

STUDIE ZUR SZENARIENRECHNUNG DES OFFSHORE-AUSBAUS IN DER DEUTSCHEN BUCHT

April 2026

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

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

Projektnummer: 11-40633

Kurzfassung

Die vorliegende Studie vergleicht ein alternatives Ausbauszenario (im Folgenden *Re-Order Szenario* genannt) mit einem aus dem Flächenentwicklungsplan 2025 (FEP) abgeleiteten Szenario (im Folgenden *FEP Szenario* genannt). Dies erfolgt anhand eines volkswirtschaftlichen Kostenindex, der bereits vorherigen Studien z.B. für den BDEW als Grundlage diente. Im Re-Order-Szenario wird die Reihenfolge von Ausschreibung und Inbetriebnahme neuer Flächen so angepasst, dass das Potenzial zur Verringerung temporärer Abschattungseffekte zwischen Windparks deutlich wird.

Im Ergebnis werden demnach die Volllaststunden aller Flächen erhöht und damit die Stromgestehungskosten gesenkt - sogar im Betrieb befindliche Windparks profitieren durch einen höheren Ertrag von der Anpassung der zukünftigen Ausschreibungsreihenfolge.

Die Studie macht demnach deutlich, dass Anpassungen in der Ausbaufolge deutliche Effizienzgewinne ermöglichen und die Flächenplanung in der bevorstehenden FEP-Fortschreibung volkswirtschaftlich optimiert werden kann.

Für beide Szenarien wurde eine umfassende Modellierung der zu erwartenden Stromerträge durchgeführt, um die damit einhergehenden Kosten zu bestimmen. Diese beinhaltet Windfelder für insgesamt 26 verschiedene Ausbaustände und Offshore-Prozesse während OWP-Installation und Betrieb inklusive der Netzanbindung. Der angewandte Kostenindex setzt die Summe aus Betriebskosten und Neubaukosten in ein Verhältnis zu den erzielten Stromerträgen. Zum Vergleich sei erwähnt, dass der entsprechende Wert im FEP sich auf jeweils 1,0 beläuft.

Im Ergebnis steigert das *Re-Order Szenario* die Stromerträge für die Fokusflächen, gelistet in Tabelle I, um durchschnittlich 3% über die Betriebslaufzeit von 35 Jahren, was bei einzelnen Flächen eine Ertragssteigerung zwischen 2-10 % bedeutet. Dadurch sinkt auch der Kostenindex für diese Flächen entsprechend (s. Tabelle I):

Tabelle I: Energieertrag und Kostenindex für das Re-Order Szenario, normiert auf das FEP Szenario, pro einzelner Fläche und insgesamt über alle Fokusflächen N-9.2, N-11.1, N-11.2, N12.1 – N-12.6, N-13.1 und N-13.2.

Fläche	normierter Kostenindex	normierter Stromertrag
N-9.2	0,98	1,02
N-11.1	0,98	1,02
N-11.2	0,98	1,02
N-12.1	0,96	1,04
N-12.2	0,93	1,07
N-12.3	0,90	1,10
N-12.4	1,00	1,00
N-12.5	1,01	0,99
N-12.6	1,01	0,99
N-13.1	0,96	1,04
N-13.2	0,93	1,07
INSGESAMT	0,97	1,03

Des Weiteren wurden die Erträge und Volllaststunden über die gesamte deutsche AWZ (Nordsee) betrachtet (s. Abbildung I). Es sei an dieser Stelle festgehalten, dass eine Reduktion des Ausbauziels bis 2045 nicht Gegenstand dieser Studie ist und am Gesamtausbauziel von ca. 70 GW festgehalten wurde.

Durch die veränderte Ausschreibungsreihenfolge im *Re-Order Szenario* kommt es aber zu einer verlängerten Ausbaudauer der Gesamtkapazität von 70 GW Offshore-Wind. So werden diese im Vollausbau im Jahr 2057 erreicht (vgl. FEP Szenario: 2041, ohne Netzverzögerung). Dadurch wird ein linear konsistenter Ausbau ermöglicht, der es der Lieferkette und der (Netz-)Infrastruktur erlaubt, langfristig Kapazitäten zur Verfügung zu stellen. Durch eine Erhöhung der Volllaststunden wird auch die Netzanbindung im gleichen Maße effizienter ausgelastet.

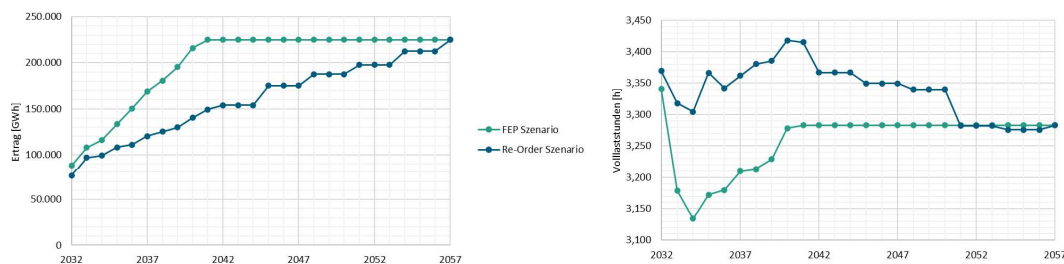


Abbildung I: Jährlicher Vergleich des Gesamtertrags [GWh] (links) und der durchschnittlichen Volllaststunden (rechts) in der deutschen AWZ (Nordsee) für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).

