore- und Offshore- Windleistungen vorgenommen wurde, kann diese von den finalen, im Rahmen der Modellrechnung generierten VLS bzw. Erzeugungsmengen leicht abweichen. Dadurch ergeben sich leichte Unschärfen, die jedoch mit knapp 1 % der gesamten Windstromerzeugung keine relevante Größenordnung einnehmen.

²⁰ Wasserstoffpreis: 91 EUR₂₀₂₁ je MWh_{th}; Einsatzkosten Erdgas (inkl. CO₂-Kosten): 47 EUR/MWh_{th}

kann für die CO₂-Emissionen lediglich eine Maximal-Abschätzung vorgenommen, die für den Fall gilt, dass die gasbasierte Stromerzeugung gänzlich ohne Wasserstoff stattfindet.

Die maximalen CO₂-Emissionen in der deutschen Stromerzeugung im Ausgangsszenario betragen:

- 97,1 Mio. t CO₂ in der Variante „70 GW Offshore“,
- 96,2 Mio. t CO₂ in der Variante „52,5 GW Offshore“ und
- 98,7 Mio. t CO₂ in der Variante „Niedrige VLS“.

Strompreise

Für die Variante „70 GW Offshore“ ergibt sich aus dem Modell für Deutschland 2040 ein durchschnittlicher Strompreis von 41,94 EUR/MWh. In der Variante „52,5 GW Offshore“ liegt der Mittelwert leicht darüber bei 43,94 EUR/MWh. Aus Tabelle 3-2 ist zu entnehmen, dass die meisten weiteren Strompreiskennzahlen zwischen den beiden Rechnungen ebenfalls nur geringfügige Differenzen aufweisen. So liegen das 25 %-, das 75 %-Quantil sowie das Strompreismaximum nicht deutlich auseinander. Auffallend ist der Unterschied allerdings im Median der stündlichen Strompreise. So liegt dieser mit 34,41 EUR/MWh in der Variante „52,5 GW Offshore“ deutlich über dem Wert in der Variante „70 GW Offshore“ (25,93 EUR/MWh). Der Effekt ist auf die stetigere Einspeisestruktur der Wind Offshore zurückzuführen.

Für die Variante „Niedrige VLS“ ist sowohl am Median (ca. + 81 %) als auch am Mittelwert (ca. + 12 %) zu erkennen, dass das Preisniveau in dieser Variante deutlich höher liegt als in ihrer Referenz „70 GW Offshore“. Der Preiseffekt schlägt in Stunden mittlerer Residuallast durch, da hier die geringeren Volllaststunden der Offshore-Anlagen Wirkung entfalten. In den teuren Stunden ohne nennenswerte Offshore-Erzeugung (hohe Residuallast, s. 75 %-Quantil) liegen die Werte beider Rechnungen nicht weit auseinander. In den sehr günstigen Stunden (25 %-Quantil) und den teuersten Stunden (Maximum) ist das Preisniveau der Variante „Niedrige VLS“ etwas niedriger als in der Referenzrechnung.

[EUR ₂₀₂₁ /MWh]	70 GW Offshore	52,5 GW Offshore	Niedrige VLS
Mittelwert	41,9	43,9	46,8
25 %-Quantil	5,4	6,7	4,6
Median	25,9	34,4	46,8
75 %-Quantil	82,4	82,2	82,2
Maximum	539,0	523,8	474,7

Tabelle 3-2: Strompreiskennzahlen im Ausgangsszenario in Deutschland 2040

3.1.2 Europa

Installierte Leistung

Analog zu Deutschland sind die Annahmen zur installierten Leistung in den modellierten europäischen Ländern am Szenario TN-Strom der LFS 3 angelehnt. In der Variante „70 GW Offshore“ sind 2040 insgesamt 1.246 GW_{el} Erneuerbare Energien (Wind, Photovoltaik, Wasser, Biomasse, Andere) sowie 25 GW_{el} Batterien und Flexibilitäten im Vergleich zu 232 GW_{el} konventioneller Leistung installiert.

Der Abtausch von Offshore- zu Onshore-Leistung für die Variante „52,5 GW Offshore“ resultiert für Europa in einer installierten Leistung von Wind Offshore von insgesamt 184 GW_{el} (-49 GW_{el}

im Vergleich zur Basisrechnung) und 435 GW_{el} Onshore-Leistung (+54 GW_{el}). Die Windenergieleistung in der Variante „Niedrige VLS“ entspricht der Variante „70 GW Offshore“. Die installierte Leistung der übrigen Energieträger ist zwischen allen drei Varianten unverändert. Abbildung 3-4 gibt einen Überblick über die angenommene installierte Leistung in Europa im Ausgangsszenario.

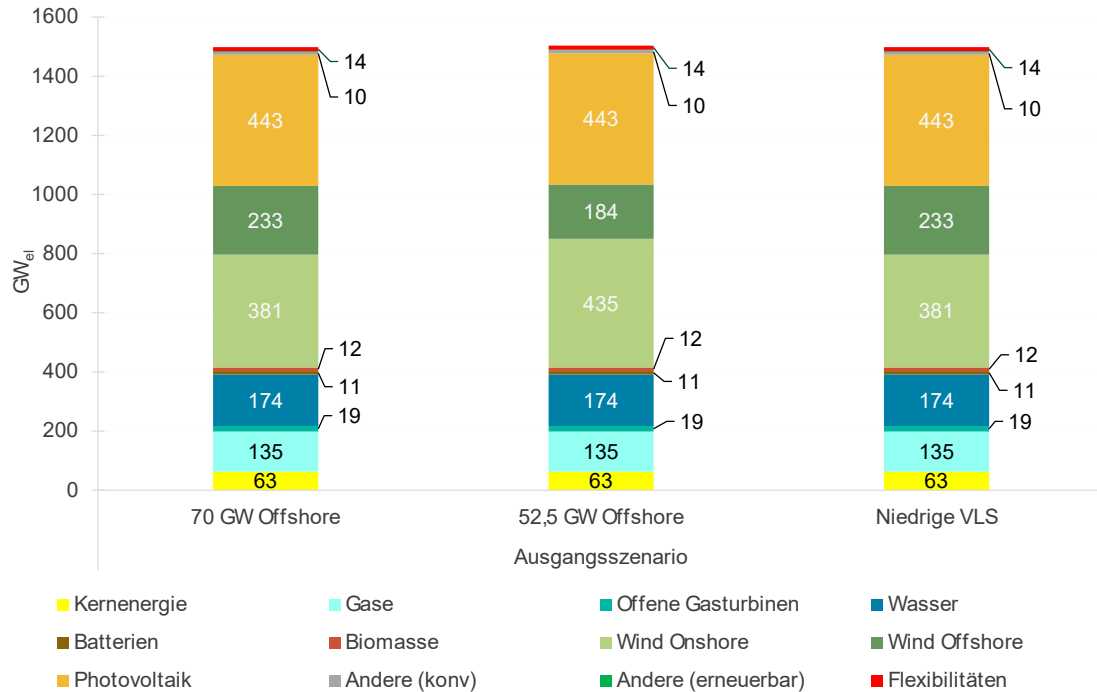


Abbildung 3-4: *Installierte Leistungen (Erzeugung und Flexibilitäten²¹) im Ausgangsszenario in Europa (ohne DE) 2040*

Stromverbrauch

Wie für Deutschland entsprechen die Grundannahmen zum Stromverbrauch im europäischen Ausland dem Szenario TN-Strom der LFS 3, die einen starken Ausbau der Sektorenkopplung unterstellen. In allen Varianten ergibt sich daraus für das Jahr 2040 ein Gesamtstromverbrauch von knapp 3.469 TWh_{el}, wovon mit 2.630 TWh_{el} etwa 76 % auf den Verbrauch klassischer Stromwendungen (u. a. Beleuchtung, Haushaltsgeräte, Gewerbestrom, Schienenverkehr) und etwa 24 % (rund 840 TWh_{el}) auf die (teilweise) flexiblen H₂-Elektrolyse, Power-to-Heat (PtH) und E-Mobilität entfallen.

Die Stromverbräuche für alle drei Varianten sind für das Jahr 2040 in Abbildung 3-5 grafisch dargestellt. Wie für Deutschland unterscheiden sich diese (annahmenbedingt) im Wesentlichen nur beim Stromverbrauch der PtH-E-Kessel (Vgl. Abschnitt 3.1.1).

²¹ „Flexibilitäten“ = Demand Side Management (DSM) und Netzersatzanlagen

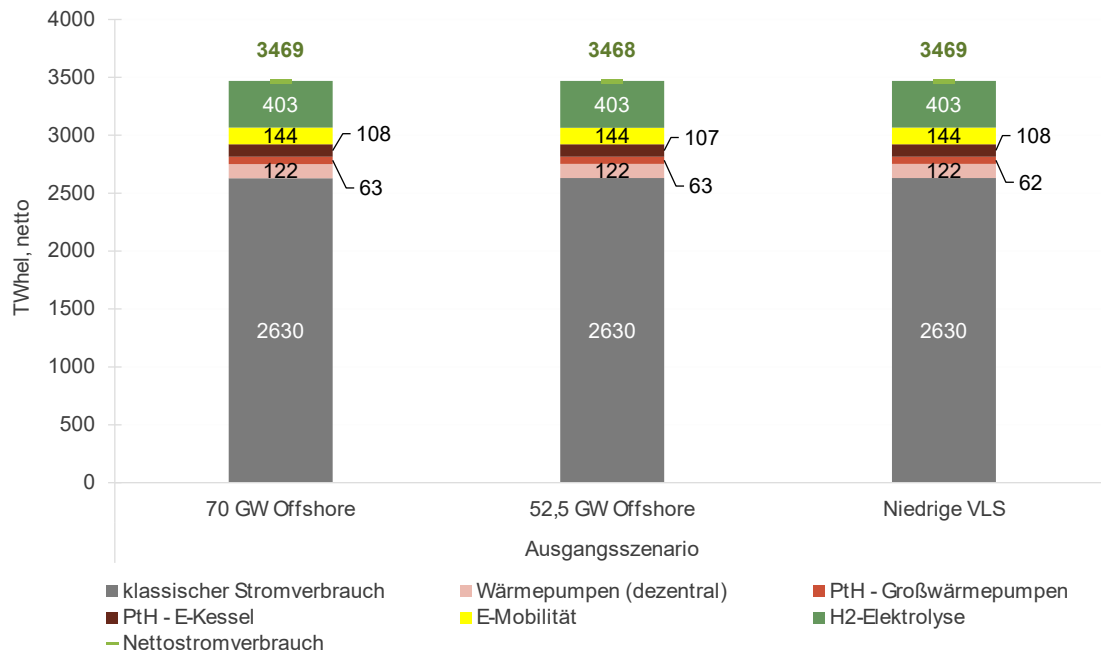


Abbildung 3-5: Stromverbrauch nach Verbrauchskategorien im Ausgangsszenario in Europa (ohne DE) 2040

Erzeugungsbilanz

Die Nettostromerzeugung im modellierten europäischen Ausland liegt in den Varianten „70 GW Offshore“ und „Niedrige VLS“ bei insgesamt 3.526 TWh_{el} und in der Variante „52,5 GW Offshore“ geringfügig niedriger bei 3.519 TWh_{el}. Da Deutschland im Ausgangsszenario in 2040 Netto-Importeur ist, tritt das europäische Ausland konsequenterweise in Summe als Netto-Exporteur auf.

Die erneuerbaren Energieträger sind gemäß des Szenariorahmens die wichtigsten Energieträger in der europäischen Stromerzeugung. So liegt der Anteil der erneuerbaren Energien an der Gesamterzeugung (abzgl. Nettoimporte) in allen Varianten des Ausgangsszenarios bei circa 81% und damit leicht über dem Anteil in Deutschland (ca. 77 %). Allerdings muss im europäischen Ausland im Gegensatz zu Deutschland EE-Erzeugung im nennenswerten Maß abgeregelt werden. In Deutschland ist wegen des beschlossenen Ausstiegs aus der Kernenergie Erdgas der einzige wichtige konventionelle Energieträger im Jahr 2040. Währenddessen spielt neben Erdgas (294 TWh_{el} in der Variante „70 GW Offshore“, 302 TWh_{el} in der Variante „52,5 GW Offshore“ bzw. 306 TWh_{el} in der Variante „Niedrige VLS“) die Kernenergie als steuerbare Leistung eine wichtige Rolle in der europäischen Stromerzeugung (325 TWh_{el}, 327 TWh_{el} bzw. 335 TWh_{el}).

Alle einzelnen Werte der Erzeugungsbilanz können der nachfolgenden Abbildung 3-6 entnommen werden.

Ergebnisse der Strommarktsimulationen

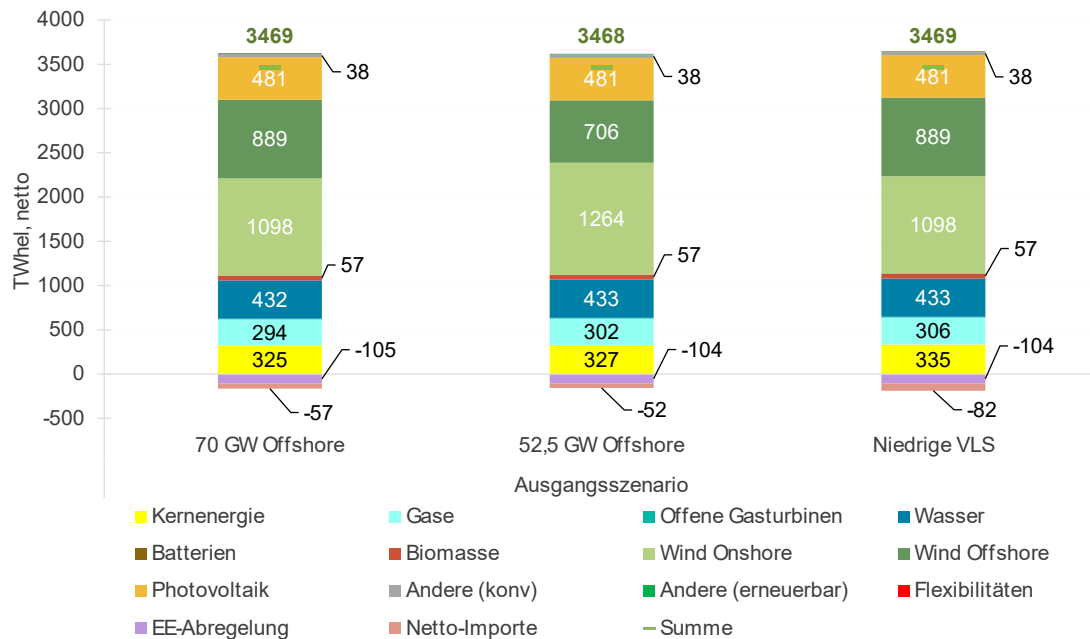


Abbildung 3-6: Erzeugungsbilanz im Ausgangsszenario in Europa (ohne DE) 2040

CO₂-Emissionen

Die maximalen²² CO₂-Emissionen der Stromerzeugung im modellierten Ausland im Ausgangsszenario betragen

- 220 Mio. t CO₂ in der Variante „70 GW Offshore“,
- 223 Mio. t CO₂ in der Variante „52,5 GW Offshore“ und
- 225 Mio. t CO₂ in der Variante „Niedrige VLS“.

3.2 Erstes Vergleichsszenario

In den folgenden Abschnitten werden die Ergebnisse der Strommarktsimulationen für das erste Vergleichsszenario aufgezeigt und erläutert. Im ersten Vergleichsszenario wird davon ausgegangen, dass zwischen den Offshore Windparks in Nord- und Ostsee zusätzliche Netzinfrastruktur ausgebaut wird, die – neben dem unidirektionalen Transport des Windstroms an Land – auch zum internationalen Stromaustausch genutzt wird (siehe Abschnitt 2.5).

Die Ergebnisse werden zunächst für Deutschland dargestellt und anschließend für Europa bzw. das modellierte Ausland. Aufgrund der besonderen Relevanz der Offshore Hubs im ersten Vergleichsszenario werden in Abschnitt 3.2.3 zusätzliche, Offshore Hub- spezifische Ergebniskennzahlen betrachtet.

3.2.1 Deutschland

Installierte Leistung

Die installierte Leistung im ersten Vergleichsszenario entspricht der Variante „70 GW Offshore“ des Ausgangsszenarios (siehe Darstellungen in Abschnitt 3.1.1).

²² Bei Unterstellung vollständiger Abwesenheit von Wasserstoff in der Stromerzeugung.

Stromverbrauch und Erzeugungsbilanz

Gemäß den Rahmenannahmen sind die meisten Bestandteile des Stromverbrauchs im ersten Vergleichsszenario identisch zur Variante „70 GW Offshore“ des Ausgangsszenarios. So werden der klassische Stromverbrauch sowie der jährliche Stromverbrauch von dezentralen Wärmepumpen, Großwärmepumpen, der H2-Elektrolyse sowie der Elektromobilität über alle Varianten konstant gehalten.²³ Unterschiede im Stromverbrauch können sich daher nur bei den endogen modellierten E-Kesseln ergeben (vgl. Abschnitt 3.1.1). Die Stromverbräuche für alle fünf Varianten fallen fast identisch und etwas höher als im Ausgangsszenario aus (um 2 TWh in der Variante „70 GW Offshore“ bis 5 TWh in der Variante mit Niedrigen VLS). Die Gesamtstromverbräuche entsprechen den Summen der Erzeugungsbilanz in Abbildung 3-7.

Die Erzeugungsbilanzen der fünf Varianten des ersten Vergleichsszenarios sind in absoluten Zahlen in Abbildung 3-7 dargestellt.

Die zusätzliche Vernetzung in der Nord- und Ostsee mit einer teilweisen hybriden Anbindung der Offshore-Windparks führt in allen fünf Szenario-Varianten zu einer erheblichen Reduktion der thermischen Stromerzeugung (Gas-/H₂-basiert) in Deutschland sowie zu höheren Netto-Importen. Ursächlich hierfür sind die durch die Vernetzung verbesserten Importmöglichkeiten für Strom aus anderen Nordsee- oder Ostseeanrainerstaaten. Darüber hinaus ergeben sich in den Varianten des ersten Vergleichsszenarios Abregelungen von Strom aus Offshore-Windenergieanlagen, die teilweise auf die Netzrestriktionen im Flow-based-Modell zurückzuführen sind (vgl. Erläuterung in Abschnitt 3.2.3).²⁴ **Die übrigen Größen der Erzeugungsbilanzen unterscheiden sich nicht wesentlich von den Ergebnissen des Ausgangsszenarios.**

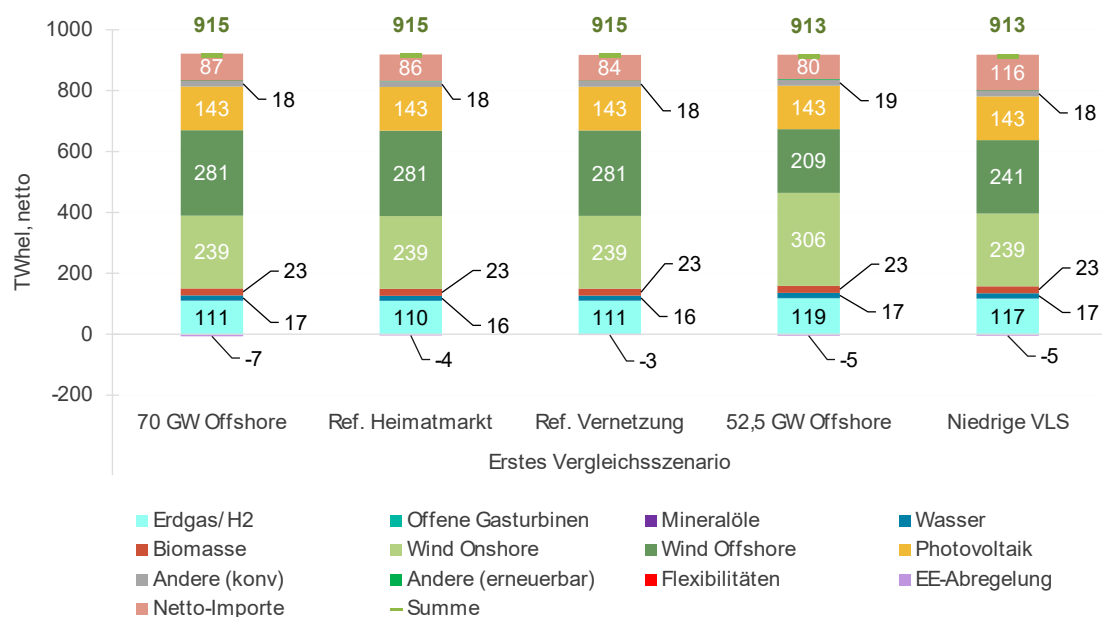


Abbildung 3-7: Erzeugungsbilanzen im ersten Vergleichsszenario in Deutschland 2040

Zusätzlich können Abbildung 3-8 die Differenzen der Erzeugungsbilanzen zur jeweiligen Vergleichsvariante des Ausgangsszenarios entnommen werden.

²³ Bei Stromverbrauchern mit Flexibilität in Form von Lastverschiebepotenzial (u. a. Wärmepumpen, E-Mobility, H2-Elektrolyseure) wird im Rahmen der Strommarktsimulation der stündliche Einsatz optimiert, nicht aber der Jahresverbrauch.

²⁴ Es ist zu beachten, dass sich unterschiedliche EE-Abregelungen auch aus den Netzbetriebssimulationen ergeben können, die für einen Gesamtvergleich der Szenarien relevant sind (s. Kapitel 4)

Im Vergleich der fünf Varianten lässt sich festhalten, dass die Effekte der Offshore-Vernetzung im Strommarkt, die sich jeweils in den Differenzen zur Vergleichsvariante des Ausgangsszenarios äußern, in vergleichbaren Größenordnungen liegen. Dabei ist zu beachten, dass in den Modellrechnungen mit geringerer Offshore Erzeugungskapazität (52,5 GW) und in der Variante „Referenz Vernetzung“ auch die Offshore-Netzkapazitäten geringer ausfallen als in den übrigen Varianten.

Die Effekte der beiden Varianten „70 GW Offshore“ und „Referenz Heimatmarkt“ fallen sehr ähnlich aus: bei der hybriden Anbindung fallen leicht höhere (netzbedingte) EE-Abregelungen in Deutschland an, denen leicht höhere Nettoimporte gegenüberstehen. Dies ist im Vergleich der Varianten darauf zurückzuführen, dass in der Variante „70 GW Offshore“ die hybrid angebundene Offshore-Windparks in OBZ angenommen werden (sodass sie mit Importen um die Nutzung der Anbindungskapazitäten konkurrieren), während in der „Referenz Heimatmarkt“ ein Heimatmarktmodell angenommen wird, sodass für die hybrid angebundene Offshore-Windenergieanlagen eine vorrangige Nutzung Anbindungsleitungen unterstellt wird.

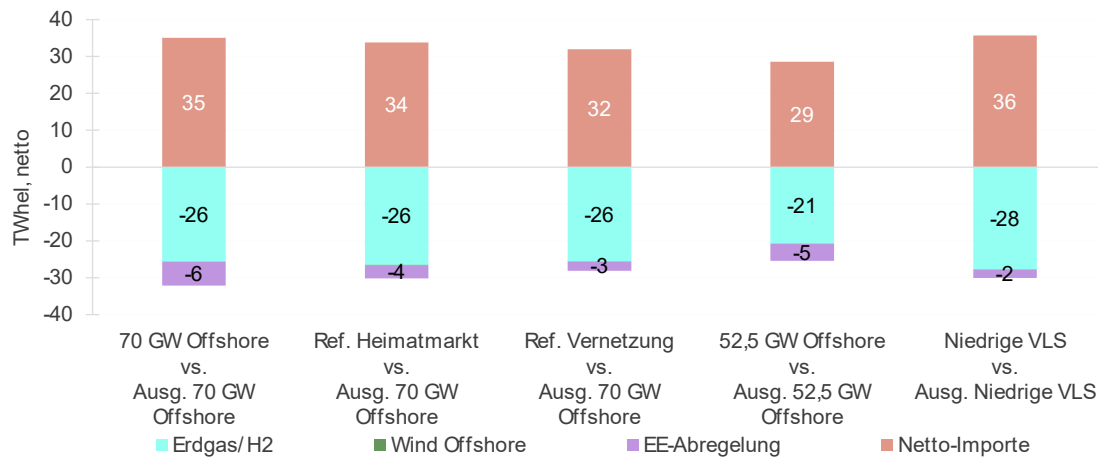


Abbildung 3-8: Erzeugungsbilanzen im ersten Vergleichsszenario Deutschland 2040: Differenzen zur jeweiligen Variante des Ausgangsszenarios

CO₂-Emissionen

Die maximalen²⁵ CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland im ersten Vergleichsszenario sind der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen.

[Mio. t CO ₂]	absolut	Differenz zum Ausgangsszenario
70 GW Offshore	88,7	-8,4
Referenz Heimatmarkt	88,4	-8,7
Referenz Vernetzung	88,8	-8,3
52,5 GW offshore	92,2	-4,0
Niedrige VLS	90,6	-8,1

Tabelle 3-3: Maximale CO₂-Emissionen im ersten Vergleichsszenario für Deutschland

²⁵ Bei Unterstellung vollständiger Abwesenheit von Wasserstoff in der Stromerzeugung.

Strompreise

Die Vernetzung in Nord- und Ostsee führt in Deutschland in allen Varianten des ersten Vergleichsszenario zu niedrigeren Strompreisen in sämtlichen Preisbereichen (siehe Tabelle 3-4). Der durchschnittliche Strompreis liegt zwischen 6,7 EUR₂₀₂₁ je MWh in der Variante „52,5 GW Offshore“ und 10,5 bis 12,0 EUR₂₀₂₁ je MWh in den Varianten mit schnellerem Offshore Windausbau deutlich bis sehr deutlich unter den Basepreisen des Ausgangsszenarios. Diese Beobachtung ist konsistent zu den in der Erzeugungsbilanz verzeichneten höheren Netto-Importen. Durch die verbesserten Möglichkeiten für den grenzüberschreitenden Stromhandel wird günstiger Strom aus den Nachbarländern an Nord- und Ostsee nach Deutschland importiert, der das Preisniveau senkt.

