

INTERNATIONALE SZENARIENRECHNUNG DES OFFSHORE AUSBAUS

—

REDUKTION DER LEISTUNGSDICHTE IN DER DEUTSCHEN AWZ UND GRENZÜBERSCHREITENDE RADIALE ANBINDUNG VON OFFSHORE-WINDPARKS IN DÄNEMARK UND SCHWEDEN

Juni 2026**Dr. Torge Lorenz, Jonas Kaczinski, Dr. Balthazar Sengers und Dr. Bernhard Stoevesandt**

Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme IWES
Am Seedeich 45, 27572 Bremerhaven

Projektnummer: 11-42782**Im Auftrag des:**

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

Bundesverband der Windenergie Offshore e.V. (BWO)
Spreeufer 5
10178 Berlin

Berechtigte Personen: Teilnehmer der vom BDEW und BWO organisierten und beauftragten Studie zur Internationalen Szenarienrechnung des Offshore Ausbaus

Kurzfassung

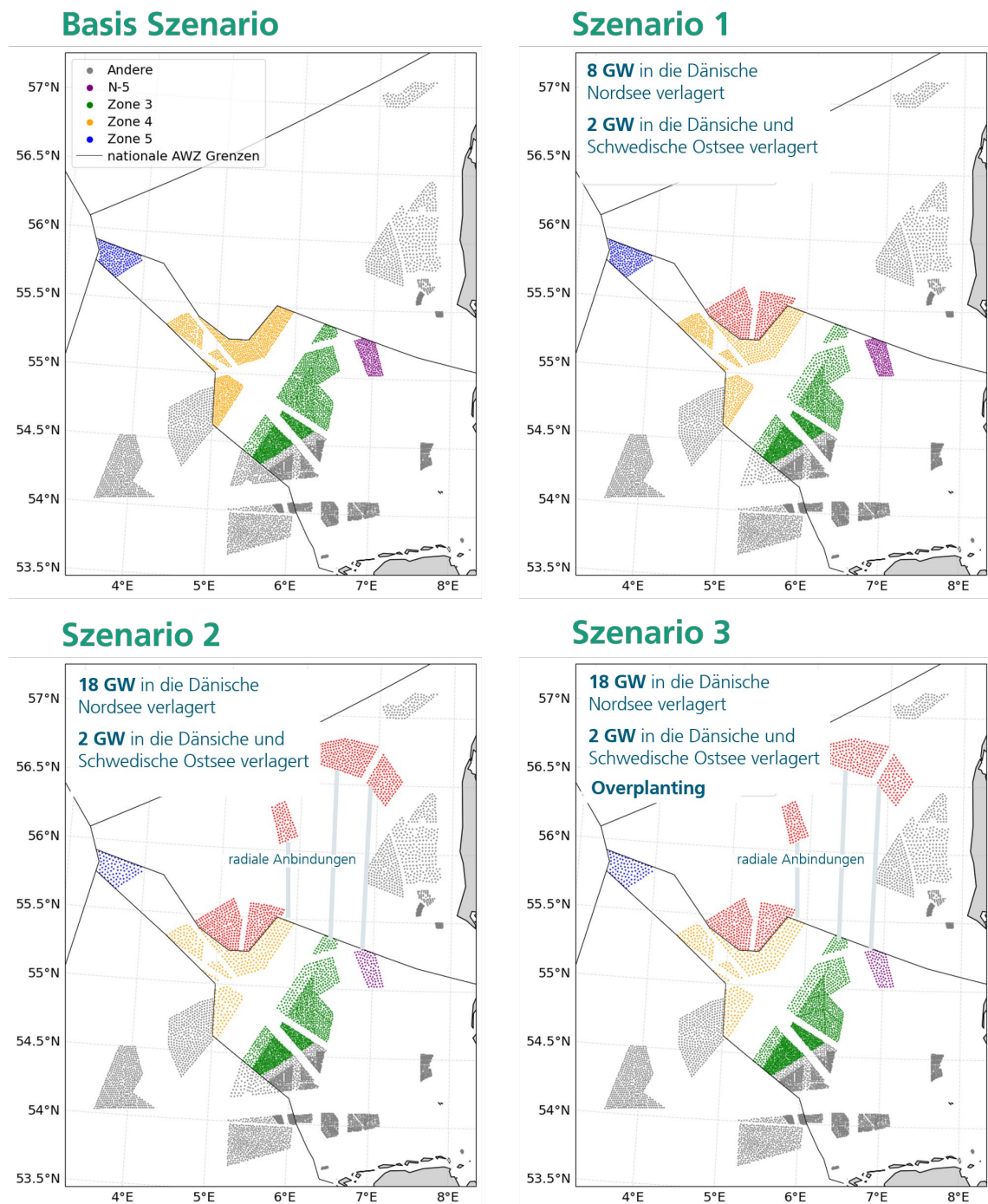


Abbildung 1: Szenarienübersicht des Offshore-Wind Ausbaus. Die Abbildung stellt die jeweiligen Ausbautzustände in der Nordsee dar. Der Ausbautzustand der Ostsee in den Szenarien 1 bis 3 wird in Abbildung 2-2 (Kapitel 2.1) gezeigt.

In der vorliegenden Studie wurde untersucht, ob die systemische Effizienz der Offshore-Windenergienutzung in der Deutschen Bucht durch eine alternative räumliche Verteilung künftiger Offshore-Windkapazitäten gesteigert werden kann. Grundlage ist ein Basisszenario auf Basis des FEP-Entwurfs 2025 mit einem Ausbauziel von 70 GW bis 2045.

Darauf aufbauend wurden drei Alternativszenarien analysiert: zwei Vergleichsszenarien mit reduzierter Leistungsdichte in der deutschen AWZ und einer Verlagerung von 10 bzw. 20 GW nach Dänemark und Schweden sowie ein Overplanting-Szenario (mit den Flächen aus dem 20-GW Szenario). Ziel ist eine vergleichende Bewertung, nicht die Optimierung absoluter Kennzahlen.

Die Szenarien wurden mit dem Mesoskalenmodell WRF (Wetterjahr 2012) hinsichtlich Windfelder und Erträge berechnet. Anschließend wurden mit der Fraunhofer-IWES-Software OffshoreTIMES technische Verfügbarkeiten, O&M-Prozesse und Betriebskosten simuliert. Investitions- und Netzanbindungskosten wurden ermittelt und über eine angenommene Betriebszeit von 35 Jahren¹ auf einen Kostenindex (Kosten pro erzeugter Stromeinheit) bezogen.

Die Ergebnisse zeigen, dass eine räumliche Verlagerung von Kapazitäten in dänische und schwedische Seegebiete den Gesamtenergieertrag deutlich erhöhen kann (ca. +6 % in Szenario 1, +13 % in Szenario 2, +8 % in Szenario 3; diese Ergebnisse ergeben sich aus den absoluten Zahlen in Tabelle I). Besonders in Szenario 2 werden im Kostenindex werden leicht steigende Betriebs- und Netzanbindungskosten durch Ertragsgewinne überkompensiert. Das Overplanting-Szenario verbessert zwar Ertrag und Netzauslastung gegenüber dem Basisszenario, bleibt aber aufgrund von Abschattungs- und Abregelungsverlusten hinter Szenario 2 zurück. Alle drei Alternativszenarien weisen einen niedrigeren Kostenindex auf als das Basisszenario; der günstigste wird in Szenario 2 erreicht (siehe Tabelle I).

Damit zeigt die Studie, dass eine grenzüberschreitende räumliche Planung bei unveränderten deutschen Ausbauzielen zu volkswirtschaftlichen Effizienzgewinnen führen kann.

Tabelle I: Tabellarische Übersicht der installierten Kapazität, des Energieertrags, der Volllaststunden und des Kostenindex aus den verschiedenen Szenarien, gegliedert nach räumlichen Zonen.

	Basis				Szenario 1				Szenario 2				Szenario 3			
	Kapazität [GW]	Energie- ertrag [TWh]	Volllast- stunden [h]	Kosten- index	Kapazität [GW]	Energie- ertrag [TWh]	Volllast- stunden [h]	Kosten- index	Kapazität [GW]	Energie- ertrag [TWh]	Volllast- stunden [h]	Kosten- index	Kapazität ONAS [GW]	Energie- ertrag [TWh]	Volllast- stunden ONAS [h]	Kosten- index
N-5	4	16,0	4000	0,840	4	16,2	4060	0,829	2	9,3	4650	0,729	2	9,4	4680	0,743
Zone 3	28	89,2	3190	1,106	24	79,8	3330	1,062	24	80,6	3370	1,052	26	82,8	3450	1,074
Zone 4	20	73,8	3690	0,939	14	54,9	3920	0,886	8	34,7	4340	0,803	8	33,3	4510	0,805
Zone 5	4	17,0	4260	0,862	4	17,0	4250	0,864	2	9,5	4760	0,778	2	9,6	4820	0,789
Total DE	56	196,1	3500	1,000	46	167,9	3650	0,962	36	134,1	3730	0,946	35	135,0	3820	0,964
DK-S-Baltic	-	-	-	-	2	8,9	4430	0,700	2	8,9	4430	0,700	2	8,9	4430	0,700
DK-N	-	-	-	-	8	31,4	3930	0,901	18	79,3	4390	0,829	15	68,4	4680	0,807
Total	56	196,1	3500	1,000	56	208,2	3720	0,941	56	222,3	3970	0,894	52	212,3	4080	0,903

¹ Hierbei handelt es sich eine theoretische Betriebszeit, die in der Branche momentan diskutiert wird.

Executive Summary

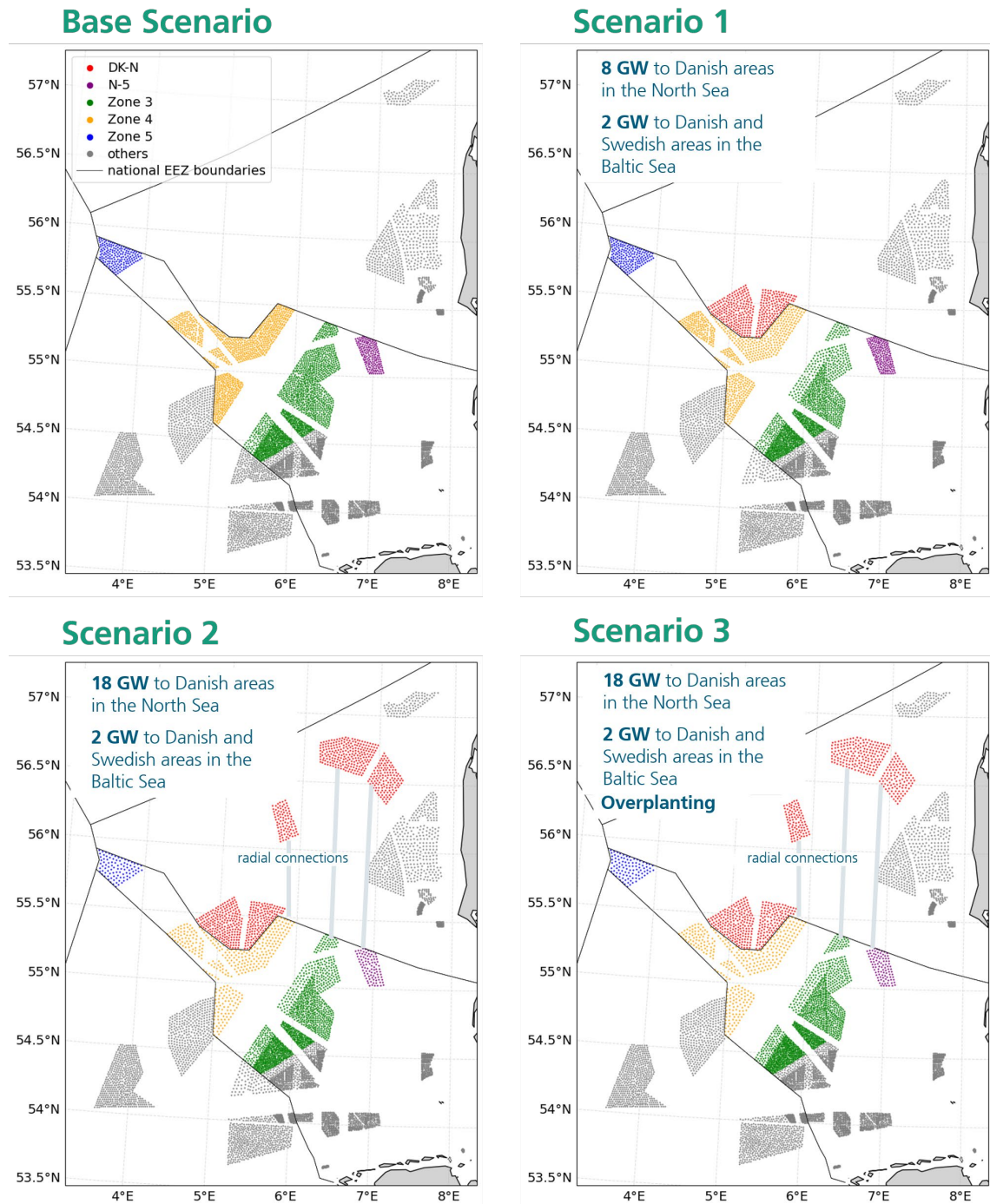


Figure 1: Scenario overview of the offshore wind build-up. The images visualize the built-up in the North Sea. The build-up in the Baltic Sea in Scenarios 1 to 3 is shown in Figure 2-2 (Section 2.1).

This study investigates whether the systemic efficiency of offshore wind energy in the German Bight can be increased through an alternative spatial distribution of the future offshore wind build-up. The analysis is based on a reference scenario derived from the site development plan 2025 draft with an installation target of 70 GW by 2045.

Building on this, three alternative scenarios are examined: two comparison scenarios with reduced power density in the German Exclusive Economic Zone (EEZ) and a shift of 10 and 20 GW, respectively, to Denmark and Sweden, as well as an overplanting scenario (based on the 20-GW scenario). The aim is a comparative assessment rather than the optimization of absolute indicators.

The scenarios were calculated using the mesoscale model WRF (weather year 2012) with respect to wind fields and energy yields. Subsequently, technical availability, O&M processes, and operating costs were simulated using the Fraunhofer IWES software OffshoreTIMES. Investment and grid connection costs were determined and allocated over an assumed operating lifetime of 35 years² to derive a cost index (cost per unit of electricity generated).

The results show that spatially shifting capacities to Danish and Swedish maritime areas can significantly increase total energy yield (approx. +6% in Scenario 1, +13% in Scenario 2, +8% in Scenario 3; see Table I). In Scenario 2 in particular, the slight increase in operating and grid connection costs is more than offset by higher yields in terms of the cost index. Although the overplanting scenario improves energy yield and grid utilization compared with the reference scenario, it lags behind Scenario 2 due to wake and curtailment losses. All three alternative scenarios exhibit a lower cost index than the reference scenario, with the lowest value found in Scenario 2 (see Table I).

The study thus demonstrates that cross-border spatial planning, while maintaining existing German expansion targets, can lead to macroeconomic efficiency gains.

Table I: Scenario overview of installed capacities, energy yield, full load hours and cost index for the different areas considered in this study.

	Base Scenario				Scenario 1				Scenario 2				Scenario 3			
	Capacity [GW]	Energy Yield [TWh]	Full Load Hours [h]	Cost Index	Capacity [GW]	Energy Yield [TWh]	Full Load Hours [h]	Cost Index	Capacity [GW]	Energy Yield [TWh]	Full Load Hours [h]	Cost Index	Capacity [GW]	Energy Yield [TWh]	Full Load Hours [h]	Cost Index
N-5	4	16.0	4000	0.840	4	16.2	4060	0.829	2	9.3	4650	0.729	2	9.4	4680	0.743
Zone 3	28	89.2	3190	1.106	24	79.8	3330	1.062	24	80.6	3370	1.052	26	82.8	3450	1.074
Zone 4	20	73.8	3690	0.939	14	54.9	3920	0.886	8	34.7	4340	0.803	8	33.3	4510	0.805
Zone 5	4	17.0	4260	0.862	4	17.0	4250	0.864	2	9.5	4760	0.778	2	9.6	4820	0.789
Total DE	56	196.1	3500	1.000	46	167.9	3650	0.962	36	134.1	3730	0.946	35	135.0	3820	0.964
DK-S-Baltic	-	-	-	-	2	8.9	4430	0.700	2	8.9	4430	0.700	2	8.9	4430	0.700
DK-N	-	-	-	-	8	31.4	3930	0.901	18	79.3	4390	0.829	15	68.4	4680	0.807
Total	56	196.1	3500	1.000	56	208.2	3720	0.941	56	222.3	3970	0.894	52	212.3	4080	0.903

² This is a theoretical value, that is currently discussed within the industry.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	3
Executive Summary	5
Inhaltsverzeichnis	7
1 Einleitung	8
2 Arbeitsschritte	8
2.1 Szenario-Berechnungen:	9
3 Erstellung der Windfelder entsprechend der Szenarien	16
4 Simulation der Offshore-Prozesse mit OffshoreTIMES	17
4.1 Konzept der O&M-Modellierung	17
4.2 Spezifischen Annahmen für die O&M-Modellierung	18
4.2.1 Offshore-Windenergieanlagen	18
4.2.2 Offshore-Netzanbindungssysteme	19
4.2.3 Methodik zur Bestimmung der Betriebskosten	20
4.3 Ergebnisse der O&M-Modellierung: Verfügbarkeiten und Kosten	21
4.4 Neubaukosten	24
5 Auswertung und Diskussion	27
5.1 Energieertrag und Volllaststunden	27
5.1.1 Gesonderte Betrachtung des Einflusses der Doordewind OWPs	30
5.2 Kostenindex	32
5.3 Zusammenfassung	35
6 Literaturverzeichnis	37
Anhang A: Korrektive Instandhaltungsannahmen Teil I	39
Anhang B: Korrektive Instandhaltungsannahmen Teil II	43
Anhang C: Inspektionsmaßnahmen WEA und korrektive Eingriffe ONAS	45
Anhang D: Offshore Logistik Ressourcen	46
Anhang E: Neubauprozesse	47
Abbildungsverzeichnis	48
Tabellenverzeichnis	49

1 Einleitung

Ziel der vorliegenden Studie ist die Untersuchung, ob die systemische Effizienz der Offshore-Windenergienutzung in der Deutschen Bucht durch eine alternative räumliche Verteilung künftiger Offshore-Windkapazitäten gesteigert werden kann. Dabei bleiben die installierte Gesamtkapazität sowie die Anbindung an das deutsche Stromnetz unverändert.

Als Referenz dient ein Basisszenario auf Grundlage der Ausbauszenarienrechnungen für die Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie 2025). Dieses bildet die weitere Entwicklung der Offshore-Windenergie entsprechend der aktuellen Planungslogik ab.

Darauf aufbauend werden Vergleichsszenarien betrachtet, in denen ausgewählte Kapazitäten in benachbarte Seegebiete Dänemarks und Schwedens – als Teil einer möglichen Offshore-Kooperation zwischen den Staaten – verlagert werden. Das deutsche Ausbauziel von 70 GW bis 2045 bleibt in allen Szenarien erhalten; die Windparks werden weiterhin radial an das deutsche Stromnetz angebunden. Die Analyse erfolgt somit unter konstanten Randbedingungen und erlaubt eine isolierte Bewertung der Effekte unterschiedlicher räumlicher Verteilungen und bewertet relative Unterschiede zwischen den Szenarien, etwa hinsichtlich des Ertrags und der Kosteneffizienz.