Das *Re-Order Szenario* veranschaulicht insgesamt, dass durch eine Änderung der Ausschreibungs- und Inbetriebnahmereihenfolge zukünftiger Flächen die Abschattungseffekte deutlich reduziert werden können. Dies führt zu einer effizienteren Nutzung von bereits im Betrieb befindlichen, bereits bezuschlagten und noch auszuschreibenden Flächen als auch der Netzanbindungen.

Executive Summary

The present study conducts a comparative analysis of an alternative expansion scenario (hereinafter referred to as the Re-Order Scenario) against a reference scenario derived from the Site Development Plan 2023 (FEP) (hereinafter referred to as the FEP Scenario). The comparison is performed on the basis of a macroeconomic cost index, which has previously been employed as an analytical framework in prior studies, e.g. commissioned by the BDEW. Within the Re-Order Scenario, the sequencing of tendering rounds and commissioning of new designated sites is systematically reordered to elucidate the potential for mitigating inter-wind-farm wake-induced losses of a transient nature.

Consequently, the capacity factors across all sites are enhanced, thereby reducing the levelized cost of energy - notably, even operational wind farms exhibit increased energy yields as a result of the revised future tendering sequence.

The study thus substantiates that modifications to the expansion sequencing can yield considerable efficiency gains and that spatial planning may be macroeconomically optimized in subsequent iterations of the Site Development Plan.

For both scenarios, a comprehensive energy yield assessment was conducted to quantify the associated cost implications. The modelling framework encompasses wind resource fields for a total of 26 discrete expansion states, as well as offshore processes pertaining to OWF installation and operational phases, including grid connection infrastructure.

The applied cost index is defined as the ratio of aggregated operational expenditure and capital expenditure for new installations to the corresponding energy yields. For reference, the analogous index value within the FEP is normalized to 1.0.

The results indicate that the Re-Order Scenario yields a mean energy output increase of 3% for the focus areas enumerated in Table I over an assumed operational lifetime of 35 years, with area-specific yield enhancements ranging between 2–10%. This improvement is reflected in a commensurate reduction of the cost index for the respective areas (see Table I):

Table I: Energy yield and cost index for the Re-Order scenario, relative to the FEP scenario, for each individual area and in total over all focus areas N-9.2, N-11.1, N-11.2, N-12.1 – N-12.6, N-13.1 and N-13.2.

area	cost index	energy yield
N-9.2	0.98	1.02
N-11.1	0.98	1.02
N-11.2	0.98	1.02
N-12.1	0.96	1.04
N-12.2	0.93	1.07
N-12.3	0.90	1.10
N-12.4	1.00	1.00
N-12.5	1.01	0.99
N-12.6	1.01	0.99
N-13.1	0.96	1.04
N-13.2	0.93	1.07
TOTAL	0.97	1.03

In addition, energy yields and capacity factors were evaluated across the entirety of the German Exclusive Economic Zone (EEZ) in the North Sea (see Figure I). It should be expressly noted that a reduction of the stipulated expansion targets for 2045 falls outside the scope of this study; the aggregate expansion target of approximately 70 GW was retained as an invariant boundary condition.

The findings demonstrate that the revised tendering chronology in the Re-Order Scenario results in a temporally extended deployment trajectory for the aggregate installed capacity of 70 GW offshore wind. Under this scenario, full build-out is attained in 2057 (see FEP Scenario: 2041, excluding grid connection delays). This facilitates a linearly consistent expansion pathway, thereby enabling the supply chain and associated (grid) infrastructure to sustain long-term capacity provision. The concurrent increase in capacity factors further implies a proportionally enhanced utilisation efficiency of the grid connection assets.

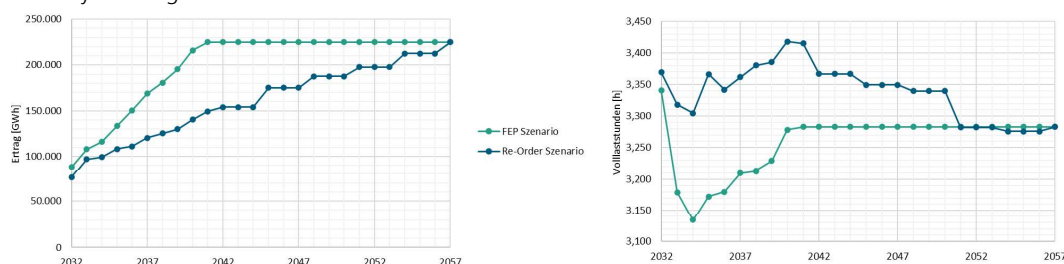


Figure I: Annual comparison of total energy yield [GWh] (left) and average full load hours (right) in the German Exclusive Economic Zone (North Sea) for the FEP Scenario (green) and the Re-Order Scenario (blue).