Dabei ist erkennbar, dass die Preissenkungen in Deutschland (bezogen auf die Mittelwerte) umso stärker ausfallen, je mehr zusätzliche, für in den internationalen Handel freie Übertragungsnetzkapazität zur Verfügung steht. In Konsistenz mit den geringeren Offshore Windkapazitäten wurden im ersten Vergleichsszenario in der Variante „52,5 GW Offshore“ auch die Offshore-Netzkapazitäten gegenüber der Variante „70 GW Offshore“ geringer parametrisiert (Vgl. Abschnitt 2.6). Entsprechend fallen die Preiseffekte durch die Offshore-Vernetzung in der Variante „52,5 GW Offshore“ deutlich moderater aus als in der „70 GW Offshore“ (Ausnahme: Änderung des Medians). In der Variante „Niedrige VLS“ hingegen wurden identische Netzkapazitäten unterstellt, wie in der Variante „70 GW Offshore“. Durch die geringeren Volllaststunden in den Offshore-Windparks bedeutet dies mehr freie Offshore Leitungskapazität für den internationalen Handel, wodurch wiederum die Preiseffekte im Mittel steigen. Besonders stark sind die Preiseffekte in Stunden mit hohen Preisen (insbes. 75%-Quantil), in denen bei hoher Residuallast in Deutschland inländische, thermische Stromerzeugung von günstigeren Importen verdrängt werden. In Stunden mit niedrigen Preisen (25%-Quantil) sind die Preiseffekte weniger stark. Vergleicht man die Preiseffekte zwischen den Varianten des ersten Vergleichsszenarios mit 70 GW installierter Offshore-Windleistung („70 GW Offshore“, „Referenz Heimatmarkt“ und „Referenz Vernetzung“), sind es die niedrigen Preise (25%-Quantil), bei denen sich die Varianten am stärksten unterscheiden, mit einer Differenz zum Ausgangsszenario von - 3,7 EUR₂₀₂₁ je MWh in der Variante „70 GW Offshore“ bis - 7,7 EUR₂₀₂₁ je MWh in der Variante „Referenz Vernetzung“. Dieser Effekt ist auf die vorrangige bzw. ausschließliche Nutzung der Offshore-Netzanbindungskapazität durch die deutschen Offshore Windparks zurückzuführen, was im Vergleich zur Variante „70 GW Offshore“ zu einer erhöhten Windstromeinspeisung in die Deutsche Gebotszone in Stunden mit viel Windangebot führt.

Wie bei der Erzeugungsbilanz sind die Unterschiede der Effekte der beiden Varianten „70 GW Offshore“ und „Referenz Vernetzung“ von geringem Ausmaß. In den Niedrigpreisstunden und im Mittelwert sind die Preisdämpfenden Effekte etwas stärker (u. a. durch die geringere EE-Abregelung der deutschen Offshore-Windparks), in den höheren Preisbereichen minimal niedriger.

	Strompreiskennzahlen für Deutschland 2040 im ersten Vergleichsszenario Differenzen zum Ausgangsszenario				
[EUR ₂₀₂₁ /MWh] ²⁶	70 GW Offshore	Referenz Heimatmarkt	Referenz Vernetzung	52,5 GW Offshore	Niedrige VLS
Mittelwert	-11,1	-12,6	-14,7	-6,8	-11,6
25%-Quantil	-3,7	-5,6	-7,7	-1,2	-0,7
Median	-14,7	-15,4	-15,9	-16,0	-32,1
75%-Quantil	-23,1	-23,2	-22,9	-2,1	-14,9
Maximum	-233,5	-233,2	-230,7	-193,3	-164,3

Tabelle 3-4: Strompreiskennzahlen im ersten Vergleichsszenario Deutschland 2040: Differenzen zum Ausgangsszenario

3.2.2 Europa

Installierte Leistung

Die installierte Leistung im ersten Vergleichsszenario entspricht der Variante „70 GW Offshore“ des Ausgangsszenarios (siehe Darstellungen in Abschnitt 3.1.2).

Stromverbrauch

Die Offshore-Hubs haben keinen nennenswerten Einfluss auf den Stromverbrauch im europäischen Ausland. Die exogen festgelegten Verbrauchskategorien sind annahmegemäß unverändert zum Ausgangsszenario. Lediglich der Verbrauch von PtH-E-Kesseln variiert zwischen den Varianten und im Vergleich zum Ausgangsszenario um circa 1 %. Die Gesamtstromverbräuche entsprechen der Summe der Erzeugungsbilanz in Abbildung 3-9.

Erzeugungsbilanz

Die Erzeugungsbilanzen für das modellierte Ausland („Europa“) sind in den folgenden beiden Abbildungen ausgewiesen: In Abbildung 3-9 in absoluten Zahlen sowie in Abbildung 3-10 als Differenzen zur jeweiligen Vergleichsrechnung bzw. Variante im Ausgangsszenario.

Dabei sind folgende Auswirkungen der Offshore-Vernetzung in den europäischen Nachbarländern festzuhalten. Zunächst zeigt sich eine bessere Integration der EE-Einspeisung in die Strommärkte, und zwar durch EE-Abregelungen, die um 54 TWh in der Variante „52,5 GW Offshore“ (gegenüber dem Ausgangsszenario in der Variante „52,5 GW Offshore“) bis zu 75 TWh in der Variante „Referenz Vernetzung“ (gegenüber dem Ausgangsszenario in der Variante „70 GW Offshore“) geringer ausfällt.²⁷ Durch die höhere EE-Einspeisung werden in der Folge Kernkraft- und Gas-/H₂-basierte Stromerzeugung verdrängt und die Netto-Exporte (negative Netto-Importe) weiter gesteigert.

²⁶ Die Differenzen der Preiskennzahlen gelten jeweils für den Vergleich mit der gleichnamigen Variante des Ausgangsszenarios. Das Erstes Vergleichsszenario „Referenz Vernetzung“ wird mit dem Ausgangsszenario in der Variante „70 GW Offshore“ verglichen.

²⁷ Die Differenzen bei der EE-Abregelung sind in der Abbildung positiv abgebildet, da die EE-Abregelungen (in absoluten Zahlen) in die Erzeugungsbilanzen mit negativem Vorzeichen eingehen. Weitere EE-Abregelungen ergeben sich bei den Redispatch-Simulationen (s. Abschnitt 4)

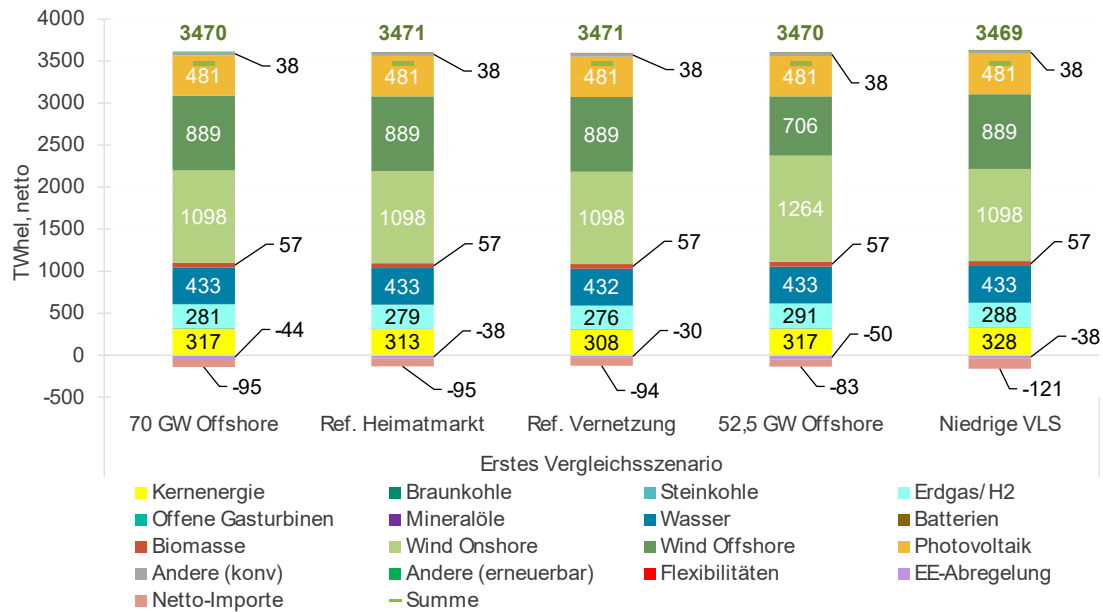


Abbildung 3-9: Erzeugungsbilanzen im ersten Vergleichsszenario in Europa (ohne DE) 2040

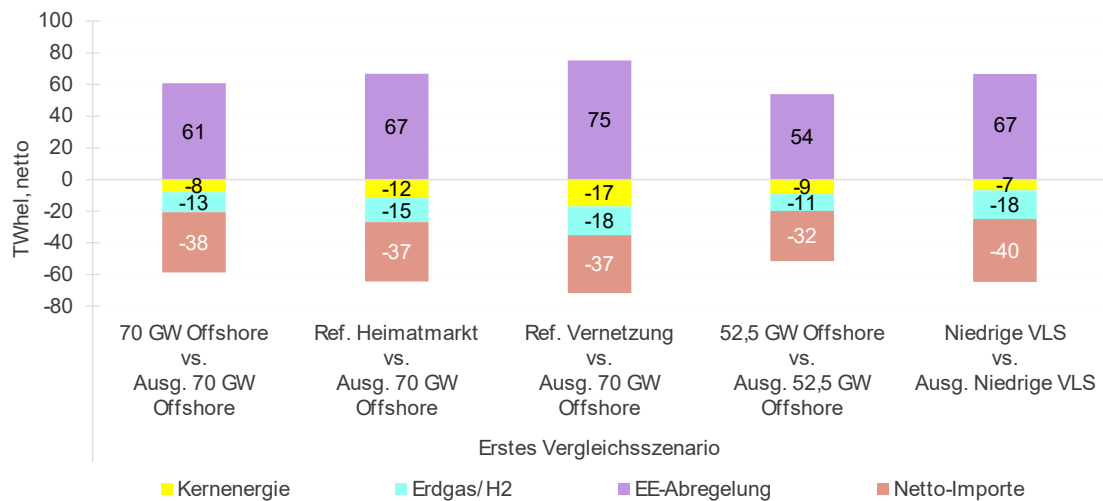


Abbildung 3-10: Erzeugungsbilanzen im ersten Vergleichsszenario für Europa (ohne DE) 2040: Differenzen zur jeweiligen Variante des Ausgangsszenarios (ein positiver Wert für EE-Abregelung bedeutet, dass weniger Abregelung als im Ausgangsszenario erforderlich ist)

CO₂-Emissionen

Die maximalen²⁸ CO₂-Emissionen der Stromerzeugung im modellierten Ausland (Europa) im ersten Vergleichsszenario sind der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen.

²⁸ Bei Unterstellung vollständiger Abwesenheit von Wasserstoff in der Stromerzeugung.

[Mio. t CO ₂]	absolut	Differenz zum Ausgangsszenario
70 GW Offshore	215	-5,2
Referenz Heimatmarkt	214	-6,1
Referenz Vernetzung	213	-7,2
52,5 GW offshore	220	-3,3
Niedrige VLS	217	-8,1

Tabelle 3-5: Maximale CO₂-Emissionen im ersten Vergleichsszenario für Europa (ohne DE)

3.2.3 Offshore Hub-spezifische Ergebnisse

Variante "70 GW Offshore"

Im Rahmen der Marktergebnisse sind im Bereich der Offshore-Hubs vor allem die Ergebnisse in Bezug auf die Nutzungsformen Abtransport der auf See erzeugten Windstromerzeugung und Durchleitung von Stromflüssen, d.h. Nutzung der Hub-Anbindungen als multidirektionale Stromtransferleitungen von Interesse.

In Abbildung 3-11 sind für jeden Hub die Stromerzeugung sowie die Stromdurchleitungen dargestellt. Dabei ist zu erkennen, dass die Netzinfrastruktur sämtlicher Hubs nicht nur zum Abtransport des offshore erzeugten Windstroms genutzt werden, sondern auch zur Durchleitung von Stromflüssen aus angrenzenden Gebotszonen in andere angrenzende Gebotszonen (Durchleitung). Das Ausmaß der Hub-Nutzungen fällt dabei recht unterschiedlich aus. Die Deutschen Hub-Anbindungen werden mit 103 TWh in etwa so stark zur Durchleitung genutzt, wie zum Abtransport des offshore erzeugten Stroms (98 TWh) – der Nutzen der Netzinfrastruktur geht hier also sehr weit über den einer einfachen Anbindung von Offshore-Erzeugungsleistung ans Festland hinaus. In ähnlichem Ausmaß gilt dies für die britischen, niederländischen, belgischen und polnischen Hub-Anbindungen. Auch hier sind jeweils die Durchleitungen in vergleichbarer Höhe zum erzeugten Windstrom. Die dänische Hub-Netzinfrastruktur wird deutlich weniger zur Durchleitung genutzt, die norwegische hingegen fast ausschließlich.

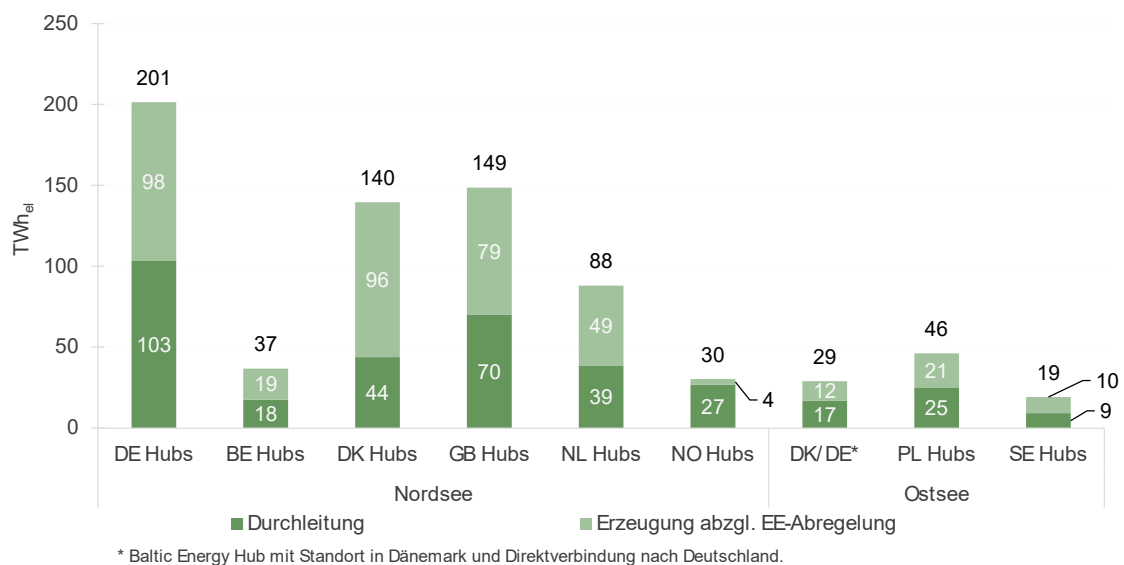


Abbildung 3-11: Stromerzeugung und Durchleitung der Offshore Hubs im ersten Vergleichsszenario (Variante „70 GW Offshore“) 2040

In Abbildung 3-12 werden die Auswirkungen der hybriden Anbindungen in Form der Offshore-Hubs auf einerseits die transnationalen Stromaustausche und andererseits die marktbedingten EE-Abregelungen²⁹ in den Nord- und Ostseeanrainerstaaten gezeigt. Dabei werden für jedes Land (in Summe aus Onshore-Heimatnetz und Offshore-Hubs) die Differenzen der Netto-Importe (dunkelgrün) und marktbedingten EE-Abregelung (grün) zum Ausgangsszenario (Variante „70 GW Offshore“) abgetragen. Es ist zu erkennen, dass die Hub-Lösung im Vergleich zum Ausgangsszenario zu moderat höheren EE-Abregelungen in Deutschland, Belgien, den Niederlanden und Polen führt, während diese in Dänemark, Großbritannien, Norwegen und Schweden teilweise stark abnehmen. Insgesamt nehmen die EE-Abregelungen in den Ländern mit Hub-Beteiligungen deutlich ab. Der Grund für die höhere EE-Abregelung in Deutschland, wo die EE-Abregelung im Ausgangsszenario nahezu Null und im vorliegenden Szenario mit hybrider Anbindung ca. 6 TWh beträgt (und ausschließlich in den deutschen Offshore Hubs anfällt), liegt in der Berücksichtigung der Netzrestriktionen im FBMC-Modell für die deutschen Offshore Hubs. Bei radialer Anbindung der deutschen Offshore Windpark an den Heimatmarkt (Ausgangsszenario) wird die Netzanbindung an das Onshore-Netz ausschließlich zur Integration der Offshore Wind einspeisung in den Heimatmarkt genutzt. Im Szenario mit hybrider Anbindung stellt die Netzinfrastruktur der Offshore Hubs internationale Austauschkapazität dar und muss nach den Regeln des Flow-based-Modells internationale Handelsflüsse zulassen, wodurch Netzrestriktionen für den Abtransport des deutschen Offshore Windstroms entstehen – es kommt zu Abregelungen.

Kompensiert werden die gestiegenen (marktbedingten) EE-Abregelungen durch zusätzliche Nettoimporte. In den Ländern mit geringeren EE-Abregelungen hingegen sinken die Netto-Importe, in Schweden und Norwegen gar im Verhältnis 1:1 in Dänemark und Großbritannien weitestgehend.

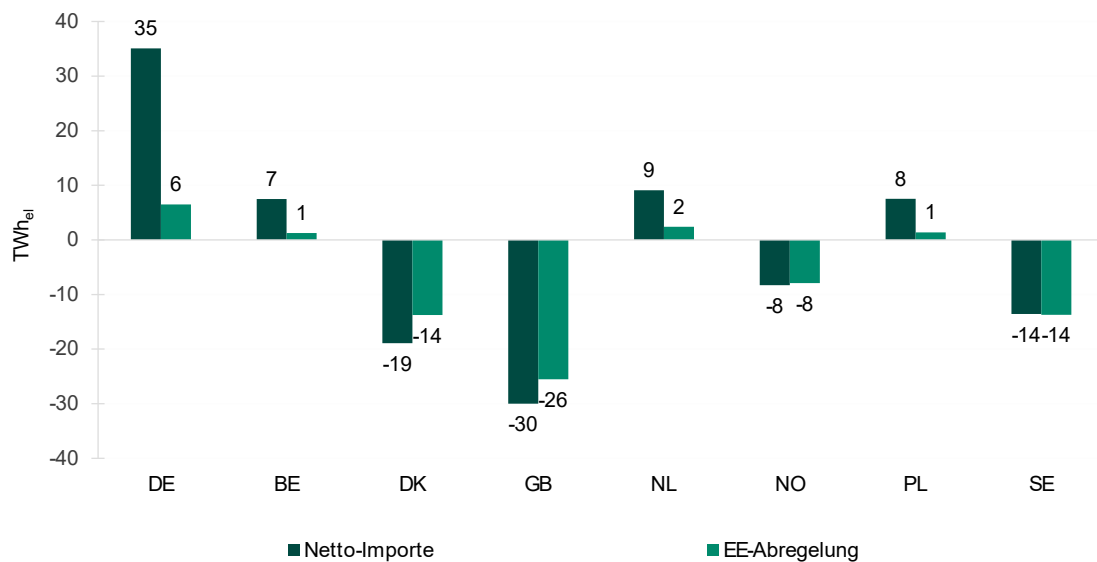


Abbildung 3-12: Differenz der Netto-Importe und marktbedingten EE-Abregelung in Ländern mit Offshore-Hubs im ersten Vergleichsszenario im Vergleich zum Ausgangsszenario (Variante "70 GW Offshore") 2040

²⁹ Es ist zu beachten, dass sich unterschiedliche EE-Abregelungen auch aus den Netzbetriebssimulationen ergeben können, die für einen Gesamtvergleich der Szenarien relevant sind (s. Kapitel 4)

Variante "52,5 GW Offshore"

Die Erzeugungsmengen und Durchleitung in Variante „52,5 GW Offshore“ sind in Abbildung 3-13 für die jeweiligen Hubs abgetragen. Aufgrund der geringeren Kapazitäten sowohl bei den Offshore Windparks als auch bei den Netzkapazitäten fallen die Energiemengen bei Erzeugung und Durchleitung niedriger aus als in der Variante „70 GW Offshore“. Davon abstrahiert bleiben die Kernaussagen dieser Auswertung jedoch auch für die „52,5 GW Offshore“ bestehen: die Hub-Netzinfrastruktur wird sehr umfangreich auch für den Stromaustausch zwischen den Ländern genutzt. Auch hier sind die durchgeleiteten Strommengen in einigen Fällen größer als die im jeweiligen Hub erzeugten und abtransportierten Windstrommengen. Einzige Ausnahme bleibt Norwegen.

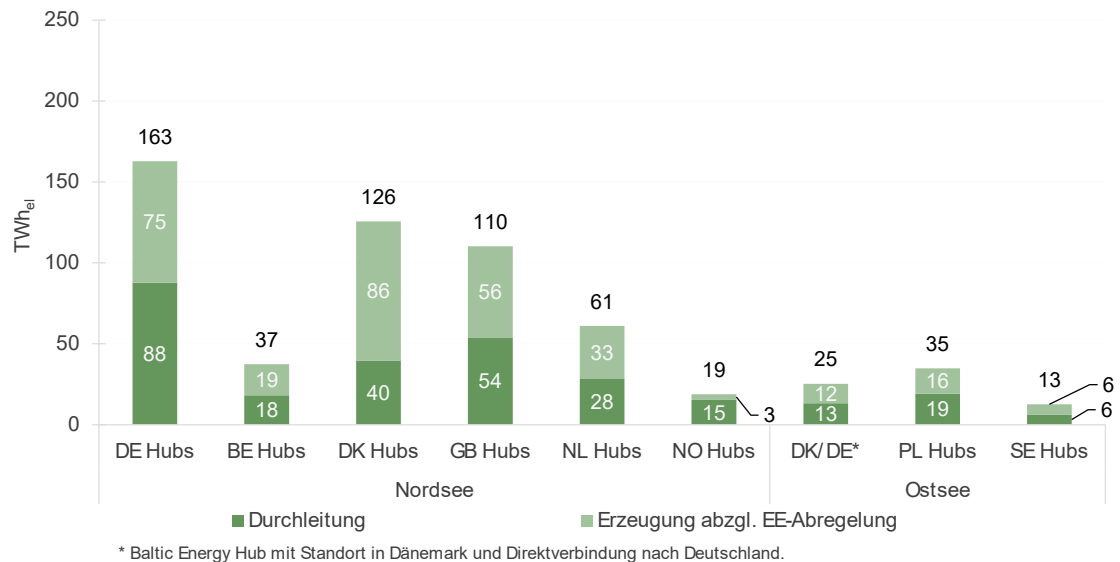


Abbildung 3-13: Stromerzeugung und Durchleitung der Offshore Hubs im ersten Vergleichsszenario (Variante "52,5 GW Offshore") 2040

In Abbildung 3-14 sind Differenzen der EE-Abregelung und der Nettoimporte für die Variante „52,5 GW Offshore“ im Vergleich zur „52,5 GW Offshore“-Variante des Ausgangsszenarios abgetragen. Auch bei dieser Auswertung bleiben die Aussagen strukturell identisch mit den Erkenntnissen bei der Variante „70 GW Offshore“. Die zusätzliche Vernetzung in Nord- und Ostsee führt auch bei langsamerem Ausbau der Offshore-Windenergie zu zusätzlichem internationalen Stromhandel und verringert in Summe die Abregelung von EE-Strom in den Nord- und Ostseeanrainerstaaten.

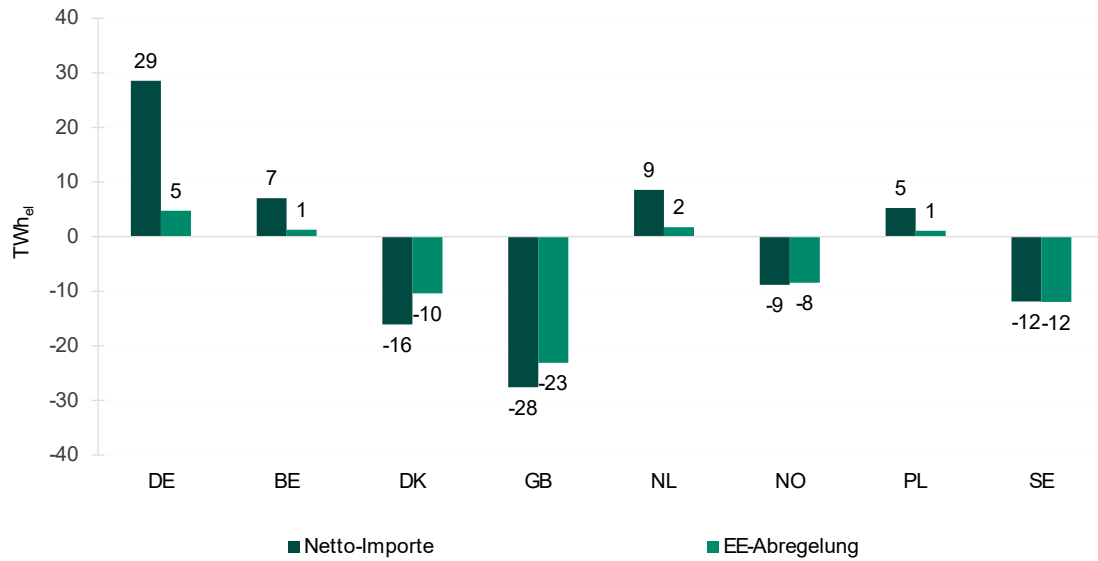


Abbildung 3-14: Differenz der Netto-Importe und EE-Abregelung in Ländern mit Offshore-Hubs im ersten Vergleichsszenario im Vergleich zum Ausgangsszenario (Variante "52,5 GW Offshore") 2040

Variante "Niedrige VLS"

Abbildung 3-15 zeigt für jeden Hub die Stromerzeugung sowie die Stromdurchleitungen. Wie in der Variante „70 GW Offshore“ (s. oben) wird auch hier die Netzinfrastruktur sämtlicher Offshore-Hubs nicht nur zum Abtransport des offshore erzeugten Windstroms genutzt, sondern auch zur Durchleitung von Stromflüssen. Aufgrund der geringeren Volllaststunden in diesem Szenario fällt der Anteil der Durchleitungen für die deutschen Hubs noch einmal höher aus als in der Variante „70 GW Offshore“ mit höherer Windstromerzeugung. Für die Hubs der anderen Länder sind die Ergebnisse weitgehend deckungsgleich mit der Variante mit hohen VLS. Der Nutzen der Hub-Netzinfrastruktur geht auch hier sehr weit über den der Anbindung von Offshore-Erzeugungsleistung ans Festland hinaus.

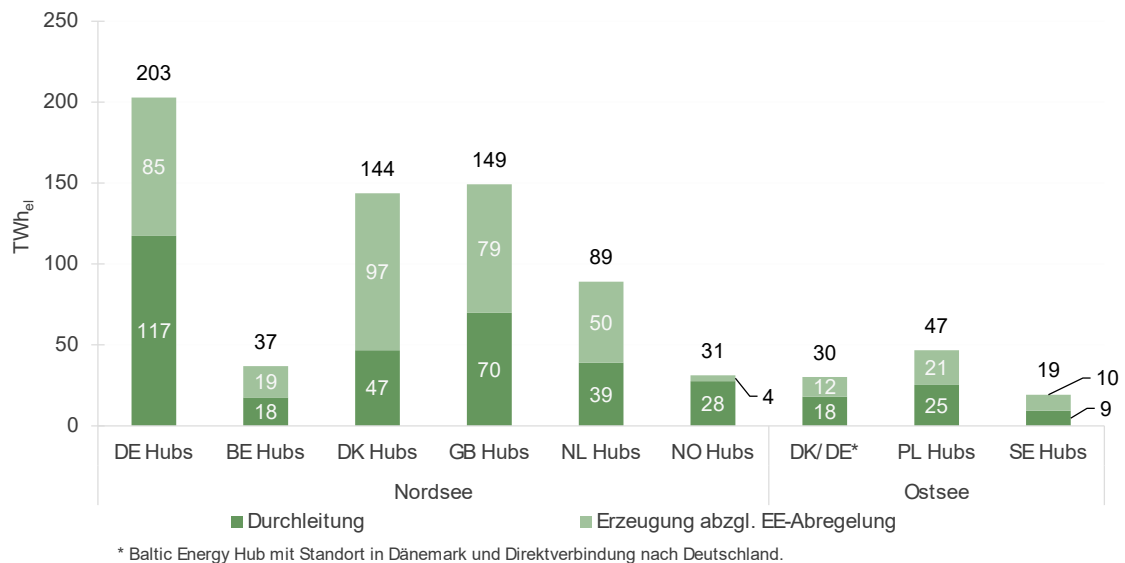


Abbildung 3-15: Stromerzeugung und Durchleitung der Offshore Hubs im ersten Vergleichsszenario (Variante "Niedrige VLS") 2040

In Abbildung 3-16 sind die Differenzen der Netto-Importe und EE-Abregelung zum Ausgangsszenario (Variante „Niedrige VLS“) dargestellt, um die Auswirkungen der hybriden Anbindungen auf die beiden Größen zu bewerten. Die Ergebnisse fallen sehr ähnlich aus, wie bei hybrider Anbindung in der Variante „70 GW Offshore“ (mit höheren VLS). In Deutschland, Belgien, den Niederlanden und Polen kommt es zu (zusätzlicher) EE-Abregelung, in Deutschland allerdings in deutlich geringerem Ausmaß als in der Variante mit hohen VLS (BE, NL, PL vergleichbar). In Dänemark, Großbritannien und Norwegen fällt die Abregelung noch etwas geringer aus als in der Variante mit hohen VLS.