Die Ergebnisse stellen daher keine absolute Optimierung dar, sondern dienen als vergleichende Entscheidungsgrundlage für mögliche Effizienzgewinne durch grenzüberschreitende räumliche Planung.

2 Arbeitsschritte

Zur Bearbeitung der Fragestellungen wurde die folgende Herangehensweise mit dem Begleitzkreis der Studie definiert.

Methodischer Ablauf:

1. Definition und Festlegung der relevanten Rahmenbedingungen
2. Festlegung des Basisszenarios als Referenz
3. Definition alternativer internationaler Ausbauszenarien
 - Szenario 1 – Moderate Reduktion der Leistungsdichte und Verschiebung von 10 GW nach Dänemark und Schweden
 - Szenario 2 – Starke Reduktion der Leistungsdichte und Verschiebung von 20 GW nach Dänemark und Schweden
 - Szenario 3 – Verschiebung von 20 GW in Nachbarländer inklusive flächenspezifischer Überbauung der Netzanbindungskapazitäten (sog. »Overplanting«)
4. Durchführung der simulationsbasierten Analysen
5. Vergleich und Bewertung der Ergebnisse anhand zentraler Kennzahlen

Bewertungsansatz:

Die Bewertung der Szenarien erfolgt anhand eines Kostenindex, der die jährlichen Stromerträge den zugehörigen Investitions- und Betriebskosten gegenüberstellt. Dabei wird für alle Flächen ein einheitlicher Betrachtungszeitraum von 35 Jahren Betriebsdauer³ angesetzt. Die Stromerträge werden simulationsbasiert ermittelt und berücksichtigen Abschattungseffekte zwischen bestehenden und neuen Windparks. Die detaillierte Definition sowie die formale Berechnung des Kostenindex sind in Kapitel 5.2 beschrieben.

Zentrale Fragestellungen:

Die Analysen konzentrieren sich insbesondere auf folgende Aspekte:

- Welche Effekte ergeben sich aus einer reduzierten Leistungsdichte in der deutschen AWZ, insbesondere im Hinblick auf Wake-Verluste und Energieerträge?
- Welche zusätzlichen Kosten entstehen durch die Anbindung von Offshore-Windparks außerhalb der deutschen AWZ an das deutsche Stromnetz?
- Welche volkswirtschaftlichen Effekte ergeben sich im Vergleich zu einer rein nationalen Ausbauplanung?
- Welche volkswirtschaftlichen Effekte können durch eine flächenspezifische Überbauung der Netzanbindungskapazitäten (sog. »Overplanting«) erreicht werden?

Die detaillierte Ausgestaltung der Szenarien sowie alle zugrunde liegenden Annahmen werden in Kapitel 2.1 beschrieben.

2.1 Szenario-Berechnungen:

Zielsetzung:

Die Szenario-Berechnungen dienen dazu, die Auswirkungen unterschiedlicher räumlicher Verteilungen künftiger Offshore-Windkapazitäten auf Ertrag und Kosteneffizienz vergleichend zu bewerten. Ausgangspunkt ist ein Basisszenario, das die im FEP-Entwurf 2025 vorgesehenen Ausbauf Flächen und Kapazitäten abbildet. Darauf aufbauend werden drei alternative Szenarien betrachtet, in denen die Leistungsdichte zukünftiger Offshore-Windparks in der deutschen AWZ reduziert wird. Die dadurch nicht mehr realisierte Kapazität wird zum Ausgleich in benachbarte Seegebiete in Dänemark und Schweden verlagert.

Die Spezifikation der Szenarien erfolgte im Rahmen des Forschungsauftrags in Abstimmung mit dem Auftraggeber. Die Motivation liegt darin, mögliche Effizienzgewinne durch geringere Flächendichten in der Deutschen Bucht sowie durch eine grenzüberschreitende räumliche Reallokation von Offshore-Windkapazitäten zu untersuchen.

Die installierte Gesamtkapazität bleibt dabei in allen Szenarien unverändert.

Allgemeine Annahmen gültig alle Szenarien:

1. Wetterjahr für die Ertragsberechnungen und Verfügbarkeitssimulationen: 2012
2. Berücksichtigung der übrigen geplanten Offshore-Windprojekte in den AWZ der Nachbarländer in Dänemark und den Niederlanden sofern relevanter Einfluss. Hierbei erfolgt eine Betrachtung des angenommenen vollausgebauten Zustandes (2045), so wie in der Darstellung der Anlagenstandorte für das Basisszenario und Szenario 1 (Abbildung 2-1) dargestellt.

³ Theoretischer Wert, der momentan in der Branche diskutiert wird.

3. Die Flächenkulisse für Offshore-Windparks in den Niederlanden und Dänemark stammt aus einer früheren Studie des Fraunhofer IWES zu Windenergieerträgen in der Nordsee (Dörenkämper et al. 2025). Die zu dem Gebiet »DK-N« zusammengefassten Flächen in Abbildung 2-1 und Abbildung 2-3, die gemeinsam mit der Danish Energy Agency (DEA) und der Technical University of Denmark (DTU) identifiziert wurden und die Dänemark nach eigenen Angaben nicht für eigenen Ausbau braucht und auch bereits für mögliche radiale Anbindung nach Deutschland identifiziert hat, werden für die Auslagerung von Kapazitäten in Szenario 1 und 2 verwendet. Die konkreten Trassenverläufe wurden durch den Begleitkreis festgelegt.

Für die Flächenkulisse in der Ostsee wurden in enger Abstimmung mit dem Konsortium die dänischen und schwedischen Flächen von Kriegers Flak ausgewählt und mit insgesamt 2 GW geplant (siehe Abbildung 2-2).

4. 22 MW OWEAs in zukünftig installierten Offshore-Windparks in den Gebieten bzw. Flächen N-9.4, N-9.5, N-10, N-12 bis N-20;
5. 15 MW OWEAs in zukünftig installierten Offshore-Windparks in den Gebieten bzw. Flächen N-3 bis N-7 sowie N-9.1, N-9.2 und N-9.3
6. Grundlage für das Kostenmodell bildet die Fraunhofer-IWES Studie »Evaluation verschiedener Weiterbetriebs- und Nachnutzungsszenarien von Offshore Windparks und Offshore-Netzanbindungssystemen in der Deutschen Bucht« (Lorenz et al. 2025)
7. In den Berechnungen wird der vollständige, von den Auftraggebern dieser Studie angegebene Ausbauzustand für 2045, verwendet. Dieser Ausbauzustand von insgesamt 75 GW beinhaltet einen Rückbaupuffer von 5 GW, wie dieser aktuell vom BSH eingeplant wird. Solch ein Rückbaupuffer könnte letztendlich durch koordinierte Weiterbetriebskonzepte (Lorenz et al. 2025) reduziert werden
8. Bestandsparks, deren Flächen noch nicht zur Nachnutzung festgelegt wurden, laufen zur Vereinfachung bis der Untersuchungszeitraum endet und Rückbau wird nicht betrachtet

Alle Annahmen (z. B. Flächenkulissen, anzunehmende Anlagentechnik, Windparklayouts sowie Annahmen zu Kosten) wurden durch die Auftraggeber abgestimmt bzw. vorgegeben. Als Referenz wurden die Parameter aus der im Auftrag des BDEW vom Fraunhofer IWES durchgeführte Studie »Evaluation verschiedener Weiterbetriebs- und Nachnutzungsszenarien von Offshore Windparks und Offshore-Netzanbindungssystemen in der Deutschen Bucht« (Lorenz et al. 2025) gewählt und bestätigt.

Basisszenario

Das Basisszenario bildet den geplanten Ausbau der Offshore-Windenergie gemäß FEP-Entwurf 2025 ab (siehe Abbildung 2-1, links). Für neu zu errichtende Offshore-Windparks ergibt sich eine durchschnittliche Leistungsdichte von 10,2 MW/km². Damit beschreibt das Basisszenario die aktuelle Planungsgrundlage und dient als Referenz für die Bewertung der alternativen Szenarien.

Szenario 1 – Moderate Reduktion der Leistungsdichte

In Szenario 1 wird die durchschnittliche Leistungsdichte neu zu errichtender Offshore-Windparks auf 8,4 MW/km² reduziert. Die Reduktion der Kapazität erfolgt ausschließlich in den Zonen 3, 4 und 5. Bereits auktionierte Flächen bleiben unverändert; ebenso werden die Kapazitäten der Flächen N-10.1, N-10.2 und N-9.5 nicht angepasst (siehe Abbildung 2-1, rechts). Zusätzlich wird die Kapazität der designierten, noch nicht ausgeschriebenen niederländischen Flächen Doordewind I und II, die unmittelbar südwestlich an die deutschen Gebiete N-6 und N-9 angrenzen, von insgesamt 4 GW auf 2 GW reduziert, um die grenzüberschreitenden Effekte einer Reduktion der Leistungsdichte in diesem Bereich zu untersuchen.

Die durch die geringere Leistungsdichte freiwerdende Kapazität wird in benachbarte Seegebiete verlagert. Insgesamt werden 10 GW Offshore-Windkapazität außerhalb der deutschen AWZ berücksichtigt, davon:

- 8 GW in der dänischen Nordsee
- 2 GW in der Ostsee (dänische und schwedische Gebiete)

Ziel des Szenarios ist es, die Effekte einer moderaten Entzerrung der Flächennutzung auf Energieertrag und Kostenstruktur zu analysieren.

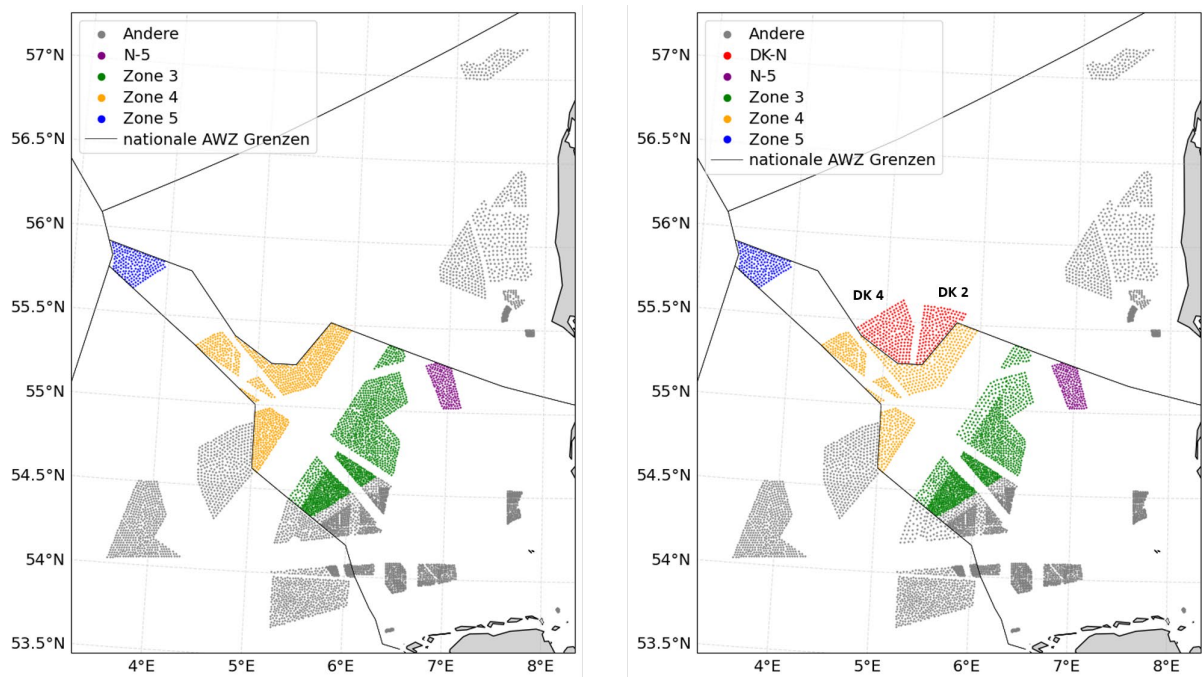


Abbildung 2-1: Darstellung der Positionen der im Basisszenario (links) und Szenario 1 (rechts) enthaltenen OWEAs in der Nordsee. Die Zonen 3, 4 und 5 aus dem Flächenentwicklungsplan sowie der Cluster N-5 sind farblich markiert. Die Grenzen der AWZ Deutschlands und der benachbarten Staaten sind ebenfalls eingezeichnet.

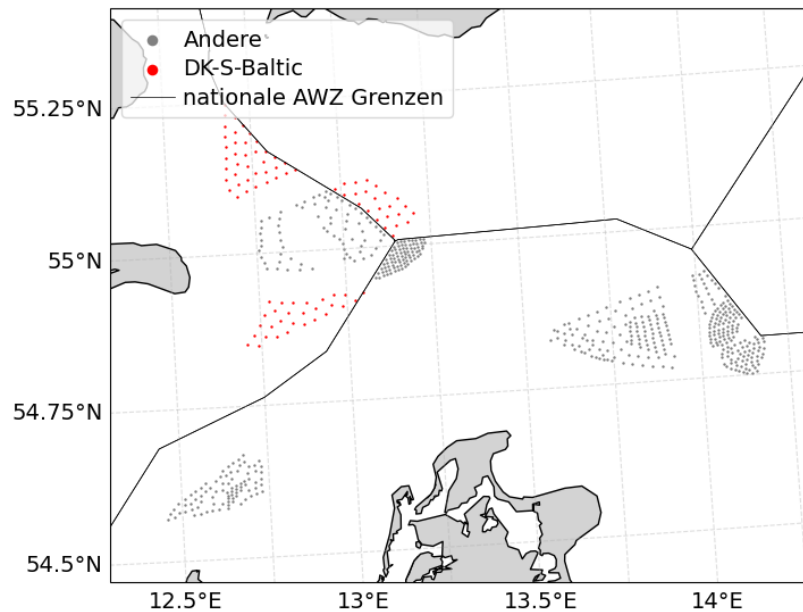


Abbildung 2-2: Darstellung der Positionen der im Szenario 1 bis 3 enthaltenen OWEAs in der Ostsee. In Dänemark und in Schweden installierte, aber ans deutsche Netz angeschlossene, OWEAs sind farblich markiert. Die Grenzen der AWZ Deutschlands und der benachbarten Staaten sind ebenfalls eingezeichnet.

Szenario 2 – Starke Reduktion der Leistungsdichte

In Szenario 2 wird die durchschnittliche Leistungsdichte neu zu errichtender Offshore-Windparks in der Nordsee auf 6,6 MW/km² reduziert. Auch hier erfolgt die Reduktion nur in den Zonen 3, 4 und 5; bereits auktionierte Flächen sowie die Flächen 10.1, 10.2 und 9.5 bleiben unverändert (siehe Abbildung 2-3). Der Ausbau in der Ostsee erfolgt wie auch in Szenario 1.

Insgesamt werden 20 GW Offshore-Windkapazität in benachbarte Seegebiete verschoben, davon:

- 18 GW in die dänische Nordsee
- 2 GW in die Ostsee

Dieses Szenario dient dazu, die Auswirkungen einer deutlich stärkeren räumlichen Entzerrung der Offshore-Windnutzung zu untersuchen.

Szenario 3 – Verschiebung von 20 GW in Nachbarländer plus Overplanting

Szenario 3 kombiniert die Verlagerung von Kapazitäten mit einer zusätzlichen flächenspezifischen Überbauung bestehender Netzanbindungen (»Overplanting«). Die Ausgangslage hierfür ist die Flächenkulisse aus Szenario 2. Zusätzlich wird die Kapazität der beiden designierten niederländischen Flächen »Doordewind I« und »Doordewind II« auf 0 GW reduziert, um die Effekte einer weiteren Reduktion der Leistungsdichte in diesem Bereich zu untersuchen.

Die verwendeten Annahmen zur Überbauung basieren auf den Ergebnissen einer Frontier Economics-Studie zur optimalen Überbauung von Offshore-Wind-Netzanbindungen (Janssen et al. 2026). Ausgangspunkt waren die dort untersuchten Referenzflächen und die jeweils ermittelten volkswirtschaftlich optimalen Überbauungsgrade. Auf dieser Grundlage wurde durch Frontier Economics vereinfacht abgeschätzt, wie sich die optimale Überbauung anhand zweier zentraler Flächencharakteristika einordnen lässt:

- Volllaststunden: In Flächen, die bereits hohe Volllaststunden erzielen, wird das optimale Overplanting in der Regel bereits durch eine geringere Überbauung erreicht.
- Entfernung von der Küste: Die optimale Überbauung steigt tendenziell mit größerer Entfernung von der Küste.

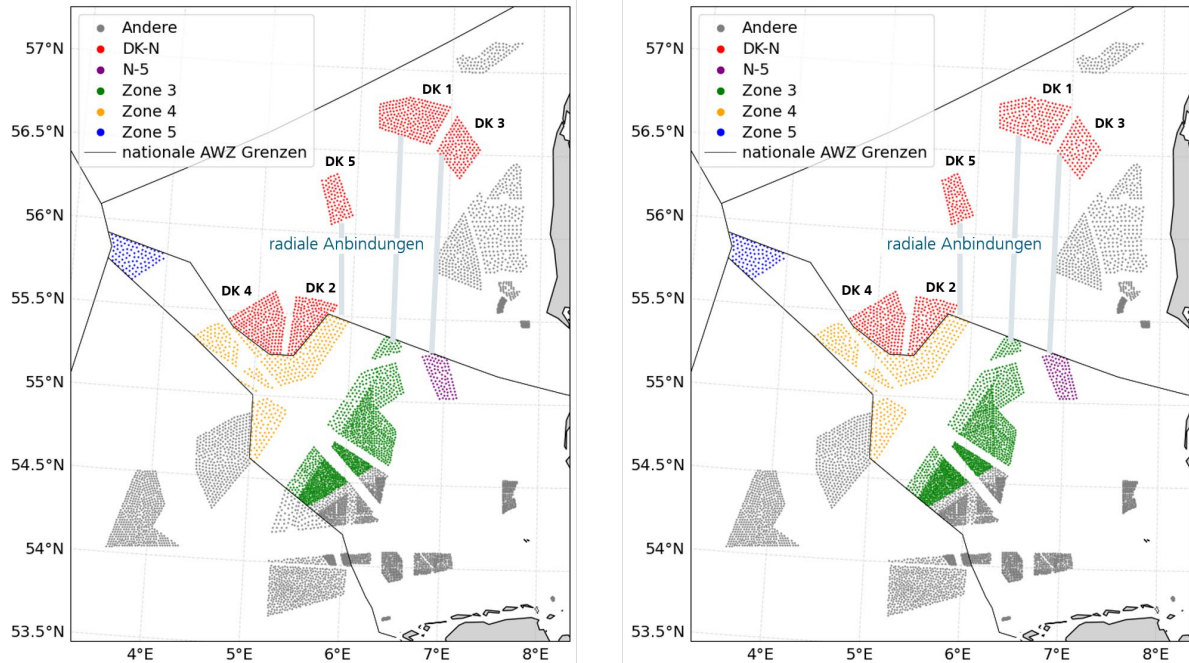


Abbildung 2-3: Darstellung der Positionen der in Szenario 2 und 3 enthaltenen OWEAs. Die Zonen 3, 4 und 5 aus dem Flächenentwicklungsplan sowie der Cluster N-5 und in Dänemark installierte, aber ans deutsche Netz angeschlossene, OWEAs sind farblich markiert. Die Grenzen der AWZ Deutschlands und der benachbarten Staaten sind ebenfalls eingezeichnet.