In summary, the Re-Order Scenario demonstrates that a systematic resequencing of tendering rounds and commissioning timelines for prospective sites can substantially attenuate inter-farm wake effects. This yields a more efficient utilisation of sites currently in operation, already awarded sites, and sites pending future tendering, as well as of the associated grid connection infrastructure.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	3
Executive Summary	4
Inhaltsverzeichnis	6
1 Einleitung	7
2 Arbeitsschritte	7
2.1 Szenario-Berechnungen:	8
3 Erstellung der Windfelder entsprechend der Szenarien	12
4 Simulation der Offshore-Prozesse mit OffshoreTIMES	13
4.1 Konzept der O&M-Modellierung	13
4.2 Spezifischen Annahmen für die O&M-Modellierung	14
4.3 Ergebnisse der O&M-Modellierung: Verfügbarkeiten und Kosten	17
4.4 Neubaukosten	18
5 Auswertung und Diskussion	19
5.1 Installierte Kapazitäten, Energieertrag und Volllaststunden für die deutsche AWZ (Nordsee) 20	
5.2 Energieerträge und Volllaststunden der Fokusflächen	22
5.3 Energieerträge und Volllaststunden in weiteren Gebieten	28
5.4 Normierter Kostenindex und Stromerträge	32
5.5 Zusammenfassung	35
6 Literaturverzeichnis	37
Anhang A: Korrektive Instandhaltungsannahmen Teil I	39
Anhang B: Korrektive Instandhaltungsannahmen Teil II	43
Anhang C: Offshore Logistik Ressourcen	45
Anhang D: Neubauprozesse	46
Abbildungsverzeichnis	47
Tabellenverzeichnis	49

1 Einleitung

Das Hauptziel dieser Studie ist die Ermittlung eines volkswirtschaftlichen Kostenindex für zwei verschiedene Ausbauszenarien für Offshore-Windenergie in der deutschen AWZ (Nordsee).

Neben dem volkswirtschaftlichen Gewinn, den Offshore-Windenergieanlagen erzielen können, sind dabei auch betriebswirtschaftliche Aspekte von Bedeutung. Denn ohne letztere drohen Gebotsverfahren ins Leere zu laufen. Vor diesem Hintergrund vergleicht diese Studie ein alternatives Ausbauszenario (im Folgenden Re-Order Szenario genannt) mit einem aus dem Flächenentwicklungsplan (FEP) abgeleiteten Szenario (im Folgenden FEP Szenario genannt) mit dem Ziel, einen volkswirtschaftlichen Kostenindex zu ermitteln.

Das FEP-Szenario stellt hierbei lediglich ein mögliches Szenario dar, weil der tatsächliche Ausbau z. B. durch Verzögerungen auch hiervon abweichen kann. Im Re-Order Szenario wird die Reihenfolge der Ausschreibung und Inbetriebnahme der Flächen gegenüber dem FEP Szenario variiert, um so das Potenzial der Reduzierung von temporären Abschattungseffekte zwischen Windparks aufzuzeigen. Dabei wird die kumulierte Gesamt-Ausschreibungsmenge erst 2057 erreicht. Auch das Re-Order Szenario stellt an dieser Stelle nur ein mögliches Ausbauszenario dar und keinen optimierten Fall. Der optimale Fall kann von dem Re-Order Szenario abweichen. Es geht hierbei vor allem um die prinzipielle Veranschaulichung des obengenannten Effekts der Reduzierung temporärer Abschattungseffekte.

Der Kostenindex setzt die zu erwartende Stromproduktion ins Verhältnis zu den Gesamtkosten der neuen Flächen. Er umfasst Neubau- und Betriebskosten der Offshore-Windparks sowie der Netzanbindungssysteme. Beim Kostenindex handelt es sich explizit **nicht** um einen Levelized Cost of Energy, auch wenn die Einheit mit EUR/MWh dieselbe ist. Zur simplifizierten Betrachtung enthält der Kostenindex **nur** die Komponenten, die direkt über die Ertrags- und Betriebsmodellierung durch das Fraunhofer IWES bestimmt werden können.

2 Arbeitsschritte

1. Basisszenario

Das Basisszenario dient als Referenz für die Bewertung der Optimierungsszenarien. Grundlage ist der vorgesehene Ausbauplan gemäß Flächenentwicklungsplan, Stand Januar 2025 – siehe Tabelle 14 im Flächenentwicklungsplan 2025, (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie 2025), ergänzt um offiziell gemeldete Verzögerungen beim Offshore-Netzanschluss (z. B. Artillerieschießgebiet). Grenzüberschreitende Offshore-Windprojekte in Nachbarländern werden berücksichtigt, sofern sie einen relevanten Einfluss auf deutsche Flächen haben.