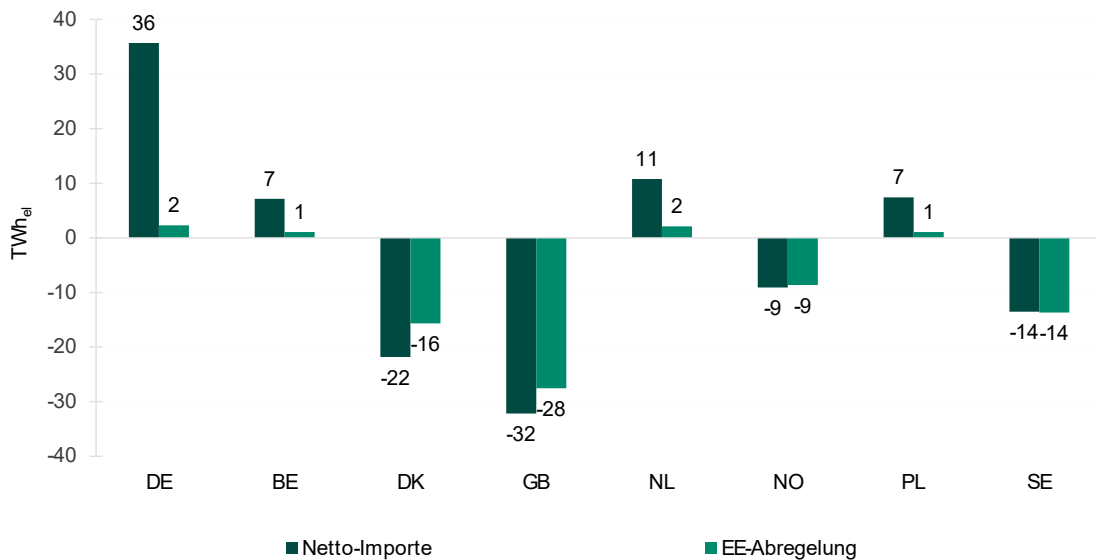


Abbildung 3-16: Differenz der Netto-Importe und EE-Abregelung in Ländern mit Offshore-Hubs im ersten Vergleichsszenario im Vergleich zum Ausgangsszenario (Variante "Niedrige VLS") 2040

3.3 Zweites Vergleichsszenario

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Marktsimulationen für die Varianten des zweiten Vergleichsszenario dargelegt und erläutert. Beim zweiten Vergleichsszenario steht der zusätzliche Ausbau von Wasserstoff-Elektrolyseuren im Fokus, der im Lichte des vorliegenden Untersuchungsgegenstandes als Alternative zu Netzausbau zur Integration von Offshore Windstrom betrachtet werden kann. Die Ergebnisse werden, wie bei den vorherigen Szenarien zunächst für Deutschland und anschließend für das modellierte europäische Ausland dargelegt.

3.3.1 Deutschland

Installierte Leistung

Die installierte Leistung im zweiten Vergleichsszenario entspricht der Variante „70 GW Offshore“ des Ausgangsszenarios. Für die entsprechenden Angaben siehe Abschnitt 3.1.1.

Stromverbrauch

Analog zum ersten Vergleichsszenario entsprechen die meisten Bestandteile des Stromverbrauchs im zweiten Vergleichsszenario der Variante „70 GW Offshore“ des Ausgangsszenarios. Eine Ausnahme bildet, neben den endogen modellierten PtH-E-Kessel, die H₂-Elektrolyse aufgrund der erhöhten Elektrolyse-Kapazität in diesem Szenario. Die Stromverbräuche für alle drei Varianten des zweiten Vergleichsszenarios sowie zum Vergleich auch für die Variante „70 GW Offshore“ aus dem Ausgangsszenario sind in Abbildung 3-17 dargestellt.

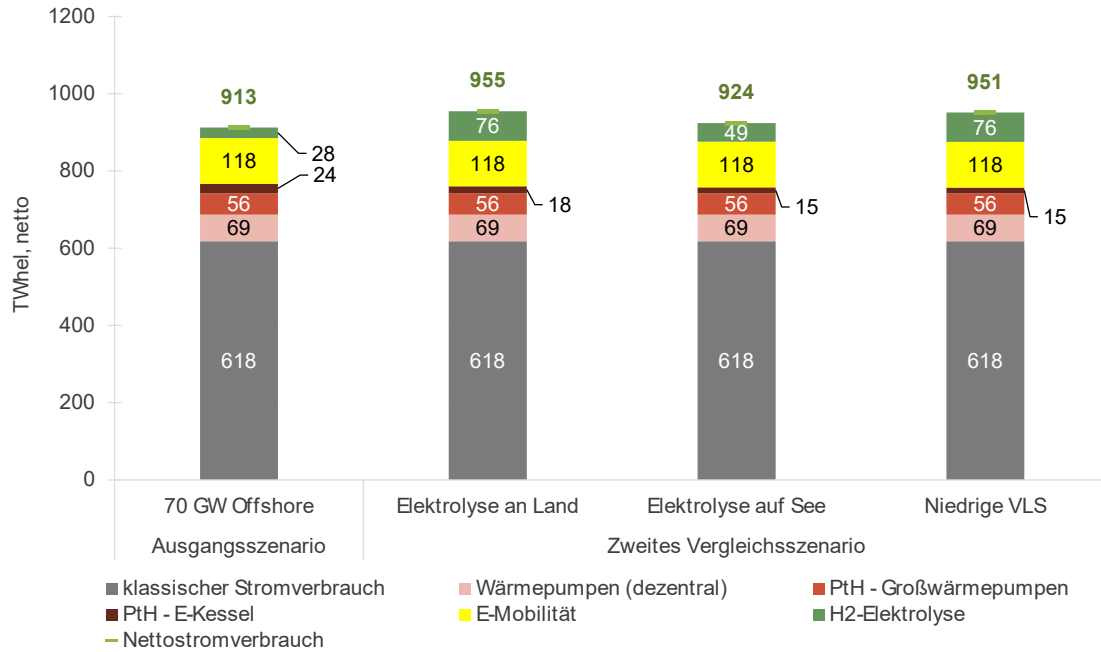


Abbildung 3-17: Stromverbrauch nach Verbrauchskategorien im zweiten Vergleichsszenario in Deutschland 2040

Es ist zu erkennen, dass der Stromverbrauch der Wasserstoffelektrolyse in den Varianten „Elektrolyse an Land“ und „Niedrige VLS“ bei 76 TWh_{el} und in der Variante „Elektrolyse auf See“ bei 49 TWh_{el} liegt. An dieser Stelle ist darauf hinzuweisen, dass die Verbräuche der Offshore-Elektrolyseure (ca. 45 TWh_{el}) nicht in der Summe von 49 TWh_{el} enthalten sind, da diese direkt mit den Offshore-Windenergieanlagen (und einer Pipeline) und nicht mit dem Stromsystem verbunden sind. Des Weiteren fällt auf, dass im zweiten Vergleichsszenario die Verbräuche von PtH-E-Kesseln in allen Varianten niedriger ausfallen als in der Ausgangsrechnung. Dies liegt an den höheren Stromverbräuchen der Elektrolyseurkapazitäten, die bei gleichbleibender Erzeugung als zusätzliche Nachfrager auftreten und über ihren Preiseffekt die Wärmeerzeugung mit E-Kesseln unwirtschaftlicher machen.

Erzeugungsbilanz

Die Erzeugungsbilanzen der drei Varianten des zweiten Vergleichsszenarios sowie – zum Vergleich – die der Variante „70 GW Offshore“ des Ausgangsszenarios sind in Abbildung 3-18 respektive Abbildung 3-19 aufgetragen.

Ergebnisse der Strommarktsimulationen

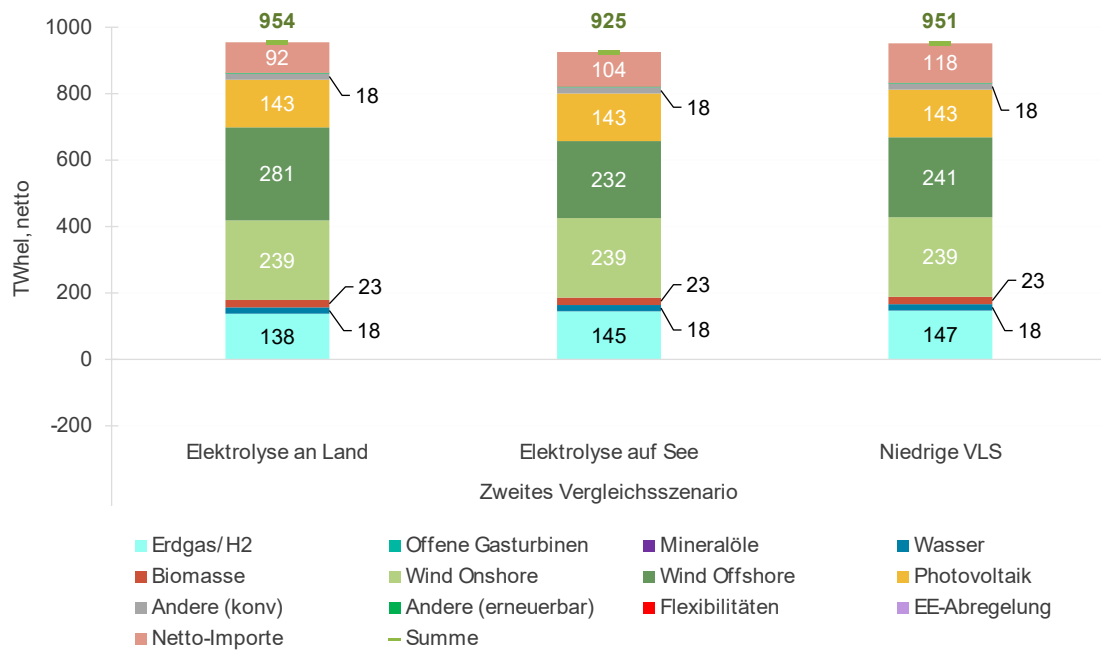


Abbildung 3-18: Erzeugungsbilanz im zweiten Vergleichsszenario in Deutschland 2040

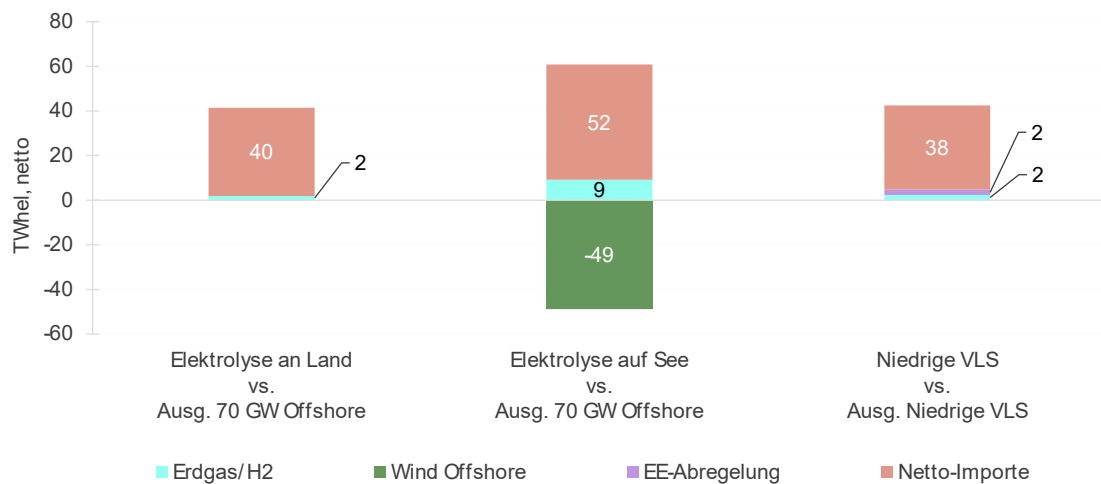


Abbildung 3-19: Erzeugungsbilanzen im zweiten Vergleichsszenario Deutschland 2040: Differenzen zur jeweiligen Variante des Ausgangsszenarios

Der zusätzliche Stromverbrauch für die Elektrolyse im Vergleich zur Ausgangsrechnung wird insbesondere durch höhere Importe gedeckt. So werden in der Variante „Elektrolyse an Land“ mit 92 TWh_{el} insgesamt 40 TWh_{el} netto mehr Strom importiert als in der Ausgangsrechnung. In der Variante „Elektrolyse auf See“ liegt der Wert der Netto-Importe mit insgesamt 104 TWh_{el} noch einmal 12 TWh_{el} höher, was dadurch die Offshore-Elektrolyseure sowie die dazugehörige Windstromerzeugungsleistung, die nicht ans restliche Stromnetz angebunden sind, zu erklären ist. Unter anderem fällt dort (offshore) durch die windleistungsseitige Überbauung (12 GW_{el} Windleistung für 10 GW_{el} Elektrolyseurleistung) in Stunden mit Spitzenerzeugung Abregelung statt. Weiterhin stellt die Direktanbindung der Offshore-Elektrolyseure an die Offshore-Windparks aus der Perspektive des deutschen (Gesamt-) Stromsystems eine zusätzliche Restriktion für die Verteilung des erzeugten Stroms zu den Verbrauchern dar, die stromsystemische Ineffizienzen

bedingt.³⁰ Dies führt dazu, dass mehr Importstrom zur Deckung der Inländischen Nachfrage benötigt wird. In der Variante „Niedrige VLS“ sind die Netto-Importe nach Deutschland, bedingt durch das geringere Energiedargebot mit 119 TWh_{el} im Variantenvergleich am höchsten.

Ein deutlich kleinerer Teil des zusätzlichen Stromverbrauchs wird durch eine höhere Stromerzeugung aus Erdgas gedeckt. Diese liegt in der Variante „Elektrolyse an Land“ 2 TWh_{el} höher, in Variante „Elektrolyse auf See“ 9 TWh_{el} höher und in der Variante „Niedrige VLS“ 11 TWh_{el} höher als in der Ausgangsrechnung. Die Erzeugung aus erneuerbaren Energien ist in den Varianten „Elektrolyse an Land“ und „Elektrolyse auf See“ genauso hoch wie in der Ausgangsrechnung. Der Unterschied in der Offshore-Erzeugung der Variante „Elektrolyse auf See“ zu den anderen beiden Rechnungen ist dadurch zu erklären, dass 49 TWh_{el}, aus 12 GW_{el} Windleistung, die in dieser Variante direkt an die Offshore-Elektrolyseure angebunden sind, nicht ins Stromnetz eingespeist werden.

CO₂-Emissionen

Die maximalen³¹ CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland im zweiten Vergleichsszenario sind der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen.

[Mio. t CO ₂]	absolut	Differenz zum Ausgangsszenario
Elektrolyse an Land	96,6	-0,5
Elektrolyse auf See	98,4	+1,3
Niedrige VLS	99,0	+0,3

Tabelle 3-6: Maximale CO₂-Emissionen im zweiten Vergleichsszenario für Deutschland

Strompreise

Die Strompreiskennzahlen der Szenario-Varianten sind in der nachfolgenden Tabelle 3-7 als Differenzen zum Ausgangsszenario angegeben. Zunächst verursachen die Elektrolyseure an Land wie auf See zusätzliche Stromnachfrage, wodurch die Strompreise im Mittel in allen drei Varianten steigen.

Darüber hinaus entfalten die zusätzlichen Elektrolyseurkapazitäten dämpfende Effekte, sowohl in Bezug auf Preisausschläge nach unten als auch auf hohe Preise. In vergleichsweise günstigen Stunden erzeugen die Elektrolyseure Wasserstoff und heben das Strompreisniveau an. So liegen das 25%-Quantil sowie der Median der Strompreise in den Rechnungen des zweiten Vergleichsszenarios deutlich über den Werten der Variante „70 GW Offshore“ des zweiten Vergleichsszenarios. Dieser Effekt ist in der Rechnung mit Offshore-Elektrolyseuren wesentlich stärker, da Offshore-Kapazität ausschließlich für die Elektrolyse bereitsteht und nicht am Strommarkt teilnimmt. In den eher teuren Stunden stellen die Elektrolyseure als flexible Verbraucher ihren Betrieb ein, weshalb das 75%-Quantil in den Vergleichsrechnungen nicht wesentlich von der Ausgangsrechnung abweicht. In der teuersten Stunde wirken die zusätzlichen Elektrolyseure preis-dämpfend. Grund dafür ist eine veränderte Optimierung der übrigen Flexibilitäten im Markt (Pumpspeicher, Batteriespeicher, etc.) im Zusammenspiel mit dem zusätzlichen Flexibilitätspotenzial der Elektrolyseure, die in diesen Stunden einen höheren Beitrag auf der Angebotsseite

³⁰ In der Variante „Elektrolyse an Land“ kann im Marktmodell jeder Verbraucher innerhalb derselben Gebotszone zu exakt identischen Bedingungen mit Strom beliefert werden. In der Variante „Elektrolyse auf See“ hingegen können die Offshore Elektrolyseure ausschließlich durch die direkt verbundenen Windparks beliefert werden, die ausschließlich die Offshore-Elektrolyseure prioritär gegenüber der restlichen Nachfrage behandeln müssen.

³¹ Bei Unterstellung vollständiger Abwesenheit von Wasserstoff in der Stromerzeugung.

bzw. Nachfrageflexibilität leisten können. So liegt das Strompreismaximum in der Variante „Elektrolyse an Land“ rd. 84 €₂₀₂₁/MWh und in der Variante „Elektrolyse auf See“ rd. 75 €₂₀₂₁/MWh niedriger als in der Ausgangsrechnung. In der Variante „Niedrige VLS“.

Strompreiskennzahlen für Deutschland 2040 im zweiten Vergleichsszenario Differenzen zum Ausgangsszenario			
[EUR ₂₀₂₁ /MWh] ³²	Elektrolyse an Land	Elektrolyse auf See	Niedrige VLS
Mittelwert	3,9	7,2	4,6
25%-Quantil	2,1	3,6	7,2
Median	15,6	22,5	4,5
75%-Quantil	-0,1	-0,1	0,0
Maximum	-84,2	-75,1	-14,0

Tabelle 3-7: Strompreiskennzahlen im zweiten Vergleichsszenario Deutschland 2040: Differenzen zum Ausgangsszenario

3.3.2 Europa

Installierte Leistung

Die installierte Leistung im zweiten Vergleichsszenario ist unverändert zur Variante „70 GW Offshore“. Für die entsprechenden Angaben siehe Abschnitt 3.1.2.

Stromverbrauch

Der Stromverbrauch im europäischen Ausland wird von den zusätzlichen Elektrolyseurkapazitäten in Deutschland kaum berührt. Die exogen festgelegten Verbrauchskategorien bleiben gemäß den Annahmen unverändert. Der Verbrauch von E-Kesseln liegt in den Rechnungen des zweiten Vergleichsszenarios minimal unterhalb der Variante „70 GW Offshore“ des Ausgangsszenarios. Die Summen des Stromverbrauchs entsprechen den Summen der Erzeugungsbilanzen in Abbildung 3-20.

Erzeugungsbilanz

Da die Rahmenannahmen für das europäische Ausland unverändert zur Referenz im Ausgangsszenario sind, sind die Veränderungen in der Erzeugungsbilanz im zweiten Vergleichsszenario auf Effekte der zusätzlichen Elektrolysekapazität in Deutschland zurückzuführen. Die Ergebnisse sind dazu in Abbildung 3-20 in absoluten Zahlen und in Abbildung 3-21 als Differenzen zu den Varianten des Ausgangsszenarios abgebildet.

³² Die Varianten „Elektrolyse an Land“ und „Elektrolyse auf See“ werden mit dem Ausgangsszenario in der Variante „70 GW Offshore“ verglichen, die Variante „Niedrige VLS“ mit der Variante „Niedrige VLS“.

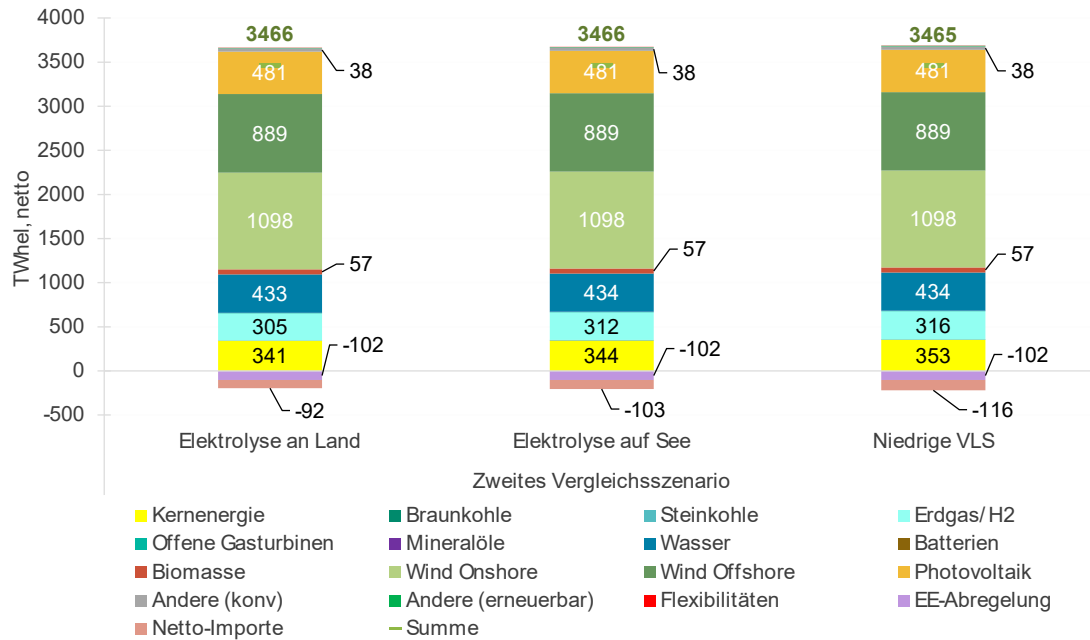


Abbildung 3-20: Erzeugungsbilanz im zweiten Vergleichsszenario in Europa (ohne DE) 2040

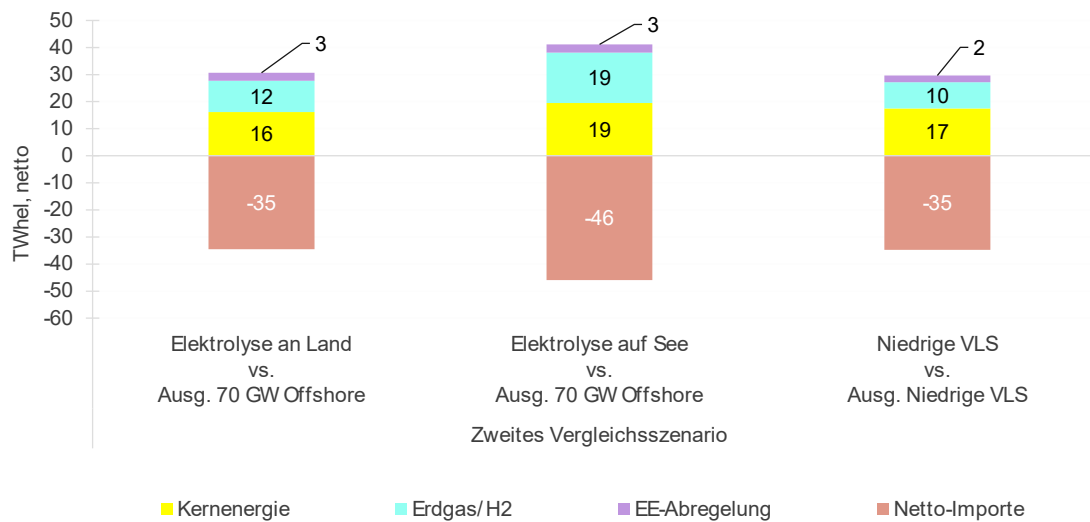


Abbildung 3-21: Erzeugungsbilanzen im zweiten Vergleichsszenario für Europa (ohne DE) 2040: Differenzen zur jeweiligen Variante des Ausgangsszenarios

In Deutschland werden aufgrund des Strombedarfs für diese zusätzlichen Kapazitäten im Vergleich zur Ausgangsrechnung größere Mengen Strom importiert. Dies spiegelt sich in der Erzeugungsbilanz des europäischen Auslands wider, die den zusätzlichen Importbedarf Deutschland decken. So steigen die Nettoexporte von 57 TWh_{el} in der Ausgangsrechnung auf 92 TWh_{el} in der Variante „Elektrolyse an Land“, auf 103 TWh_{el} in der Variante „Elektrolyse auf See“. Da die installierte Leistung des Kraftwerksparks sowie der EE-Technologien annahmegemäß unverändert bleibt, wird der zusätzliche Stromverbrauch durch höhere Einsatzzeiten der steuerbaren konventionellen Kraftwerke gedeckt. So erhöht sich die Stromerzeugung aus der Kernenergie im europäischen Ausland in der Variante „Elektrolyse an Land“ von 325 TWh_{el} auf 341 TWh_{el} und auf 344 TWh_{el} in der Variante „Elektrolyse auf See“. Die Stromerzeugung aus Erdgas/H₂ erhöht sich von 294 TWh_{el} auf 305 TWh_{el} (Elektrolyse an Land) bzw. 312 TWh_{el} (Elektrolyse auf See). Die Variante „Niedrige VLS“ setzt auf die Variante „Elektrolyse an Land“ auf. Hier ist ebenfalls eine

höhere Erzeugung aus Kernenergie und Erdgas zu beobachten, die über das Niveau der „Elektrolyse an Land“ hinausgeht, jedoch nicht ganz so ausgeprägt ist wie in der Variante „Elektrolyse auf See“.

CO₂-Emissionen

Die maximalen³³ CO₂-Emissionen der Stromerzeugung im modellierten Ausland (Europa) im zweiten Vergleichsszenario sind der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen.

[Mio. t CO ₂]	absolut	Differenz zum Ausgangsszenario
Elektrolyse an Land	225	+5,3
Elektrolyse auf See	228	+8,0
Niedrige VLS	229	+3,5

Tabelle 3-8: Maximale CO₂-Emissionen im zweiten Vergleichsszenario für Europa (ohne DE)

³³ Bei Unterstellung vollständiger Abwesenheit von Wasserstoff in der Stromerzeugung.