Anhand dieser beiden Faktoren wurde durch Frontiers Economics approximiert, in welchem Bereich die optimale Überbauung für die in dieser Studie betrachteten Flächen liegt. Diese vereinfachte Annäherung berücksichtigt nicht alle relevanten Einflussfaktoren. Neben Volllaststunden und Küstenentfernung wirken sich insbesondere das Winderzeugungsprofil, Abschattungseffekte, CAPEX, OPEX, Kapitalkosten und Strompreise maßgeblich auf die volkswirtschaftlich optimale Überbauung aus. Diese Faktoren wurden nur über die Basisannahmen der Frontier Economics-Studie berücksichtigt.

Auf diese Weise wurden von Frontiers Economics Overplanting-Angaben für die deutschen OWPs in den Zonen 3, 4 und 5 sowie die Fläche N-5 und die nach Dänemark verlagerten Kapazitäten in der Zone »DK-N«/»DK-North Sea« erstellt, die in den Spezifikationen für Szenario 3 verwendet werden. Dafür wurde diese Angaben vom Fraunhofer IWES noch auf passende Inkremente der Kapazität des jeweils genutzten WEA-Typs umgerechnet. In der Ostsee wurde für Szenario 3 kein Overplanting angewandt.

Die Spezifikationen (OWP-Kapazitäten, Leistungsdichten und ONAS-Kapazitäten) für die vier Szenarien sind in Tabelle 1 und Tabelle 2 aufgelistet. Die Darstellung der Spezifikationen ist auf zwei Tabellen aufgeteilt worden, um die Lesbarkeit zu erhalten und gleichzeitig die Nachvollziehbarkeit der wichtigsten Unterschiede zwischen den Szenarien zu gewährleisten. Die Anzahl an ONAS pro Gebiet ergibt sich in den Flächen, die je nach Szenario einen anderen

Ausbauzustand haben, aus der jeweiligen installierten WEA-Kapazität. Hierbei werden ausschließlich ONAS mit einer Einspeisekapazität von 2 GW verwendet.

Tabelle 1: Tabellarische Übersicht über die Annahmen für das Basisszenario, Szenario 1 (Verschiebung von 10 GW Offshore-Windenergiekapazität von der deutschen Nordsee in dänische und schwedische Seegebiete) und Szenario 2 (Verschiebung von 20 GW in dänische und schwedische Seegebiete). Die Gesamtkapazität im Basisszenario von 75 GW in der deutschen AWZ ist gemäß Ausbauziel von 70 GW plus 5 GW Rückbaupuffer spezifiziert (siehe Kapitel 2.1).

Gebiet	Zone	Basis			Szenario 1		Szenario 2	
		Kapazität [GW]	Leistungsdichte [MW/km²]	Kapazität ONAS [GW]	Kapazität [GW]	Leistungsdichte [MW/km²]	Kapazität [GW]	Leistungsdichte [MW/km²]
N-5	2	4,0	10,1	4,0	4,0	10,1	2,0	5,1
N-9	3	7,7	10,3	7,5	7,7	10,3	7,7	10,3
N-10	3	2,5	13,7	2,5	2,5	13,7	2,5	13,7
N-11	3	3,5	9,3	3,5	3,5	9,3	3,5	9,3
N-12.1-3	3	5,0	10,1	5,0	5,0	10,1	5,0	10,1
N-12.4-6	3	4,0	9,3	4,0	2,0	4,6	2,0	4,6
N-13	3	5,5	9,9	5,5	3,5	6,3	3,5	6,3
N-14	4	6,0	10,4	6,0	4,0	6,9	2,0	3,5
N-16	4	10,0	9,1	10,0	6,0	5,5	4,0	3,6
N-17 + N-20	4	4,0	8,6	4,0	4,0	8,6	2,0	4,3
N-19	5	4,0	7,1	4,0	4,0	7,1	2,0	3,6
Total		56,2	9,5	56,0	46,2	7,8	36,2	6,1
Other German OWFs		18,9		18,9	18,9		18,9	
Total DE		75,1		74,9	65,1		55,1	
DK North Sea		0,0		0,0	8,0	5,2	18,0	5,2
DK + SE Baltic Sea		0,0		0,0	2,0	8,5	2,0	8,5
Total		75,1		74,9	75,1		75,1	
Doordewind I und II		4,0	7,3		2,0	3,6	2,0	3,6

Tabelle 2: Tabellarische Übersicht über die Annahmen für Szenario 2 (Verschiebung von 20 GW in dänische und schwedische Seegebiete) und dem darauf basierendem Overplanting in Szenario 3. Die angegebene Überbauung bezieht sich auf das Verhältnis der OWP-Kapazität zur jeweiligen ONAS-Kapazität.

Gebiet	Zone	Szenario 2			Szenario 3			Überbauung
		Kapazität [GW]	Leistungsdichte [MW/km ²]	Kapazität ONAS [GW]	Kapazität [GW]	Leistungsdichte [MW/km ²]	Kapazität ONAS [GW]	
N-5	2	2,0	5,1	2,0	2,10	5,3	2,00	5,1%
N-9	3	7,7	10,3	7,5	8,11	10,8	7,50	8,1%
N-10	3	2,5	13,7	2,5	2,72	14,9	2,50	8,7%
N-11	3	3,5	9,3	3,5	3,80	10,0	3,50	8,5%
N-12.1-3	3	5,0	10,1	5,0	5,44	11,0	5,00	8,8%
N-12.4-6	3	2,0	4,6	2,0	2,13	4,9	2,00	6,4%
N-13	3	3,5	6,3	3,5	3,74	6,8	3,50	6,9%
N-14	4	2,0	3,5	2,0	2,12	3,7	2,00	6,2%
N-16	4	4,0	3,6	4,0	3,58	3,3	3,37	6,4%
N-17 + N-20	4	2,0	4,3	2,0	2,11	4,6	2,00	5,7%
N-19	5	2,0	3,6	2,0	2,11	3,8	2,00	5,7%
Total		36,2	6,1	36,0	37,97	6,4	35,37	7,4%
Other German OWFs		18,9		18,9	18,90		18,88	0,0%
Total DE		55,1		54,9	56,87		54,25	4,8%
DK North Sea		18,0		18,0	15,56		14,63	6,3%
DK + SE Baltic Sea		2,0		2,0	2,00		2,00	0,0%
Total		75,1		74,9	74,43		70,88	5,0%
DK Area - 1		5,1	5,2		4,02	4,1	3,78	6,2%
DK Area - 2		3,3	5,2		2,78	4,4	2,60	6,9%
DK Area - 3		3,0	5,2		2,35	4,1	2,22	6,0%
DK Area - 4		4,7	5,2		4,30	4,7	4,03	6,8%
DK Area - 5		2,0	5,2		2,11	5,5	2,00	5,3%
DK North Sea		18,1	5,2		15,56	4,5	14,63	6,3%
Doordewind I und II		2,0	3,6		0,00			

3 Erstellung der Windfelder entsprechend der Szenarien

Für die Berechnung der Windfelder wurde das Referenzjahr 2012 herangezogen. Dieses Wetterjahr ist auch in einer gemeinsamen Studie mit mehreren Übertragungsnetzbetreibern verwendet worden (Vollmer and Dörenkämper 2025). In dieser Studie findet auch Einordnung des Wetterjahres 2012 statt, sowie ein Vergleich mit dem Wetterjahr 2006, das zum Beispiel Rahmen der Berechnungen für den Flächenentwicklungsplan (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie 2025) herangezogen worden ist. Unter diesen Bedingungen wurden die Windfelder entsprechend der in Kapitel 2 beschriebenen Annahmen mit dem Mesoskalen-Modell WRF (Skamarock et al. 2019) mit einer Windpark-Parametrisierung berechnet, angetrieben durch die ERA5-Reanalysedaten des Jahres 2012, die vom European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (Hersbach et al. 2020) bereitgestellt wurden.

Aus den Szenariospezifikationen (siehe Tabelle 1) ergibt sich für jedes darin enthaltene Szenario jeweils ein Ausbauzustand, der jeweils für eine Simulationszeit von einem Jahr mit WRF berechnet wird, um die Erträge unter diesen Bedingungen zu berechnen. Die jährlichen Durchschnittswindgeschwindigkeiten in 100 m Höhe für die verschiedenen Szenarien sind in Abbildung 3-1 dargestellt.

Die derart berechneten Erträge gelten für eine ununterbrochene Anlagen- und Netzverfügbarkeit. Daher werden im folgenden Arbeitsschritt (siehe Kapitel 4) zusätzlich noch technische Ausfälle und Verfügbarkeiten während des Betriebs per Simulation ermittelt. Auf diese Weise lässt sich ein noch realistischeres und umfassenderes Bild der zu erwartenden Erträge bestimmen.

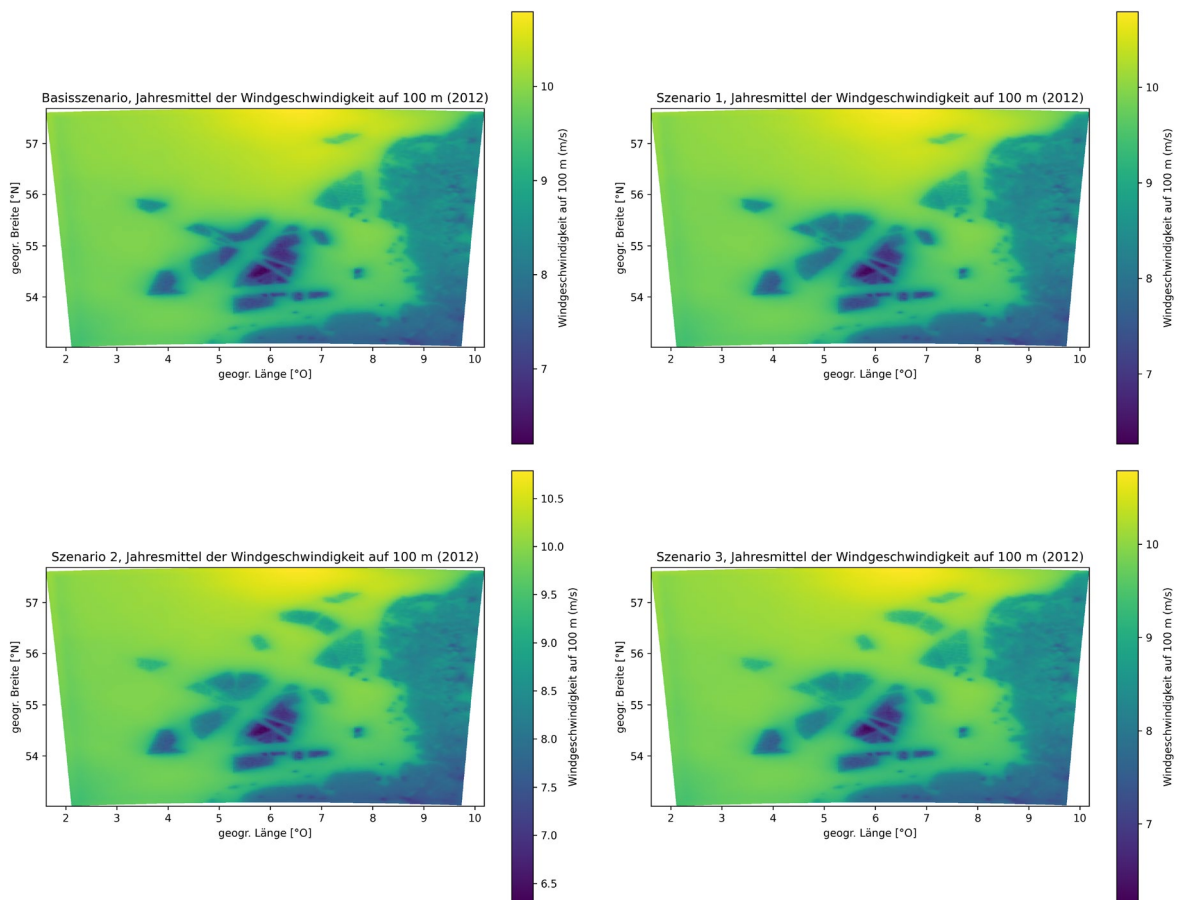


Abbildung 3-1: Die durchschnittliche 100-m Windgeschwindigkeit für das Wetterjahr 2012 auf dem Modellgitter der WRF-Simulationen.

4 Simulation der Offshore-Prozesse mit OffshoreTIMES

4.1 Konzept der O&M-Modellierung

Die vorangehende Ertragssimulation geht davon aus, dass alle Windenergieanlagen (WEA) zu jeder Zeit laufen und Strom einspeisen können. Um realistischere Abschätzungen für den Ertrag zu erhalten, wird der Betrieb der OWPs mittels der Fraunhofer IWES Software OffshoreTIMES simuliert. Es handelt sich hierbei um eine ganzheitliche, zeitreihenbasierte Software zur Analyse und Planung von OWPs. OffshoreTIMES simuliert die Durchführung von Wartungsmaßnahmen und die dazugehörige Logistik über die gesamte Lebensdauer eines Offshore-Windparks, um wichtige Leistungsindikatoren wie die Verfügbarkeit der Windenergieanlagen oder die Betriebskosten (O&M-Kosten) zu ermitteln. Eine schematische Darstellung der Ein- und Ausgangsparameter von OffshoreTIMES befindet sich in Abbildung 4-1.

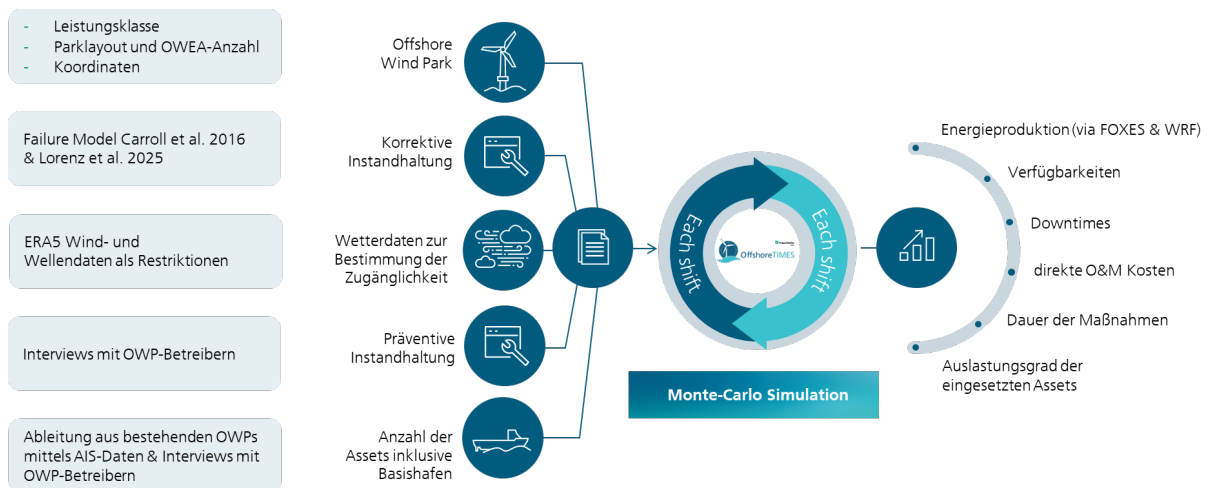


Abbildung 4-1: Schematische Darstellung der Input und Outputs von OffshoreTIMES

Der Ausfall von Systemen einer WEA und die durchzuführenden Wartungs- und Reparaturarbeiten beeinflussen den Betrieb eines OWP erheblich. Die Zuverlässigkeit der technischen Komponenten einer WEA und auch der Offshore-Netzanbindungssysteme wird in OffshoreTIMES stochastisch simuliert. Das bedeutet, dass der Ausfall eines Systems je nach Art des Defekts mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit eintritt. Aus diesem Grund folgt OffshoreTIMES dem Prinzip einer Monte-Carlo-Simulation, bei der Wartung und Logistik eines OWP über mehrere Jahre in diskreten Zeitschritten simuliert werden. Auf diese Weise wird eine statistisch aussagekräftige Analyse des OWP-Betriebs erstellt.

Das Kostenmodell von OffshoreTIMES fasst die O&M-Kosten eines Offshore-Windparks in die folgenden Kostenkategorien zusammen (tabellarisch aufgelistet in Anhang D):

- Personalkosten: Die Personalkosten werden in Form von Tagessätzen berechnet, die für verschiedene Kategorien von technischem Personal definiert werden können
- Schiffskosten: Die Schiffskosten werden als Tagessätze berechnet, die für unterschiedliche Typen von Schiffen aufgestellt werden. Die für den OWP-Betrieb benötigten Schiffstypen ergeben sich durch das Anforderungsprofil der zu bewältigenden O&M-Maßnahmen. Manche Aufgaben erfordern lediglich den Transport der Besatzung und ggf. Ersatzteilen (Crew Transfer Vessel (CTV), Service Operation Vessel (SOV)), während andere spezielle Anforderungen wie

Schwerlastarbeiten (Jack-Up-Vessel, JUV) beinhalten, was zu deutlich höheren Kosten führt. Für bestimmte Schiffe, wie das JUV, entstehen zusätzliche Mobilisierungskosten.

- Helikopterkosten: Falls Helikopter als Teil des Logistikkonzepts eingesetzt werden, werden die Kosten als Stundensätze berechnet. Helikopter können ausschließlich für den Personentransport genutzt werden.
- Reparaturkosten: Reparaturkosten werden je nach Art des Systemausfalls der WEA als einmalige Kosten berücksichtigt, beispielsweise für Werkzeuge, Geräte oder Ersatzteile.

Normalerweise wird OffshoreTIMES für den Betrieb genutzt, allerdings eignet sich die Software auch zur Modellierung von Rück- und Neubauprozessen. In einem solchen Fall wird das stochastische Fehlermodell deaktiviert. Stattdessen gibt es einen vordefinierten Projektplan mit einer Liste von Tickets, die von den verschiedenen Schiffen abgearbeitet werden müssen. Analog zum Betrieb wird auch hier beachtet, dass die Wetterrestriktionen der einzelnen Arbeitsschritte, wie auch die wetterbedingten Einsatzgrenzen der Schiffe, stets eingehalten werden.

Im Folgenden werden die Inputparameter für die Simulation des Betriebs erläutert, wie auch für die Annahmen für den Neubau von OWPs.

4.2 Spezifischen Annahmen für die O&M-Modellierung

4.2.1 Offshore-Windenergieanlagen

Eine Felddatenstudie zu durchschnittlichen Ausfallraten von WEA-Subsystemen, gemittelten Reparaturzeiten, Materialkosten und der Anzahl benötigter Techniker für verschiedene Arten von O&M-Maßnahmen wurde als Grundlage für die Eingabewerte des Betriebskostenmodells herangezogen (Carroll et al. 2016).