Die Annahmen für den Ausbau in den angrenzenden Gebieten der Niederlande wären damit folgende:

- Doordewind – 4 GW – Commissioning in 2032 (in allen Szenarien berücksichtigt)
- Ten noorden van de Waddeneilanden – 700 MW – Commissioning in 2031 (in allen Szenarien berücksichtigt)
- Suchgebiete 4 & 6 – kein Ausbau (in den Berichten für das BSH wurden bis zu 36 GW mit unklarem Commissioning-Datum angenommen)

2. Definition des alternativen nationalen Ausbauszenarien:

Durch die Auftraggeber des Projekts, Total Energies und JERA Nex bp, wurde ein Re-Order Szenario erstellt.

Dieses Szenario wird nach derselben Methodik wie das Basisszenario simuliert und ausgewertet. Die Abschattungseffekte werden mit der vom Fraunhofer IWES entwickelten und in diversen Projekten genutzten Simulationsmethodik berechnet. Mit der O&M-Modellierungssoftware OffshoreTIMES werden sowohl die Verfügbarkeit der Windparks und Netzanbindungssysteme als auch die direkten O&M-Kosten von OWP und ONAS abgebildet. Der Vergleich erfolgt anhand des Kostenindex, der zur besseren Vergleichbarkeit auf den Wert des Basisszenarios normiert wird. So entsteht eine neutrale Basis, auch wenn der Kostenindex im Unterschied zu einem detaillierten LCoE nicht sämtliche Kostenarten abbildet.

3. Berechnung des Kostenindex

Der Kostenindex - der zum Vergleich der Szenarien dient - wird wie folgt berechnet:

$$\text{Kostenindex} = \frac{((\text{Betriebskosten_\"OWP\"} + \text{Betriebskosten_\"ONAS\"} + \text{Neubaukosten}))}{\text{Stromertrag}}$$

Als Betrachtungszeitraum gilt jeweils pro Fläche ein regulärer Betrieb über 35 Jahre ab Betriebsbeginn. Der Stromertrag wird simulationsbasiert ermittelt und umfasst Abschattungseffekte bestehender und neuer Flächen im Untersuchungszeitraum. Der Kostenindex wird für die Flächen N-9.2, N-11.1, N-11.2, N-12.1, N-12.2, N-12.3, N-12.4, N-12.5, N-12.6, N-13.1 und N-13.2 ermittelt.

4. Analysen und Fragestellungen

Die Analysen sollen die Antworten auf folgende Fragen quantifizieren:

- Welche Verluste entstehen durch Nachlaufeffekte an verschiedenen Standorten in der Deutschen Bucht, auch in Wechselwirkung mit Flächen in Nachbarländern (Niederlande)?
- Welchen Einfluss haben zeitliche und räumliche Änderungen der Ausbauabfolge auf den Kostenindex, insbesondere bei veränderter Windparkdichte?
- Wie lässt sich die Nutzung deutscher Offshore-Flächen optimieren, um den Energieertrag zu maximieren und zugleich die Wirtschaftlichkeit sicherzustellen?

Alle Annahmen (z. B. Flächenkulissen, anzunehmende Anlagentechnik, Windparklayouts, Ausschreibungs- und Inbetriebnahmezeitpunkte 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.

2.1 Szenario-Berechnungen:

Es werden zwei Szenarien untersucht: erstens das „FEP Szenario“, das auf Grundlage der Ausbauszenarienrechnungen für die Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans formuliert worden ist, und zweitens das Re-Order Szenario, das das gleiche Gesamtausbauziel für Offshore-Wind in der deutschen Nordsee (AWZ) bis 2057 beinhaltet, aber andere Inbetriebnahmedaten für die verschiedenen Flächen vorsieht. Sämtliche Spezifikationen für beide Szenarien stammen hierbei von den Auftraggebern dieser Studie.

Eine grafische Darstellung der Inbetriebnahmedaten für die beiden betrachteten Szenarien erfolgt in Abbildung 2.1 und Abbildung 2.2.

Des Weiteren wurde folgendes für beide Szenarien gleichermaßen angenommen:

- Wetterjahr 2006
- 68,5 GW Gesamtkapazität (Nordsee)
- Kumulative Gesamtausschreibungsmenge bis 2057 bleibt unverändert
- 22 MW OWEAs in zukünftig installierten Offshore-Windparks
- Grundlage für Kosten aus „Evaluation verschiedener Weiterbetriebs- und Nachnutzungsszenarien von Offshore Windparks und Offshore-Netzanbindungssystemen in der Deutschen Bucht“ (Lorenz et al. 2025)
- Bestandparks laufen zur Vereinfachung bis Untersuchungszeitraum endet und Rückbau wird nicht betrachtet
- Als Betrachtungszeitraum für die Kostenindex-Berechnung der Fokusflächen N-9.2, N-11.1, N-11.2, N-12.1, N-12.2, N-12.3, N-12.4, N-12.5, N-12.6, N-13.1 und N-13.2 gilt jeweils ein regulärer Betrieb über 35 Jahre ab Betriebsbeginn.