4 Ergebnisse der Netzbetriebssimulationen

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Netzbetriebssimulationen (Redispatch) dargestellt. Diese umfassen die ermittelten Redispatchvolumen zur Behebung von Engpässen im deutschen Übertragungsnetz (für die Übertragungsnetze im Ausland wird durch den vorab ermittelten Netzausbau (siehe Abschnitt 2.2) Engpassfreiheit unterstellt). Für die Darstellung der Redispatchvolumen wird zwischen den erforderlichen Leistungserhöhungen und Leistungsreduktionen der thermischen Kraftwerke sowie notwendigen Abregelungen von EE-Anlagen differenziert. Da für die Netzbetriebssimulation eine Bilanzneutralitätsbedingung im betrachteten Modellgebiet gilt, entspricht die Summe aus Leistungsreduktionen der thermischen Kraftwerke und den EE-Abregelungen den insgesamt erforderlichen Leistungserhöhungen der thermischen Anlagen. Zusätzlich werden für einige der betrachteten Varianten die räumlichen Verteilungen von Engpässen im deutschen Übertragungsnetz und der zur Behebung dieser Engpässe eingesetzten Redispatchpotenziale gezeigt. In diesen Abbildungen zur räumlichen Verteilung finden sich auch Angaben zu den Kosten, die das Engpassmanagement in der jeweiligen Variante verursacht.

Im Folgenden werden in Abschnitt 4.1 zunächst die Varianten des Ausgangsszenarios miteinander verglichen. Anschließend werden in Abschnitt 4.2 und Abschnitt 4.3 die Ergebnisse der Varianten des ersten und zweiten Vergleichsszenarios dargestellt. Dabei wird auch ein Vergleich zur entsprechenden Variante im Ausgangsszenario vorgenommen. Die Auswirkungen eines netzorientierten Einsatzes von Elektrolyseuren im Redispatch werden in Abschnitt 4.4 aufgezeigt.

4.1 Ausgangsszenario

Das Ausgangsszenario, mit einer radialen Anbindung von Offshore-Windparks und dedizierten Interkonnektoren zu Nachbarländern, dient als Vergleichsbasis für die untersuchten Offshore-Netztopologien. In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse dieses Szenarios für die unterschiedlichen untersuchten Ausbaupfade für die Leistungen der Offshore-Windenergieanlagen („70 GW Offshore“ und „52,5 GW Offshore“) und anschließend der Variante „Niedrige VLS“ dargestellt.

4.1.1 Variante „70 GW Offshore“ und „52,5 GW Offshore“

In Abbildung 4-1 sind die Redispatchvolumen der Varianten „70 GW Offshore“ und „52,5 GW Offshore“ des Ausgangsszenarios dargestellt.

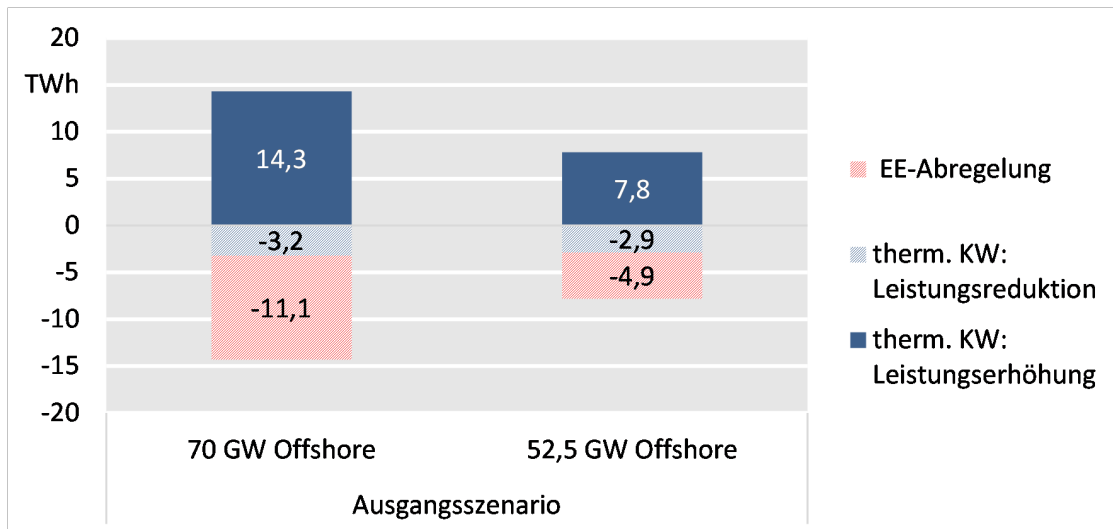


Abbildung 4-1: Redispatchvolumen der Varianten „70 GW Offshore“ und „52,5 GW Offshore“ des Ausgangsszenarios im Vergleich

In der Variante „70 GW Offshore“ ist ein Redispatchbedarf (Leistungserhöhung) von insgesamt 14,3 TWh zu erkennen. Im Gegenzug werden thermische Kraftwerke in einem Umfang von 3,2 TWh heruntergefahren und EE-Anlagen in einem Umfang von 11,1 TWh abgeregelt. In der Variante „52,5 GW Offshore“ reduziert sich das Redispatchvolumen (Leistungserhöhung) auf 7,8 TWh.

Zwar ist die Summe der Windeinspeisung aus Offshore- und Onshore-Windenergieanlagen im Vergleich der beiden Varianten nahezu identisch. In beiden Varianten übersteigt die Summe der installierten Leistung von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen 160 GW (siehe Beschreibung zum Abtausch von Offshore- und Offshore-Windenergie in Abschnitt 2.4). Durch den Unterschied der geografischen Verteilung der Offshore- und Onshore-Windenergieanlagen ergibt sich jedoch ein deutlich höheres Redispatchvolumen in der Variante „70 GW Offshore“.

Die Regelungen des Redispatches sehen entsprechend heutigen regulatorischen Rahmenbedingungen eine nachrangige Abregelung von EE-Anlagen vor (vergleiche Abschnitt 2.2). Dennoch ist insbesondere in der Variante „70 GW Offshore“ ein verhältnismäßig hoher Anteil des negativen Redispatchbedarfs durch EE-Abregelung zu beobachten. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in vielen Netznutzungssituationen hohe Netzbelastungen aus hohen Windeinspeisungen resultieren. Gleichzeitig tritt in diesen Stunden häufig eine niedrige oder sogar negative Residuallast und daher ein geringer Einsatz thermischer Kraftwerke auf. Dadurch sind die Potenziale zum Herunterfahren thermischer Kraftwerke in vielen dieser Stunden begrenzt, sodass eine Abregelung von EE erforderlich ist.

In Abbildung 4-2 ist die räumliche Verteilung von Engpässen und Redispatchvolumen im deutschen Übertragungsnetz der Varianten „70 GW Offshore“ und „52,5 GW Offshore“ des Ausgangsszenarios sowie die Redispatchkosten³⁴ dargestellt.

In beiden Varianten sind Engpässe auf Nord-Süd- und West-Ost-Verbindungen vorzufinden. Die Richtung der Engpässe ist dadurch zu erkennen, dass das Hochfahren der Kraftwerke, dass am

³⁴ Für die Kostenbewertung der erforderlichen Redispatchvolumen werden die spezifischen stündlichen Kosten für eine Leistungserhöhung oder Leistungsreduktion einzelner Kraftwerke explizit berücksichtigt. EE-Abregelungen werden pauschal mit 90 EUR pro MWh bewertet.

Ende des Engpasses erforderlich ist, überwiegend im Süden und im Osten stattfindet. Im Gegenzug dazu werden Windenergieanlagen im Norden Deutschlands (Anfang des Engpasses), insbesondere an der Nordsee, abgeregelt und thermische Kraftwerke im Westen (Belgien) heruntergefahren. Die Abregelung von Offshore-Windenergieanlagen ist hier am jeweiligen Netzverknüpfungspunkt dargestellt. Im Vergleich der beiden Varianten sticht insbesondere die deutlich höhere küstennahe EE-Abregelung von Offshore-Windenergieanlagen in der Variante „70 GW Offshore“ hervor. Dafür steigt die Abregelung von Onshore-Windenergieanlagen (nicht küstennah) in der Variante „52,5 GW Offshore“ leicht, insgesamt allerdings in einem deutlich geringeren Umfang, an.

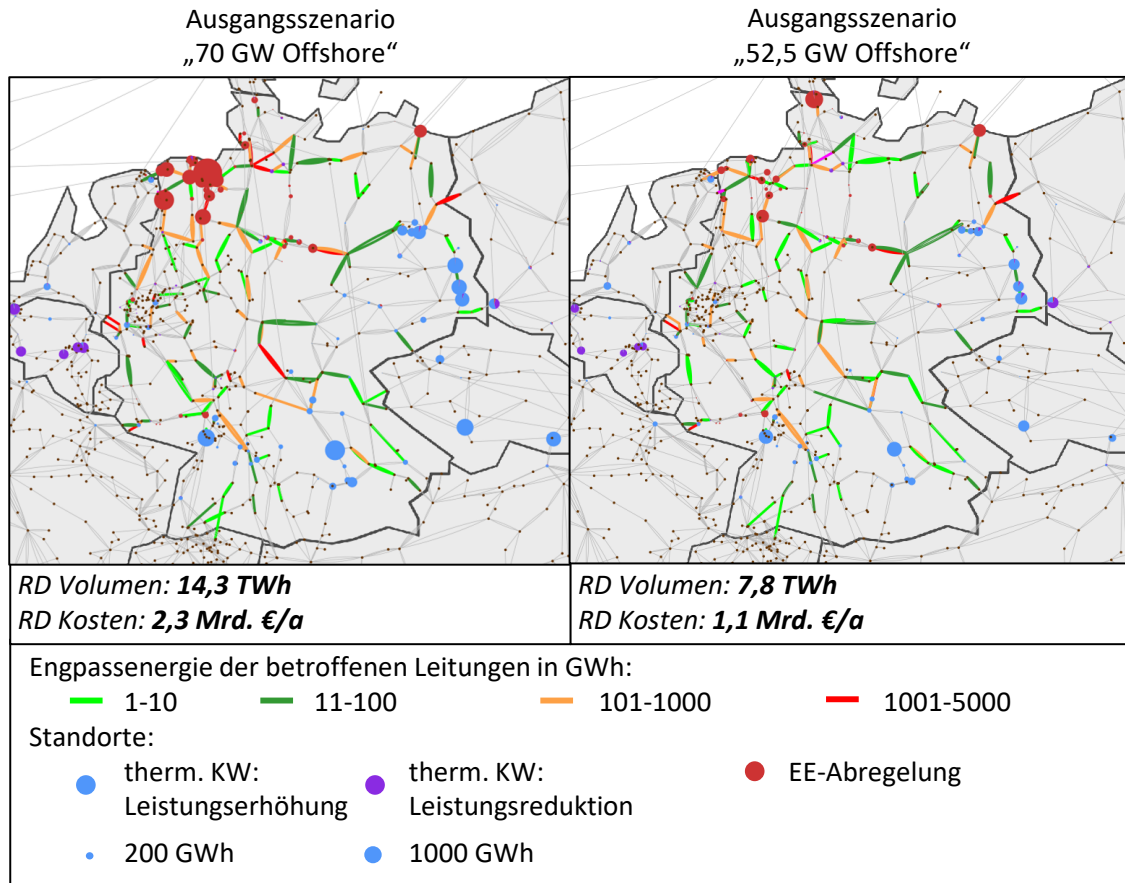


Abbildung 4-2: Räumliche Verteilung von Engpässen und Redispatchvolumen im deutschen Übertragungsnetz der Varianten „70 GW Offshore“ und „52,5 GW Offshore“ des Ausgangsszenarios im Vergleich

4.1.2 Variante „Niedrige VLS“

In Abbildung 4-3 sind die Redispatchvolumen der Varianten „70 GW Offshore“ und „Niedrige VLS“ des Ausgangsszenarios dargestellt.

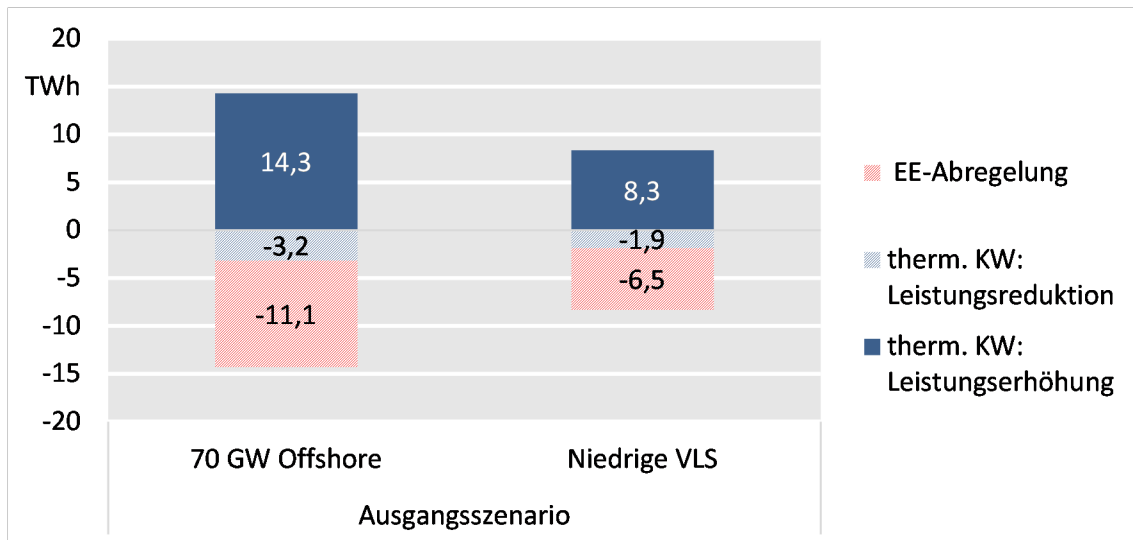


Abbildung 4-3: Redispatchvolumen der Varianten „70 GW Offshore“ und „Niedrige VLS“ des Ausgangsszenarios im Vergleich

Durch die Reduktion der VLS von 4.000 h auf 3.400 h (siehe auch Herleitung in Abschnitt 2.4) reduziert sich das Redispatchvolumen um 40 % von 14,3 TWh auf 8,3 TWh. In der Variante „Niedrige VLS“ wird die geringere Stromerzeugung aus Offshore-Windenergieanlagen im Umfang von ca. 40 TWh durch zusätzliche Importe in Höhe von ca. 30 TWh und zusätzlicher Erzeugung aus Erdgas von ca. 10 TWh kompensiert (siehe auch Abschnitt 3.1.1). Insbesondere der Austausch von Offshore-Einspeisung (im Norden) mit der Einspeisung von Erdgas-Kraftwerken, die nicht überwiegend im Norden stattfindet, wirkt sich für die Engpässe im deutschen Übertragungsnetz entlastend aus. Der relative Anteil der EE-Abregelung am negativen Redispatch liegt mit etwa 80 % in beiden Varianten auf demselben Niveau.

4.2 Erstes Vergleichsszenario

In diesem Abschnitt wird gezeigt, wie sich eine teilweise hybride Anbindung von Offshore-Windparks, wie sie im ersten Vergleichsszenario untersucht wird, auf die Integration des dort erzeugten Stroms in das europäische Übertragungsnetz auswirkt. Hierzu werden die Ergebnisse der Netzbetriebssimulation des ersten Vergleichsszenarios mit denen des Ausgangsszenarios verglichen. Zunächst wird nachfolgend ein Vergleich der Varianten „70 GW Offshore“ und der Referenzberechnungen „Referenz Heimatmarkt“ und „Referenz Vernetzung“ vorgenommen. Anschließend erfolgt die Einordnung der Varianten „52,5 GW Offshore“ und „Niedrige VLS“ (siehe auch Übersicht über betrachtete Varianten in Abschnitt 2.6).

4.2.1 Variante "70 GW Offshore" und Referenzberechnungen

Die Redispatchvolumen der Varianten „70 GW Offshore“, „Referenz Heimatmarkt“ und „Referenz Vernetzung“ sind im Vergleich zur Variante „70 GW Offshore“ des Ausgangsszenarios in Abbildung 4-4 dargestellt. Zusätzlich zu den Redispatchvolumen der thermischen Kraftwerke und der netzbedingten EE-Abregelung ist die Zunahme der marktbedingten EE-Abregelung in Deutschland dargestellt, da diese zur Interpretation der Ergebnisse hilfreich erscheint (es ist davon auszugehen, dass zusätzliche marktbasierter Abregelung die Redispatchbedarfe tendenziell verringern kann).

Es ist zu erkennen, dass eine hybride Anbindung von Offshore-Windenergieanlagen und damit einhergehende Vernetzung über den Nord- und Ostseeraum die Redispatchbedarfe deutlich re-

duzieren kann. In der Variante „70 GW Offshore“ sinken diese auf ca. 30 % der im Ausgangsszenario in dieser Variante erforderlichen Bedarfe (von 14,3 TWh auf 4,5 TWh). Entsprechend der angenommenen Netztopologie (siehe Abschnitt 2.5) sind in dieser Variante im ersten Vergleichsszenario 26 GW installierte Leistung von Offshore-Windanlagen hybrid in den Gebotszonen des Nordsee-Hubs 1 und Nordsee-Hubs 2 angeschlossen. In der Marktsimulation unterliegt der Austausch der Hub-OBZ mit der deutschen Gebotszone Netzrestriktionen im flow-based market coupling (FBMC). Daher kann eine wohlfahrtssteigernde Abregelung der Einspeisung von Offshore-Windenergieanlagen auch schon im Markt stattfinden. Die marktbedingte Offshore-Abregelung in Deutschland steigt daher hier um 6,5 TWh. Hingegen verringert sich die im Redispatch zusätzlich erforderliche EE-Abregelung im Vergleich zum Ausgangsszenario um 7,4 TWh, sodass sich der Gesamt-Umfang der EE-Abregelungen in etwa auf einem vergleichbaren Niveau befindet.

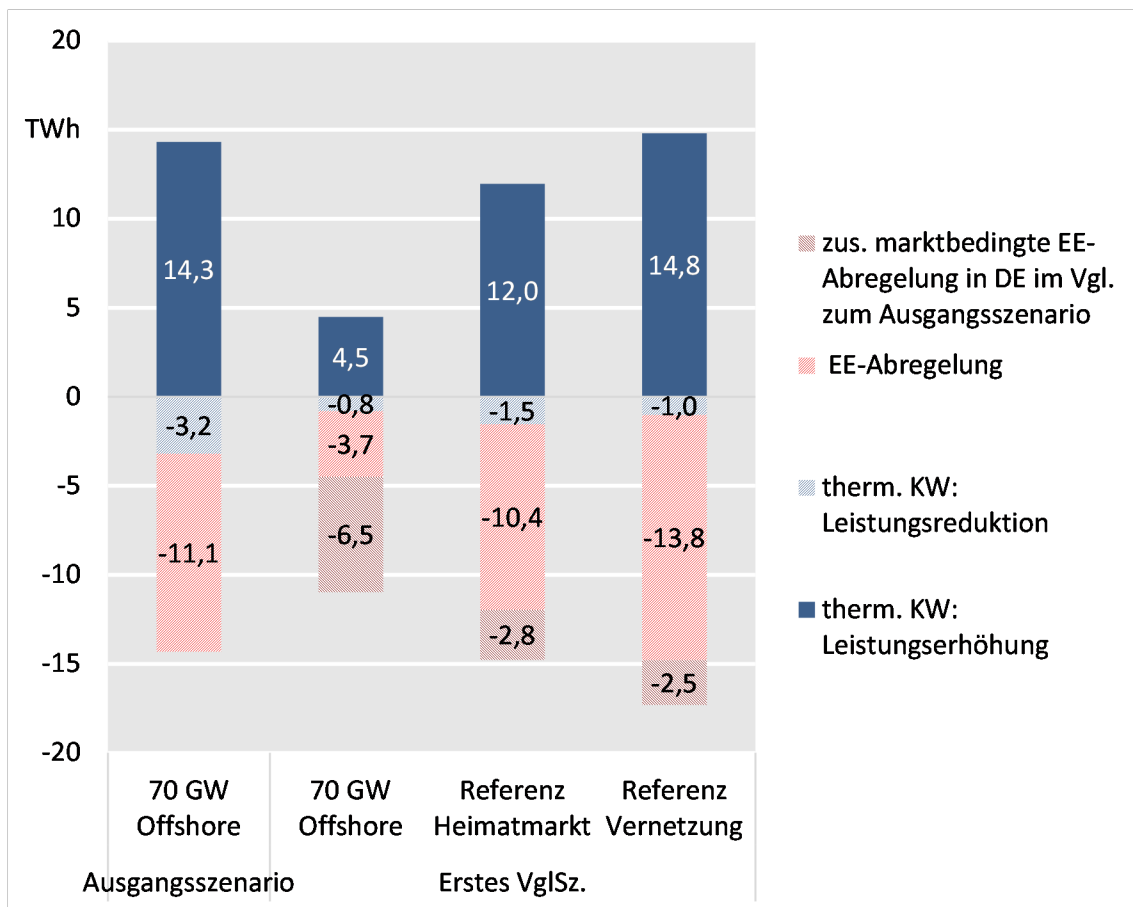


Abbildung 4-4: Redispatchvolumen der Varianten „70 GW Offshore“, „Referenz Heimatmarkt“ und „Referenz Vernetzung“ im Vergleich zur Variante „70 GW Offshore“ des Ausgangsszenarios

In der Variante „Referenz Heimatmarkt“ wird abweichend von der Parametrierung der Variante „70 GW Offshore“ für die hybrid angebotenen Offshore-Windparks keine OBZ angenommen, sondern eine Zuordnung zur deutschen Gebotszone (Heimatmarktmodell) unterstellt. Dies führt zu höheren Redispatchvolumen als in der Variante mit OBZ (12 TWh gegenüber 4,5 TWh). Dies ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass in dieser Variante die Einspeisung der hybrid angebotenen Offshore-Windparks nicht den Netzrestriktionen im FBMC unterliegt. Auch in der „Referenz Heimatmarkt“ sind jedoch geringere Bedarfe als im Ausgangsszenario (14,3 TWh) zu

erkennen. In der Variante „Referenz Vernetzung“ ist die gesamte Offshore-Leistung, wie im Ausgangsszenario, radial in der deutschen Gebotszone angeschlossen und es werden zusätzlich (parallele) Interkonnektoren angenommen. Durch die erhöhten Handelskapazitäten, die in zusätzlichen Einspeisungen im Norden Deutschland (Importe) resultieren können, steigt das Redispatchvolumen gegenüber Ausgangsszenario leicht um 0,5 TWh auf insgesamt 14,8 TWh an.

4.2.2 Variante "52,5 GW Offshore" und "Niedrige VLS"

Abbildung 4-5 zeigt die erforderlichen Redispatchvolumen der Varianten „52,5 GW Offshore“ und „Niedrige VLS“ des ersten Vergleichsszenarios im Vergleich zu der jeweils entsprechenden Variante im Ausgangsszenario. Wie auch in der Variante „70 GW Offshore“ wird ein Teil der installierten Offshore-Leistung in Offshore-Hubs und somit in eigenen Gebotszonen (OBZ) verortet. In der Variante „52,5 GW Offshore“ sind in Deutschland insgesamt 20 GW der Offshore-Leistung in Nordsee-Hubs angeschlossen, während in der Variante „Niedrige VLS“ (entsprechend der Variante „70 GW Offshore“) 26 GW der Offshore-Leistung hybrid angebunden sind. Die Austausch der Offshore-Hubs mit der deutschen Gebotszone unterliegen auch in diesen beiden Varianten den Netzrestriktionen im FBMC. Somit steigt in beiden Varianten die marktbedingte EE-Abregelung um 4,7 TWh bzw. um 2,3 TWh an. Im Gegenzug sinkt hierdurch in beiden Varianten das Redispatchvolumen deutlich auf 2,7 TWh in der Variante „52,5 GW Offshore“ und auf 4,0 TWh in der Variante „Niedrige VLS“.

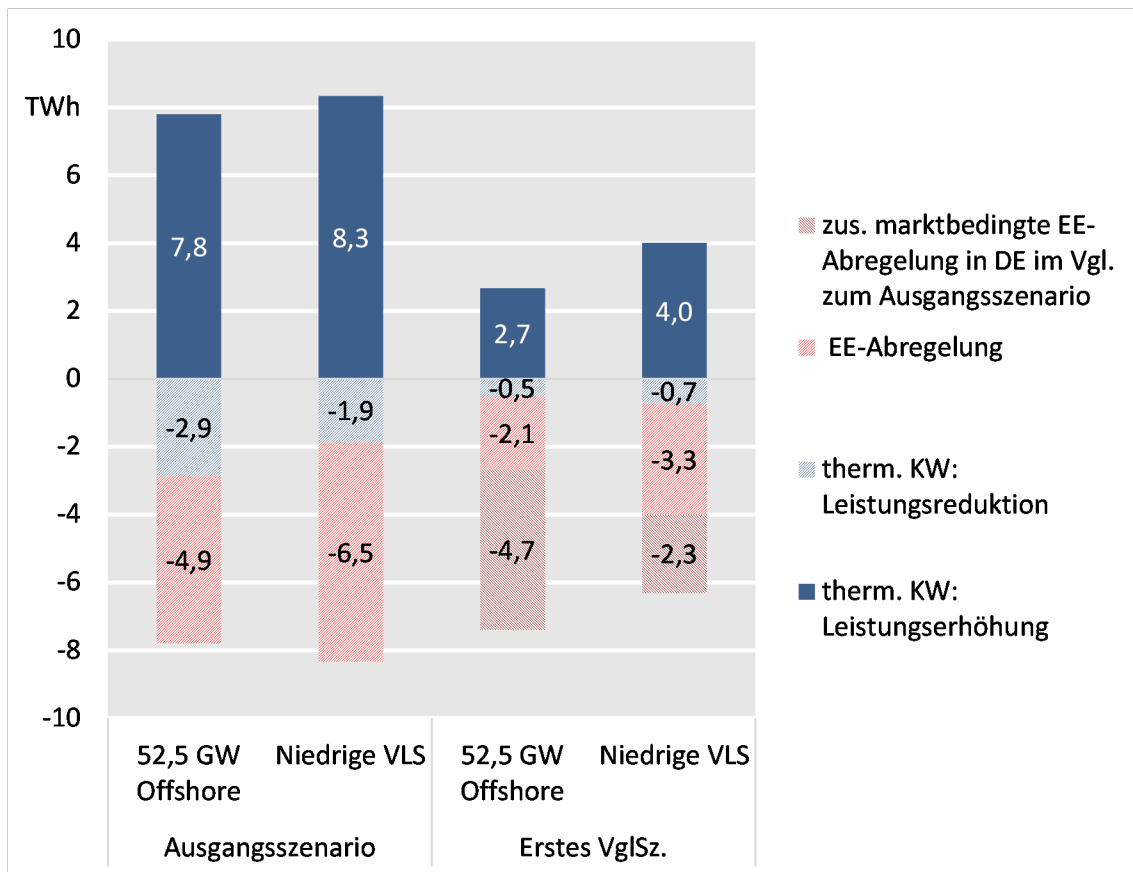


Abbildung 4-5: Redispatchvolumen der Varianten „52,5 GW Offshore“ und „Niedrige VLS“ des ersten Vergleichsszenarios im Vergleich zum Ausgangsszenarios

4.3 Zweites Vergleichsszenario

In diesem Abschnitt wird gezeigt, wie sich eine Erhöhung der Elektrolyseurskapazität in Deutschland auf die Engpässe im deutschen Übertragungsnetz und damit auf die erforderlichen Redispatchbedarfe auswirkt. Hierzu werden die Ergebnisse der Netzbetriebssimulation des zweiten Vergleichsszenarios mit denen des Ausgangsszenarios verglichen. Zunächst wird ein Vergleich der Varianten „Elektrolyse auf See“ und „Elektrolyse an Land“ vorgenommen. Anschließend erfolgt die Einordnung der Variante „Niedrige VLS“ (siehe auch Übersicht über betrachtete Varianten in Abschnitt 2.6)

4.3.1 Variante „Elektrolyse auf See“ und „Elektrolyse an Land“

Die Ergebnisse der Varianten „Elektrolyse auf See“ und „Elektrolyse an Land“ sind im Vergleich zum Ausgangsszenario in Abbildung 4-6 dargestellt. Es zeigt sich, dass die zusätzlichen Elektrolysekapazitäten unabhängig von der Annahme zu ihrer Platzierung auf See oder an Land die Redispatchbedarfe deutlich reduzieren können. In der Variante „Elektrolyse an Land“ reduzieren sich die Redispatchbedarfe auf 8,2 TWh und fallen damit knapp 40 % geringer als die Bedarfe im Ausgangsszenario aus. In der Variante „Elektrolyse auf See“, in der von den zusätzlichen 17,5 GW Elektrolyseleistung 10 GW auf See verortet werden, reduzieren sich die Bedarfe sogar noch weiter auf 4,3 TWh (minus 10 TWh oder 70 % gegenüber Ausgangsszenario). Grund hierfür ist insbesondere die Annahme, dass in dieser Variante Offshore-Windparks mit einer installierten Leistung von 12 GW direkt den Elektrolyseuren zugeordnet sind und keine Anbindung dieser Windparks an das Stromnetz erfolgt (sondern per Elektrolyse an eine Wasserstoff-Pipeline). Dadurch verringern sich die Netzbelastungen auch gegenüber der Variante „Elektrolyse an Land“ deutlich.