Bei der Modellierung in OffshoreTIMES besteht ein OWP aus mehreren WEAs, deren Unterteilung in Haupt- und Teilsysteme in der Software flexibel angepasst werden kann. Der Detailgrad der Unterteilung beeinflusst die Simulation, da für jedes System eine eigene Zuverlässigkeit definiert wird. Gemäß Carroll et al. 2016 werden vier Ausfallarten bzw. Schweregrade für die Systeme einer WEA unterschieden:

- Major Replacement: O&M-Maßnahme, bei der das System komplett ausgetauscht wird
- Major Repair: O&M-Maßnahme, bei der eine umfangreiche Reparatur unter dem Einsatz größerer Ersatzteile durchgeführt wird
- Minor Repair: O&M-Maßnahme, bei der eine Reparatur geringen Ausmaßes unter dem Einsatz von weniger Material und Gerät durchgeführt wird
- No Cost Data: O&M-Tätigkeiten, für die keine Kostendaten vorliegen.

Im Fehlermodell, das in dieser Studie verwendet wird, ist für jedes berücksichtigte Subsystem einer WEA für jede dieser vier Ausfallarten eine durchschnittliche jährliche Ausfallrate definiert. Die entsprechenden Werte sind in Abbildung 4-2 dargestellt. Außerdem wird in der O&M-Modellierung für diese Studie für jede der verschiedenen Ausfallarten und Komponenten auch die tatsächliche Arbeitszeit vor Ort, die Materialkosten und die Anzahl benötigter Techniker festgelegt. Diese Annahmen basieren ebenfalls auf Carroll et al. 2016.

Um das Zuverlässigkeitsmodell für die zukünftigen 22-MW Anlagen verwenden zu können, wurden einige Anpassungen vorgenommen. Diese Anpassungen entsprechen denen, die für denselben Anlagentyp in einer Studie mit ähnlicher Methodik erarbeitet wurden (Lorenz et al.

2025). Die Ausfallrate des Getriebes für diese Anlagen wird auf Basis von Erfahrungswerten mit neueren Anlagen um 50 % reduziert. Außerdem wird die Fehlerrate für den Tausch des Generators wurde um 50 % reduziert, während die Fehlerrate für den Tausch von Rotorblättern verdoppelt wurde. Darüber hinaus wird der Austausch des "Hubs" bzw. der Nabe als mögliche Instandhaltung bei 22-MW Anlagen ausgeschlossen.

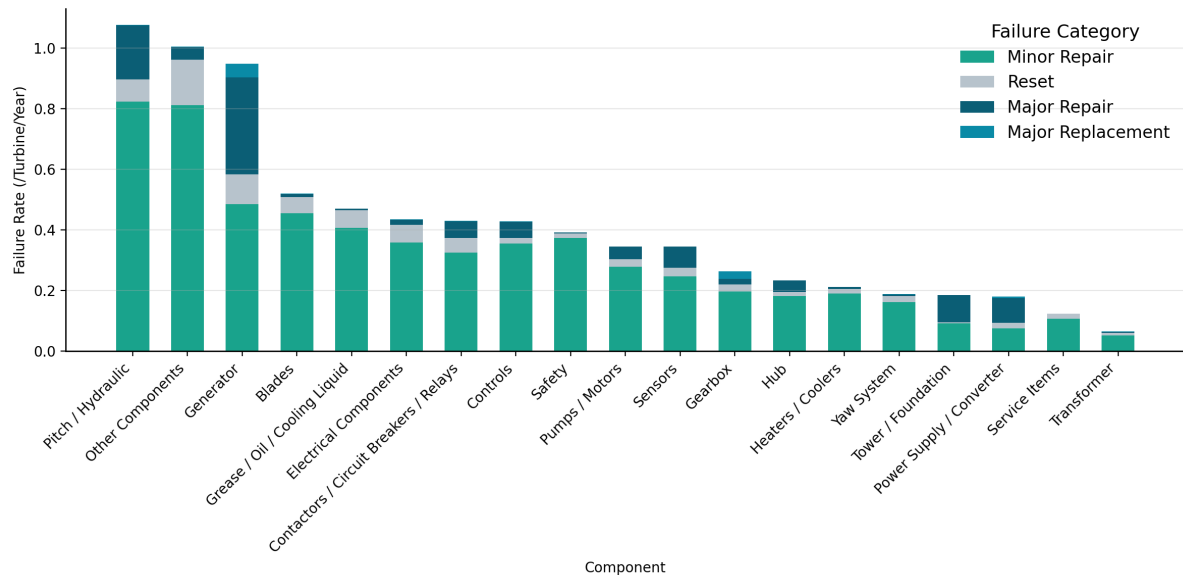


Abbildung 4-2: Jährliche Ausfallraten der einzelnen Subsysteme einer Windturbine (basierend auf Carroll et al. (2016)).

Im Fehlermodell von Carroll et al. (2016) sind keine Informationen darüber enthalten, inwieweit jeder Fehler zum Ausfall des Betriebs der ganzen Turbine führt. Es gibt viele Fehler, die keinen Ausfall der Anlage oder nur eine Reduktion der Leistung mit sich bringen. Hierfür wurde das Fehlermodell mit zusätzlichen Angaben ergänzt. Diese beruhen auf Abschätzungen der Arbeitsgruppe der Technischen-Zuverlässigkeit des IWES.

Die in der Studie von Carroll et al. (2016) dargestellten Materialkosten beziehen sich auf ältere Anlagen (3,6 MW) und gelten als passend für diese Größe. Bei größeren Anlagen werden in der Regel höhere Materialkosten beobachtet und entsprechend wurden diese Parameter für eine Anwendung auf 22-MW Anlagen angepasst. Für eine Betrachtung von Unterschieden je nach Hersteller (OEM) und Verfügbarkeit liegen für 22-MW WEA keine ausreichenden Daten vor. Da hier alle Anlagen und alle Flächen gleichbehandelt werden, wirkt sich dies nicht auf die Auswertung und Diskussion der Ergebnisse aus.

Die detaillierten Annahmen des gesamten Fehlermodells befinden sich im Anhang (Tabelle 11, Tabelle 12 und Tabelle 13), zusammen mit Inputs für die Jahreswartung von Offshore-Windenergieanlagen (Tabelle 14).

4.2.2 Offshore-Netzanbindungssysteme

Die Übertragungsnetze wurden ebenso mit in den Betrachtungshorizont der Simulationen aufgenommen. Basierend auf den Studien von Shields et al. (2021) und Warnock et al. (2019) wurde eine Annahme für die korrektiven und präventiven Instandhaltungsmaßnahmen für die Offshore-Konverterplattformen und Exportkabel definiert. Hierbei wird zwischen kleineren

korrektiven Instandhaltungsmaßnahmen auf den Konverterplattformen (Tabelle 15), größeren Kabelfehlern (Tabelle 16) und jährlichen Wartungen (Tabelle 17) unterschieden.

Die jährlichen Ausfallraten der WEA-Komponenten (siehe Anhang A, Tabelle 11) und der in Tabelle 15 und Tabelle 16 aufgelisteten Instandhaltungsmaßnahmen für ONAS werden über den Betrachtungszeitraum der Studie konstant gehalten. Auswirkungen sich mit der Betriebszeit steigernder Ausfallraten spielen bei der Auswertung und Diskussion in Kapitel 5 eine zu vernachlässigende Rolle. In den Szenariovergleichen dieser konzeptionellen Studie wären alle Szenarien davon gleichermaßen betroffen, da für jeden OWP in jedem Szenario gleichermaßen eine Betriebszeit von 35 Jahren berücksichtigt wird, so dass sich für die Bewertung der einzelnen Szenarien relativ zueinander keine Auswirkung ergibt.

4.2.3 Methodik zur Bestimmung der Betriebskosten

In der O&M-Modellierung mit OffshoreTIMES wurde für jede betrachtete Fläche ein Logistikkonzept aufgesetzt, dass die anstehenden Wartungs- und Instandsetzungsmaßnahmen durch den Einsatz von Service Operation Vessels (SOV) und Helikoptern bewältigt. Aufgrund der Größe einiger Parks wird bei Bedarf auch ein zweites SOV eingesetzt, um energiebasierte WEA-Verfügbarkeiten von 95 % im jährlichen Durchschnitt zu erreichen. In Abstimmung mit den an dieser Studie beteiligten Betreibern wurde als Basishafen hierbei jeweils entweder Eemshaven oder Esbjerg festgelegt, je nachdem, welcher Hafen die kürzeste Distanz zum jeweiligen OWP aufweist. In den Simulationen der einzelnen Flächen sind auch ONAS-Ausfälle berücksichtigt worden (siehe Tabelle 15 und Tabelle 16). Die dafür benötigten Ressourcen (Schiffe und Techniker) waren jedoch nicht mit Kosten verbunden. Somit wurden die real erzielten Erträge simuliert, unter Berücksichtigung möglicher ONAS-Ausfälle, und gleichzeitig nur die direkten O&M-Kosten verrechnet, die für den Betrieb des jeweiligen OWP anfallen.

Alle Simulationen nutzen ein konstantes Wetterjahr, das Jahr 2012, das auch bei den Ertragssimulationen zugrunde gelegt wurde (siehe Kapitel 3). Die verwendeten Wetterdaten stammen aus der globalen Reanalyse ERA5 des European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (Hersbach et al. 2020). Bei der O&M-Modellierung geht es in Bezug auf die Wetterdaten in erster Linie um oberflächennahe Windgeschwindigkeiten und Wellenhöhen. Diese werden benötigt, um die operationellen Restriktionen der verschiedenen Schiffstypen bei der Simulation der O&M-Maßnahmen zu berücksichtigen.

Zusätzlich zu den mit OffshoreTIMES ermittelten direkten O&M-Kosten werden für die Betrachtungen in dieser Studie noch „weiche“ Betriebskosten veranschlagt. Diese weichen Kosten beinhalten Kostenpunkte wie Finanzierungssicherheiten, Backend-Office, Versicherungen und Lagerkosten. Sie werden in dieser Studie pauschal als ein Drittel der gesamten Betriebskosten veranschlagt. Die übrigen zwei Drittel werden folglich von den direkten O&M-Kosten aus den OffshoreTIMES-Simulationen ausgemacht. Somit werden die Gesamtbetriebskosten, inklusive weicher Kosten, gemäß folgender Gleichung bestimmt:

$$\text{Betriebskosten}_{\text{Jahr}} = 1,5 \times \text{direkte O\&M Kosten}_{\text{Jahr}} \quad (\text{Gleichung 4.1})$$

In dieser Form fließen die jährlichen Betriebskosten als Kostenpunkt in die Berechnung des Kostenindex in Kapitel 5 ein.

Analog zu den Betriebskosten der WEA-Betreiber sollen die in dieser Studie verwendeten Betriebskosten des Übertragungsnetzes auch Verwaltungskosten berücksichtigen, wie zum Beispiel Ingenieure im Back-Office, HSE-Personal und Lagerhaltung. Die gesamten Betriebskosten (Logistik, Instandhaltung, Betrieb und Verwaltung) für ein 2-GW ONAS werden mit 30 Mio. € pro Jahr beziffert. Diese Annahmen basieren auf Absprachen mit Übertragungsnetzbetreibern, die für eine IWES-Studie über Weiterbetriebsszenarien im DolWin-Cluster (Lorenz et al. 2025) getroffen wurden.

4.3 Ergebnisse der O&M-Modellierung: Verfügbarkeiten und Kosten

Für das Logistikkonzept der einzelnen Flächen wurde ein SOV-basierter Service mit Helikopterunterstützung eingestellt, so dass die resultierenden Verfügbarkeiten der Windparks branchenübliche Werte von >95 % annehmen. Einzig der betrachtete Windpark in der Ostsee wurde aufgrund seiner unmittelbaren Nähe zur Küste mit einem CTV-basiertem Service modelliert.

Wie in Kapitel 4.2.2 beschrieben, wurden in den Simulationen auch die Wartung und Instandsetzung der Offshore-Netzanbindungssysteme abgebildet. Unter Berücksichtigung möglicher Ausfälle der Netzanbindung ergibt sich eine Gesamtverfügbarkeit, die jeweils 2-3 Prozentpunkte unterhalb der reinen WEA-Verfügbarkeit lag.

Neben den Verfügbarkeiten sind die direkten O&M-Kosten ein weiterer Output von OffshoreTIMES, der zusammen mit den weichen Betriebskosten (siehe Kapitel 4.2.3) als Bestandteil des Kostenindex in die wirtschaftliche Auswertung in Kapitel 5 einfließt. Die direkten O&M-Kosten setzen sich aus den Charraten der Schiffe und Helikopter, den Gehältern der Techniker und den Kosten der Ersatzteile zusammen. Die O&M-Kosten werden für jede einzelne Fläche bestimmt. Hierbei wird für jede Kombination aus Layout und Parkkapazität, die sich für die einzelnen Flächen in den verschiedenen Szenarien ergibt, eine eigene OffshoreTIMES-Simulation zur Modellierung der Betriebsphase und Bestimmung der direkten O&M-Kosten und Verfügbarkeiten durchgeführt.

Die energiebasierten Verfügbarkeiten und direkten O&M-Kosten, die anhand dieser Methodik für die einzelnen OWPs in den jeweiligen Szenarien berechnet worden sind, sind in Tabelle 3 aufgelistet. Die simulierten Verfügbarkeiten der einzelnen Flächen weisen keine großen Unterschiede auf. Die Gebiete N17+20 und N-19, die sich in weiter Entfernung von der Küste befinden, haben eine leicht niedrigere Verfügbarkeit (in etwa 0.3 %) im Vergleich zu den Gebieten näher an der Küste.

Tabelle 3: Übersicht der durchschnittlichen Verfügbarkeiten pro Gebiet. Die Verfügbarkeiten stellen die Gesamtverfügbarkeit der OWEA und Übertragungsnetze dar. Für Szenario 1, 2 und 3 sind jeweils die Gebiete mit Änderungen zum vorherigen Szenario gelistet.

Szenario	Gebiet	Energiebasierte Verfügbarkeit	OWP Betriebskosten pro (MW*Jahr)
Basis	N-5	93,8%	36.446 €
	N-9	93,8%	51.762 €
	N-10	93,7%	57.036 €
	N-11	93,6%	39.161 €
	N-12	93,6%	39.758 €
	N-13	93,6%	40.639 €
	N-14	93,7%	38.623 €
	N-16	93,5%	38.620 €
	N-17+20	93,3%	40.045 €
Szenario 1	N-19	93,1%	40.541 €
	N-5	93,8%	36.446 €
	N-9	93,8%	51.762 €
	N-10	93,7%	57.036 €
	N-11	93,6%	39.161 €
	N-12	93,6%	40.200 €
	N-13	93,5%	41.180 €
	N-14	93,6%	38.582 €
	N-16	93,5%	38.714 €
	N-17+20	93,3%	40.045 €
	N-19	93,1%	40.541 €
	DK-North - 2	93,5%	41.538 €
	DK-North - 4	93,4%	43.278 €
	DK-S-Baltic	93,7%	26.049 €
Szenario 2	N-5	93,8%	38.148 €
	N-9	93,8%	51.762 €
	N-10	93,7%	57.036 €
	N-11	93,6%	39.161 €
	N-12	93,6%	40.200 €
	N-13	93,5%	41.180 €
	N-14	93,3%	40.050 €
	N-16	93,3%	39.970 €
	N-17+20	93,0%	40.015 €
	N-19	93,0%	42.294 €
	DK-North - 1	93,3%	43.515 €
	DK-North - 2	93,5%	41.538 €
	DK-North - 3	93,4%	43.541 €
	DK-North - 4	93,4%	43.278 €
	DK-North - 5	93,4%	38.692 €
	DK-S-Baltic	93,7%	26.049 €
Szenario 3	N-5	93,5%	35.796 €
	N-9	93,1%	48.135 €
	N-10	93,6%	55.223 €
	N-11	93,5%	37.993 €
	N-12	93,5%	38.608 €
	N-13	93,3%	40.316 €
	N-14	93,4%	38.738 €
	N-16	93,2%	40.394 €
	N-17+20	93,0%	40.515 €
	N-19	93,1%	40.306 €
	DK-North - 1	93,1%	39.503 €
	DK-North - 2	93,2%	45.061 €
	DK-North - 3	92,9%	49.025 €
	DK-North - 4	93,4%	38.945 €
	DK-North - 5	93,3%	39.051 €
	DK-S-Baltic	93,7%	26.049 €

Bei den direkten O&M Kosten der einzelnen Flächen sind deutlich größere Unterschiede zu beobachten. Besonders der 2-GW OWP in der Ostsee zeichnet sich durch deutlich reduzierte Betriebskosten aus. Aufgrund der sehr geringen Entfernung des OWP zu seinem Service Port basiert das Logistikkonzept in DK-S-Baltic auf günstigen Crew Transfer Vessels. Diese weisen wesentlich geringere Charterkosten auf, was zu deutlich reduzierten direkten O&M-Kosten im Vergleich zu den übrigen OWPs führt. Auf der anderen Seite stechen die Gebiete N-9 und N-10 hervor, in denen die Betriebskosten deutlich erhöht sind. Dies ist darauf zurückzuführen, dass dort teilweise 15-MW Turbinen verbaut werden. Die dadurch erhöhte Anzahl an Anlagen pro installierter Kapazität sorgt für einen höheren Reparatur- und Inspektionsbedarf. Die anderen Unterschiede zwischen den Gebieten sind auf die unterschiedlichen lokalen Wetterbedingungen, Distanzen zur Küste, und die Größe der OWP-Fläche sowie Anzahl installierter Anlagen zurückzuführen.

Zusammengefasst steigen die Betriebskosten aller betrachteten Windparks leicht an in Szenario 1 und 2, mit jeweils 0,2 % und 2,5 % im Vergleich zum Basisszenario (Tabelle 4). Dies ist bedingt durch die zusätzliche installierte Kapazität in der dänischen Nordsee, die eine erhöhte Distanz zu ihrem jeweiligen Service-Hafen haben, als die meisten OWP in der deutschen Nordsee. In Szenario 3 fallen die OWP-Betriebskosten am geringsten aus (Tabelle 4), weil hier die niedrigen Betriebskosten des 2-GW OWP in der dänischen und schwedischen Ostsee besonders ins Gewicht fallen, weil gleichzeitig etwas weniger Anlagen in der dänischen Nordsee installiert werden.

Tabelle 4: Tabellarische Übersicht über die gesamten Betriebskosten aller betrachteten OWPs pro Szenario.

Szenario	OWP Betriebskosten pro (MW*Jahr)	Änderung ggü. Basisszenario [%]
Basis	41.693 €	-
Szenario 1	41.791 €	0,2
Szenario 2	42.717 €	2,5
Szenario 3	41.455 €	-0,6

4.4 Neubaukosten

Zur Ermittlung der Kapitalausgaben (CAPEX) für die OWPs wurden drei Kostenpositionen summiert.

- Die Logistikkosten, die sich aus den Ergebnissen und Prozessen der OffshoreTIMES-Simulationen ergeben, wurden unter Berücksichtigung der eingesetzten Schiffe und ihrer jeweiligen Kostenstrukturen berechnet (weitere Informationen hierzu sind in Anhang D zu finden). Zur genaueren Bestimmung dieser Kosten wurden die in Tabelle 19 (im Anhang) gelisteten Prozessschritte, einschließlich der zugehörigen Zeiten, in absteigender Reihenfolge durchgeführt.
- Die sogenannten "weichen Kosten" umfassen diverse Elemente, darunter Versicherungskosten während der Bauphase, Außerbetriebnahme, Baufinanzierung, Kontingenz für Beschaffungskosten, Inbetriebnahme sowie Kontingenz für Installation. Dies resultiert in Kosten von 0,9 Mio. €/MW und somit ca. 20 Mio. € für die in den Neubauszenarien genutzte 22 MW OWEA (Stehly et al. (2024), Sens et al. (2022) sowie IWES-internes Kostenmodell).
- Die Materialkosten umfassen Monopiles, Übergangsstücke (Transition Pieces), Inter-Array-Kabel und Maßnahmen zum Schutz vor Bodenerosion (Scour Protection). Somit ergeben sich Kosten von 2,3 Mio. €/MW und somit ca. 50 Mio. € für die 22 MW Referenzanlage (Stehly et al. (2024), Sens et al. (2022) sowie IWES-internes Kostenmodell).