Eine grafische Darstellung der Inbetriebnahmedaten für die beiden betrachteten Szenarien erfolgt in Abbildung 2.1 und Abbildung 2.2. Eine chronologisch sortierte tabellarische Auflistung der Inbetriebnahmedaten für die einzelnen Flächen in den beiden Szenarien ist in *Tabelle 1* aufgestellt. Hierbei werden lediglich Flächen mit einer IBN ab dem Jahr 2030 aufgeführt, weil die Berechnungen für Erträge und Kosten im Rahmen dieser Studie erst ab dem Simulationsjahr 2032 beginnen und in den Szenariospezifikationen keine Unterschiede in den IBN-Daten vorliegen, die an dieser Stelle relevant sind. Zusätzlich ist in Tabelle 2 die Verschiebung bzw. der zeitliche Unterschied der IBN der beiden betrachteten Szenarien dargestellt.

Tabelle 1: Tabellarische Übersicht über das Jahr der Inbetriebnahme (IBN) für die einzelnen Flächen aus dem Flächenentwicklungsplan des BSH für das FEP Szenario (links) und das Re-Order Szenario (rechts). Die Auflistung der Flächen erfolgt jeweils chronologisch sortiert nach IBN. Sämtliche Spezifikationen wie Flächenkapazität und IBN für beide Szenarien stammen von den Auftraggebern dieser Studie.

Fläche (Kapazität)	IBN-Jahr FEP Szenario	Fläche (Kapazität)	IBN-Jahr Re-Order Szenario
N-9.3 (1500 MW)	2030	N-9.3 (1500 MW)	2030
N-9.1 (2000 MW)	2031	N-9.1 (2000 MW)	2031
N-10.2 (500 MW)	2031	SEN-1 (860 MW)	2031
SEN-1 (860 MW)	2031	N-12.1 (2000 MW)	2032
N-10.1 (2000 MW)	2032	N-12.2 (2000 MW)	2032
N-13.1 (500 MW)	2032	N-9.2 (2000 MW)	2032
N-13.2 (1000 MW)	2032	N-10.2 (500 MW)	2033
N-12.1 (2000 MW)	2032	N-13.1 (500 MW)	2033
N-12.2 (2000 MW)	2032	N-13.2 (1000 MW)	2033
N-9.2 (2000 MW)	2032	N-11.1 (2000 MW)	2033
N-6.8 (2000 MW)	2033	N-11.2 (1500 MW)	2033
N-9.4 (1100 MW)	2033	N-12.3 (1000 MW)	2033
N-11.1 (2000 MW)	2033	N-9.4 (1100 MW)	2034
N-11.2 (1500 MW)	2033	N-17.1 (1000 MW)	2035
N-12.3 (1000 MW)	2033	N-17.2 (1130 MW)	2035
N-12.5 (1000 MW)	2034	N-9.5 (1100 MW)	2036
N-12.4 (1000 MW)	2034	N-17.3 (1130 MW)	2037
N-9.5 (1100 MW)	2034	N-17.4 (1130 MW)	2037
N-12.6 (2000 MW)	2035	N-14.1 (1320 MW)	2038
N-16.1 (1320 MW)	2035	N-14.2 (1320 MW)	2039
N-16.2 (1320 MW)	2035	N-16.1 (1320 MW)	2040

N-16.3 (1320 MW)	2036	N-16.2 (1320 MW)	2040
N-16.4 (1320 MW)	2036	N-14.3 (1320 MW)	2041
N-16.5 (1320 MW)	2036	N-14.4 (1320 MW)	2041
N-16.6 (1320 MW)	2036	N-10.1 (2000 MW)	2042
N-14.1 (1320 MW)	2037	N-16.3 (1320 MW)	2043
N-14.2 (1320 MW)	2037	N-16.4 (1320 MW)	2043
N-14.3 (1320 MW)	2037	N-16.7 (1600 MW)	2044
N-14.4 (1320 MW)	2037	N-16.8 (1000 MW)	2044
N-16.7 (1600 MW)	2038	N-16.5 (1320 MW)	2045
N-16.8 (1000 MW)	2038	N-16.6 (1320 MW)	2046
N-17.1 (1000 MW)	2038	N-13.4 (1320 MW)	2047
N-20.1 (1000 MW)	2039	N-13.3 (1320 MW)	2048
N-17.2 (1130 MW)	2039	N-12.6 (2000 MW)	2049
N-17.3 (1130 MW)	2039	N-12.4 (1000 MW)	2050
N-17.4 (1130 MW)	2039	N-12.5 (1000 MW)	2051
N-19.1 (1320 MW)	2040	N-6.8 (2000 MW)	2052
N-19.2 (1320 MW)	2040	N-19.1 (1320 MW)	2053
N-19.3 (1320 MW)	2040	N-19.2 (1320 MW)	2054
N-19.4 (1320 MW)	2040	N-19.3 (1320 MW)	2055
N-13.3 (1320 MW)	2041	N-19.4 (1320 MW)	2056
N-13.4 (1320 MW)	2041	N-20.1 (1000 MW)	2057