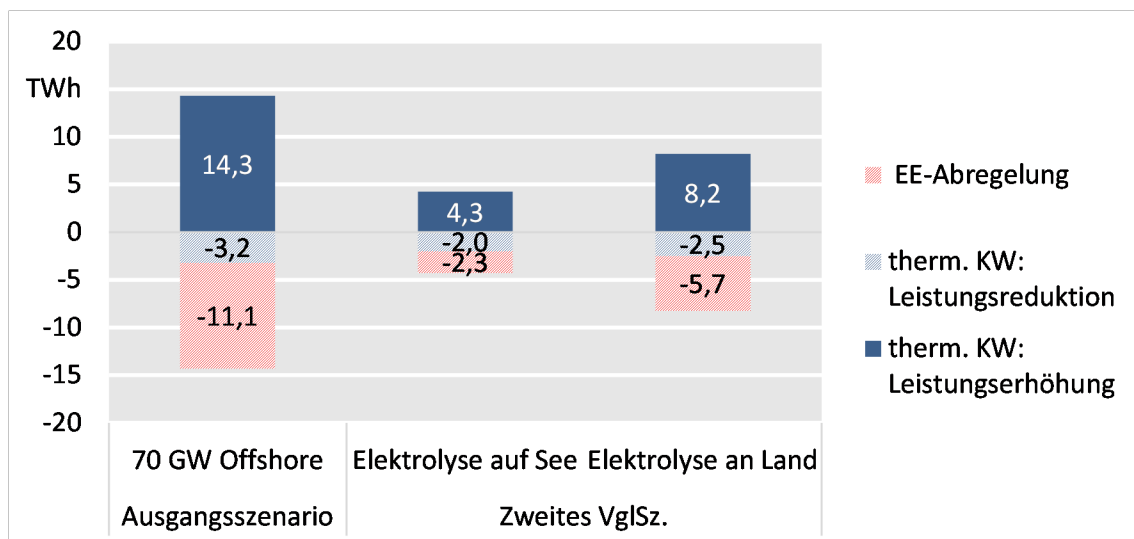


Abbildung 4-6: Redispatchvolumen der Varianten „Elektrolyse auf See“ und „Elektrolyse an Land“ im Vergleich zur Variante „70 GW Offshore“ des Ausgangsszenarios

Abbildung 4-7 zeigt die räumliche Verteilung von Engpässen und Redispatchvolumen im deutschen Übertragungsnetz der Varianten „Elektrolyse auf See“ und „Elektrolyse an Land“ im Vergleich zur Variante „70 GW Offshore“ des Ausgangsszenarios. In beiden Varianten des zweiten Vergleichsszenarios verbleiben EE-Abregelungen insbesondere an den Netzanschlusspunkten der Offshore-Windenergieanlagen. Das Herunterfahren von thermischen Kraftwerken findet überwiegend in Belgien (aus Darstellungsgründen außerhalb der hier gezeigten Kartenausschnitte) statt.

In der Variante „Elektrolyseure auf See“ müssen ca. 12 GW weniger Leistung von Offshore-Windenergieanlagen bzw. 50 TWh weniger Offshore-Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz integriert werden. Zusätzlich erhöht sich auch die Verbraucherleistung durch zusätzliche 7,5 GW Elektrolyseure an Land. Die resultierende zusätzliche Nachfrage in Höhe von ca. 20 TWh ist insbesondere im Norden Deutschlands angesiedelt, da die Verteilung der zusätzlichen Leistung der Elektrolyseure proportional zur installierten Elektrolyse-Leistung des Ausgangsszenarios angenommen wird. Die geringere Einspeisung aus Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland und die höhere Stromnachfrage der Elektrolyseure an Land wird durch zusätzliche Importe und eine höhere Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken gedeckt. Dieser Effekt wirkt sich insgesamt entlastend für die Nord-Süd- und West-Ost-Engpässe im Übertragungsnetz aus.

Im Vergleich zum Ausgangsszenario sind in der Variante „Elektrolyse an Land“ in Deutschland zusätzlich 17,5 GW Elektrolyseure an Land installiert. Deren Verteilung entspricht analog zur Variante „Elektrolyseure auf See“ der Verteilung der installierten Elektrolyse-Leistung im Ausgangsszenario. Die zusätzliche Stromnachfrage der Elektrolyseure wird auch hier überwiegend durch zusätzliche Importe gedeckt, wodurch Nord-Süd und West-Ost Engpässe entlastet werden. Zwar korreliert der Einsatz der Onshore-Elektrolyseure durch einen marktorientierten Einsatz grundsätzlich mit den Zeitpunkten einer hohen Offshore-Einspeisung, dennoch ist das Redispatchvolumen um ca. 4 TWh höher als in der Variante „Elektrolyse auf See“. Grund dafür ist, dass die Elektrolyseure auf See annahmehingehend die vollständige Einspeisung der angeschlossenen Offshore-Windparks (mit Ausnahme der „überbauten“ Leistung, siehe Variantenbeschreibung in Abschnitt 2.6) aufnehmen und damit höhere Volllaststunden aufweisen als die Elektrolyseure an Land.

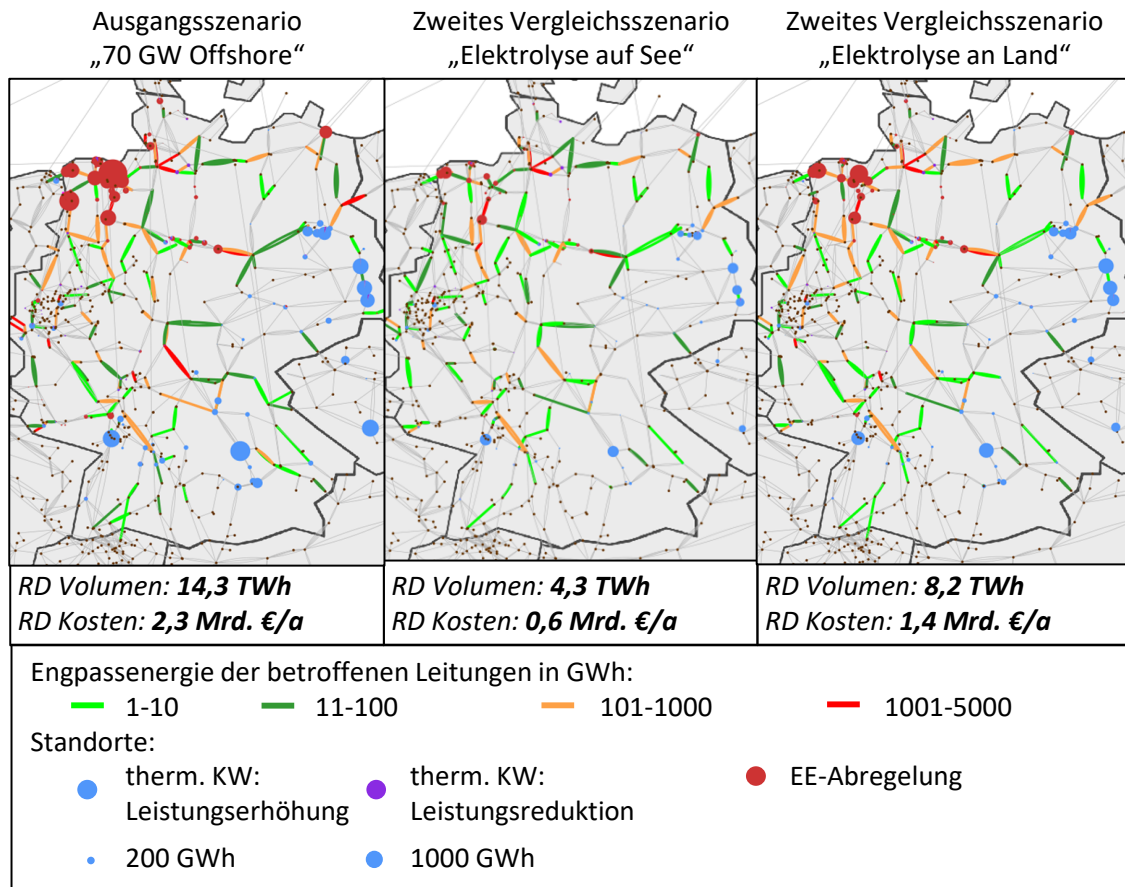


Abbildung 4-7: Räumliche Verteilung von Engpässen und Redispatchvolumen im deutschen Übertragungsnetz der Varianten „Elektrolyse auf See“ und „Elektrolyse an Land“ im Vergleich zur Variante „70 GW Offshore“ des Ausgangsszenarios

4.3.2 Variante „Niedrige VLS“ im Vergleich zum Ausgangsszenario

Abbildung 4-8 stellt die Redispatchvolumen der Variante „Niedrige VLS“ des zweiten Vergleichsszenarios im Vergleich zur Variante „Niedrige VLS“ des Ausgangsszenarios. Zur weiteren Einordnung ist in dieser Abbildung auch das bereits in Abschnitt 4.3.1 gezeigte Ergebnis der Variante „Elektrolyse an Land“ aufgenommen, auf dem die Variante „Niedrige VLS“ im zweiten Vergleichsszenario beruht. Es ist zunächst zu erkennen, dass geringere Volllaststunden der Offshore-Windenergieanlagen im Ausgangsszenario (linke Säule) und die zusätzlichen 17,5 GW Elektrolyseure an Land im zweiten Vergleichsszenario (mittlere Säule) das Redispatchvolumen im Vergleich zur Variante „70 GW Offshore“ des Ausgangsszenario (Abschnitt 4.1.1) in derselben Höhe (ca. 6 TWh) reduzieren können. Durch die Kombination von geringeren Volllaststunden und einer gleichzeitig höheren Leistung an Elektrolyseuren an Land im zweiten Vergleichsszenario (rechte Säule) sinkt das Redispatchvolumen weiter, jedoch verhältnismäßig schwächer, um ca. 1 TWh auf 7,2 TWh.

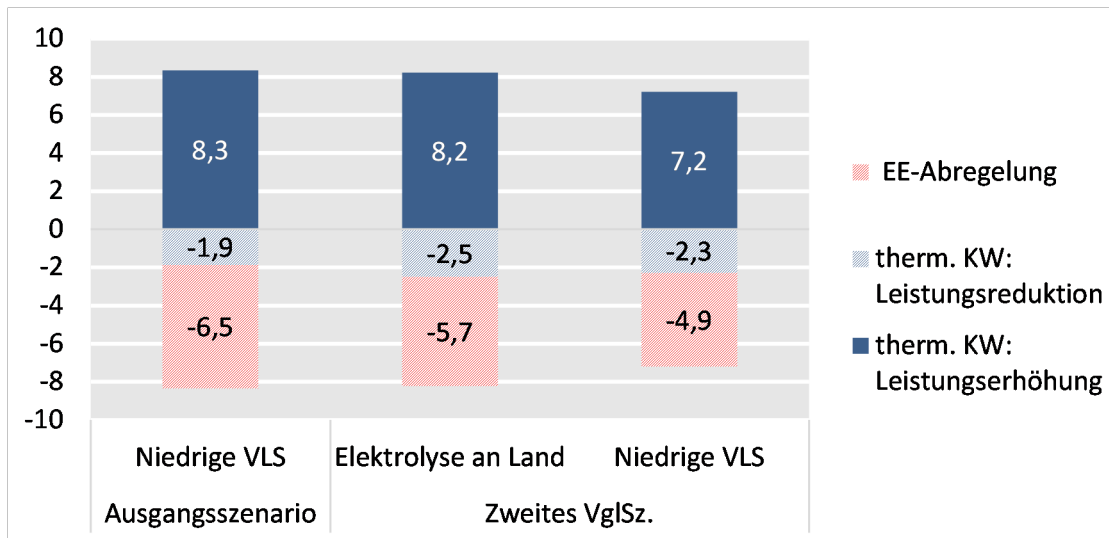


Abbildung 4-8: Redispatchvolumen der Varianten „Elektrolyse an Land“ und „Niedrige VLS“ im Vergleich zur Variante „Niedrige VLS“ des Ausgangsszenarios

Abbildung 4-9 zeigt die räumliche Verteilung von Engpässen und Redispatchvolumen im deutschen Übertragungsnetz in den Varianten „Elektrolyse an Land“ und „Niedrige VLS“ im Vergleich zur Variante „Niedrige VLS“ des Ausgangsszenarios.

In allen drei gezeigten Varianten werden an denselben Standorten Redispatchpotenziale genutzt. Die Ergebnisse unterscheiden sich jedoch in der Höhe des erforderlichen Redispatchvolumens an einzelnen Standorten. Im Vergleich der Varianten „Elektrolyse an Land“ des zweiten Vergleichsszenarios und „Niedrige VLS“ des Ausgangsszenarios ist zu erkennen, dass eine geringere Einspeisung von Offshore-Windenergie aufgrund der geringeren VLS einen vergleichbaren Effekt zu im Norden Deutschlands allokierten höheren Elektrolyseurs-Kapazitäten hat. Durch eine Kombination der beiden Varianten („Niedrige VLS“ im zweiten Vergleichsszenario) kann das Redispatchvolumen wie bereits in Abbildung 4-8 gezeigt, weiter gesenkt werden. Die Redispatchkosten sinken analog von 1,4 Mrd. EUR/a in den Varianten „Elektrolyse an Land“ des zweiten Vergleichsszenarios und „Niedrige VLS“ des Ausgangsszenarios auf 1,2 Mrd. EUR/a in der Variante „Niedrige VLS“ des zweiten Vergleichsszenarios.

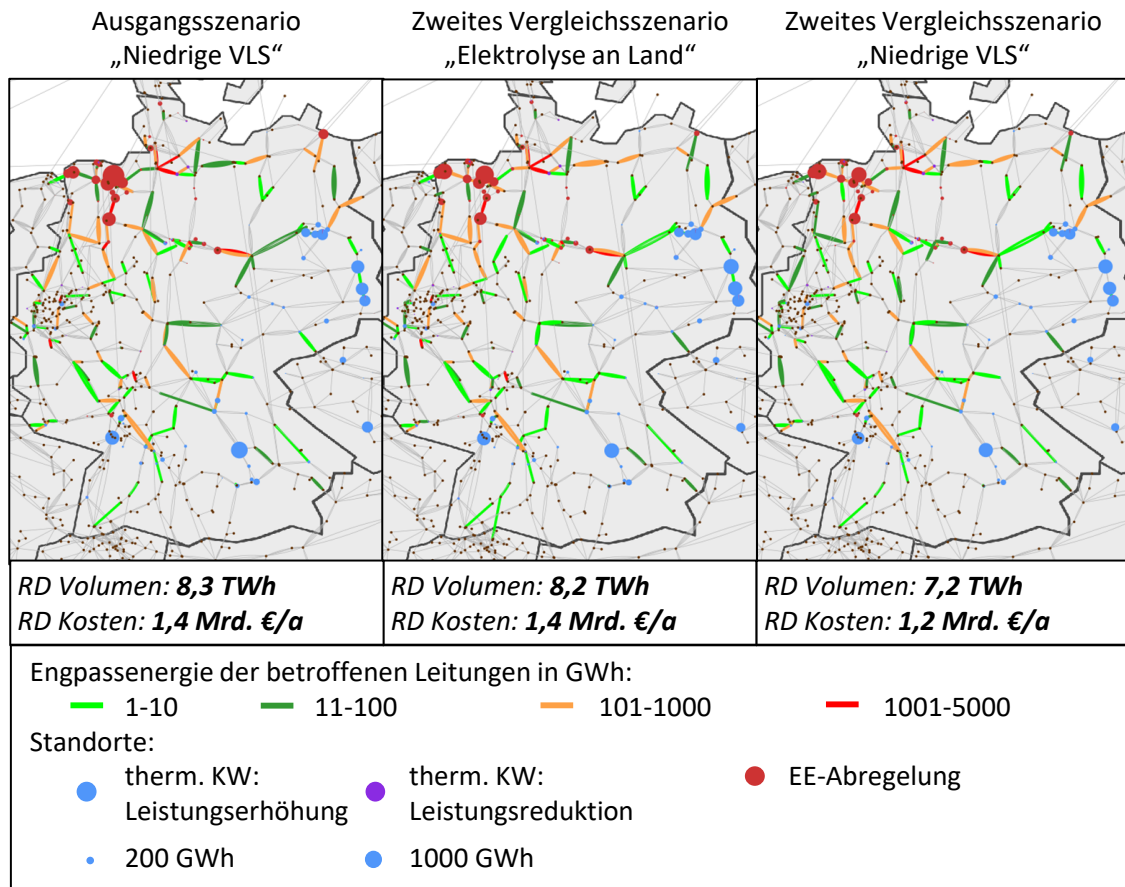


Abbildung 4-9: Räumliche Verteilung von Engpässen und Redispatchvolumen im deutschen Übertragungsnetz der Varianten „Elektrolyse an Land“ und „Niedrige VLS“ im Vergleich zur Variante „Niedrige VLS“ des Ausgangsszenarios

4.4 Sensitivität netzorientierter Einsatz von Elektrolyseuren

Ein netzorientierter Einsatz von Elektrolyseuren in der Netzbetriebssimulation bietet zusätzliches Redispatchpotenzial und erhöht damit die Flexibilität im Einspeisemanagement. Neben einer Senkung der Elektrolyseurnachfrage als Alternative zum Hochfahren thermischer Kraftwerke (und dadurch etwaige Kosteneinsparungen) kommt dabei auch eine Lasterhöhung durch die Elektrolyseure in Frage, wodurch potenziell die Notwendigkeit für EE-Abregelungen verringert werden kann. Bei den folgenden Betrachtungen wird die aus dem Marktmodell resultierende Verfügbarkeit der Elektrolyseurkapazitäten berücksichtigt. Im Vergleich der Ergebnisse mit und ohne netzorientierten Einsatz der Elektrolyseure bleiben die Marktergebnisse der jeweils betrachteten Variante unverändert.

4.4.1 Variante „70 GW Offshore“ im Ausgangsszenario

Abbildung 4-10 zeigt die Ergebnisse der Variante „70 GW Offshore“ des Ausgangsszenarios im Vergleich mit und ohne Elektrolyseureinsatz im Redispatch.

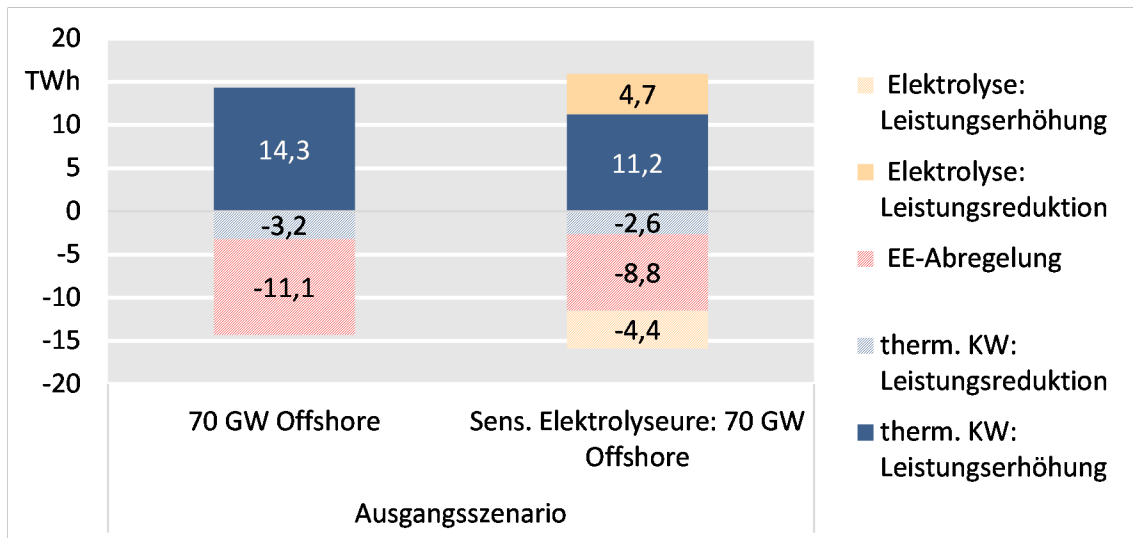


Abbildung 4-10: Redispatchvolumen der Varianten „70 GW Offshore“ und „Sens. Elektrolyseure: 70 GW Offshore“ des Ausgangsszenarios im Vergleich

Das Redispatchvolumen steigt durch den netzorientierten Einsatz der Elektrolyseure von 14,3 TWh auf 15,9 TWh (Leistungserhöhung der Einspeisung von thermischen Kraftwerken und Leistungsverringerung der Nachfrage von Elektrolyseuren) leicht an. Jedoch kann hierdurch die erforderliche EE-Abregelung um 2,3 TWh verringert werden. Im Redispatch wird eine Lasterhöhung von Elektrolyseuren einer EE-Abregelung vorgezogen. Somit werden auch Elektrolyseure mit einer geringeren Wirkung zur Behebung von Engpässen eingesetzt und das Redispatchvolumen steigt an.

In Abbildung 4-11 ist die räumliche Verteilung von Engpässen und Redispatchvolumen im deutschen Übertragungsnetz der Varianten „70 GW Offshore“ des Ausgangsszenarios im Vergleich zur Sensitivität Elektrolyseure im Redispatch für dieselbe Variante dargestellt. Für die räumliche Allokation der Elektrolyseure sei auf Abschnitt 2.4 verwiesen.

Das negative und positive Redispatchpotenzial der Elektrolyseure wird durch den im Markt bestimmten Einsatz und deren Leistungsgrenzen festgelegt. Lasterhöhungen der Elektrolyseure finden (als Alternative zu Abregelungen) überwiegend an den Netzanschlusspunkten der Offshore-Windenergieanlagen statt. Das Potenzial zur Lasterhöhung der Elektrolyseure reicht in vielen Netznutzungsfällen jedoch nicht aus, um EE-Abregelungen vollständig zu verhindern und es erfolgen weiterhin 8,8 TWh EE-Abregelungen (siehe auch Abbildung 4-10). Resultiert aus dem Marktmodell zu einem Zeitpunkt eine Nachfrage der Elektrolyseure, kann im Redispatch eine Lastsenkung vorgenommen werden, die das Hochfahren von thermischen Kraftwerken vermeiden kann. Dieses Verhalten ist aufgrund der West-Ost Engpässe überwiegend in Ostdeutschland (am Ende des Engpasses) zu beobachten. Durch den Einsatz der Elektrolyseure bzw. durch deren Leistungsreduktion kann der Bedarf für das Hochfahren thermischer Kraftwerke um 3,1 TWh verringert werden.

Durch den Einsatz der Elektrolyseure im Redispatch verringert sich die Strommenge, die zur Wasserstoffherzeugung eingesetzt wird, um insgesamt 0,3 TWh (vergleiche Lasterhöhung und Lastsenkung der Elektrolyseure in Abbildung 4-10). Es wird angenommen, dass hieraus ein höherer Wasserstoff-Import resultiert. Die dadurch entstehenden Kosten sind in den angegebenen Redispatchkosten mit einer pauschalen Abschätzung für die Wasserstoff-Importkosten berücksichtig.

sichtigt (weitere Informationen hierzu können dem detaillierten Kostenvergleich in Abschnitt 5.1 entnommen werden). Dennoch sinken die Kosten des Redispatches durch den Einsatz der Elektrolyseure von 2,3 Mrd. EUR/a auf 1,9 Mrd. EUR/a.