Auf Seiten der Netzbetreiber wurden die Kosten für Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) und Exportkabel für die jeweiligen Gebiete aus dem Netzentwicklungsplan (NEP) 2037/2045 zusammengestellt (Übertragungsnetzbetreiber CC-BY-4.0 2023). Es ist zu beachten, dass hierbei keine OffshoreTIMES-Simulation durchgeführt wurde, da die Kosten aus dem NEP bereits Annahmen für Logistikkosten enthalten.

Die Gesamtkosten setzen sich aus den Ausgaben für die Kabelstränge für die jeweils verlegten Kilometer und die dazugehörige 2 GW ONAS zusammen. Diese Investitionskosten belaufen sich auf 6 Mio. € pro Kilometer für zwei Kabelstränge und 1 Mrd. € pro GW für die Offshore-Konverterplattform (inklusive landseitiger Station). Für die volkswirtschaftliche Betrachtung anhand des Kostenindex werden die CAPEX der OWPs und die netzseitigen Investitionen aufsummiert.

Tabelle 5: Tabellarische Übersicht über die gesamten Installationskosten aller betrachteten OWPs pro Szenario, zusammen mit der jeweiligen Änderung der Gesamtkosten im Vergleich zum Basisszenario.

Szenario	Gesamte Installationskosten	Änderung ggü. Basisszenario [%]
Basis	298,81 Mrd. €	-
Szenario 1	298,48 Mrd. €	-0,1
Szenario 2	302,27 Mrd. €	1,2
Szenario 3	292,62 Mrd. €	-2,1

Die Gesamtkosten für die Installation aller betrachteten OWPs, inklusive Offshore-Netzanbindung, sind in Tabelle 5 aufgeführt, zusammen mit der prozentualen Änderung der Kosten im Vergleich zum Basisszenario. Eine detailliertere Aufschlüsselung der einzelnen CAPEX-Kostenpunkte erfolgt in Tabelle 6. Erwartungsgemäß steigen die CAPEX für die Windparks proportional zur Anzahl der dort jeweils installierten Anlagen. Die Kosten für die Netzanbindung pro Gebiet fallen umso höher aus, desto mehr Konverterplattformen in einem Gebiet anzuschließen sind und umso länger die Kabeltrassen sind, mit denen diese ans Netz angeschlossen werden.

Die Werte in Tabelle 5 belegen, dass die Spezifikationen von Szenario 1 mit einer Reduktion der CAPEX von 0,1 % im Vergleich zum Basisszenario einhergehen. Diese leichte Reduktion wird vor allem durch die in Szenario 1 vorgesehene Verlagerung von OWP-Kapazität in die dänische und schwedische Ostsee verursacht. Dieses Gebiet zeichnet sich durch eine im Vergleich zur Nordsee besonders kurze Distanz zur Küste und damit durch schnellere Offshore-Prozesse und wesentlich kürzere und günstigere Kabeltrassen aus. In Szenario 2 wiederum steigen die CAPEX um 1,2 % im Vergleich zum Basisszenario. Dieser Kostenanstieg wird durch die zusätzlichen, längeren Kabeltrassen von den Gebieten in der Dänischen Nordsee zum deutschen Festland verursacht (siehe Tabelle 6). In Szenario 3 fallen die CAPEX insgesamt am niedrigsten aus. Das liegt daran, dass in diesem Szenario zwei ONAS eingespart werden, indem ein entsprechender Anteil der installierten Windenergiekapazität als Overplanting verwendet wird (siehe Kapitel 2.1).

Tabelle 6: Übersicht der berücksichtigten CAPEX-Komponenten für die OWEA-Installaion der jeweiligen OWP, inklusive Netzanschluss. Für Szenario 1 und 2 sind jeweils nur die Gebiete gelistet, die sich im Vergleich zu den vorhergehenden Szenarien verändert haben.

Szenario	Gebiet	Kapazität OWP [MW]	Windparks			Netzbetreiber		Gesamt
			Logistik- kosten	Material- kosten	Weiche Kosten	Kabel	ONAS	
Basis	N-5	4004	1.457 M€	9.274 M€	3.647 M€	2.532 M€	4.000 M€	20.910 M€
	N-9	7480	3.765 M€	17.326 M€	6.813 M€	4.089 M€	7.500 M€	39.492 M€
	N-10	2490	1.320 M€	5.768 M€	2.268 M€	1.227 M€	2.500 M€	13.082 M€
	N-11	3498	1.214 M€	8.102 M€	3.186 M€	2.193 M€	3.500 M€	18.196 M€
	N-12	8998	3.242 M€	20.842 M€	8.195 M€	6.360 M€	9.000 M€	47.640 M€
	N-13	5500	1.961 M€	12.740 M€	5.009 M€	4.224 M€	5.500 M€	29.434 M€
	N-14	6006	2.278 M€	13.912 M€	5.470 M€	4.230 M€	6.000 M€	31.890 M€
	N-16	10010	3.675 M€	23.186 M€	9.117 M€	7.380 M€	10.000 M€	53.358 M€
	N-17+20	4004	1.515 M€	9.274 M€	3.647 M€	3.444 M€	4.000 M€	21.880 M€
Szenario 1	N-19	4004	1.509 M€	9.274 M€	3.647 M€	4.500 M€	4.000 M€	22.930 M€
	N-5	4004	1.457 M€	9.274 M€	3.647 M€	2.532 M€	4.000 M€	20.910 M€
	N-9	7480	3.765 M€	17.326 M€	6.813 M€	4.089 M€	7.500 M€	39.492 M€
	N-10	2490	1.320 M€	5.768 M€	2.268 M€	1.227 M€	2.500 M€	13.082 M€
	N-11	3498	1.214 M€	8.102 M€	3.186 M€	2.193 M€	3.500 M€	18.196 M€
	N-12	6996	2.541 M€	16.205 M€	6.372 M€	4.812 M€	7.000 M€	36.930 M€
	N-13	3498	1.221 M€	8.102 M€	3.186 M€	2.688 M€	3.500 M€	18.697 M€
	N-14	4004	1.447 M€	9.274 M€	3.647 M€	2.820 M€	4.000 M€	21.189 M€
	N-16	6006	2.215 M€	13.912 M€	5.470 M€	4.428 M€	6.000 M€	32.025 M€
	N-17+20	4004	1.515 M€	9.274 M€	3.647 M€	3.444 M€	4.000 M€	21.880 M€
	N-19	4004	1.509 M€	9.274 M€	3.647 M€	4.500 M€	4.000 M€	22.930 M€
	DK-North - 2	3256	1.165 M€	7.542 M€	2.966 M€	2.598 M€	3.256 M€	17.526 M€
Szenario 2	DK-North - 4	4730	1.750 M€	10.956 M€	4.308 M€	3.773 M€	4.728 M€	25.515 M€
	DK-S-Baltic	2002	797 M€	4.637 M€	1.823 M€	852 M€	2.000 M€	10.110 M€
	N-5	2002	701 M€	4.637 M€	1.823 M€	1.266 M€	2.000 M€	10.428 M€
	N-9	7480	3.765 M€	17.326 M€	6.813 M€	4.089 M€	7.500 M€	39.492 M€
	N-10	2490	1.320 M€	5.768 M€	2.268 M€	1.227 M€	2.500 M€	13.082 M€
	N-11	3498	1.214 M€	8.102 M€	3.186 M€	2.193 M€	3.500 M€	18.196 M€
	N-12	6996	2.541 M€	16.205 M€	6.372 M€	4.812 M€	7.000 M€	36.930 M€
	N-13	3498	1.221 M€	8.102 M€	3.186 M€	2.688 M€	3.500 M€	18.697 M€
	N-14	2002	727 M€	4.637 M€	1.823 M€	1.410 M€	2.000 M€	10.597 M€
	N-16	4004	1.451 M€	9.274 M€	3.647 M€	2.952 M€	4.000 M€	21.324 M€
	N-17+20	2002	767 M€	4.637 M€	1.823 M€	1.722 M€	2.000 M€	10.950 M€
	N-19	2002	745 M€	4.637 M€	1.823 M€	2.250 M€	2.000 M€	11.455 M€
Szenario 3	DK-North - 1	5082	1.975 M€	11.771 M€	4.629 M€	6.261 M€	5.078 M€	29.714 M€
	DK-North - 2	3256	1.165 M€	7.542 M€	2.966 M€	2.598 M€	3.256 M€	17.526 M€
	DK-North - 3	2992	1.118 M€	6.930 M€	2.725 M€	3.294 M€	3.000 M€	17.067 M€
	DK-North - 4	4730	1.750 M€	10.956 M€	4.308 M€	3.773 M€	4.728 M€	25.515 M€
	DK-North - 5	2002	769 M€	4.637 M€	1.823 M€	1.956 M€	2.000 M€	11.185 M€
	DK-S-Baltic	2002	797 M€	4.637 M€	1.823 M€	852 M€	2.000 M€	10.110 M€
	N-5	2112	753 M€	4.892 M€	1.924 M€	1.266 M€	2.000 M€	10.835 M€
	N-9	8142	3.962 M€	18.859 M€	7.416 M€	4.089 M€	7.500 M€	41.827 M€
	N-10	2715	1.396 M€	6.289 M€	2.473 M€	1.227 M€	2.500 M€	13.885 M€
	N-11	3806	1.370 M€	8.816 M€	3.467 M€	2.193 M€	3.500 M€	19.345 M€
	N-12	7568	2.737 M€	17.530 M€	6.893 M€	4.812 M€	7.000 M€	38.972 M€
	N-13	3740	1.354 M€	8.663 M€	3.406 M€	2.688 M€	3.500 M€	19.612 M€
	N-14	2134	764 M€	4.943 M€	1.944 M€	1.410 M€	2.000 M€	11.060 M€
	N-16	3586	1.318 M€	8.306 M€	3.266 M€	2.487 M€	3.370 M€	18.748 M€
	N-17+20	2112	773 M€	4.892 M€	1.924 M€	1.722 M€	2.000 M€	11.311 M€
	N-19	2112	809 M€	4.892 M€	1.924 M€	2.250 M€	2.000 M€	11.874 M€
	DK-North - 1	4026	1.568 M€	9.325 M€	3.667 M€	4.661 M€	3.780 M€	23.001 M€
	DK-North - 2	2772	1.016 M€	6.421 M€	2.525 M€	2.075 M€	2.600 M€	14.637 M€
	DK-North - 3	2354	856 M€	5.453 M€	2.144 M€	2.438 M€	2.220 M€	13.111 M€
	DK-North - 4	4312	1.573 M€	9.988 M€	3.927 M€	3.216 M€	4.030 M€	22.734 M€
	DK-North - 5	2112	786 M€	4.892 M€	1.924 M€	1.956 M€	2.000 M€	11.558 M€
	DK-S-Baltic	2002	797 M€	4.637 M€	1.823 M€	853 M€	2.002 M€	10.113 M€

5 Auswertung und Diskussion

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der in den vorigen Kapiteln beschriebenen Ertragsmodellierung (Kapitel 3) und O&M-Simulationen (Kapitel 4) zusammengetragen und in Hinblick auf den Energieertrag, die Volllaststunden und den Kostenindex ausgewertet. Diese Auswertung und die Ergebnisdarstellung erfolgen sowohl auf der Ebene der einzelnen modellierten Gebiete (N-5, N-9, N-10, N-11, N-12, N-13, N-14, N-16, N-17+N-20, N-19, DK-North 1, DK-North 2, DK-North 3, DK-North 4, DK-North 5 und DK-S-Baltic) als auch zusammenfassend. Dabei werden die jährlichen OWP Erträge in ein Verhältnis zu den jährlichen Betriebskosten sowie den Installationskosten gesetzt. Letztere werden für diesen Vergleich gleichmäßig auf eine angenommene Betriebszeit von 35 Jahren verteilt. Anschließend werden diese Ergebnisse unter Berücksichtigung der in Kapitel 2 aufgeführten Aspekte der zwei Szenarien diskutiert.

5.1 Energieertrag und Volllaststunden

Die jährlichen Energieerträge und die Volllaststunden für alle in dieser Studie betrachteten Gebiete in der Nord- und Ostsee sind in Tabelle 7 aufgelistet. Die Angaben erfolgen für den jeweiligen Ausbauzustand, der sich aus den Spezifikationen für das Basisszenario sowie Szenarien 1-3 ergeben (siehe Kapitel 2). In der Tabelle werden sowohl die Erträge, die sich aus der reinen Wind- und Ertragsmodellierung ergeben (siehe Kapitel 3), als auch die Erträge unter Berücksichtigung von Anlange- und Netzverfügbarkeiten (siehe Kapitel 4 und Tabelle 3) aufgeführt.

Zusammen mit den jährlichen Energieerträgen wird auch die Anzahl der erzielten Volllaststunden pro Gebiet angegeben. Die Volllaststunden [h] ergeben sich als der Quotient aus dem jährlichen Ertrag [GWh] und der installierten Kapazität [GW]. Damit handelt es sich bei den Volllaststunden um ein Maß für den Auslastungsgrad der Windenergieanlagen, bei dem sowohl aus volkswirtschaftlicher als auch aus betriebswirtschaftlicher Sicht ein möglichst hoher Wert angestrebt wird. Das theoretische Maximum für Volllaststunden liegt für das verwendete Wetterjahr 2012, das ein Schaltjahr ist, bei 8784 h, was einer vollständigen Anlagenauslastung zu jeder Stunde im Jahr entspräche.

Bei einem Vergleich der Volllaststunden zwischen verschiedenen Szenarien ist zu beachten, dass diese sich stets auf die in diesem Szenario festgelegte OWP-Kapazität beziehen. Unterschiede in den Volllaststunden zwischen Szenarien führen daher nicht unbedingt zu proportionalen Unterschieden in den erzielten Energieerträgen eines Gebiets.

Aus den Werten in Tabelle 7 ergibt sich, dass insbesondere diejenigen Gebiete hohe Volllaststunden erzielen, die wenig Abschattung durch andere Windparks aus der Hauptwindrichtung West/Süd-West erfahren. Dies betrifft zum Beispiel das Gebiet N-19 im Basisszenario, das Ostseegebiet DK-S-Baltic in Szenario 1, sowie die Gebiete DK-North 1, DK-North 2 und DK-North 3 im Szenario 2. Die Reduktion der Leistungsdichte in Szenario 1 in den Gebieten N-12 bis N-16 führt zu einer Erhöhung der Volllaststunden in diesen Gebieten, weil sowohl interne als auch externe Abschattungseffekte abgeschwächt werden. Ebenso ist in Szenario 2 eine generelle und deutliche Erhöhung der Volllaststunden im Vergleich zum Basisszenario zu erkennen. Diese wird durch die noch deutliche Reduktion der Leistungsdichte erreicht, indem noch mehr OWP-Kapazität in der dänischen Nordsee installiert wird, anstatt in der deutschen Nordsee. Dadurch gibt es noch weniger Abschattung der deutschen Windparks

untereinander, besonders durch Reduktionen der Installationsdichte in den Gebieten N-14, N-16, N-17+N-20 und N-19. Auch das Gebiet N-5, das nicht unmittelbar an andere Gebiete angrenzt, profitiert in Hinblick auf die Volllaststunden deutlich durch eine Reduktion der eigenen Leistungsdichte und die der in einiger Entfernung westwärts befindlichen Windparks.

Das Szenario 3 ist das Szenario, in dem generell die höchsten Werte für die Volllaststunden der einzelnen Gebiete erzielt werden. Das liegt daran, dass in diesem Szenario ein Overplanting angewandt wird (siehe Kapitel 2.1). Die Angabe der Volllaststunden bezieht sich hierbei auf die Einspeisekapazität an den ONAS und nicht auf die Kapazität der OWP. In den übrigen Szenarien hat diese Unterscheidung keine Bedeutung, weil in ihnen die OWP-Kapazität stets der ONAS-Kapazität entspricht. Dies bedeutet, dass in den OWPs durchgängig mehr Anlagenkapazität installiert wird, als es der Einspeisekapazität an den ONAS entspricht. Das sorgt dafür, dass auch bei Anlangenausfällen und unvollständiger Auslastung der Windenergieanlagen eine hohe Auslastung der ONAS erreicht wird. Die erfolgreiche Umsetzung dieser Strategie wird durch die hohen Volllaststunden in Tabelle 7 belegt.

Eine zusammenfassende Darstellung der jährlichen Energieerträge aller in dieser Studie betrachteten Gebiete erfolgt in Abbildung 5-1. Dabei ist der Energieertrag auf den Gesamtenergieertrag des Basisszenarios normiert, um den Vergleich zwischen den verschiedenen Szenarien zu vereinfachen.

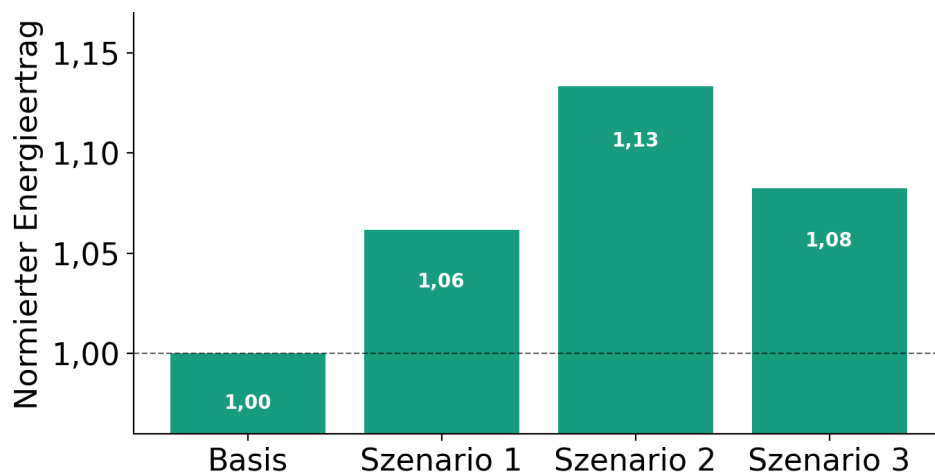


Abbildung 5-1: Der zusammengefasste Energieertrag, der in den verschiedenen Szenarien erzielt wird, normiert auf den Energieertrag im Basisszenario.

Tabelle 7: Übersicht der jährlichen Energieerträge und Volllaststunden für die betrachteten Gebiete. Die Werte sind jeweils mit und ohne den Einfluss der Anlagen- und Netzverfügbarkeit angegeben. Die installierte Kapazität der einzelnen Gebiete folgt aus den Szenariospezifikationen. Aufgrund des Overplanting in Szenario 3 sind hierfür die Volllaststunden in Bezug auf die ONAS-Kapazität angegeben, um die Einspeisebegrenzung der erzeugten Energie zu berücksichtigen.