Tabelle 2: Tabellarische Übersicht über das Jahr der Inbetriebnahme (IBN) für die einzelnen Flächen aus dem Flächenentwicklungsplan des BSH für das FEP Szenario und das Re-Order Szenario inklusive Angabe der zeitlichen Verschiebung. Die Auflistung der Flächen erfolgt jeweils sortiert nach Verschiebung des IBN vom Re-Order Szenario relativ zum FEP Szenario.

Fläche (Kapazität)	IBN-Jahr FEP Szenario	IBN-Jahr Re-Order Szenario	Verschiebung [Jahre]
N-17.2 (1130 MW)	2039	2035	-4
N-17.1 (1000 MW)	2038	2035	-3
N-17.4 (1130 MW)	2039	2037	-2
N-17.3 (1130 MW)	2039	2037	-2
N-9.3 (1500 MW)	2030	2030	0
SEN-1 (860 MW)	2031	2031	0
N-9.1 (2000 MW)	2031	2031	0
N-9.2 (2000 MW)	2032	2032	0
N-12.2 (2000 MW)	2032	2032	0
N-12.1 (2000 MW)	2032	2032	0
N-12.3 (1000 MW)	2033	2033	0
N-11.2 (1500 MW)	2033	2033	0
N-11.1 (2000 MW)	2033	2033	0
N-13.2 (1000 MW)	2032	2033	1
N-13.1 (500 MW)	2032	2033	1
N-9.4 (1100 MW)	2033	2034	1
N-14.1 (1320 MW)	2037	2038	1
N-10.2 (500 MW)	2031	2033	2
N-9.5 (1100 MW)	2034	2036	2
N-14.2 (1320 MW)	2037	2039	2
N-14.4 (1320 MW)	2037	2041	4

N-14.3 (1320 MW)	2037	2041	4
N-16.2 (1320 MW)	2035	2040	5
N-16.1 (1320 MW)	2035	2040	5
N-16.8 (1000 MW)	2038	2044	6
N-16.7 (1600 MW)	2038	2044	6
N-13.4 (1320 MW)	2041	2047	6
N-16.4 (1320 MW)	2036	2043	7
N-16.3 (1320 MW)	2036	2043	7
N-13.3 (1320 MW)	2041	2048	7
N-16.5 (1320 MW)	2036	2045	9
N-10.1 (2000 MW)	2032	2042	10
N-16.6 (1320 MW)	2036	2046	10
N-19.1 (1320 MW)	2040	2053	13
N-12.6 (2000 MW)	2035	2049	14
N-19.2 (1320 MW)	2040	2054	14
N-19.3 (1320 MW)	2040	2055	15
N-12.4 (1000 MW)	2034	2050	16
N-19.4 (1320 MW)	2040	2056	16
N-12.5 (1000 MW)	2034	2051	17
N-20.1 (1000 MW)	2039	2057	18
N-6.8 (2000 MW)	2033	2052	19