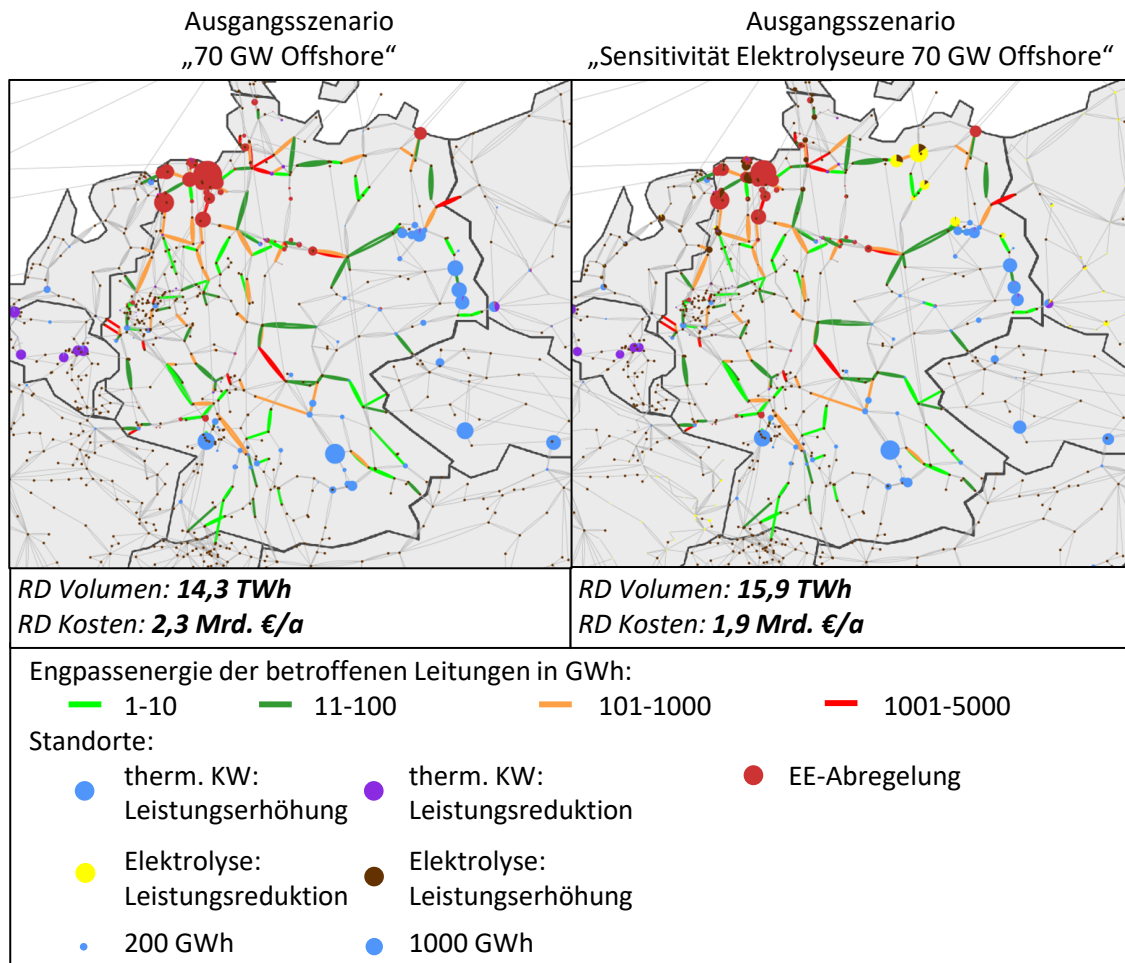


Abbildung 4-11: Räumliche Verteilung von Engpässen und Redispatchvolumen im deutschen Übertragungsnetz der Varianten „70 GW Offshore“ und „Sens. Elektrolyseure: 70 GW Offshore“ des Ausgangsszenarios im Vergleich

4.4.2 Variante „70 GW Offshore“ im ersten Vergleichsszenario

In Abbildung 4-12 sind die Redispatchvolumen der Variante „70 GW Offshore“ des ersten Vergleichsszenarios mit und ohne Berücksichtigung eines flexiblen Einsatzes der Elektrolyseure im Redispatch dargestellt. Es ist zu erkennen, dass das Redispatchvolumen von 4,5 TWh (ohne netzorientierten Einsatz) auf in Summe ca. 5 TWh (thermische Kraftwerke und Elektrolyse) ansteigt. Allerdings fällt der Bedarf für eine Leistungserhöhung der thermischen Kraftwerke in der Variante mit netzorientiertem Einsatz um 1,1 TWh geringer aus. Durch die Berücksichtigung von Elektrolyseuren im Redispatch kann zusätzlich ca. 1,6 TWh Windstrom im Vergleich zur Variante „70 GW Offshore“ des ersten Vergleichsszenarios in das deutsche Übertragungsnetz integriert werden (geringere Abregelung). Hierfür wird im Redispatch die Stromnachfrage der Elektrolyseure um 2,5 TWh erhöht, während im Gegenzug die Stromnachfrage der Elektrolyseure um insgesamt 1,6 TWh verringert wird oder thermische Kraftwerke ihre Erzeugung erhöhen. Hierdurch ergibt sich in Summe eine um 0,9 TWh höhere Stromnachfrage zur Herstellung von Wasserstoff. Die Redispatchkosten inklusive der eingesparten Wasserstoffimporte sinken dabei von 0,8 Mrd. EUR/a auf 0,4 Mrd. EUR/a. Die räumliche Verteilung des Redispatchvolumens der

Elektrolyseure im deutschen Übertragungsnetz ist wie in der Variante „70 GW Offshore“ des Ausgangsszenarios durch West-Ost Engpässe geprägt. Bei Nord-Süd Engpässen bestehen aufgrund der geringen Elektrolyseurs-Leistungen im Süden Deutschlands, kaum positive Redispatchpotenziale durch Elektrolyseure südlich der Engpässe.

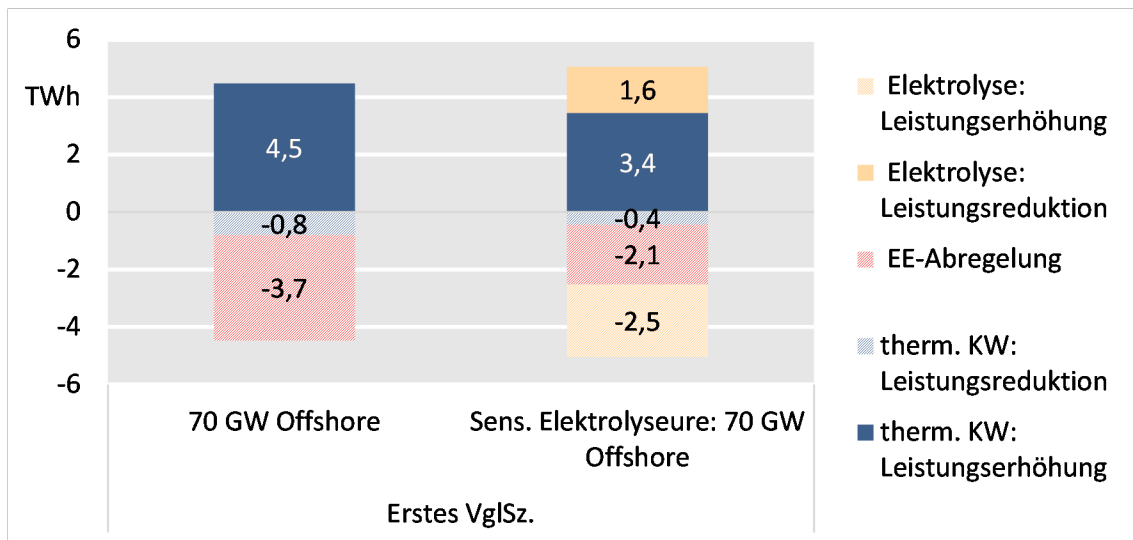


Abbildung 4-12: Redispatchvolumen der Sensitivität Elektrolyseure der Variante „70 GW Offshore“ im Vergleich zur Variante „70 GW Offshore“

4.4.3 Variante „Elektrolyseure auf See“ im zweiten Vergleichsszenario

In Abbildung 4-13 sind die Redispatchvolumen der Variante „Elektrolyseure auf See“ des zweiten Vergleichsszenarios mit und ohne Berücksichtigung eines flexiblen Einsatzes der Elektrolyseure im Redispatch dargestellt.

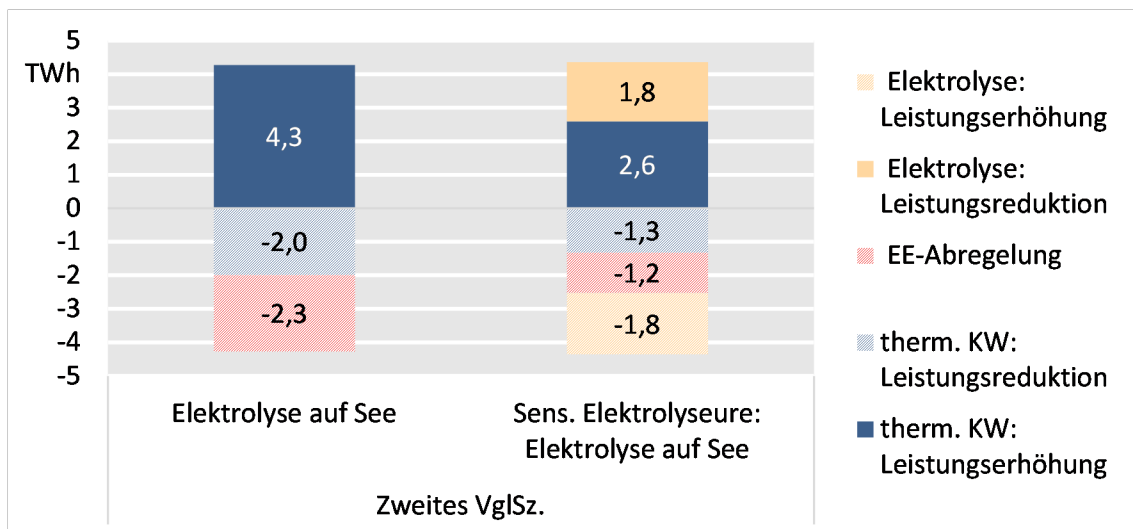


Abbildung 4-13: Redispatchvolumen der Sensitivität Elektrolyseure der Variante „Elektrolyseure auf See“ im Vergleich zur Variante „Elektrolyseure auf See“

Es ist zu erkennen, dass das Redispatchvolumen leicht von 4,3 TWh (ohne netzorientierten Einsatz) auf in Summe 4,4 TWh (thermische Kraftwerke und Elektrolyse) ansteigt. Allerdings fällt der Bedarf für eine Leistungserhöhung der thermischen Kraftwerke in der Variante mit netzorientiertem Einsatz um 1,7 TWh deutlich geringer aus. Durch die Berücksichtigung von Elektrolyse-

seuren im Redispatch kann zusätzlich ca. 1,1 TWh Windstrom im Vergleich zur Variante „Elektrolyse auf See“ des zweiten Vergleichsszenarios in das deutsche Übertragungsnetz integriert werden (geringere Abregelung). Hierfür wird im Redispatch die Stromnachfrage der Elektrolyseure um 1,8 TWh erhöht, während an anderen Standorten oder zu anderen Zeitpunkten die Stromnachfrage der Elektrolyseure um ebenfalls 1,8 TWh verringert wird. Die Redispatchkosten sinken dabei von 0,6 Mrd. EUR/a auf 0,3 Mrd. EUR/a. Die räumliche Verteilung des Redispatchvolumens der Elektrolyseure im deutschen Übertragungsnetz ist wie in der Variante „70 GW Offshore“ des Ausgangsszenarios durch West-Ost Engpässe geprägt. Bei Nord-Süd Engpässen bestehen aufgrund der geringen Elektrolyseurs-Leistungen im Süden Deutschlands kaum positive Redispatchpotenziale durch Elektrolyseure südlich der Engpässe.

4.4.4 Variante „Elektrolyseure an Land“ im zweiten Vergleichsszenario

Der Vergleich der Redispatchvolumen mit und ohne netzorientierten Einsatz der Elektrolyseure der Variante „Elektrolyse an Land“ des zweiten Vergleichsszenarios ist in Abbildung 4-14 dargestellt.

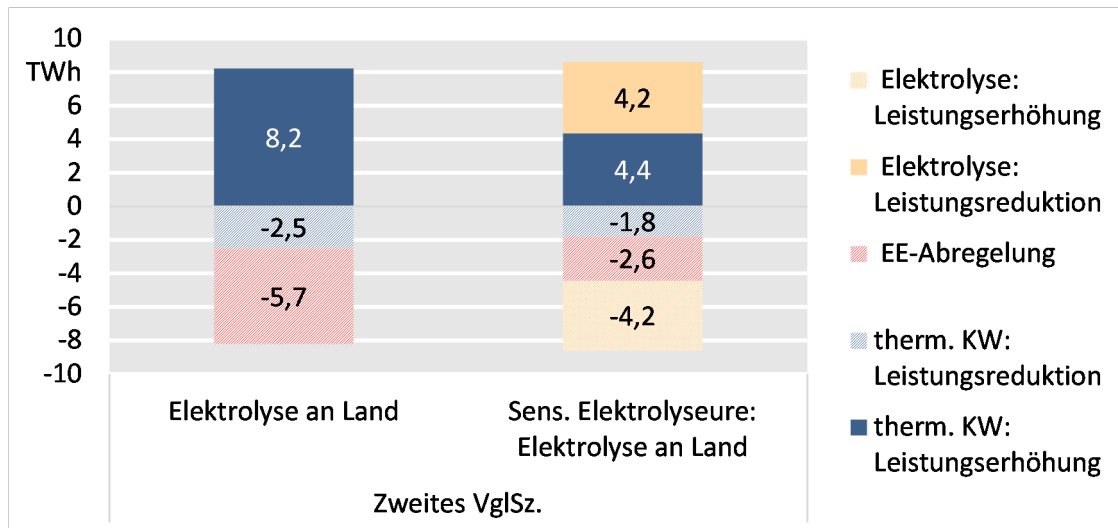


Abbildung 4-14: Redispatchvolumen der Sensitivität Elektrolyseure der Variante „Elektrolyse an Land“ im Vergleich zur Variante „Elektrolyse an Land“

In dieser Variante ist im Vergleich aller Varianten die höchste Elektrolyseurs-Kapazität an das deutsche Übertragungsnetz angeschlossen. Folglich ergeben sich im Vergleich zu den bisher gezeigten Varianten der Sensitivität die höchsten Potenziale eines flexiblen Einsatzes der Elektrolyseure im Redispatch. Auch hier steigt das insgesamt erforderliche Redispatchvolumen leicht von 8,2 TWh (ohne netzorientierten Einsatz) auf 8,6 TWh (thermische Kraftwerke und Elektrolyseure) an. Allerdings fällt der Bedarf für eine Leistungserhöhung der thermischen Kraftwerke in der Variante mit netzorientiertem Einsatz um 3,8 TWh deutlich geringer aus. Das Volumen der Lasterhöhung der Elektrolyseure beträgt (ebenso wie die durchgeführten Lastsenkungen) 4,2 TWh. Hierdurch können EE-Abregelungen in einem Umfang von 3,1 TWh und das Herunterfahren thermischer Kraftwerke in Höhe von 0,7 TWh vermieden werden. Die Redispatchkosten sinken von 1,4 Mrd. EUR/a auf 0,6 Mrd. EUR/a. Wie auch in den Sensitivitäten der Variante „70 GW Offshore“ des Ausgangsszenarios und der Variante „Elektrolyse auf See“ des zweiten Vergleichsszenarios, ergeben durch die Berücksichtigung der Elektrolyseure im Redispatch eine analoge räumliche Verteilung der Redispatchvolumen (siehe Abbildung 4-11).

5 Bewertung und Handlungsempfehlungen

In diesem Kapitel wird auf Basis der bis hier gezeigten Ergebnisse der betrachteten Szenariovarianten und Sensitivitäten eine umfassende und multikriterielle Bewertung (Abschnitt 5.1) der in den drei Szenarien „Ausgangsszenario“, „Erstes Vergleichsszenario“ und „zweites Vergleichsszenario“ betrachteten Offshore-Netzkonzepte vorgenommen. Anschließend werden in Abschnitt 5.2 unter Berücksichtigung der Erkenntnisse der Bewertung konkrete Handlungsempfehlungen und Hinweise, welche Schritte zum Verfolgen der unterschiedlichen Entwicklungsrichtungen notwendig und sinnvoll erscheinen, abgeleitet.

5.1 Bewertung der Szenariovarianten und Sensitivitäten

Zur Bewertung der Szenariovarianten und Sensitivitäten werden diese anhand verschiedener Bewertungskriterien miteinander verglichen. Dazu wird zwischen den folgenden Themenbereichen unterschieden, um die Unterschiede zwischen den Szenarien und etwaige Nutzen oder Hindernisse einzuordnen:

- Kostendifferenzen
- Beiträge zur Umsetzung der Energiewende und zum Klimaschutz
- Betrieb des Offshore-Netzes
- Nutzen durch SDL aus Offshore-Netzanlagen
- Auswirkungen auf Flächenbedarfe und Raumplanung
- Zukunftsfähigkeit
- Versorgungssicherheit
- Koordinationsaufwand und Umsetzbarkeit

Kostendifferenzen

Bei der Interpretation der nachfolgenden Ergebnisse ist zu beachten, dass für die Bewertung der Kosten, vor allem mit Blick auf das Energieversorgungssystem 2040 Unsicherheiten bezüglich einiger Parameter bestehen, die durch geeignete Abschätzungen und Annahmen gefüllt werden müssen, um einen Vergleich vornehmen zu können. Hohe Unsicherheiten finden sich insbesondere bei der Abschätzung der Importkosten für grünen Wasserstoff. Daher wird an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass die hier ausgewiesenen Kostendifferenzen eine grundsätzliche Einordnung für die Unterschiede zwischen den Szenarien und Varianten ermöglichen, jedoch keinesfalls als sich in der Realität im Jahr 2040 tatsächlich einstellende Kostenunterschiede zu verstehen sind.

In diesem Abschnitt werden die für die untersuchten Szenarien und Varianten ausgewerteten Kostendifferenzen der Positionen „Stromnachfragedeckung“, „Stromnetzinfrastruktur Offshore“, „Engpassmanagement im Stromnetz“, „Wasserstoffinfrastruktur“ und „Wasserstoffnachfragedeckung“ dargestellt. Verglichen werden dabei jeweils eine Variante und die sich ergebenden Kostendifferenzen zwischen den Szenarien, für die diese Variante betrachtet wurde, und die direkt auf die Unterschiede zwischen den betrachteten Offshore-Netzkonzepten zurückzuführen sind. Ein Überblick über alle betrachteten Szenarien und Varianten kann Tabelle 2-3 in Abschnitt 2.6 entnommen werden. Als Referenz in den Tabellen wird dabei das Ausgangsszenario in der betrachteten Variante verwendet, so dass die Kostendifferenzen sich jeweils auf dieses Szenario beziehen (und entsprechend in der ersten Spalte für das Ausgangsszenario mit 0 EUR/a angegeben sind). Die angegebenen Kosten stellen jährliche (ggf. annualisierte) Kosten dar.

Um die Vorgehensweise für die Ermittlung von Kostendifferenzen transparent darzustellen, werden die getroffenen Annahmen nachfolgend kurz dargestellt. Weitere Einordnungen zu den jeweils ausgewiesenen Unterschieden werden auch bei den daraus etwaig abgeleiteten Erkenntnissen gegeben.

Erläuterung zu der nachfolgenden Kostenauswertung und den getroffenen Annahmen

Zum Vergleich für die Kosten der „**Stromnachfragedeckung**“ werden die Differenzen zwischen den Summen der variablen Kosten zur Deckung der Stromnachfrage im gesamten betrachteten Modellbereich ausgewiesen. Dazu wurden die variablen Einsatzkosten je Stunde für sämtliche Erzeugungs- und nachfrageseitigen Flexibilitätstechnologien aus den Simulationsläufen ausgewertet. Aufgrund des in diesem Projekt gewählten Modellierungsansatzes sind bei allen Strommarktsimulationsrechnungen sämtliche Kapazitäten für das modellierte Zieljahr 2040 gesetzt (siehe Abschnitt 2.4), d. h. es findet keine Optimierung und Anpassung der Kapazitäten durch etwaige Investitionen oder Stilllegungen statt. Vor diesem Hintergrund fließen somit weder jährlich fixe Betriebs- und Wartungskosten noch Investitionskosten in die Auswertung der Kosten der Stromnachfragedeckung ein. Bei einer optimalen Anpassung auch der Kapazitäten an das jeweilige Szenario könnten sich somit geringere Kostendifferenzen ergeben als hier ausgewiesen.

Für die „**Stromnetzinfrastruktur Offshore**“ ergeben sich die Differenzen zum einen aus den Kostenschätzungen für die zusätzliche Vernetzung (Interkonnektoren im ersten Vergleichsszenario) und zum anderen aus der reduzierten Anbindung von Offshore-Windparks im zweiten Vergleichsszenario. Für die Bewertung der Interkonnektoren werden geschätzte Längen für die entsprechenden Interkonnektor-Verbindungen (auf Basis der Lage der betrachteten Windparks und Hubs) sowie spezifische Kostenansätze in Anlehnung an den Netzentwicklungsplan 2035 (2021) verwendet. Zusätzlich werden an allen relevanten Einspeisungs- und Entnahmepunkten für das vollständig vermaschte und durchverbundene Offshore-Netz Konverterstationen unterstellt. Als spezifische Investitionskosten für Stromnetzinfrastruktur Offshore werden in dieser Studie 4,0 Mio. EUR pro Kilometer je 2-GW-System verwendet. HGÜ-Konverter werden mit 750 Mio. EUR pro GW (2 Stationen) bewertet. Zur Ermittlung von jährlichen Kosten, die in den Kostentabellen aufgeführt sind, werden die Investitionen unter Annahme einer Nutzungsdauer von 50 Jahren und einem Zinssatz i. H. v. 7 % annualisiert. Zusätzlich werden Betriebskosten mit 0,1 % der Investitionskosten angenommen.

Im zweiten Vergleichsszenario werden in der Variante Elektrolyse auf See 12 GW der Offshore-Windparks nicht an das Stromsystem angeschlossen, sondern der über Elektrolyseure produzierte Wasserstoff wird über eine Pipeline (Annahme: Pipeline mit einem Durchmesser von 48 Zoll kann gesamte Wasserstoffproduktion der Elektrolyseure (10 GW_{el}) abtransportieren, zusätzlich ist 36 MW Kompressor-Leistung erforderlich). Die Kosteneinsparung für die reduzierte Stromnetzinfrastruktur Offshore wird ebenfalls mithilfe der o. g. Annahmen bewertet. Die Kosten der Pipeline werden in den folgenden Tabellen in der Zeile „**Wasserstoffinfrastruktur**“ dargestellt. Für die Bewertung der Wasserstoffinfrastruktur werden in dieser Studie spezifische Investitionskosten von 2,75 Mio. EUR pro Kilometer Pipeline zzgl. 25 % Aufschlag, da es sich um eine Offshore-Pipeline handelt (also insgesamt ca. 3,44 Mio. EUR pro Kilometer), angenommen.

Die Kosten für einen Kompressor-Neubau werden mit 3,4 Mio. EUR pro MW beziffert.³⁵ Zur Ermittlung von jährlichen Kosten werden die Investitionskosten unter Annahme einer Nutzungsdauer von 40 Jahren und einem Zinssatz i. H. v. 7 % annualisiert. Zusätzlich werden Betriebskosten mit 5 % der Investitionen angenommen.

Der im zweiten Vergleichsszenario durch die zusätzlich angenommenen Elektrolyseleistungen produzierte Wasserstoff wird für den Kostenvergleich ebenfalls unter der Position „**Wasserstoffnachfragedeckung**“ bewertet. Dafür werden in Anlehnung an entsprechende Studien für das Jahr 2040 geschätzte Importkosten verwendet, die in dieser Studie mit 80 EUR pro MWh beziffert werden.³⁶ Bei der Interpretation dieses Kostenwerts und der darüber abgeleiteten Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass es sich um eine Annahme handelt, die Unsicherheiten unterliegt und daher nur als grobe Orientierung zur Kostenbewertung gelten kann.

Zudem ist bei allen Kostenvergleichen zu berücksichtigen, dass die Kostenunterschiede nicht nur stark von den getroffenen Annahmen zur Systementwicklung abhängig sind, sondern auch lediglich für einen Zeitpunkt (2040) ausgewiesen werden, der zwar eine weit fortgeschrittene, aber noch nicht abgeschlossene Energiewende widerspiegelt.

Des Weiteren erfolgt die Betrachtung von Kostenunterschieden auf Gesamtsystemebene. Aus Sicht einzelner Akteure oder Entitäten können sich dennoch gesamtsystemisch teurere Varianten als vorteilhaft erweisen. Derartige Probleme müssten ggf. z. B. durch grenzüberschreitende Kostenaufteilungsregeln adressiert werden.

Kostendifferenzen Variante "70 GW Offshore"

Zunächst werden in Tabelle 5-1 die Ergebnisse der Szenarien für die Variante „70 GW Offshore“ verglichen und dazu Kostenwirkungen einer höheren Vernetzung (mit und ohne hybride Anbindung) im ersten Vergleichsszenario sowie zusätzlicher Elektrolysekapazitäten (auf See und an Land) im zweiten Vergleichsszenario bewertet.

Anhand der dargestellten Kostendifferenzen lässt sich ableiten, dass sowohl die zusätzliche Vernetzung im ersten Vergleichsszenario (inklusive „Referenz Heimatmarkt“) als auch die zusätzlichen Elektrolysekapazitäten im zweiten Vergleichsszenario gegenüber dem Ausgangsszenario zu Kostensenkungen/Wohlfahrtssteigerungen in gleicher Größenordnung führen können. Demgegenüber ergeben sich für das erste Vergleichsszenario in der Variante „Referenz Vernetzung“ im Vergleich zum Ausgangsszenario höhere Kosten.

³⁵Quelle: Guidehouse (2021) - *European Hydrogen Backbone. Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen*. Brändle, Gregor; Schönfisch, Max; Schulte, Simon (2020), *Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen*, EWI Working Paper No. 20/04.

³⁶ S. vorherige Fußnote; mittlere Importkosten bei Pipelinetransport nach Deutschland aus der MENA-Region sowie Osteuropa.

Kostendifferenz zum Ausgangsszenario „70 GW Offshore“ [Mrd. EUR/a]	Ausgangsszenario	Erstes Vgl.Sz.	Erstes Vgl.Sz. Referenz Heimatmarkt	Erstes Vgl.Sz. Referenz Vernetzung	Zweites Vgl.Sz. Elektrolyse an Land	Zweites Vgl.Sz. Elektrolyse auf See
Stromnachfragedeckung	0	-3,2	-3,6	-3,4	+0,9	+2,0
Stromnetzinfrastruktur Offshore	0	+1,9	+1,9	+4,5	-	-1,0
Engpassmanagement Stromnetz	0	-1,5	-0,3	+0,2	-1,0	-1,7
Wasserstoffinfrastruktur	0	-	-	-	-	+0,1
Wasserstoffnachfragedeckung	0	-	-	-	-2,8	-3,8
Summe Differenz	0	-2,8	-2,0	+1,3	-2,9	-4,4

Tabelle 5-1: Kostenvergleich der relevanten Systemkosten im Szenarienvergleich für Varianten „70 GW Offshore“ (Angaben in Mrd. EUR/a)

Unter den hier getroffenen Annahmen bringt die Vernetzung unter Nutzung hybrider Anbindungen Vorteile gegenüber dem Ausgangsszenario (Einsparung von 2,8 Mrd. EUR/a) und auch gegenüber einer Vernetzung ohne Integration der Offshore-Anbindungen (Zusatzkosten von 1,3 Mrd. EUR/a gegenüber Ausgangsszenario) bietet. Die Unterschiede zwischen den Varianten „70 GW Offshore“ und „Referenz Vernetzung“ des ersten Vergleichsszenarios setzen sich hier insbesondere zusammen aus geringeren Kosten für die Offshore-Stromnetzinfrastruktur (in der Variante „Referenz Vernetzung“ müssten zusätzliche Interkonnektoren parallel zu den Anbindungsleitungen inklusive HGÜ-Konverterstationen errichtet werden) und geringeren Kosten für das Engpassmanagement im Stromnetz, während die Kosten für die Stromnachfragedeckung nahezu gleich sind. Die Unterschiede in den Kosten für das Engpassmanagement lassen sich zum einen durch die zusätzlichen Import- und Exportkapazitäten in der „Referenz Vernetzung“ erklären, die zu Netzengpässen führen können. Zum anderen werden die Netzengpässe im ersten Vergleichsszenario mit hybriden Anbindungen und entsprechenden OBZ auch dadurch verringert, dass die Einspeisung der Offshore-Windenergieanlagen durch die Netzrestriktionen des Flow-Based-Modells begrenzt werden und dies ggf. zu Abregelungen führt, die in einigen Stunden auch die Netzbelastungen verringern. Für die Kosten der Stromnetzinfrastruktur ist zu berücksichtigen, dass die mit vergleichsweise großen Unsicherheiten behaftete Kostenposition „Stromnetzinfrastruktur Offshore“ im ersten Vergleichsszenario erhebliche Auswirkung auf die Vorteilhaftigkeit der Szenarien hat.