Szenario	Gebiet	Kapazität Leistungsdichte		Ertrag [GWh]		Volllaststunden	
		[GW]	[MW/km ²]	(inkl. Verfügbarkeit)	(inkl. Verfügbarkeit)	(inkl. Verfügbarkeit)	(inkl. Verfügbarkeit)
Basis	N-5	4	10,1	17.061	16.004	4.265	4.001
	N-9	7,7	10,3	23.755	22.284	3.176	2.979
	N-10	2,5	13,7	8.085	7.579	3.247	3.044
	N-11	3,5	9,3	11.885	11.127	3.399	3.183
	N-12	9	9,7	31.141	29.157	3.464	3.243
	N-13	5,5	9,9	20.397	19.083	3.711	3.472
	N-14	6	10,4	21.966	20.572	3.661	3.429
	N-16	10	9,1	39.298	36.751	3.930	3.675
	N-17+20	4	8,6	17.683	16.500	4.421	4.125
Szenario 1	N-19	4	7,1	18.310	17.047	4.577	4.262
	N-5	4	10,1	17.298	16.227	4.324	4.057
	N-9	7,7	10,3	24.543	23.023	3.281	3.078
	N-10	2,5	13,7	8.201	7.688	3.293	3.088
	N-11	3,5	9,3	12.085	11.315	3.457	3.237
	N-12	7	7,6	25.670	24.025	3.672	3.437
	N-13	3,5	6,3	14.738	13.778	4.216	3.941
	N-14	4	6,9	16.202	15.159	4.051	3.790
	N-16	6	5,5	24.939	23.307	4.157	3.885
	N-17+20	4	8,6	17.594	16.417	4.398	4.104
	N-19	4	7,1	18.265	17.006	4.566	4.251
	DK-North - 2	3,3	5,2	13.685	12.790	4.203	3.928
	DK-North - 4	4,7	5,2	19.918	18.607	4.213	3.936
	DK-S-Baltic	2	8,5	9.470	8.871	4.735	4.435
Szenario 2	N-5	2	5,1	9.910	9.292	4.955	4.646
	N-9	7,7	10,3	24.758	23.225	3.310	3.105
	N-10	2,5	13,7	8.268	7.751	3.320	3.113
	N-11	3,5	9,3	12.161	11.386	3.479	3.257
	N-12	7	7,6	25.935	24.272	3.710	3.472
	N-13	3,5	6,3	14.946	13.973	4.275	3.997
	N-14	2	3,5	9.125	8.513	4.562	4.256
	N-16	4	3,6	18.213	16.991	4.553	4.248
	N-17+20	2	4,3	9.904	9.210	4.952	4.605
	N-19	2	3,6	10.227	9.511	5.113	4.756
	DK-North - 1	5,1	5,2	24.971	23.287	4.917	4.586
	DK-North - 2	3,3	5,2	14.103	13.180	4.331	4.048
	DK-North - 3	3	5,2	14.753	13.778	4.934	4.608
	DK-North - 4	4,7	5,2	20.632	19.274	4.364	4.077
	DK-North - 5	2	5,2	10.435	9.743	5.217	4.872
	DK-S-Baltic	2	8,5	9.470	8.871	4.735	4.435
Szenario 3	N-5	2,1	5,3	10.002	9.354	5.001	4.677
	N-9	8,11	10,8	25.976	24.181	3.463	3.224
	N-10	2,72	14,9	8.528	7.984	3.411	3.194
	N-11	3,8	10	12.387	11.585	3.539	3.310
	N-12	7,57	8,2	26.572	24.836	3.796	3.548
	N-13	3,74	6,8	15.193	14.177	4.341	4.051
	N-14	2,12	3,7	9.389	8.767	4.695	4.384
	N-16	3,58	3,3	16.180	15.087	4.801	4.477
	N-17+20	2,11	4,6	10.111	9.402	5.055	4.701
	N-19	2,11	3,8	10.359	9.643	5.179	4.821
	DK-North - 1	4,02	4,1	20.188	18.795	5.341	4.972
	DK-North - 2	2,78	4,4	12.100	11.276	4.654	4.337
	DK-North - 3	2,35	4,1	11.867	11.025	5.346	4.966
	DK-North - 4	4,3	4,7	18.641	17.405	4.626	4.319
	DK-North - 5	2,11	5,5	10.660	9.944	5.330	4.972
	DK-S-Baltic	2	8,5	9.470	8.871	4.735	4.435

Verglichen mit dem Basisszenario, wird der jährliche Energieertrag in Szenario 1 um 6 % gesteigert. Diese Steigerung wird dadurch erzielt, dass die Gebiete, die in Szenario 1 in der dänischen Nordsee in Betrieb genommen werden, hohe Erträge erzielen und im Vergleich zu den Gebieten in der deutschen Nordsee im Basisszenario mehr Volllaststunden erzielen (siehe Tabelle 7). Gleichzeitig verringern sich durch die Reduzierung der Bebauungsdichte in den Gebieten N-12, N-13, N-14 und N-16 in Szenario 1 die Abschattungseffekte innerhalb der deutschen Nordsee, so dass in diesen Gebieten mehr Volllaststunden erzielt werden (Tabelle 7).

Zusätzlich zeichnet sich das Gebiet DK-S-Baltic, das in Szenario 1 in der Ostsee in Betrieb genommen wird, durch hohe Erträge und hohe Volllaststunden aus. Das liegt vor allem daran, dass DK-S-Baltic weder von anderen großen Windparks noch von bedeutender landseitiger Topographie umgeben ist und es dadurch zu nur sehr geringen externen Abschattungseffekten kommt. Dementsprechend werden ähnlich hohe und höhere Werte für die Volllaststunden vor allem in exponierten OWPs in den Szenarien mit reduzierter Leistungsdichte erreicht (siehe unten).

In Szenario 2 wird ein noch höherer Energieertrag als in Szenario 1 erreicht. Die Steigerung des jährlichen Ertrags, inklusive Berücksichtigung der Anlagen- und Netzverfügbarkeit, beträgt 13 % im Vergleich zum Basisszenario. Diese zusätzliche Steigerung wird durch die Inbetriebnahme weiterer Gebiete in der dänischen Nordsee erreicht (DK-North 1, DK-North 3 und DK-North 5), die hohe Erträge erzielen und hohe Volllaststunden aufweisen (Tabelle 7). Analog zu Szenario 1 wird auch hier durch noch weitergehende Reduktion der Bebauungsdichte in der deutschen Nordsee eine zusätzliche Verringerung der Abschattungseffekte innerhalb der deutschen Nordsee erreicht. Somit wird die Anzahl der Volllaststunden in Szenario 2 im Vergleich zum Basisszenario und auch Szenario 1 noch weiter gesteigert.

Durch das Overplanting in Szenario 3 werden höhere Stromerträge erzielt als in Szenario 1 (Abbildung 5-1 und Tabelle 7). Es werden jedoch geringere Stromerträge als in Szenario 2 erreicht. Das liegt unter anderem daran, dass es beim Overplanting vorkommen kann, dass bei guten Windbedingungen und hoher Anlagenverfügbarkeiten nicht die gesamte produzierte Energie ins Netz eingespeist werden kann, weil dadurch die Einspeisekapazität des ONAS überschritten werden würde. In solchen Fällen geht erzeugte Energie verloren. Außerdem wird durch das Overplanting die Dichte der installierten OWEAs pro Fläche erhöht, was wiederum die Abschattungseffekte der Anlagen untereinander erhöht und damit die Effizienz einzelner OWEA verringert. Insbesondere in Flächen und Gebieten, in denen bereits eine relativ hohe Leistungsdichte mit stärkeren internen Abschattungseffekten besteht, führt die pauschale Anwendung der Overplanting-Angaben, die auf der vereinfachten Methodik von Frontiers Economic basieren (siehe Kapitel 2.1), noch zu zusätzlichen Verlusten durch interne Abschattung.

Das Overplanting führt also zu einer Ertragssteigerung im Vergleich zum Basisszenario und Szenario 1, die Ertragssteigerung aufgrund der Verschiebung installierter Kapazitäten in Szenario 2 fällt jedoch noch größer aus. Insgesamt stellt Szenario 2 das Szenario mit den höchsten jährlichen Energieerträgen dar.

5.1.1 Gesonderte Betrachtung des Einflusses der Doordewind OWPs

Die niederländischen designierten noch nicht ausgeschriebenen Flächen Doordewind I und Doordewind II grenzen unmittelbar an die Gebiete N-6, N-7 und N-9 in der deutschen AWZ an.

Damit ist der zukünftige Ausbaugrad auf diesen Flächen und die daraus resultierenden Abschattungseffekte von großer Bedeutung für die Erträge in den Gebieten N-6, N-7 und N-9.

Um diese Bedeutung besser quantifizieren zu können, wurde für die in dieser Studie betrachteten Szenarien ein variierender Ausbau auf den Doordewind-Flächen spezifiziert. Die Unterschiede in den Erträgen in diesen Gebieten zwischen den Szenarien können folglich für eine Bewertung der Auswirkung der Abschattung durch Doordewind herangezogen werden. Aufgrund der zusätzlichen Szenarienunterschiede (ggf. Leistungsreduktion in benachbarten Gebieten und Overplanting in Szenario 3) können nicht alle Veränderungen in den Erträgen auf den variierenden Bebauungsgrad in Doordewind zurückgeführt werden. Dennoch kann von einem starken lokalen Effekt ausgegangen werden.

Die unterschiedlichen Kapazitäten, Erträge und Volllaststunden in Doordewind und den direkt betroffenen Gebieten in der deutschen AWZ sind in Tabelle 8 aufgelistet. In Szenario 1 wird die in Doordewind installierte Kapazität im Vergleich zum Basisszenario halbiert. Die Gebiete N-6 und N-9 erfahren in diesem Szenario eine Ertragssteigerung von 4 % bzw. 3 %; die Ertragssteigerung in N-7 beträgt 0,85 %. Diese Steigerung kann zum Großteil auf die Reduktion der Leistungsdichte in Doordewind zurückgeführt werden. Das einzige andere Gebiet in relativer Nähe, das in Szenario 1 eine Reduktion der Leistungsdichte erfährt ist das Gebiet N-14.

In Szenario 2 gibt es nur sehr geringe zusätzliche Ertragssteigerungen (<1 % zusätzliche Ertragssteigerung relativ zum Basisszenario). Diese werden mit hoher Wahrscheinlichkeit durch die Reduktion der Kapazität in N-14, von 4 GW in Szenario 1 auf 2 GW in Szenario 2, erreicht.

In Szenario 3, in dem kein Ausbau in Doordewind vorgesehen ist, erfahren die Gebiete N-6, N-7 und N-9 Ertragssteigerungen relativ zum Basisszenario von jeweils 6,6 %, 1,6 % und 9,4 %. Hierbei ist zu beachten, dass in Szenario 3 ein Overplanting von ungefähr 9 % auf das Gebiet N-9 angewandt wird. Die Auswirkungen des Overplantings und der Reduktion von Doordewind auf die Erträge von N-9 sind nicht vollständig voneinander zu trennen. Wenn man beachtet, dass die Reduktion von Doordewind in Szenario 1 in etwa die gleichen Auswirkungen auf N-6 und N-9 hatte, und man dieses Verhältnis auf Szenario 3 überträgt, würde das bedeuten, dass in Szenario 3 das Gebiet N-9 eine Ertragssteigerung von ungefähr 6 % durch die Reduktion von Doordewind und von ungefähr 3 % durchs Overplanting erfährt.

Tabelle 8: Gesonderte Betrachtung der Erträge und Volllaststunden der Gebieten in unmittelbarer Nähe zu den OWPs Doordewind I und Doordewind II in der niederländischen Nordsee. Erträge und Volllaststunden sind exklusive der Verfügbarkeiten von Anlagen und Netzanbindungen angegeben.

Szenario	Gebiet	Kapazität [MW]	Ertrag [GWh]	Volllaststunden
Basis	Doordewind	4.004	15.869	3.963
	N-6	3.982	12.770	3.209
	N-7	1830	6.053	3.307
	N-9	7480	23.755	3.176
Szenario 1	Doordewind	1.980	8.944	4.517
	N-6	3.982	13.288	3.339
	N-7	1830	6.104	3.335
	N-9	7480	24.543	3.281
Szenario 2	Doordewind	1.980	8.962	4.526
	N-6	3.982	13.334	3.350
	N-7	1830	6.123	3.346
	N-9	7480	24.758	3.310
Szenario 3	Doordewind	0	-	-
	N-6	3.982	13.615	3.419
	N-7	1830	6.148	3.359
	N-9	8142	25.976	3.463

5.2 Kostenindex

Um den volkswirtschaftlichen Nutzen der verschiedenen Szenarien miteinander vergleichen zu können, werden die je nach Szenario erzielten Stromerträge ins Verhältnis zu den damit einhergehenden Kosten ins Verhältnis gesetzt. Dieser Vergleich erfolgt über den sogenannten Kostenindex, der gemäß der folgenden Gleichung berechnet wird:

$$\text{Kostenindex} = \frac{(\text{Betriebskosten}_{\text{OWP}} + \text{Betriebskosten}_{\text{ONAS}} + \text{Neubaukosten})}{\text{Stromertrag}} \quad (\text{Gleichung 5.1})$$

Die jährlichen Erträge und Betriebskosten der einzelnen Flächen fließen gemäß der in Kapitel 4.3 und 5.1 dargestellten Ergebnisse in die Berechnung ein; die Neubaukosten (siehe Kapitel 4.4) werden hierfür gleichmäßig auf eine angenommene Betriebsdauer von 35 Jahren verteilt, so dass sie zu den jährlichen Erträgen und Betriebskosten ins Verhältnis gesetzt werden können. Die Betriebsdauer der neubebauten Gebiete ist dabei lediglich aufgrund der aktuellen Gesetzeslage auf 35 Jahre beschränkt (25 Jahre reguläre Betriebsdauer und 10 Jahre möglicher Weiterbetrieb) und nicht aus technischen Gründen.

Bei der Berechnung des Kostenindex ergibt sich $\text{Betriebskosten}_{\text{OWP}}$ als die Summe der jährlichen Betriebskosten aller laufenden OWP über das simulierte Jahr (siehe Kapitel 4.3). Diese Betriebskosten setzen sich aus den direkten O&M-Kosten, die mit den OffshoreTIMES-Simulationen bestimmt worden sind, und den sogenannten weichen Betriebskosten zusammen, wie sie in Kapitel 4.2.3 beschrieben werden.

Die Betriebskosten der Offshore-Netzanbindungssysteme, $\text{Betriebskosten}_{\text{ONAS}}$, ergeben sich wie in Kapitel 4.2.3 beschrieben: für die zukünftigen 2-GW ONAS werden jährliche Betriebskosten von jeweils 30 Millionen € veranschlagt.

Der **Stromertrag** für eine Fläche ergibt sich als der je nach Szenario erzielte jährliche Stromertrag (siehe Ertragsmodellierung in Kapitel 3), der unter Berücksichtigung der Anlagen-Verfügbarkeiten (siehe OffshoreTIMES-Modellierung in Kapitel 4) berechnet worden ist. Im Falle des Szenario 3 (Overplanting-Szenario) ist hier ebenfalls die Einspeisekapazität der jeweiligen ONAS berücksichtigt worden.

Aspekte, die zu Unterschieden in Komponenten des Kostenindex in den verschiedenen Szenarien führen, sind unter anderem:

- Unterschiedliche Standorte gehen mit unterschiedlichen Installationskosten einher (andere Logistik und vor allem unterschiedliche Kabellängen). Das führt zu unterschiedlichen CAPEX. Außerdem gehen längere Exportkabel mit einer erhöhten Kabelausfallrate einher.
- Unterschiedliche OWP-Layouts verursachen unterschiedliche Abschattungseffekte innerhalb desselben OWP und von OWPs untereinander. Das führt zu unterschiedlichen Volllaststunden und Stromerträgen.
- Unterschiedliche Standorte gehen generell mit unterschiedlichen Windbedingungen einher, was zu unterschiedlichen Stromerträgen führt.
- Direkte O&M Kosten werden für jeden OWP-Standort, Layout und Anzahl der Anlagen ermittelt und werden daher je nach Szenario unterschiedlich sein.
- In Szenario 3 werden zwei ONAS weniger verwendet als in den übrigen Szenarien. Das führt zu Unterschieden in den Neubaukosten und Betriebskosten der ONAS.

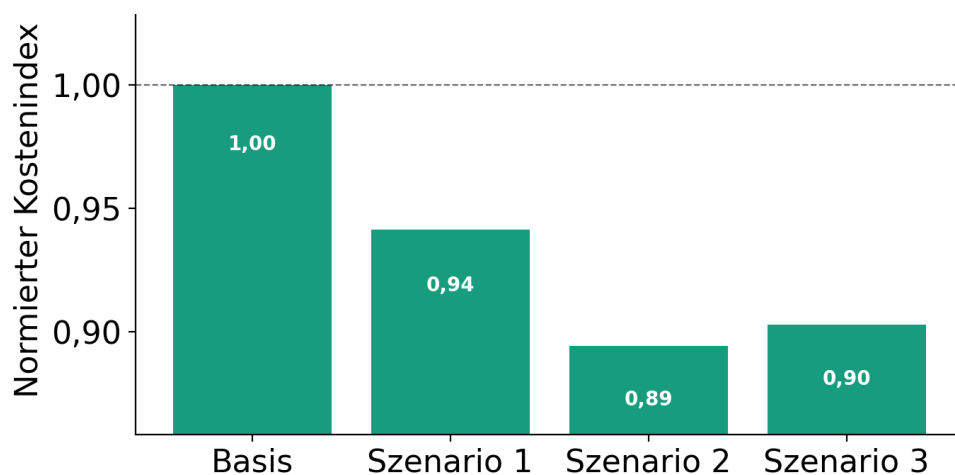


Abbildung 5-2: Der zusammengefasste Kostenindex, berechnet über alle einzelnen Flächen, der in den verschiedenen Szenarien erzielt wird, normiert auf den Kostenindex des Basisszenarios.

Eine zusammenfassende Darstellung der Werte für den Kostenindex in den verschiedenen Szenarien erfolgt in Abbildung 5-2. Eine Aufschlüsselung des Kostenindex in den einzelnen Gebieten ist in Tabelle 9 aufgelistet.

Der erhöhte Energieertrag (siehe Kapitel 5.1) in den Szenarien 1 bis 3 bewirkt eine generelle Reduktion des Kostenindex im Vergleich zum Basisszenario. Gleichzeitig gehen Szenario 1 und 3 mit niedrigeren CAPEX einher als das Basisszenario. Folglich weisen diese beiden Szenarien einen

niedrigeren Kostenindex als das Basisszenario auf. In Szenario 3 tragen außerdem die reduzierten Neubaukosten und Betriebskosten der zwei eingesparten ONAS in der Nordsee zur Senkung des Kostenindex bei. Der niedrigste Kostenindex wird jedoch in Szenario 2 erreicht. Zwar treten in diesem Szenario aufgrund der längeren Kabeltrassen von den dänischen Seegebieten zum deutschen Festland erhöhte CAPEX auf (siehe Kapitel 4.4). Diese werden jedoch von den deutlichen Ertragssteigerungen in Szenario 2 aufgewogen: während in Szenario 2 die CAPEX gegenüber dem Basisszenario um 1,2 % erhöht sind (Tabelle 5), werden Ertragssteigerungen von 13 % erreicht (Abbildung 5-1). Die zusätzlichen Kosten der längeren Kabeltrassen haben folglich eine weitaus geringere volkswirtschaftliche Bedeutung als die Ertragssteigerungen, die durch die Kapazitätsverlagerung nach Dänemark erreicht werden.