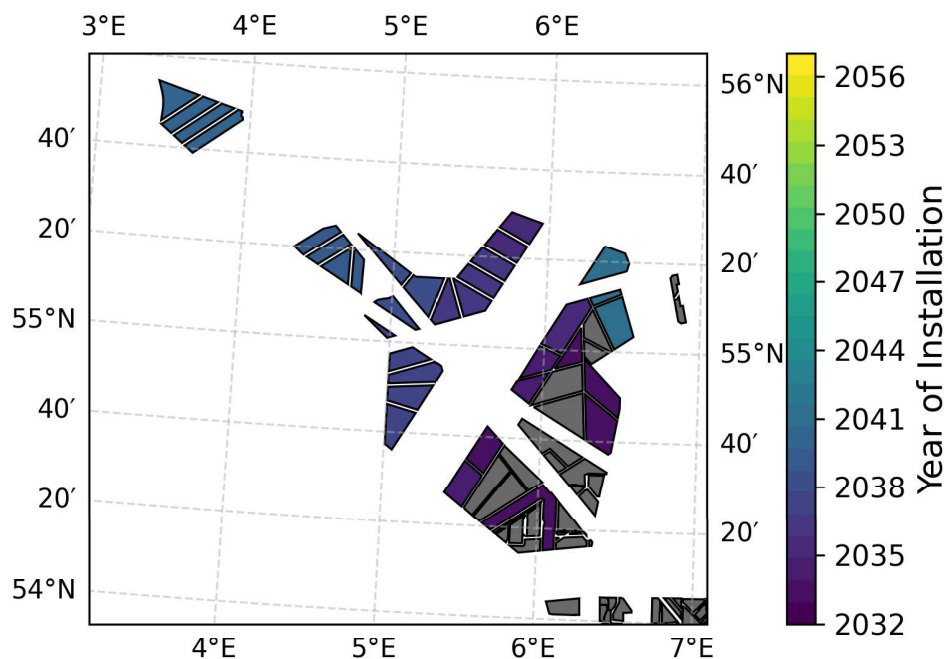


Abbildung 2-1: Farbliche Darstellung der Inbetriebnahmedaten im FEP Szenario für die verschiedenen Flächen in der deutschen AWZ (Nordsee). OWPs in grau haben ihre geplante Inbetriebnahme vor 2032.

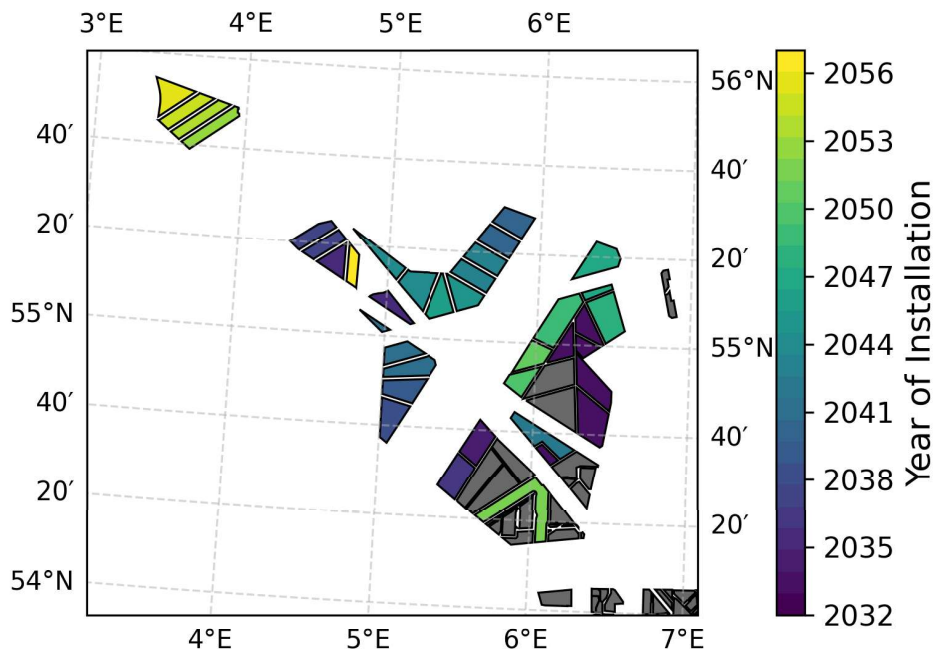


Abbildung 2-2: Farbliche Darstellung der Inbetriebnahmedaten im Re-Order Szenario für die verschiedenen Flächen in der deutschen AWZ (Nordsee). OWPs in grau haben ihre geplante Inbetriebnahme vor 2032.

3 Erstellung der Windfelder entsprechend der Szenarien

Für die Berechnung der Windfelder wurde das Referenzjahr 2006 herangezogen. Dies gilt für die Deutsche Bucht als ein gutes, aber konservatives mittleres Windjahr und wird auch im Rahmen der Rechnungen für den FEP herangezogen (BSH 2023). 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 von Fitch (Fitch et al. 2012) berechnet, angetrieben durch die ERA5-Reanalysedaten des Jahres 2006, die vom European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (Hersbach et al. 2020) bereitgestellt wurden.

Aus den Szenariospezifikationen (siehe Tabelle 1) ergeben sich insgesamt 26 verschiedene Ausbaustände, die jeweils für eine Simulationszeit von einem Jahr mit WRF berechnet worden sind, um die Erträge unter diesen Bedingungen zu berechnen.

Die derart berechneten Erträge basieren auf einer ununterbrochenen 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.

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.