Im zweiten Vergleichsszenario führt die zusätzliche Elektrolyse (und damit geringere verfügbare EE-Strommenge für sonstige Stromnachfrage) zu einem Anstieg der Kosten für die Stromnachfragedeckung. Dieser Effekt ist bei Annahme von zusätzlicher Elektrolyse auf See (und damit verringerter im Stromsystem angeschlossener Offshore-Windenergie) stärker, als wenn zusätzliche Elektrolyse nur an Land angenommen wird. Diese Kostenzunahme wird jedoch durch die reduzierten Kosten für die Stromnetzinfrastruktur Offshore und durch geringere Kosten für Engpassmanagement im Stromnetz kompensiert.³⁷ Die größte Kostenänderung für beide dargestellten Varianten des zweiten Vergleichsszenarios ergibt sich bei der Wasserstoffnachfragedeckung

³⁷ Inwieweit und für wie lange dieser Effekt in der Realität relevant ist, hängt u. a. vom erreichbaren oder angestrebten Ausbauzustand des Stromnetzes ab.

(durch zusätzlich produzierte Wasserstoffmengen werden Importkosten verringert). Diese Kostenänderung liegt in etwa in der Größenordnung des gesamten Kostenvorteils der Szenarien, sodass sich hier festhalten lässt, dass die absolute Höhe der Vorteilhaftigkeit maßgeblich von dieser mit Unsicherheiten behafteten Größe abhängt.

Kostendifferenzen Variante "52,5 GW Offshore"

In Tabelle 5-2 ist für die Variante „52,5 GW Offshore“ ein Vergleich der entsprechenden Rechnung für das Ausgangsszenario und das erste Vergleichsszenario dargestellt.

Kostendifferenz zum Ausgangsszenario „52,5 GW Offshore“ [Mrd. EUR/a]	Ausgangsszenario	Erstes Vgl.Sz.
Stromnachfragedeckung	0	-2,5
Stromnetzinfrastruktur Offshore	0	+1,4
Engpassmanagement Stromnetz	0	-0,7
Wasserstoffinfrastruktur	0	-
Wasserstoffnachfragedeckung	0	-
Summe Differenz	0	-2,2

Tabelle 5-2: Kostenvergleich der relevanten Systemkosten im Szenarienvergleich für Variante „52,5 GW Offshore“

Es ist zu erkennen, dass auch in der Variante „52,5 GW Offshore“ eine Vernetzung wie im ersten Vergleichsszenario zu Kostenvorteilen im Gesamtsystem führen kann. Die zusätzlichen Kosten für die Stromnetzinfrastruktur Offshore, die durch die etwas geringere Vernetzung auch niedriger ausfallen als in der Variante „70 GW Offshore“, werden gegenüber dem Ausgangsszenario durch die verringerten Kosten der Stromnachfragedeckung und des Engpassmanagements im Stromnetz überkompensiert, sodass sich insgesamt ein Kostenvorteil durch die Vernetzung ergibt. Diese fällt in absoluter Höhe erwartungsgemäß jedoch etwas geringer aus als in der Variante „70 GW Offshore“.

Kostendifferenzen Variante "Niedrige VLS"

Tabelle 5-3 zeigt die Kostendifferenzen (gegenüber Ausgangsszenario) der Variante „Niedrige VLS“ für das erste Vergleichsszenario sowie das zweite Vergleichsszenario in der Ausprägung Elektrolyse an Land.

Kostendifferenz zum Ausgangsszenario „Niedrige VLS“ [Mrd. EUR/a]	Ausgangsszenario	Erstes Vgl.Sz.	Zweites Vgl.Sz. <i>Elektrolyse an Land</i>
Stromnachfragedeckung	0	-2,4	+0,9
Stromnetzinfrastruktur Offshore	0	+1,9	-
Engpassmanagement Stromnetz	0	-0,7	-0,2
Wasserstoffinfrastruktur	0	-	-
Wasserstoffnachfragedeckung	0	-	-2,8
Summe Differenz	0	-1,2	-2,1

Tabelle 5-3: *Kostenvergleich der relevanten Systemkosten im Szenarienvergleich für Varianten „Niedrige VLS“*

Es ist analog zu der Variante „70 GW Offshore“, die bis auf die höheren VLS der Offshore-Windanlagen sonst dieselbe Parametrierung enthält, zu erkennen, dass beide Vergleichsszenarien Kostenvorteile gegenüber dem Ausgangsszenario (hier ebenfalls mit niedrigen VLS) bieten. Während für das erste Vergleichsszenario in diesem Vergleich nur etwa 40 % der Kosteneinsparungen des Vergleichs der „70 GW Offshore“-Varianten zu erkennen sind, verringern sich die Kosteneinsparungen im zweiten Vergleichsszenario etwas geringer auf ca. 70 % der Kostenvorteile in der „70 GW Offshore“-Variante. Hierbei ist zu beachten, dass die absoluten Kostendifferenzen sich auf das Ausgangsszenario in der Variante „Niedrige VLS“ beziehen und somit nicht direkt mit der Variante „70 GW Offshore“ verglichen werden können.

Kostendifferenzen für Sensitivitäten zum netzorientierten Elektrolyseeinsatz

Als weitere Auswertung für die Kostendifferenzen ist in Tabelle 5-4 ein Überblick über die betrachteten Sensitivitäten mit einem netzorientierten Einsatz der Elektrolyseure im Engpassmanagement dargestellt. Um die Auswirkungen des netzorientierten Elektrolyseeinsatzes auch für das Ausgangsszenario beziffern zu können, ist hier abweichend zu den bisherigen Tabellen als Referenz nicht das Ausgangsszenario in der Ausprägung der Sensitivität, sondern in der Variante „70 GW Offshore“ ohne netzorientierten Einsatz der Elektrolyse gewählt.

Es ist zu erkennen, dass im Ausgangsszenario etwa 0,4 Mrd. EUR/a Kosten eingespart werden können, wenn die Elektrolyseure im Einspeisemanagement netzdienlich eingesetzt werden. Dabei ist zu beachten, dass die Kostendifferenzen für das Engpassmanagement bereits die Kostenveränderungen durch eine Änderung der erzeugten Wasserstoffmengen enthalten, die sich aus einem veränderten Einsatz der Elektrolyseure ergeben kann (für alle oben dargestellten Szenarien). In derselben Größenordnung liegt auch die zusätzliche Kosteneinsparung für die hier dargestellten Ausprägungen des ersten und zweiten Vergleichsszenarios. Auch in diesen Spalten verändern sich gegenüber den Kostendifferenzen für Variante „70 GW Offshore“) nur die Kosten für das Engpassmanagement. Am höchsten fällt die weitere Kostensenkung (um -0,7 Mrd. EUR/a gegenüber den bereits in der Variante „70 GW Offshore“ verzeichneten -1,0 Mrd. EUR/a, siehe auch Tabelle 5-1) dabei erwartungskonform im zweiten Vergleichsszenario „Elektrolyse an Land“ aus, da dort die höchste Elektrolysekapazität verfügbar ist. Für das erste Vergleichsszenario und zweite Vergleichsszenario „Elektrolyse auf See“ liegt die weitere Kostensenkung bei -0,3 Mrd. EUR/a und damit in vergleichbarer Höhe zur Reduktion im Ausgangsszenario. Grundsätzlich ist zur Einordnung der Kostenwirkung eines netzdienlichen Einsatzes der Elektrolyseure zu

berücksichtigen, dass das Ausgangsniveau der Redispatchvolumen (in TWh) z. B. im zweiten Vergleichsszenario „Elektrolyse auf See“ auch ohne netzdienlichen Einsatz bereits deutlich geringer sind als die des Ausgangsszenario. Dies führt dazu, dass trotz gegenüber dem Ausgangsszenario erhöhter Elektrolyseleistung an Land, ein zum Ausgangsszenario vergleichbares Potenzial zur Kostenreduktion besteht.

Kostendifferenz zum Ausgangsszenario „70 GW Offshore“ [Mrd. EUR/a]	Ausgangsszenario (o. netzorientierte Elektrolyse)	Ausgangsszenario	Erstes Vgl.Sz.	Zweites Vgl.-Sz. Elektrolyse an Land	Zweites Vgl.-Sz. Elektrolyse auf See
Stromnachfragedeckung	0	0	-3,2	+0,9	+2,0
Stromnetzinfrastruktur Offshore	0	0	+1,9	-	-1,0
Engpassmanagement Stromnetz	0	-0,4*	-1,8*	-1,7*	-2,0*
Wasserstoffinfrastruktur	0	0	-	-	+0,1
Wasserstoffnachfragedeckung	0	0	-	-2,8	-3,8
Summe Differenz	0	-0,4	-3,2	-3,6	-3,4

Tabelle 5-4: Kostenvergleich der relevanten Systemkosten im Szenarienvergleich für die Sensitivitäten mit netzorientiertem Elektrolyseeinsatz

(* die Kosten für das Engpassmanagement enthalten auch die Kostenveränderungen durch eine netzbedingte Änderung der erzeugten Wasserstoffmengen, die sich aus einem veränderten Einsatz der Elektrolyseure im Engpassmanagement ergeben kann)

Beiträge zur Umsetzung der Energiewende und zum Klimaschutz

Mithilfe dieses Kriteriums soll bewertet werden, ob und in welcher Weise die betrachteten Offshore-Netzkonzepte sich auf die Erreichung der Ziele der Energiewende sowie der Klimaschutzziele Deutschlands und der Europäischen Union auswirken können. Diese Bewertung ist zweifellos nicht vollständig objektiv durchführbar und u. a. von indirekten Auswirkungen abhängig, die über die Themenstellung der vorliegenden Studie hinausgehen. Nachfolgende Überlegungen sind deshalb nicht als umfassende und abschließende Bewertung zu verstehen.

Die höhere Vernetzung im ersten Vergleichsszenario sowie die zusätzlichen Elektrolysekapazitäten im zweiten Vergleichsszenario fördern die **Integration hoher Mengen an erneuerbaren Energien** in das Energiesystem, die für die Erreichung der Klimaschutzziele maßgeblich sein werden. Dies gilt insbesondere im ersten Vergleichsszenario sowohl für Deutschland als auch für das Ausland. Insbesondere sinkt das Risiko von Abregelungen auf europäischer Ebene, was die Möglichkeiten der Erreichung von Ausbau- und Einspeisezielen sowie der tatsächlichen Nutzung der aus Erneuerbaren Energien produzierten Strommengen stark verbessert.³⁸ In Deutschland ist zwischen den Szenarien teilweise ein Abtausch von marktbasierter und netzbasierter Abregelung zu erkennen. Weil eine höhere Vernetzung im ersten Vergleichsszenario jedoch Importe und Exporte sonst in Deutschland um im Ausland abgeregelter Strommengen ermöglicht, sinkt

³⁸ Dabei ist zu beachten, dass die installierten EE-Leistungen im Ausland über alle Szenarien hinweg vorgegeben wurden. Abhängig von den Möglichkeiten zur Systemintegration wäre auch denkbar, dass in einzelnen Ländern des Betrachtungsbereichs weniger EE-Kapazitäten gebaut würden, wenn die Integration des Stroms aus diesen Anlagen nicht oder nur unvollständig gewährleistet ist.

im Saldo das Abregelungsrisiko mit steigender Vernetzung. Tabelle 5-5 zeigt einen Vergleich der EE-Abregelungen, die sich sowohl markt- als auch netzseitig in den verschiedenen Szenarien ergeben. Dargestellt sind für die gezeigten Varianten jeweils die Differenzen zum Ausgangsszenario in der Variante „70 GW Offshore“.

EE-Abregelung: Differenz zum Ausgangssz. „70 GW Offshore“ [TWh]	Erstes Vgl.-Sz. 70 GW Offshore	Erstes Vgl.-Sz. Referenz Heimatmarkt	Erstes Vgl.-Sz. Referenz Vernetzung	Zweites Vgl.-Sz. Elektrolyse an Land	Zweites Vgl.-Sz. Elektrolyse auf See
Deutschland (Markt)	+6,5	+2,8	+2,5	+0,0	+0,0
Ausland (Markt)	-60,8	-66,8	-75,2	-2,9	-3,1
Redispatch Gesamt	-7,4	-0,7	+2,7	-5,4	-8,8
Summe Differenz	-61,7	-64,7	-70,0	-8,3	-11,9

Tabelle 5-5: EE-Abregelungen im Szenarienvergleich für Varianten „70 GW Offshore“ [TWh]

Die zusätzliche Vernetzung im ersten Vergleichsszenario verringert die erforderlichen EE-Abregelungen in Deutschland und im Ausland deutlich (insgesamt etwa 60 bis 70 TWh Reduktion gegenüber dem Ausgangsszenario). Dieser Effekt ist unabhängig davon, ob die hybride Offshore-Anbindung mit OBZ oder im Heimatmarktmodell ausgestaltet wird oder ob die Vernetzung parallel zur Offshore-Anbindung erfolgt. Im zweiten Vergleichsszenario werden die Abregelungen ebenfalls reduziert. Sowohl in der Variante „Elektrolyse an Land“ als auch in der Variante „Elektrolyse auf See“ fällt die Reduktion mit 8 TWh bis 12 TWh jedoch deutlich geringer aus als im ersten Vergleichsszenario.

Bei etwaigen weiteren Untersuchungen der Beiträge von Offshore-Windenergie und unterschiedlichen Optionen zur Netzintegration bzw. zu unterschiedlichen Netzkonzepten sind auch die **CO₂-Emissionen der Stromerzeugung** im betrachteten System ein relevantes Kriterium für den Fortschritt in Bezug auf Klimaschutzziele und die Erreichung von Klimaneutralität bis 2045. Zur Einordnung der Auswirkungen der verschiedenen Szenarien auf die Gesamtemissionen sind diese in der nachfolgenden Tabelle 5-6 dargestellt. Auch hier sind analog zu den Darstellungen für die EE-Abregelungen die Differenzen zum Ausgangsszenario in der Variante „70 GW Offshore“ gezeigt.

CO ₂ -Emissionen: Differenz zum Ausgangssz. „70 GW Offshore“ [Mio. t/a]	Erstes Vgl.-Sz. 70 GW Offshore	Erstes Vgl.-Sz. Referenz Heimatmarkt	Erstes Vgl.-Sz. Referenz Vernetzung	Zweites Vgl.-Sz. Elektrolyse an Land	Zweites Vgl.-Sz. Elektrolyse auf See
Deutschland (Markt)	-7,5	-7,8	-7,4	+0,4	+2,2
Ausland (Markt)	-5,2	-6,1	-7,2	+5,3	+8,0
Redispatch Gesamt	-2,5	-0,3	+0,6	-3,0	-1,5
Summe Differenz	-15,2	-14,2	-15,2	+2,7	+8,7

Tabelle 5-6: CO₂-Emissionen im Szenarienvergleich für Varianten „70 GW Offshore“ [Mio. t.]

In den Varianten des ersten Vergleichsszenarios können durch die zusätzliche Vernetzung und die bessere Integrierbarkeit der möglichen EE-Erzeugung die CO₂-Emissionen verringert werden.

Dabei liegen die Einsparungen sowohl in der Ausprägung mit OBZ als auch mit Heimatmarktmodell oder in der Variante „Referenz Vernetzung“ bei etwa 15 Mio. Tonnen jährlich eingesparter Emissionen im Gesamtsystem. Während das zweite Vergleichsszenario in der Variante „Elektrolyse an Land“ in Summe geringfügig höhere Emissionen aufweist als das Ausgangsszenario (+2,7 Mio. Tonnen CO₂/a), erhöhen sich die Emissionen für die Variante „Elektrolyse auf See“ um 8,7 Mio. Tonnen CO₂/a. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in dieser Variante weniger emissionsfreie Offshore-Erzeugung an das Stromnetz angeschlossen wird, was durch den Einsatz von nicht-emissionsfreien Erzeugungstechnologien kompensiert werden muss, um die sonst gleiche Stromnachfrage zu decken.

Mögliche Auswirkungen ergeben sich auch aus den unterschiedlichen Erlöschancen für Offshore-Windparks, die an hybride Offshore-Anbindungen angeschlossen sind. Dabei erscheint die **Erreichung von Ausbauzielen** (wie z. B. den für Deutschland im WindSeeG beschriebenen 70 GW Leistung von Offshore-Windenergieanlagen bis 2045) bei der Anwendung von OBZ unter Umständen schwieriger erreichbar als beim Heimatmarktmodell. Dies liegt insbesondere daran, dass das OBZ-Modell für Offshore-Parks in der deutschen AWZ niedrigere Erlöse durch systematisch niedrigere Preisniveaus bedeuten könnte (wohingegen die Volatilität im Vergleich zum deutschen Marktpreis aber geringer zu erwarten wäre, d. h. das Risiko für den Anlagenbetreiber sinkt, es besteht allerdings ein absolut niedrigeres Preisniveau). Zusätzlich bestünde, wie bereits in den Ergebnissen des ersten Vergleichsszenarios aufgezeigt, das Risiko einer marktbasierten Abregelung, die anders als netzbasierte Abregelungen nicht vergütet wird. Die Refinanzierung der Kosten für die Offshore-Windparks würde somit grundsätzlich schwieriger und könnte einen zusätzlichen Förderbedarf bzw. eine Anpassung des Fördersystems erfordern. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass im Rahmen einer möglichen Vernetzung voraussichtlich auch nur Teile der in der Nord- und Ostsee installierten Leistungen hybrid angebunden und mit OBZ in den Markt integriert würden, sodass das Risiko für die Erreichung von Energiewende und Klimaschutzzielen hier auch nur einen Teil der Kapazitäten beträfe.

Betrieb des Offshore-Netzes

Mit diesem Kriterium soll untersucht werden, welche Konsequenzen die unterschiedlichen Netzkonzepte für den sicheren Betrieb des Offshore-Netzes haben. Zunächst lässt sich hierzu festhalten, dass **Betrieb und Management** des Offshore-Netzes im Ausgangsszenario und im zweiten Vergleichsszenario grundsätzlich ähnlich zu bewerten sind. In einer vernetzten Struktur, wie im ersten Vergleichsszenario, wird der Betrieb des Offshore-Netzes aber deutlich komplexer. Neben der internationalen Koordination zwischen verschiedenen Übertragungsnetzbetreibern ist auch die technische Umsetzung ein wichtiges Element (z. B. müssen für ein vernetztes Offshore-Netz die HGÜ-Konverter zueinander kompatibel sein etc.). Dies bedeutet, dass nicht nur im Betrieb, in dem zusätzlich zum bereits bestehenden Stromnetz eine Vielzahl zusätzlicher Betriebsmittel gesteuert werden muss (wofür aber grundsätzlich bestehende Prozesse verwendet werden können), sondern bereits in der Planung die Komplexität erhöht wird.

Durch Vermaschung ohne hybride Anbindung, wie sie im ersten Vergleichsszenario „Referenz Vernetzung“ untersucht wurde, entsteht ein höheres **Risiko für Engpässe**. Die hybride Anbindung von Offshore-Windparks hingegen verringert das Risiko – hier auch unabhängig von der Frage, ob eine OBZ oder das Heimatmarktmodell Anwendung findet. Zusätzlich wird durch eine Vernetzung jedoch in jedem betrachteten Fall die **Redundanz** gegenüber Ausfällen von Offshore-Anbindungen erhöht, auch wenn durch einen Ausfall einer hybriden Anbindungsleitung (mit Interkonnektorfunktion) neben der Offshore-Einspeisung ggf. auch Importe wegfallen können. Bei einem parallelen Betrieb von Offshore-Anbindungsleitung und Interkonnektor ist dieses gemeinsame Risiko nicht gegeben, wobei generell im Vergleich zum Ausgangsszenario für eine

höhere Vernetzung davon auszugehen ist, dass die Schaffung von Redundanzen einen höheren Effekt hat als die Wirkung eines Ausfalls von hybriden Anbindungen.

Nutzen durch SDL aus Offshore-Netzanlagen

Der Ausbau der Offshore-Windenergie trägt zusammen mit dem Ausbau anderer erneuerbarer Erzeugungstechnologien dazu bei, dass zunehmend keine oder nur geringe Kapazitäten thermischer Kraftwerke Strom in das Netz einspeisen. Da diese Kraftwerke derzeit auch den Großteil der erforderlichen Systemdienstleistungen bereitstellen, müssen perspektivisch andere Erzeugungstechnologien und Netzbetriebsmittel diese Aufgabe übernehmen. Zudem steigt bei einem hohen Anteil fluktuierender Erzeugung aus Offshore-Windenergie und hohen Transportdistanzen zwischen Erzeugungs- und Verbrauchszentren der Bedarf an Systemdienstleistungen. Anhand dieses Kriteriums soll daher untersucht werden, ob zwischen den betrachteten Szenarien unterschiede für die etwaige **Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Offshore-Windenergie und -Netzanlagen** (z. B. durch netzbildende Umrichter) bestehen. Denkbar ist u. a. die Erbringung von Momentanreserve, Blind- und Kurzschlussleistung sowie (in Verbindung mit Speicherung oder dargebotsabhängig) Schwarzstartfähigkeit.

Die Ergebnisse einer Literaturanalyse³⁹, die in Tabelle 5-7 dargestellt sind, verdeutlichen, dass Offshore-Windenergie perspektivisch einen bedeutenden Beitrag zu Bereitstellung von Systemdienstleistungen leisten kann.

³⁹ dena et al. (2014) - Systemdienstleistungen 2030, verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9094_dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030.pdf; dena et al. - Netzstudie II (2010), verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9106_Studie_dena-Netzstudie_II_deutsch.PDF; Fraunhofer IWES et al - Capabilities and costs for ancillary services provision by wind power plants, verfügbar unter: https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/71169605/Capabilities_and_costs_for_ancillary.pdf; Guidehouse et al. (2022) - SINTEG-Synthesebericht 2, verfügbar unter: https://www.sinteg.de/fileadmin/media/Ergebnisberichte/SF2_Flexibilitaetsmechanismen/20220502-SINTEG-SyF2_bf.pdf

Systemdienstleistung	technische Eignung zur Bereitstellung der SDL durch Offshore-WEA	möglicher langfristiger Beitrag zur Deckung des SDL-Bedarfs	alternative Bereitstellung mit Netzbetriebsmitteln
Frequenzhaltung			
• Momentanreserve	+ (mit netzbildenden Umrichtern)	++	
• Regelleistung	++	++	
Spannungshaltung			
• Blindleistungsbereitstellung	++	+	VSC-HGÜ, SVC, STATCOM
• Kurzschlussstrom	+	O	Rotierende Phasenschieber
Versorgungswiederaufbau			
• Schwarzstartfähigkeit	O	O	
• Netzaufbau-Unterstützung	+	O	
Betriebsführung			
• Engpassmanagement	++	++	

Legende ++ techn. Eignung nachgewiesen
 + perspektivisch möglich
 O Eignung wird diskutiert
 ++ dauerhaft hoher Beitrag
 + zeitweiser oder mittlerer Beitrag
 O Beitrag noch unklar

Tabelle 5-7: Technische Eignung und möglicher langfristiger Beitrag von Offshore-Windenergie sowie Offshore-Netzanlagen zur Deckung des Blindleistungsbedarfs

Insbesondere im Bereich der Frequenzhaltung kann in Zeiten der Einspeisung von (Offshore-) Windenergie künftig ein hoher Beitrag zur Deckung des Bedarfs an Regelleistung und Momentanreserve (bei geeigneter technischer Auslegung) erzielt werden. Die technische Eignung der Anlagen zur Regelleistungsbereitstellung wurde bereits im Rahmen von Pilotprojekten demonstriert. Für die Bereitstellung von Momentanreserve ist eine Weiterentwicklung und Nutzung von netzbildenden Umrichtern notwendig. Blindleistung wird bereits heute von Windenergieanlagen bereitgestellt. Der Anteil an der Bedarfsdeckung durch Offshore-Windenergie wird für diese SDL jedoch durch die Transportmöglichkeiten und den lokalen Bedarf von Blindleistung beschränkt. Einspeiseabhängig und in begrenztem Umfang können Windenergieanlagen auch Kurzschlussstrom bereitstellen. Technische Weiterentwicklungen der Umrichter können den Anteil perspektivisch erhöhen. Zudem bietet die Nutzung von Netzbetriebsmitteln eine Alternative zum Bezug der Systemdienstleistung Spannungshaltung aus den Erzeugungsanlagen selbst. Im Bereich Versorgungswiederaufbau bestehen derzeit die größten Unsicherheiten, ob und in welchem Umfang Offshore-Windenergie einen Beitrag leisten kann. Die dargebotsabhängige Einspeisung stellt hierbei eine große Herausforderung für die Netzführung durch WEA dar.

Grundsätzlich lässt sich im Szenarienvergleich für dieses Bewertungskriterium festhalten, dass die **Möglichkeiten der Bereitstellung von SDL** in allen betrachteten Szenarien vorhanden ist. Zudem kann auf Grundlage des unterstellten Offshore-Windausbaus ein vergleichbares Niveau der SDL-Bereitstellung erzielt werden. Eine Ausnahme stellt das zweite Vergleichsszenario mit Elektrolyse auf See dar, in dem 12 GW Offshore-Windanlagen nicht an das Stromsystem angebunden werden und somit auch weniger Konverterleistung zur Verfügung steht, die ggf. SDL bereitstellen könnten. Da z. B. in der Ausprägung „70 GW Offshore“ auch in dieser Variante noch immer 58 GW an das Stromsystem angeschlossen sind, dürfte die grundsätzliche Möglichkeit zur Bereitstellung von SDL nach wie vor in nennenswertem Umfang gegeben sein. Zudem wird auch der Bedarf an SDL teilweise durch den Transportbedarf im Übertragungsnetz getrieben, so dass eine geringere Einspeisung in das Stromnetz auch zu reduziertem SDL-Bedarf führen könnte.

Die Szenariovariante „Referenz Vernetzung“ im ersten Vergleichsszenario, die aus Kostensicht gegenüber allen anderen Szenarien nachteilig ist (+1,3 Mrd. EUR/a ggü. Ausgangsszenario), würde für die Bereitstellung durch die zusätzlichen Interkonnektoren im Vergleich zu den anderen Szenarien ggf. Nutzen stiften: durch die zusätzliche Vernetzung ohne hybride Nutzung der Offshore-Anbindungsleitungen würde (auf dem deutschen Festland) eine erhöhte Konverterleistung i. H. v. 20 GW bereitstehen. Auch im Ausland würden in dieser Ausprägung höhere Leistungen von HGÜ-Konverter bereitstehen. Allerdings kann sich in diesem Szenario ggf. auch der Transportbedarf über das (deutsche) Übertragungsnetz und damit der Bedarf an SDL erhöhen.

Zusammenfassend erscheinen die Auswirkungen auf SDL wenig entscheidungsrelevant für die Abwägung zwischen den verschiedenen Szenarien.

Auswirkungen auf Flächenbedarfe und Raumplanung

Mit den verschiedenen Offshore-Netzkonzepten und Anschlussleistungen der Offshore-Netzanschlüsse/Interkonnektoren ergeben sich unterschiedliche Auswirkungen auf Flächenbedarfe und Raumplanung. Daher sollen mit diesem Bewertungskriterium die Auswirkungen in den verschiedenen Netzkonzepten zumindest grob betrachtet und die möglichen Konsequenzen aufbereitet werden. In den Varianten des ersten Vergleichsszenarios werden neben den Anbindungen von Offshore-Windparks an das Festland auch Verbindungsleitungen zwischen den Windparks oder den AWZ verschiedener Anrainerstaaten angenommen. Da allerdings die **Verfügbarkeit der Trassenkorridore im Küstenmeer** (im Gegensatz zur sonstigen AWZ) in Bezug auf Flächenbedarfe und Raumplanung deutlich kritischer ist, wird nachfolgend insbesondere auf die Bedarfe für derartige Trassen eingegangen.