Bei den dänischen Flächen erreicht der OWP DK-North-5 den niedrigsten Kostenindex (Tabelle 9). Diese Fläche zeichnet sich durch niedrige Betriebskosten (Tabelle 3) und CAPEX (Tabelle 6) aus. Gleichzeitig werden aufgrund der exponierten Lage (Abbildung 2-3) und guten Windressource hohe Erträge und Volllaststunden erzielt (Tabelle 7).

Der 2-GW OWP in der dänischen und schwedischen Ostsee (DK-S-Baltic) trägt in den Szenarien 1 bis 3 deutlich zu einer Senkung des Kostenindex im Vergleich zum Basisszenario bei. Dieses Gebiet zeichnet sich durch niedrige O&M-Kosten (Tabelle 3), niedrige CAPEX (Tabelle 6) und hohe Volllaststunden (Tabelle 7) aus. Damit erreicht es von allen betrachteten Gebieten den niedrigsten Kostenindex.

Tabelle 9: Tabellarische Übersicht über den normierten Kostenindex pro Gebiet für die verschiedenen Szenarien.

Gebiet	Basis	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
N-5	0,840	0,829	0,729	0,743
N-9	1,223	1,184	1,174	1,177
DK-North - 1			0,824	0,778
DK-North - 2		0,897	0,870	0,864
DK-North - 3			0,806	0,795
DK-North - 4		0,904	0,873	0,845
DK-North - 5			0,734	0,745
DK-S-Baltic		0,700	0,700	0,700
N-10	1,222	1,205	1,195	1,225
N-11	1,067	1,050	1,043	1,084
N-12	1,065	1,005	0,994	1,018
N-13	1,006	0,888	0,876	0,902
N-14	1,004	0,906	0,812	0,819
N-16	0,939	0,889	0,817	0,811
N-17+20	0,858	0,862	0,769	0,781
N-19	0,862	0,864	0,778	0,789

4

⁴ Da der Kostenindex auf das Gesamtsystem aller betrachteten Flächen im Basisszenario normiert ist und gebietsspezifische Kosten- und Ertragsparameter berücksichtigt, ergeben sich auch innerhalb des Basisszenarios Unterschiede zwischen einzelnen Gebieten, sodass der Wert auf Gebietsebene von 1,00 abweicht.

Eine abschließende Bewertung und Diskussion der verschiedenen Ansätze zur Steigerung der volkswirtschaftlichen Effizienz – grenzüberschreitende Kapazitätsverlagerung und flächenspezifisches Overplanting – erfolgt in der Zusammenfassung in Kapitel 5.3.

5.3 Zusammenfassung

Tabelle 10: Tabellarische Übersicht der installierten Kapazität, des Energieertrags, der Volllaststunden und des Kostenindex aus den verschiedenen Szenarien, gegliedert nach räumlichen Zonen. Aufgrund des Overplanting in Szenario 3 sind hierfür die Volllaststunden in Bezug auf die ONAS-Kapazität angegeben, um die Einspeisebegrenzung der erzeugten Energie zu berücksichtigen.

	Basis				Szenario 1				Szenario 2				Szenario 3			
	Kapazität [GW]	Energie- ertrag [TWh]	Volllast- stunden [h]	Kosten- index	Kapazität [GW]	Energie- ertrag [TWh]	Volllast- stunden [h]	Kosten- index	Kapazität [GW]	Energie- ertrag [TWh]	Volllast- stunden [h]	Kosten- index	Kapazität ONAS [GW]	Energie- ertrag [TWh]	Volllast- stunden ONAS [h]	Kosten- index
N-5	4	16,0	4000	0,840	4	16,2	4060	0,829	2	9,3	4650	0,729	2	9,4	4680	0,743
Zone 3	28	89,2	3190	1,106	24	79,8	3330	1,062	24	80,6	3370	1,052	26	82,8	3450	1,074
Zone 4	20	73,8	3690	0,939	14	54,9	3920	0,886	8	34,7	4340	0,803	8	33,3	4510	0,805
Zone 5	4	17,0	4260	0,862	4	17,0	4250	0,864	2	9,5	4760	0,778	2	9,6	4820	0,789
Total DE	56	196,1	3500	1,000	46	167,9	3650	0,962	36	134,1	3730	0,946	35	135,0	3820	0,964
DK-S-Baltic	-	-	-	-	2	8,9	4430	0,700	2	8,9	4430	0,700	2	8,9	4430	0,700
DK-N	-	-	-	-	8	31,4	3930	0,901	18	79,3	4390	0,829	15	68,4	4680	0,807
Total	56	196,1	3500	1,000	56	208,2	3720	0,941	56	222,3	3970	0,894	52	212,3	4080	0,903

In der vorliegenden Studie wurde untersucht, ob die systemische Effizienz der Offshore-Windenergienutzung in der Deutschen Bucht durch eine alternative räumliche Verteilung künftiger Offshore-Windkapazitäten gesteigert werden kann. Grundlage ist ein Basisszenario auf Basis des FEP-Entwurfs 2025, in dem das deutsche Ausbaziel von 70 GW bis 2045 und die radiale Anbindung an das deutsche Stromnetz unverändert bleiben. Darauf aufbauend wurden drei internationale Vergleichsszenarien mit reduzierter Leistungsdichte in der deutschen AWZ und einer Verlagerung von 10 bzw. 20 GW nach Dänemark und Schweden sowie ein Overplanting-Szenario definiert. Das Ziel der Studie ist eine vergleichende Bewertung dieser Ansätze. Jedoch folgt hieraus keine Optimierung absoluter Kennzahlen und ebenso keine Ermittlung einer optimierten Offshore-Ausbaukulisse.

Methodisch wurden zunächst die Szenarien und Randbedingungen festgelegt (Kapitel 2.1), anschließend mit dem Mesoskalenmodell WRF auf Basis des Wetterjahres 2012 Windfelder und Erträge berechnet (Kapitel 3). Technische Verfügbarkeiten, O&M-Prozesse und Betriebskosten wurden mit der Fraunhofer IWES Software OffshoreTIMES simuliert (Kapitel 4). Investitionskosten von Windparks und Netzanbindungen wurden aus etablierten Kostenmodellen und dem Netzentwicklungsplan abgeleitet (Kapitel 4.4). Diese Kosten wurden gleichmäßig auf eine angenommene Betriebszeit von 35 Jahren verteilt und gemeinsam mit den jährlichen Betriebskosten (Kapitel 4.3) und jährlichen Stromerträgen (Kapitel 5.1) in einem Kostenindex (Kosten pro erzeugter Stromeinheit) zusammengeführt (Kapitel 5.2). Eine zusammenfassende tabellarische Übersicht der Kernergebnisse ist in Tabelle 10 dargestellt. Weiterführende tabellarische Auflistungen der Ergebnisse der in dieser Studie betrachteten Teilaspekte befinden sich in den jeweiligen Abschnitten dieses Berichts.

Die Spalte »Total DE« die jeweiligen Kennzahlen ausschließlich für die Windparks, die sich in der deutschen AWZ befinden. Aus diesen Ergebnissen wird deutlich, dass allein durch die Reduzierung

der Leistungsdichte in der deutschen AWZ eine Steigerung der volkswirtschaftlichen Effizienz erreicht werden kann.

Die Ergebnisse für die Gesamtheit aller betrachteten Flächen zeigen, dass eine räumliche Entzerrung des Ausbaus und die Verlagerung von Kapazitäten in die dänische Nordsee und die dänische und schwedische Ostsee die Volllaststunden und den Gesamtenergieertrag deutlich erhöhen (ca. +6 % in Szenario 1, ca. +13 % in Szenario 2, siehe Abbildung 5-1). Die leicht steigenden Betriebs- (Tabelle 4) und Netzanbindungskosten (Tabelle 5) sowie die höheren CAPEX in Szenario 2, die vor allem durch die längeren Kabeltrassen vom deutschen Festland bis zu den dänischen Seegebieten entstehen, werden durch die Ertragsgewinne überkompensiert (Abbildung 5-2). Diese Ertragsgewinne kommen zu Stande, weil die reduzierte Bebauungsdichte in der deutschen Nordsee die Abschattungseffekte verringert und weil die dänischen und schwedischen Seegebiete günstige Windbedingungen vorweisen und die dortigen OWP's hohe Stromerträge und Volllaststunden erzielen (Tabelle 7).

Das Overplanting in Szenario 3 verbessert zwar ebenfalls im Vergleich zum Basisszenario und Szenario 1 den eingespeisten Stromertrag (Abbildung 5-1) und die Auslastung der Netzanbindungen (Tabelle 7), bleibt aber aufgrund von Abschattungs- und Abregelungsverlusten bezüglich des Stromertrags hinter Szenario 2 zurück (Abbildung 5-1). In Szenario 3 werden gegenüber den anderen Szenarien insgesamt zwei ONAS eingespart. Durch das Overplanting in Szenario 3 wird die Leistungsdichte in der deutschen AWZ (Nordsee) insgesamt erhöht (siehe Tabelle 2) und auch die Erträge gesteigert (Tabelle 10). Aufgrund der gleichzeitig steigenden CAPEX fällt der Kostenindex hier aber insgesamt höher aus als in Szenario 2 (ebenfalls Tabelle 10). In den nach Dänemark verlagerten OWP's wird in Szenario 3 ein besserer Kostenindex erreicht als in Szenario 2. Dies liegt aber nicht direkt an höheren Stromerträgen, sondern wird durch niedrigere CAPEX (ein ONAS wird in diesem Gebiet im Vergleich zu Szenario 2 eingespart) und höhere Volllaststunden (trotz Overplanting weist DK-N insgesamt in Szenario 3 eine geringere Leistungsdichte als in Szenario 2 auf; Tabelle 2) erreicht (Tabelle 10).

Insgesamt weisen alle drei Alternativszenarien einen niedrigeren Kostenindex als das Basisszenario auf (Abbildung 5-2); der günstigste Kostenindex wird in Szenario 2 erreicht.

Damit belegt die Studie, dass grenzüberschreitende räumliche Planung unter Beibehaltung der deutschen Ausbauziele zu volkswirtschaftlichen Effizienzgewinnen führen kann. Auch in dem Szenario 3 mit Overplanting wird ein Kostenindex erreicht, der fast so gut ist wie der in Szenario 2 mit der größten grenzüberschreitenden Kapazitätsverlagerung. Durch eine flächenspezifische Überbauung der Netzanbindungskapazitäten besteht folglich ebenfalls ein großes Potenzial zur volkswirtschaftlichen Effizienzsteigerung – insbesondere, wenn der Grad dieser Überbauung anhand einer ganzheitlichen Betrachtung aller Aspekte (wie zum Beispiel zusätzlicher interner Abschattungseffekte) erfolgen würde.

6 Literaturverzeichnis

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2025): Flächenentwicklungsplan 2025 für die deutsche Nordsee und Ostsee. Hamburg und Rostock.

BVG Associates (Ed.) (2019): Guide to an offshore wind farm. Updated and extended. With assistance of The Crown Estate, Catapult Offshore Renewable Energy (ORE). Available online at <https://www.thecrownestate.co.uk/media/2860/guide-to-offshore-wind-farm-2019.pdf>, checked on 1/25/2019.

Carroll, James; McDonald, Alasdair; McMillan, David (2016): Failure rate, repair time and unscheduled O&M cost analysis of offshore wind turbines. In *Wind Energy*. 19 (6), pp. 1107–1119. DOI: 10.1002/we.1887.

Dörenkämper, M.; Vollmer, Lukas; Lakdawala, Zarah (2025): Simulating the Impact of Offshore Wind Expansion on Yield and Efficiency in the North Sea y 2050. Fraunhofer IWES. Available online at https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/_Anlagen/Downloads/IWES_Bericht.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

Hersbach, Hans; Bell, Bill; Berrisford, Paul; Hirahara, Shoji; Horányi, András; Muñoz-Sabater, Joaquín et al. (2020): The ERA5 global reanalysis. In *Q.J.R. Meteorol. Soc.* 146 (730), pp. 1999–2049. DOI: 10.1002/qj.3803.

Janssen, Matthias; Braendle, Gregor; Coordt, Laura; Alscher, Lia (2026): Analyse einer volkswirtschaftlich optimalen Überbauung von Offshore Wind Netzanbindungen. Eine Studie für den Bundesverband der Windenergie Offshore (BWO) und den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW). Frontier Economics; BDEW; BWO. Available online at https://www.bdew.de/media/documents/Frontier_Economics_-_BWOBDEW_-_Offshore-Wind-%C3%9Cberbauung_-_Endbericht_-_2026-03_0ZPTnOr.pdf.

Kikuchi, Yuka; Ishihara, Takeshi (2023): Assessment of capital expenditure for fixed-bottom offshore wind farms using probabilistic engineering cost model. In *Applied Energy* 341, p. 120912. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.120912.

Liang, Yibo; Ma, Yu; Wang, Haibin; Mesbahi, Ana; Jeong, Byongug; Zhou, Peilin (2021): Levelised cost of energy analysis for offshore wind farms. A case study of the New York State development. In *Ocean Engineering* 239, p. 109923. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2021.109923.

Lorenz, Torge; Baumgärtner, David; Stoevesandt, Bernhard; Weis, Sanaz; Kaczinski, J. (2025): Evaluation verschiedener Weiterbetriebs- und Nachnutzungsszenarien von Offshore Windparks und Offshore Netzanbindungssystemen in der Deutschen Bucht. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. Available online at https://www.bdew.de/media/documents/20250924_BDEW_Fraunhofer_IWES_Evaluation_Weiterbetriebs_Nachnutzungsszenarien__h9kWzJ4.pdf.

Sens, Lucas; Neuling, Ulf; Kaltschmitt, Martin (2022): Capital expenditure and levelized cost of electricity of photovoltaic plants and wind turbines-Development by 2050. In *Renewable Energy* 185, pp. 525–537.

Shields, Matt; Beiter, Philipp; Nunemaker, Jake; Cooperman, Aubryn; Duffy, Patrick (2021): Impacts of turbine and plant upsizing on the levelized cost of energy for offshore wind. In *Applied Energy* 298, p. 117189. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.117189.

Skamarock, W. C.; Klemp, J. B.; Dudhia, J.; Gill, D. O.; Liu, Z.; Berner, J. et al. (2019): A description of the advanced research WRF model version 4. Available online at <https://www.ecampmany.com/docs/cheatsheets/wrf.pdf>.

Stehly, Tyler; Duffy, Patrick; Mulas Hernando, Daniel (2024): Cost of Wind Energy Review: 2024 Edition. National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO (United States).

Übertragungsnetzbetreiber CC-BY-4.0 (2023): Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, zweiter Entwurf.

Vollmer, Lukas; Dörenkämper, M. (2025): Optimierung der Verteilung von Offshore-Netzanbindungssystemen und Windparkleistung für den Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (Version 2025). Fraunhofer Institut für Windenergiesysteme (IWES). Available online at https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2025-12/20251219_NEP_Optimierung_IWES_0.pdf.

Warnock, John; McMillan, David; Pilgrim, James; Shenton, Sally (2019): Failure Rates of Offshore Wind Transmission Systems. In *energies* 12 (14), p. 2682. DOI: 10.3390/en12142682.

Anhang A: Korrektive Instandhaltungsannahmen Teil I

Tabelle 11: Detaillierte Inputs des Fehlermodells basierend auf Carroll et al. (2016), Betreiberinformationen und inhouse Expertise: Fehlerraten und Power Loss

Component Name	Failure Category	Failure Rate (/Turbine/Year) (0-25 years)	Power Loss
Blades	Major Repair	0,010	20%
Blades	Major Replacement	0,002	100%
Blades	Minor Repair	0,456	10%
Blades	Reset	0,053	0%
Contactors / Circuit			
Breakers / Relays	Major Repair	0,054	100%
Contactors / Circuit			
Breakers / Relays	Major Replacement	0,002	100%
Contactors / Circuit			
Breakers / Relays	Minor Repair	0,326	0%
Contactors / Circuit			
Breakers / Relays	Reset	0,048	50%
Controls	Major Repair	0,054	100%
Controls	Major Replacement	0,001	100%
Controls	Minor Repair	0,355	100%
Controls	Reset	0,018	100%
Electrical Components	Major Repair	0,016	100%
Electrical Components	Major Replacement	0,002	100%
Electrical Components	Minor Repair	0,358	100%
Electrical Components	Reset	0,059	100%
Gearbox	Major Repair	0,038	100%
Gearbox	Major Replacement	0,050	100%
Gearbox	Minor Repair	0,395	0%
Gearbox	Reset	0,046	50%
Generator	Major Repair	0,321	100%
Generator	Major Replacement	0,045	100%
Generator	Minor Repair	0,485	100%
Generator	Reset	0,098	100%
Grease / Oil / Cooling			
Liquid	Major Repair	0,006	100%
Grease / Oil / Cooling			
Liquid	Minor Repair	0,407	0%
Grease / Oil / Cooling			
Liquid	Reset	0,058	0%
Heaters / Coolers	Major Repair	0,007	100%
Heaters / Coolers	Minor Repair	0,190	0%
Heaters / Coolers	Reset	0,016	50%
Hub	Major Repair	0,038	20%
Hub	Minor Repair	0,182	10%
Hub	Reset	0,014	0%

Other Components	Major Repair	0,042	0%
Other Components	Major Replacement	0,001	100%
Other Components	Minor Repair	0,812	0%
Other Components	Reset	0,150	0%
Pitch / Hydraulic	Major Repair	0,179	100%
Pitch / Hydraulic	Major Replacement	0,001	100%
Pitch / Hydraulic	Minor Repair	0,824	100%
Pitch / Hydraulic	Reset	0,072	100%
Power Supply / Converter	Major Repair	0,081	100%
Power Supply / Converter	Major Replacement	0,005	100%
Power Supply / Converter	Minor Repair	0,076	0%
Power Supply / Converter	Reset	0,018	50%
Pumps / Motors	Major Repair	0,043	100%
Pumps / Motors	Minor Repair	0,278	100%
Pumps / Motors	Reset	0,025	100%
Safety	Major Repair	0,004	0%
Safety	Minor Repair	0,373	0%
Safety	Reset	0,015	0%
Sensors	Major Repair	0,070	100%
Sensors	Minor Repair	0,247	0%
Sensors	Reset	0,029	0%
Service Items	Minor Repair	0,108	0%
Service Items	Reset	0,016	0%
Tower / Foundation	Major Repair	0,089	0%
Tower / Foundation	Minor Repair	0,092	0%
Tower / Foundation	Reset	0,004	0%
Transformer	Major Repair	0,003	100%
Transformer	Major Replacement	0,001	100%
Transformer	Minor Repair	0,052	0%
Transformer	Reset	0,009	0%
Yaw System	Major Repair	0,006	100%
Yaw System	Major Replacement	0,001	100%
Yaw System	Minor Repair	0,162	100%
Yaw System	Reset	0,020	100%

Tabelle 12: Detaillierte Inputs des Fehlermodells basierend auf (Carroll et al. 2016), Betreiberinformationen und inhouse Expertise: Reparaturzeit, Techniker Anzahl und verwendete Schiffe