Dabei ist ein Anschluss von Offshore-Windenergieanlagen mit einer insgesamt installierten Leistung von 70 GW bereits im WindSeeG festgehalten. Entsprechende Flächenbedarfe und Auswirkungen auf die Raumplanung sind in vorliegenden Raumordnungsplänen und Flächenentwicklungsplänen berücksichtigt oder diese Berücksichtigung wird in naher Zukunft erfolgen. Nachfolgend wird deshalb davon ausgegangen, dass ein Anschluss von 70 GW Offshore-Leistung über radiale Anbindungen wie im Ausgangsszenario grundsätzlich möglich ist. Allerdings ist dabei zu berücksichtigen, dass die Flächenverfügbarkeiten im Küstenmeer auch hier voraussichtlich schon knapp sind. Insofern könnten sich zusätzliche Flächenbedarfe als kritisch erweisen bzw. verringerte Flächenbedarfe die Umsetzung vereinfachen. Damit ergeben sich insbesondere für zwei der betrachteten Szenariovarianten aus der Perspektive der Flächenbedarfe relevante Auswirkungen.

Im ersten Vergleichsszenario in der Variante „Referenz Vernetzung“ werden die zusätzlichen Interkonnektoren nicht über die sowieso bestehenden Anbindungsleitungen der Offshore-Windparks an das Festland angebunden, sondern es werden zusätzliche Leitungen errichtet, die damit auch zusätzlichen Flächenbedarf im Küstenmeer aufweisen. Diese Ausprägung scheint unter Berücksichtigung der sowieso bereits knapp bemessenen Flächen für Trassenkorridore in der deutschen AWZ und vor allem im Küstenmeer äußerst kritisch, so dass eine Umsetzbarkeit dieser Variante als eher fraglich einzustufen ist.

Im zweiten Vergleichsszenario in der Variante „Elektrolyse auf See“ werden 12 GW Stromnetz-anbindungen durch 10 GW Elektrolyse auf See und eine Wasserstoff-Pipeline ersetzt. Hier wird die Errichtung der Elektrolyseure zusätzlichen Flächenbedarf in der Nähe der dort ange-bundenen Offshore-Windparks erzeugen. Entsprechend aktuellen Studien würde je 2 GW Wind-Leistung mit vier Elektrolyseplattformen geplant und somit mehr Bedarf für Plattformen bestehen als bei elektrischer Anbindung, bei der für den Anschluss an das Stromnetz nur eine Konverter-plattform je 2 GW Windleistung benötigt würde⁴⁰. Da die Plattformen jedoch voraussichtlich auf den für die Offshore-Windparks ausgewiesenen Flächen errichtet würden, würde kein zusätzlicher Flächenbedarf oder Bedarf für das Ausweisen neuer Flächen bestehen. Im Hinblick auf die Anbindung an das Wasserstoffnetz wird eine Wasserstoff-Pipeline mit einem Durchmesser von 48 Zoll, die für den Transport des erzeugten Wasserstoffs an Land angenommen wird, auf den ca. 200 Kilometern vom Offshore-Windpark oder Elektrolyseur zum Festland wesentlich geringere Flächenbedarfe aufweisen als 12 GW Stromanbindung (entspricht sechs 2 GW-Systemen). Somit erscheint diese Variante allein mit Blick auf die Flächenbedarfe und Raumplanungskriterien einen Vorteil zu bieten.

In allen anderen Szenariovarianten ist zumindest im Küstenmeer von ähnlichen Flächenbedarfen auszugehen, da z. B. eine hybride Vernetzung nicht zu zusätzlichen Netzanschlüssen führt. Ggf. ergeben sich durch die Vernetzung Bedarfe für zusätzliche Trassenkorridore in der AWZ, die aber weniger kritisch zu beurteilen sind als die Flächensituation im Küstenmeer.

Die Aussagen gelten auch für die Varianten „52,5 GW Offshore“. Diese weisen zwar in 2040 geringere installierte Offshore-Leistungen auf. Da die langfristigen Ausbauziele jedoch gemäß WindSeeG auch in dieser Variante erreicht werden müssten, würden sich ebenfalls langfristig dieselben Flächenbedarfe ergeben.

Zukunftsfähigkeit

Auch wenn der Fokus der Untersuchungen auf dem Jahr 2040 liegt, ist bei der Bewertung der verschiedenen Ausbaukonzepte der weitere Verlauf der Energiewende über 2040 hinaus und die Erreichung von Klimaneutralität zu bedenken. Dieses Bewertungskriterium soll dazu beitragen zu beurteilen, wie die untersuchten Szenarien für die Dekarbonisierung des Energiesystems aus heutiger Sicht notwendige und effiziente Lösungsansätze unterstützen oder eher behindern.

Mit Blick auf Zukunftsfähigkeit wird hier vor allem ein Vergleich mit den Zielen und Bedarfen der Langfristszenarien herangezogen. Dort scheint im Rahmen der Optimierung des gesamten Energiesystems mit Blick auf die Zukunft insbesondere die **Vernetzung von Märkten** und die **Schaffung von Flexibilitäten** ein sinnvolles Instrument, um die Ziele zu erreichen und die Dekarbonisierung des Energiesystems zu unterstützen. Auch bei der Untersuchung der hier verglichenen Szenarien wurde gezeigt, dass aus Gesamtkostensicht für die hier angenommenen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen eine stärkere Vernetzung ebenso wie ein verstärkter Zubau

⁴⁰ Siehe AFRY - Vergleich von Systemvarianten zur Wasserstoffbereitstellung aus Offshore-Windkraft (2022); Prognos et al. - Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Wasserstoffherzeugung aus Offshore-Windstrom (2020).

von Elektrolysekapazitäten sinnvoll erscheinen. Dabei ist zu beachten, dass das Ausgangsszenario in den grundsätzlichen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen auf dem Szenario TN-Strom der Langfristszenarien basiert, die installierte Leistung der Offshore-Windenergie (und im Abtausch dazu auch der Onshore-Windenergie) jedoch gezielt angepasst wurde. Zusätzlich entsprechen auch die angenommenen Handelskapazitäten und Interkonnektoren nicht den optimierten Kapazitäten aus dem Betrachtungsjahr 2040 des Szenarios TN-Strom, sondern den Angaben aus dem TYNDP 2020 für das Jahr 2040. Diese Vorgehensweise ermöglicht zum einen die Prüfung (und im konkreten Fall auch Bestätigung) der Vorteilhaftigkeit über den aktuellen Planungsstand hinausgehender grenzüberschreitender Transportkapazitäten in einem solchen System. Zum anderen leitet sich daraus aber auch klar ab, dass mit Blick auf die langfristigen Bedarfe und die Zukunftsfähigkeit des gesamten Energiesystems für das Betrachtungsjahr 2040 das erste Vergleichsszenario (und tlw. das zweite Vergleichsszenario) Vorteile gegenüber dem Ausgangsszenario bieten.

Versorgungssicherheit

Mithilfe dieses Kriteriums sollen die unterschiedlichen Auswirkungen der Netzkonfigurationen in den untersuchten Szenarien auf die Versorgungssicherheit und insbesondere die Angemessenheit der Ressourcen bewertet werden. Die Gewährleistung von Versorgungssicherheit in einem von erneuerbaren Energien dominierten Stromversorgungssystem wird durch zusätzliche grenzüberschreitende Vernetzung (insbesondere auch unterschiedlicher Wetterräume) verbessert oder zumindest vereinfacht. Im Gegensatz dazu kann ein steigender Anteil der Offshore-Windenergie an der Gesamtstromerzeugung respektive ein Ausfall von Offshore-Netzanbindungen negative Auswirkungen auf die Gesamtstabilität des Stromversorgungssystems haben (z. B. Frequenzbrüche im Drehstromnetz bei einem Ausfall von Offshore-Netzkomponenten und daraus resultierendem Erzeugungsdefizit).

Mit Blick auf die betrachteten Szenarien könnte insbesondere im ersten Vergleichsszenario durch die angenommene Netzkonfiguration ein zusätzlicher Beitrag zur **Gewährleistung der Versorgungssicherheit** geleistet werden. Dies resultiert insbesondere aus der Vernetzung unterschiedlicher Wetterräume, u. A. durch die Einbindung von NO und UK über Nordsee-Hub 1, mit signifikanten Transportkapazitäten, die die Nutzung grenzüberschreitender Ausgleichseffekte ermöglicht. Ein weiterer Beitrag kann darin bestehen, dass (wie bereits im Unterpunkt „Betrieb des Offshore-Stromnetzes“ erläutert) die zusätzliche Redundanz durch die Vernetzung das Risiko von negativen Auswirkungen auf die Gesamtstabilität des Stromversorgungssystems bei Ausfällen einzelner Interkonnektoren oder Offshore-Anbindungssystemen verringert.

Koordinationsaufwand und Umsetzbarkeit

Die Ausführungen zu den o. g. Bewertungskriterien zeigen bereits, dass mit zunehmender Vernetzung ein deutlicher **Koordinationsaufwand** einhergeht und damit das erste Vergleichsszenario in dieser Hinsicht aufwändiger erscheint. Auch die ökonomischen Wirkungen steigender Vernetzung können zumindest Herausforderungen für die **internationale Zusammenarbeit** bedeuten. Da ein Wohlfahrtsgewinn auf Systemebene nicht zwangsläufig auch eine Verbesserung aus der Perspektive einzelner Länder bzw. besonders relevanter Gruppen innerhalb dieser Länder bedeutet, wird eine steigende Vernetzung vermutlich nur dann realisierbar sein, wenn gleichzeitig auf europäischer oder multilateraler Ebene ein – vermutlich schwierig zu verhandelnder – Mechanismus zur Kosten- und Nutzenteilung vereinbart wird. Beispielhaft ist (zumindest ohne eine als gerecht empfundene Kosten-/Nutzenteilung) eine etwaige Preisangleichung durch stärkere Vernetzung aus Sicht von Ländern mit heute niedrigeren Preisen möglicherweise nicht erstrebenswert, da sich dadurch ggf. höhere Preise in diesen Ländern ergeben könnte. Aktuelle

Diskussionen z. B. in Norwegen über den Preiseffekt von Interkonnektoren zeigen, dass derartige Effekte für die öffentliche Meinungsbildung in einem Land relevant sein können.

Im zweiten Vergleichsszenario ist zu berücksichtigen, dass hier teilweise höhere Stromimporte zur zusätzlichen Deckung von Elektrolyseurnachfragen (92/99 TWh Importe im zweiten Vergleichsszenario vs. 52 TWh im Ausgangsszenario) notwendig werden, sich auf der anderen Seite wiederum die Wasserstoff-Importe verringern. Aus der Perspektive der Umsetzbarkeit könnte das problematisch sein, da im Vergleich zum Wasserstoff-Transport der Aufwand zur Umsetzung (energetisch vergleichbarer) zusätzlicher grenzüberschreitender Stromtransporte höher erscheint. So ist der Abtausch von mehreren Stromleitungen durch eine, zudem in der Regel unterirdisch verlaufende, Wasserstoff-Pipeline möglich. Darüber hinaus waren zumindest bei Erdgas-Pipelines in der Vergangenheit deutlich weniger Akzeptanzprobleme zu beobachten als bei Stromleitungen. Es ist daher nicht auszuschließen, dass das zweite Vergleichsszenario Nachteile bezüglich der schnellen Umsetzbarkeit bringen könnte. Diese Feststellung könnte die Frage aufwerfen, ob es nicht vorteilhafter sein könnte – im Falle eines grundsätzlich möglichen Abtauschs – Strom möglichst verbrauchsnahe zu produzieren und Wasserstoff zu importieren.

5.2 Ableitung von Handlungsempfehlungen

Aufgrund des **konzeptionellen Charakters** dieser Studie, in der grundsätzliche Auswirkungen der unterschiedlichen Netztopologien untersucht und verglichen werden sollen, können daraus abgeleitet keine detaillierten Aussagen zu einzelnen Projekten oder exakt anzustrebenden Interkonnektor- oder Elektrolysekapazitäten etc. getroffen werden. Um konkrete Ausprägungen der Offshore-Netzkonfigurationen zu planen, sind vertiefte Analysen erforderlich. Das bedeutet, dass z. B. zusätzliche Vernetzungsszenarien, auch unter Berücksichtigung weiterer Zieljahre sowie konkrete Offshore-Netzkonfigurationen und Ausprägungen zusätzlicher Elektrolyseleistungen bewertet werden müssen, um detaillierte Erkenntnisse abzuleiten.

Die nachfolgend dargestellten Handlungsempfehlungen sollen daher eine erste **Orientierung auf grundsätzlicher Ebene** bieten und aufzeigen, welche Schritte kurzfristig anzugehen sind, um etwaig vorteilhaften Offshore-Netzkonfigurationen den Weg zu ebnen. Sie sind hingegen nicht als vollständiger Ablaufplan für die Umsetzung einer konkreten Variante zu verstehen.

Als wesentliches Ergebnis der Studie ist eine grenzüberschreitende Vernetzung, wie sie im ersten Vergleichsszenario untersucht wurde, insbesondere bei einem sehr hohen Ausbaugrad der Offshore-Windenergie im Nord- und Ostseeraum grundsätzlich erstrebenswert. Gerade im Bereich der deutschen Nordseeküste stellt sich die Realisierung der Anbindungsleitungen von Offshore-Windenergieanlagen und Interkonnektoren als hybride Anbindungen aus ökonomischer und raumplanerischer Sicht als sinnvoll dar. Aus diesem Grund sollte die hybride Auslegung von Offshore-Netzanschlüssen sowohl planerisch mitgedacht als auch regulatorisch und politisch vorbereitet werden. Ziel sollte dabei sein, Festlegungen zu erreichen, die Planungssicherheit für Akteure schaffen und damit auch die Erreichung von Klimaschutzzielen, Zukunftsfähigkeit und den Zielmengen des EE-Ausbaus gewährleisten können. Zu den Akteuren zählen dabei aus heutiger Sicht nicht nur die Übertragungsnetzbetreiber, die für den Netzausbau verantwortlich sind, sondern auch die Projektierer und Anlagenbetreiber von Offshore-Windenergieanlagen sowie Interessensparteien im Bereich der internationalen Zusammenarbeit (insbesondere Nord- und Ostseeanrainer).

Auch für die Integration zusätzlicher Elektrolysekapazitäten entsprechend der Umsetzung im zweiten Vergleichsszenario konnten die Analysen im Rahmen der Studie einen denkbaren Nutzen aufzeigen. Da jedoch insbesondere die ökonomische Vorteilhaftigkeit maßgeblich von den

Annahmen hinsichtlich der Wasserstoff-Importkosten abhängen, unterliegt dieses Szenario deutlich stärkeren Unsicherheiten als das erste Vergleichsszenario. Daher – und aufgrund der speziellen Herausforderungen und Koordinationsbedarfe – wird für die weiteren Darstellungen auf erforderliche Schritte zur Erreichung zusätzlicher grenzüberschreitender Vernetzung mit ggf. hybrider Anbindung von Offshore-Windenergieanlagen abgezielt. Im Folgenden werden also Handlungsempfehlungen abgeleitet, die unter Berücksichtigung der obenstehenden Ausführungen zur Bewertung der drei Szenarien den grundsätzlichen Weg für sinnvolle Ausprägungen eines in großen Teilen von EE-Einspeisungen – und insbesondere von Offshore-Windenergie – geprägten Systems gestalten können. Die Empfehlungen sind nach den Themenfeldern „**EU-Koordination**“, „**Netzplanung**“ und „**Raumplanung**“ differenziert.

EU-Koordination

Für die Umsetzbarkeit eines Szenarios mit hybriden Offshore-Anbindungen und grenzüberschreitender Vernetzung ist eine enge grenzüberschreitende Koordination insbesondere auf EU-Ebene unabdingbar. Insbesondere bei der Umsetzung von hybriden Netzanschlüssen und der Planung von multilateraler Vernetzung ist eine enge Abstimmung und Verbindlichkeit auf Sea-Basin-Ebene erforderlich, d. h. es sollten neben den im Nord- und Ostseeraum beteiligten EU27-Staaten möglichst auch weitere Anrainerstaaten wie UK oder NO in die Prozesse eingebunden werden. Dabei könnten die Regionalgruppen North Seas Energy Cooperation (NSEC) und der Baltic Energy Market Interconnection Plan (BEMIP) eine prominente Rolle spielen, allerdings müssten die bisherigen Dialogformate stärker durch konkrete Umsetzungsaktivitäten ergänzt werden. Eine große Bedeutung kommt in dieser Abstimmung nicht nur planerischen, sondern auch regulatorischen Fragen zu. Gleichzeitig ist bereits absehbar, dass dabei erhebliche Diskussions- und Abstimmungsbedarfe anfallen werden. Nicht zuletzt herrscht hier Handlungsdruck, weil Klarheit zum internationalen Rahmen als Voraussetzung für nationale Schritte erforderlich ist.

In Bezug auf **planerische Fragen** erscheint eine integrierte Erzeugungs- und Netzplanung auf Sea Basin Ebene, die für alle Beteiligten relative Sicherheit und erhöhte Verbindlichkeit über angestrebte Offshore-Erzeugungskapazitäten, deren Anschlusssituation und die angestrebten grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen schafft, erstrebenswert. Ein solch integrierter und verbindlicher Offshore-Plan könnte dann z. B. in nationalen Netzentwicklungsplänen berücksichtigt werden und würde die Kohärenz von Offshore- und Onshore-Netzentwicklung sicherstellen. Neben den Stromnetzen sollte eine verstärkte Koordination auch im Zusammenhang mit dem Ausbau eines Wasserstoffnetzes angestrebt werden. Vorgelagert zur Erzeugungs- und Netzplanung auf EU- und Sea-Basin-Ebene sollte aber eine Klärung der regulatorischen Fragen (s. u.) erfolgen. Denn fortbestehende Unsicherheiten z. B. zu den ökonomischen Folgen der Offshore-Vernetzung können die Kooperationsbereitschaft der beteiligten Akteure ggf. verringern. Ebenfalls erscheint es sinnvoll, vorgelagert raumplanerische Randbedingungen in allen beteiligten Ländern zu klären, so dass sichergestellt ist, dass die Ergebnisse der integrierten Erzeugungs- und Netzplanung auch raumplanerisch umgesetzt werden können. In Deutschland bestehen bereits sehr detaillierte Raumordnungs- und Planungsprozesse für Küstenmeer und AWZ, deren Ergebnisse auch in grenzüberschreitenden Planungsprozessen genutzt werden könnten. Allerdings ist der Planungsstand nicht in allen Anrainerstaaten von Nord- und Ostsee vergleichbar fortgeschritten.

In Bezug auf **regulatorische Fragen** der EU-Koordination ist insbesondere das Marktdesign für hybride Offshore-Projekte ein relevanter Aspekt. Aus aktueller Sicht scheint die Umsetzung von OBZ auf EU-Ebene präferiert (bzw. die Umsetzung des Heimatmarktmodells keine realistische Perspektive zu sein) und systemisch gut begründbar. Soweit diesbezüglich grundsätzliche Einigkeit besteht, sollte das Modell der OBZ dann aber auch klar ausgestaltet und rechtlich verankert

werden, um Planungssicherheit für die relevanten Akteure zu schaffen, eine angemessene Berücksichtigung in nationalen Fördersystemen zu ermöglichen, aber auch eine Anpassung von Prozessen z. B. im grenzüberschreitenden Engpassmanagement und Market Coupling sicherzustellen. Eine wesentliche dabei zu klärende Frage betrifft die Governance für OBZ, wo z. B. Aspekte der regulatorischen Aufsicht und der Betriebsverantwortung zu klären sind. Eine Möglichkeit zur Vermeidung von Konflikten könnte dabei darin bestehen, bei OBZ zwischen multinationalen „Verbindungs“-Zonen ohne angeschlossene Netzkunden und unter nationaler Aufsicht stehenden Erzeugungs- und Verbrauchszonen zu unterscheiden. Ein zweiter wesentlicher Aspekt betrifft Fragen rund um Kostenteilung (CBCA) und Cross-Border-Finanzierungsmöglichkeiten für hybride Offshore-Projekte. Kostenteilungsregeln werden dabei nach aller Voraussicht notwendig sein, um (u. a. unter Berücksichtigung zu erwartender Strompreiseffekte durch Vernetzung und Auswirkungen auf Förderkosten für Offshore-Windenergie) eine aus Sicht aller Kooperationspartner vorteilhafte Verteilung von Kosten und Nutzen zu erreichen und Anreize zu schaffen, damit relevante Akteure sich im bevorzugten oder gewünschten Konzept engagieren. Angesichts der Herausforderungen bei der Abstimmung von Kostenteilungsregeln sollte auch geprüft werden, inwiefern ein europäisches Finanzierungsinstrument sinnvoll sein kann, um den Aufbau von Offshore-Vernetzung zu unterstützen.

Für eine zeitgerechte und sinnvolle Umsetzung von Offshore-Netzkonfigurationen ist somit eine gegenüber heute verstärkte internationale/europäische Koordination im Bereich des Ausbaus der Offshore-Windenergie zentral. Da die Vernetzung künftig nicht mehr – wie bei bisher bestehenden hybriden Projekten – ausschließlich bilateral stattfindet und damit erheblich komplexer wird, muss eine solche Koordination möglichst frühzeitig stattfinden. Nur dann können langfristige Vernetzungsziele in der in vielen Ländern, u. a. Deutschland, nun bevorstehenden Phase des dynamischen Ausbaus der Offshore-Erzeugung bereits effizient berücksichtigt werden. *Allerdings darf der Fortgang der europäischen Koordination nicht dazu führen, dass eine bi- oder multilaterale Vernetzung unterbleibt. Deutschland hat ein großes Interesse daran, in diesem Bereich die Planungen auch auf nationaler Ebene voranzutreiben.*

Netzplanung

Mit Blick auf die Netzplanung stellt sich zunächst die Frage, wie künftig das **Verhältnis zwischen nationaler und internationaler Netzplanung** ausgestaltet sein soll. Bei einer verstärkten internationalen Vernetzung mit hybrider Anbindung von Offshore-Windparks steigt die Dringlichkeit zur Beantwortung dieser Fragestellung, insbesondere um frühzeitig mögliche Randbedingungen und Freiheitsgrade abzuklären, die Übertragungsnetzbetreiber und Regulierungsbehörden in den nationalen Entwicklungsplänen berücksichtigen sollten.

Grundsätzlich ist auch auf nationaler Ebene zu bewerten, welche Konsequenzen das Verfolgen eines bestimmten Offshore-Netzkonzeptes für die Ausgestaltung der Offshore-Anbindungen hätte. Eine etwaige Vernetzung sollte daher möglichst auch in den **nationalen Netzentwicklungsplänen** berücksichtigt werden. Während die Anforderungen bisher eindeutig darauf abzielten, den Abtransport der Offshore-Windenergie mit radialen Anbindungen zu ermöglichen, würden sich bei alternativen Offshore-Netzkonzepten mit seeseitiger Vermaschung und/oder Elektrolyse neue Anforderungen ergeben. Künftig sollte berücksichtigt werden, wie sich diese Anforderungen auf die Bedarfe und auf die Planungshorizonte und Planungscoordination auswirken. Auch hier ist eine zeitgerechte Vorausplanung sinnvoll, und es sollte angestrebt werden, eine etwaig gewünschte Vernetzung auch frühzeitig in den Entwicklungsplänen, wie zum Beispiel im NEP (der im NEP2037 auch bereits Szenarien mit 70 GW Offshore-Leistung in 2045 enthält, aber eine Offshore-Vernetzung nicht direkt berücksichtigt), zu untersuchen und zu berücksichtigen.

Perspektivisch wäre wünschenswert, dass die Ergebnisse einer grenzüberschreitenden koordinierten und verbindlichen Offshore-Netzplanung in nationalen Netzentwicklungsplänen als Randbedingung zu berücksichtigen sind. Bis zum Vorliegen einer solchen Planung ist zumindest zu diskutieren, wie die grundsätzlich zu erwartende Offshore-Vernetzung in nationalen Netzentwicklungsplänen angemessen reflektiert wird.

Bei der Abstimmung zwischen internationalen und nationalen Entwicklungsplänen sind auch **technologische Fragen**, die bei einer verstärkten Vernetzung aufgeworfen werden, zeitnah zu klären. Dazu zählen z. B. das Zusammenspiel unterschiedlicher Konverter oder Festlegungen zu Konzepten für den Offshore-Netzbetrieb. Im Detail wird die Entwicklung konkreter technischer Standards für Offshore-Netze und hybride Offshore-Assets notwendig werden. Um diesbezüglich keine Zeit zu verlieren, sollten zeitnah entsprechende Prozesse aufgesetzt und Verantwortlichkeiten geklärt werden.

Raumplanung

Eine besondere Herausforderung bei der Umsetzung von international koordinierter und geplanter Offshore-Vernetzung stellt die Verknüpfung mit der Raumplanung dar. Dabei ist sicherzustellen, dass eine aus energiewirtschaftlicher Sicht sinnvolle und z. B. in einem integrierten Offshore-Netzplan verankerte Offshore-Vernetzung auch raumplanerisch umsetzbar ist, ohne dass aus nationalen raumplanerischen Vorbehalten eine mangelnde Verbindlichkeit der Planung insgesamt und damit u. a. Unsicherheiten für alle Akteure, deren Planungen auf dem integrierten Offshore-Netzplan aufbauen, entstehen. Auch heute werden die nationalen Raumordnungspläne europäisch konsultiert und abgestimmt.

Eine Möglichkeit, Raumplanungen zu Gunsten der Windenergie auf See in anderen Mitgliedstaaten anzureizen, könnte eine **Erstklärung der Implikationen eines Offshore-Netzes auf die Raumplanung** sein. Diese ist sinnvollerweise vor der international koordinierten Offshore-Netzplanung anzugehen, also vor der Festlegung des anzustrebenden Konzeptes oder gar konkreter Kapazitäten und einzelner Projekte. Über diesen ersten Schritt sind zunächst raumplanerische Randbedingungen zu definieren, die neben Flächenbedarfen für die Vernetzung, künstliche Inseln, Plattformen etc. und Trassenbedarfen für Interkonnektoren auch die Identifikation und den Umgang mit potenziellen Nutzungskonflikten umfassen. Um sich verändernde Anforderungen und Herausforderungen im internationalen Planungsprozess zu berücksichtigen, könnte eine regelmäßige Wiederholung dieses Schritts sinnvoll sein.

Um die Festlegungen einer international koordinierten Offshore-Netzplanung (s. o.) umzusetzen, ist eine angestrebte Vernetzung schließlich von allen betroffenen Ländern in ihrer **Raumplanung für die AWZ** zu berücksichtigen. Dies beinhaltet insbesondere die Berücksichtigung in Fortschreibungen von Raumordnungsplänen, Flächenentwicklungsplänen und Flächenvorentwicklungen.

Nur wenige Anrainerstaaten verfügen über derart detaillierte und fortgeschrittene Planungsprozesse wie es in Deutschland der Fall ist. Aus diesem Grund sollte die Erstklärung der Implikationen als Voraussetzung für die international koordinierte Offshore-Netzplanung zügig angegangen werden.