Component Name	Failure Category	Repair Time [Hours]	Number of Technicians	Possible Transport Unit
Blades	Major Repair	21	3	SOV
Blades	Major Replacement	288	21	Jack-Up
Blades	Minor Repair	9	2	SOV, Helikopter
Blades	Reset	28	3	SOV, Helikopter
Contactors / Circuit Breakers / Relays	Major Repair	19	3	SOV
Contactors / Circuit Breakers / Relays	Major Replacement	150	8	SOV
Contactors / Circuit Breakers / Relays	Minor Repair	4	2	SOV, Helikopter
Contactors / Circuit Breakers / Relays	Reset	5	2	SOV, Helikopter
Controls	Major Repair	14	3	SOV
Controls	Major Replacement	12	2	SOV
Controls	Minor Repair	8	2	SOV, Helikopter
Controls	Reset	17	3	SOV, Helikopter
Electrical Components	Major Repair	14	3	SOV
Electrical Components	Major Replacement	18	4	SOV
Electrical Components	Minor Repair	5	2	SOV, Helikopter
Electrical Components	Reset	7	2	SOV, Helikopter
Gearbox	Major Repair	22	3	SOV
Gearbox	Major Replacement	231	17	Jack-Up
Gearbox	Minor Repair	8	2	SOV, Helikopter
Gearbox	Reset	7	2	SOV, Helikopter
Generator	Major Repair	24	3	SOV
Generator	Major Replacement	81	8	Jack-Up
Generator	Minor Repair	7	2	SOV, Helikopter
Generator	Reset	13	2	SOV, Helikopter
Grease / Oil / Cooling Liquid	Major Repair	18	3	SOV
Grease / Oil / Cooling Liquid	Minor Repair	4	2	SOV, Helikopter
Grease / Oil / Cooling Liquid	Reset	3	2	SOV, Helikopter
Heaters / Coolers	Major Repair	14	3	SOV
Heaters / Coolers	Minor Repair	5	2	SOV, Helikopter
Heaters / Coolers	Reset	5	3	SOV, Helikopter

Hub	Major Repair	40	4	SOV
Hub	Minor Repair	10	2	SOV, Helikopter
Hub	Reset	8	2	SOV, Helikopter
Other Components	Major Repair	21	3	SOV
Other Components	Major Replacement	36	5	SOV
Other Components	Minor Repair	5	2	SOV, Helikopter
Other Components	Reset	8	2	SOV, Helikopter
Pitch / Hydraulic	Major Repair	19	3	SOV
Pitch / Hydraulic	Major Replacement	25	4	SOV
Pitch / Hydraulic	Minor Repair	9	2	SOV, Helikopter
Pitch / Hydraulic	Reset	17	3	SOV, Helikopter
Power Supply / Converter	Major Repair	14	2	SOV
Power Supply / Converter	Major Replacement	57	6	SOV
Power Supply / Converter	Minor Repair	7	2	SOV, Helikopter
Power Supply / Converter	Reset	10	3	SOV, Helikopter
Pumps / Motors	Major Repair	10	3	SOV
Pumps / Motors	Minor Repair	4	2	SOV, Helikopter
Pumps / Motors	Reset	7	3	SOV, Helikopter
Safety	Major Repair	7	3	SOV
Safety	Minor Repair	2	2	SOV, Helikopter
Safety	Reset	2	2	SOV, Helikopter
Sensors	Major Repair	6	2	SOV
Sensors	Minor Repair	8	2	SOV, Helikopter
Sensors	Reset	8	3	SOV, Helikopter
Service Items	Minor Repair	7	2	SOV, Helikopter
Service Items	Reset	9	2	SOV, Helikopter
Tower / Foundation	Major Repair	7	1	SOV
Tower / Foundation	Minor Repair	5	3	SOV, Helikopter
Tower / Foundation	Reset	6	2	SOV, Helikopter
Transformer	Major Repair	26	3	SOV
Transformer	Major Replacement	1	1	Jack-Up
Transformer	Minor Repair	7	3	SOV, Helikopter
Transformer	Reset	19	3	SOV, Helikopter
Yaw System	Major Repair	20	3	SOV
Yaw System	Major Replacement	49	5	Jack-Up
Yaw System	Minor Repair	5	2	SOV, Helikopter
Yaw System	Reset	9	2	SOV, Helikopter

Anhang B: Korrektive Instandhaltungsannahmen Teil II

Tabelle 13: Detaillierte Inputs des Fehlermodells basierend auf (Carroll et al. 2016), Betreiberinformationen und inhouse Expertise: Materialkosten und Lieferzeiten

Component Name	Failure Category	Material Cost [€]	Spare Part Lead Time [days]
Blades	Major Repair	3000	3,5
	Major		
Blades	Replacement	350000	3,5
Blades	Minor Repair	340	0
Blades	Reset	0	0
Contactors / Circuit Breakers / Relays	Major Repair	4600	0
	Major		
Contactors / Circuit Breakers / Relays	Replacement	27000	0
Contactors / Circuit Breakers / Relays	Minor Repair	520	0
Contactors / Circuit Breakers / Relays	Reset	0	0
Controls	Major Repair	4000	4
	Major		
Controls	Replacement	26000	4
Controls	Minor Repair	400	0
Controls	Reset	0	0
Electrical Components	Major Repair	4000	0
	Major		
Electrical Components	Replacement	24000	0
Electrical Components	Minor Repair	200	0
Electrical Components	Reset	0	0
Gearbox	Major Repair	5000	5,8
	Major		
Gearbox	Replacement	460000	5,8
Gearbox	Minor Repair	250	0
Gearbox	Reset	0	0
Generator	Major Repair	7000	6,3
	Major		
Generator	Replacement	600000	6,3
Generator	Minor Repair	320	0
Generator	Reset	0	0
Grease / Oil / Cooling Liquid	Major Repair	4000	0
Grease / Oil / Cooling Liquid	Minor Repair	320	0
Grease / Oil / Cooling Liquid	Reset	0	0
Heaters / Coolers	Major Repair	2600	0
Heaters / Coolers	Minor Repair	930	0

Heaters / Coolers	Reset	0	0
Hub	Major Repair	3000	4,3
Hub	Minor Repair	320	0
Hub	Reset	0	0
Other Components	Major Repair	4800	0
	Major		
Other Components	Replacement	20000	0
Other Components	Minor Repair	220	0
Other Components	Reset	0	0
Pitch / Hydraulic	Major Repair	3800	2
	Major		
Pitch / Hydraulic	Replacement	28000	2
Pitch / Hydraulic	Minor Repair	420	0
Pitch / Hydraulic	Reset	0	0
Power Supply / Converter	Major Repair	10600	4,7
	Major		
Power Supply / Converter	Replacement	26000	4,7
Power Supply / Converter	Minor Repair	480	0
Power Supply / Converter	Reset	0	0
Pumps / Motors	Major Repair	4000	0
Pumps / Motors	Minor Repair	660	0
Pumps / Motors	Reset	0	0
Safety	Major Repair	4800	0
Safety	Minor Repair	260	0
Safety	Reset	0	0
Sensors	Major Repair	5000	0
Sensors	Minor Repair	300	0
Sensors	Reset	0	0
Service Items	Minor Repair	160	0
Service Items	Reset	0	0
Tower / Foundation	Major Repair	2200	0
Tower / Foundation	Minor Repair	280	0
Tower / Foundation	Reset	0	0
Transformer	Major Repair	4600	6,7
	Major		
Transformer	Replacement	140000	6,7
Transformer	Minor Repair	190	0
Transformer	Reset	0	0
Yaw System	Major Repair	6000	2,8
	Major		
Yaw System	Replacement	25000	2,8
Yaw System	Minor Repair	280	0
Yaw System	Reset	0	0

Anhang C: Inspektionsmaßnahmen WEA und korrektive Eingriffe ONAS*Tabelle 14: Jahreswartung für 22 MW WEA*

Beschreibung	Wert
erforderlicher Schiffstyp	SOV
Anzahl erforderlicher Techniker	6
Wartungszeit in Stunden pro WEA	28
Materialkosten	20.000 €

Tabelle 15: Korrektive Instandhaltung ONAS: kleine Reparaturen mit Ausfall, zu lösen auf der Konverterplattform, Die Annahmen basieren auf Studien von Shields et al. (2021), Warnock et al. (2019) und Lorenz et al. (2025),

Beschreibung	Wert
erforderlicher Schiffstyp	Helikopter
Anzahl erforderlicher Techniker	irrelevant
Arbeitszeit in Stunden	8
Materialkosten	irrelevant
jährliche Ausfallrate	0,45

Tabelle 16: Korrektive Instandhaltung ONAS: große Reparatur, Kabelfehler mit Ausfall, Die Annahmen basieren auf Studien von Shields et al. (2021) und Warnock et al. (2019) und Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern,

Beschreibung	Wert
erforderlicher Schiffstyp	Cable Laying Vessel
Anzahl erforderlicher Techniker	irrelevant
Arbeitszeit in Stunden	48
Materialkosten	250.000 €
jährliche Ausfallrate	0,003/km

Tabelle 17: Jahreswartung für eine Konverterplattform, Die Annahmen basieren auf Studien von Shields et al. (2021) und Warnock et al. (2019) und Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern,

Beschreibung	Wert
erforderlicher Schiffstyp	Helikopter (PAX12)
Anzahl erforderlicher Techniker	irrelevant
Wartungszeit pro Konverterplattform	7 Tage
Materialkosten	0 €
Struktur/Ablauf	viermal im Jahr, einmal davon mit Abschaltung

Anhang D: Offshore Logistik Ressourcen

Tabelle 18: Kosten und Eigenschaften der Schiffe, Helikopter und Techniker (Stand 2024)

Komponente	Stunden-satz	Tagessatz	Mobilisierungs-kosten	Mobilisierungs-zeit	Geschwindigkeit	Kapazität [PAX]	max, signifkante Wellenhöhe	max, Wind-geschwindigkeit	max, Zeit offshore
SOV (Shortterm Charter)	-	50,000 €	-	5 Tage	12 Knoten	60	2,5 m	15 m/s	2 Wochen
SOV (Longterm Charter)	-	30,000 €	-	-	12 Knoten	60	2,5 m	15 m/s	2 Wochen
Jack-Up (next-Gen)	-	300,000 €	650,000 €	5 Wochen	10 Knoten	60	3,0 m	12 m/s	-
Cable Laying Vessel	-	-	-	1 Woche	11 Knoten	20	2,0 m	15 m/s	-
Helikopter	6,000 €	-	-	-	100 Knoten	6	-	20 m/s	-
Helikopter PAX4	3,900 €	-	-	-	100 Knoten	4	-	20 m/s	-
Techniker	-	1,000 €	-	-	-	-	-	-	-
Techniker (extern)	-	1,250 €	-	-	-	-	-	-	-

Anhang E: Neubauprozesse

Tabelle 19: Neubauprozesse für Offshore-WEA, Offshore-Substations und ONAS, sowie die benötigte Arbeitszeit für diese Prozesse in Stunden, Die Angaben basieren unter anderem auf BVG Associates (2019), Liang et al. (2021) und Kikuchi and Ishihara (2023),

Beschreibung	Schiffstyp	Arbeitszeit
Meeresboden Vorbereitung	Field Support Vessel	5 h pro WEA
OWEA Foundation: Jack-Up	Jack-Up Vessel	32 h
OWEA Foundation: Monopile	Jack-Up Vessel	56 h
OWEA Foundation: Transition Piece	Jack-Up Vessel	42 h
OWEA: Vorbereitung	Jack-Up Vessel	10 h
OWEA: Tower	Jack-Up Vessel	27,5 h
OWEA: Nacelle	Jack-Up Vessel	20 h
OWEA: Rotorblätter	Jack-Up Vessel	52,5 h
OWEA: Finish und Hand-Over	Jack-Up Vessel	28,75 h
OWEA: Jack-Down	Jack-Up Vessel	4 h
Array Cable: Pre-Lay Grapnel Run	Field Support Vessel	13 h pro WEA
Array Cable: Kabelverlegung	Cable-Laying Vessel	20 h pro WEA
OSS: Foundation	Jack-Up Vessel	130 h
OSS: Installation	Jack-Up Vessel	25,25 h
Konverterplattform: Foundation	Jack-Up Vessel	130 h
Konverterplattform: Installation	Jack-Up Vessel	49,25 h
Export Cable: Kabelverlegung	Cable-Laying Vessel	8,6 h pro km

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Darstellung der Positionen der im Basisszenario (links) und Szenario 1 (rechts) enthaltenen OWEAs in der Nordsee. Die Zonen 3, 4 und 5 aus dem Flächenentwicklungsplan sowie der Cluster N-5 sind farblich markiert. Die Grenzen der AWZ Deutschlands und der benachbarten Staaten sind ebenfalls eingezeichnet.	11
Abbildung 2-2: Darstellung der Positionen der im Szenario 1 bis 3 enthaltenen OWEAs in der Ostsee. In Dänemark und in Schweden installierte, aber ans deutsche Netz angeschlossene, OWEAs sind farblich markiert. Die Grenzen der AWZ Deutschlands und der benachbarten Staaten sind ebenfalls eingezeichnet.	12
Abbildung 2-3: Darstellung der Positionen der in Szenario 2 und 3 enthaltenen OWEAs. Die Zonen 3, 4 und 5 aus dem Flächenentwicklungsplan sowie der Cluster N-5 und in Dänemark installierte, aber ans deutsche Netz angeschlossene, OWEAs sind farblich markiert. Die Grenzen der AWZ Deutschlands und der benachbarten Staaten sind ebenfalls eingezeichnet.	13
Abbildung 3-1: Die durchschnittliche 100-m Windgeschwindigkeit für das Wetterjahr 2012 auf dem Modellgitter der WRF-Simulationen.	16
Abbildung 4-1: Schematische Darstellung der Input und Outputs von OffshoreTIMES	17
Abbildung 4-2: Jährliche Ausfallraten der einzelnen Subsysteme einer Windturbine (basierend auf Carroll et al. (2016)).	19
<i>Abbildung 5-1: Der zusammengefasste Energieertrag, der in den verschiedenen Szenarien erzielt wird, normiert auf den Energieertrag im Basisszenario.</i>	28
Abbildung 5-2: Der zusammengefasste Kostenindex, berechnet über alle einzelnen Flächen, der in den verschiedenen Szenarien erzielt wird, normiert auf den Kostenindex des Basisszenarios.	33

Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 1: Tabellarische Übersicht über die Annahmen für das Basisszenario, Szenario 1 (Verschiebung von 10 GW Offshore-Windenergiekapazität von der deutschen Nordsee in dänische und schwedische Seegebiete) und Szenario 2 (Verschiebung von 20 GW in dänische und schwedische Seegebiete). Die Gesamtkapazität im Basisszenario von 75 GW in der deutschen AWZ ist gemäß Ausbauziel von 70 GW plus 5 GW Rückbaupuffer spezifiziert (siehe Kapitel 2.1).</i>	14
Tabelle 2: Tabellarische Übersicht über die Annahmen für Szenario 2 (Verschiebung von 20 GW in dänische und schwedische Seegebiete) und dem darauf basierendem Overplanting in Szenario 3. Die angegebene Überbauung bezieht sich auf das Verhältnis der OWP-Kapazität zur jeweiligen ONAS-Kapazität.	15
Tabelle 3: Übersicht der durchschnittlichen Verfügbarkeiten pro Gebiet. Die Verfügbarkeiten stellen die Gesamtverfügbarkeit der OWEA und Übertragungsnetze dar. Für Szenario 1, 2 und 3 sind jeweils die Gebiete mit Änderungen zum vorherigen Szenario gelistet.	22
Tabelle 4: Tabellarische Übersicht über die gesamten Betriebskosten aller betrachteten OWPs pro Szenario.	23
<i>Tabelle 5: Tabellarische Übersicht über die gesamten Installationskosten aller betrachteten OWPs pro Szenario, zusammen mit der jeweiligen Änderung der Gesamtkosten im Vergleich zum Basisszenario.</i>	24
<i>Tabelle 6: Übersicht der berücksichtigten CAPEX-Komponenten für die OWEA-Installation der jeweiligen OWP, inklusive Netzanschluss. Für Szenario 1 und 2 sind jeweils nur die Gebiete gelistet, die sich im Vergleich zu den vorhergehenden Szenarien verändert haben.</i>	26
Tabelle 7: Übersicht der jährlichen Energieerträge und Volllaststunden für die betrachteten Gebiete. Die Werte sind jeweils mit und ohne den Einfluss der Anlagen- und Netzverfügbarkeit angegeben. Die installierte Kapazität der einzelnen Gebiete folgt aus den Szenariospezifikationen. Aufgrund des Overplanting in Szenario 3 sind hierfür die Volllaststunden in Bezug auf die ONAS-Kapazität angegeben, um die Einspeisebegrenzung der erzeugten Energie zu berücksichtigen.	29
Tabelle 8: Gesonderte Betrachtung der Erträge und Volllaststunden der Gebieten in unmittelbarer Nähe zu den OWPs Doordewind I und Doordewind II in der niederländischen Nordsee. Erträge und Volllaststunden sind exklusive der Verfügbarkeiten von Anlagen und Netzanbindungen angegeben.	32
Tabelle 9: Tabellarische Übersicht über den normierten Kostenindex pro Gebiet für die verschiedenen Szenarien.	34
Tabelle 10: Tabellarische Übersicht der installierten Kapazität, des Energieertrags, der Volllaststunden und des Kostenindex aus den verschiedenen Szenarien, gegliedert nach räumlichen Zonen. Aufgrund des Overplanting in Szenario 3 sind hierfür die Volllaststunden in Bezug auf die ONAS-Kapazität angegeben, um die Einspeisebegrenzung der erzeugten Energie zu berücksichtigen.	35
Tabelle 11: Detaillierte Inputs des Fehlermodells basierend auf Carroll et al. (2016), Betreiberinformationen und inhouse Expertise: Fehlerraten und Power Loss	39
Tabelle 12: Detaillierte Inputs des Fehlermodells basierend auf (Carroll et al. 2016), Betreiberinformationen und inhouse Expertise: Reparaturzeit, Techniker Anzahl und verwendete Schiffe	41

Tabelle 13: Detaillierte Inputs des Fehlermodells basierend auf (Carroll et al. 2016), Betreiberinformationen und inhouse Expertise: Materialkosten und Lieferzeiten	43
Tabelle 14: Jahreswartung für 22 MW WEA	45
Tabelle 15: Korrektive Instandhaltung ONAS: kleine Reparaturen mit Ausfall, zu lösen auf der Konverterplattform, Die Annahmen basieren auf Studien von Shields et al. (2021), Warnock et al. (2019) und Lorenz et al. (2025),	45
Tabelle 16: Korrektive Instandhaltung ONAS: große Reparatur, Kabelfehler mit Ausfall, Die Annahmen basieren auf Studien von Shields et al. (2021) und Warnock et al. (2019) und Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern,	45
Tabelle 17: Jahreswartung für eine Konverterplattform, Die Annahmen basieren auf Studien von Shields et al. (2021) und Warnock et al. (2019) und Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern,	45
Tabelle 18: Kosten und Eigenschaften der Schiffe, Helikopter und Techniker (Stand 2024)	46
Tabelle 19: Neubauprozesse für Offshore-WEA, Offshore-Substations und ONAS, sowie die benötigte Arbeitszeit für diese Prozesse in Stunden, Die Angaben basieren unter anderem auf BVG Associates (2019), Liang et al. (2021) und Kikuchi and Ishihara (2023),	47