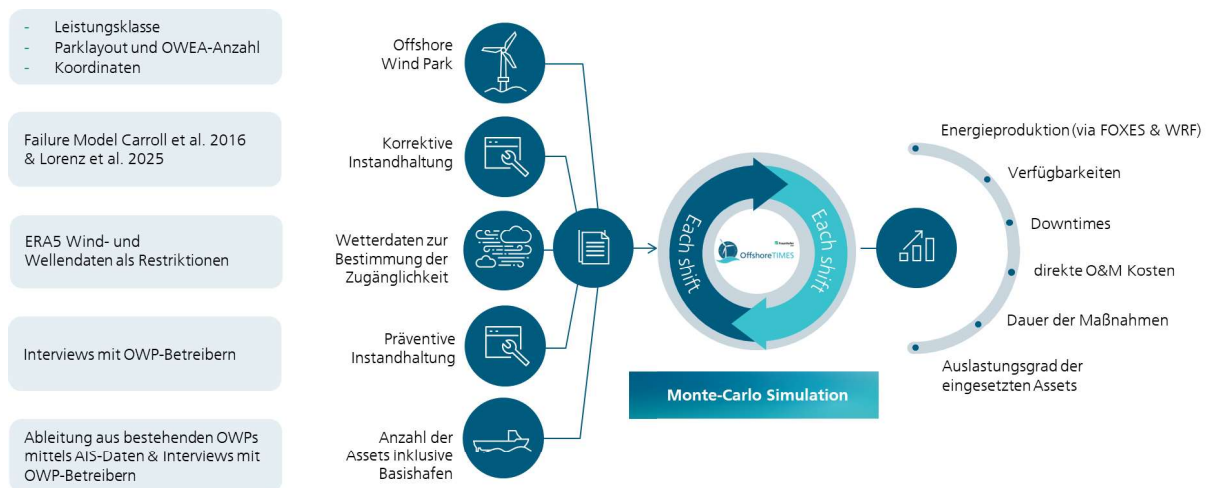


Abbildung 4-1: Schematische Darstellung der Input und Outputs von OffshoreTIMES

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

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 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.

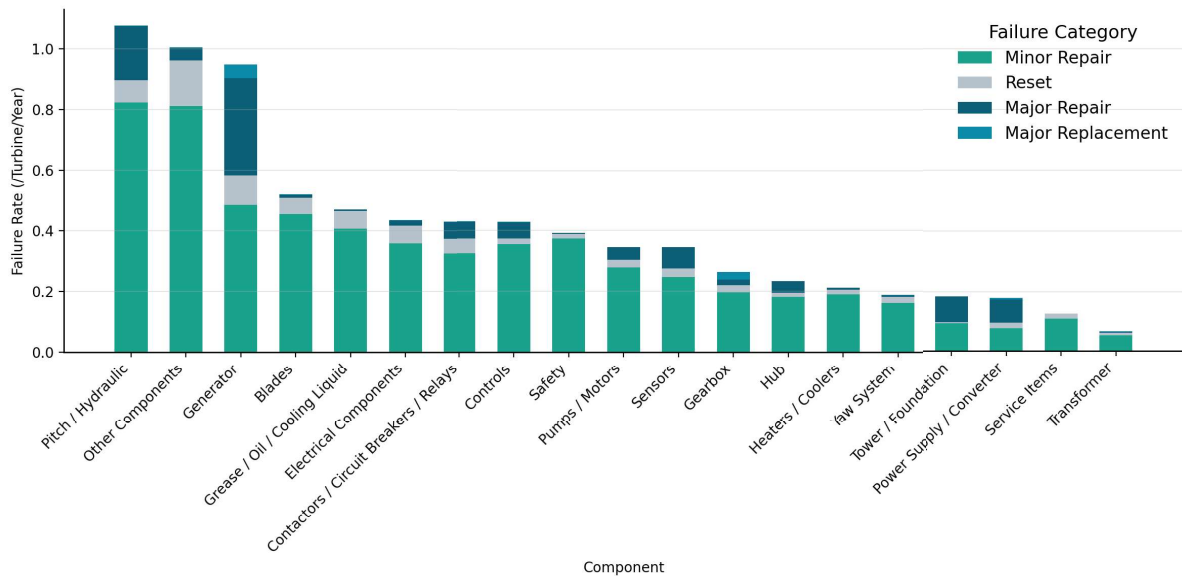


Abbildung 4-2: Jährliche Ausfallraten der einzelnen Subsysteme einer Windturbine (basierend auf Carroll et al. (2016)).

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 gleich behandelt werden, wirkt sich dies nicht auf die Auswertung und Diskussion der Ergebnisse aus.

Die detaillierten Annahmen des gesamten Fehlermodells befinden sich im Anhang.

Zusätzlich zur korrektiven Instandsetzung wurden Inputs für die Jahreswartung definiert. Diese sind in Tabelle 3 aufgelistet.

Tabelle 3: Jahreswartung für 22 MW WEA

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

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 3), größeren Kabelfehlern (Tabelle 4) und jährlichen Wartungen (Tabelle 5) unterschieden.

Tabelle 4: 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 5: 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 6: 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

Die jährlichen Ausfallraten der WEA-Komponenten (siehe Anhang A, Tabelle 9) und der in Tabelle 3 und Tabelle 4 aufgelisteten Instandhaltungsmaßnahmen für ONAS werden über den Betrachtungszeitraum der Studie konstant gehalten. Ähnlich wie der Rückbau, der in dieser Studie ebenfalls nicht betrachtet wird, sind Auswirkungen sich mit der Betriebszeit steigender Ausfallraten bei der Auswertung und Diskussion in Kapitel 5 zu vernachlässigen. In dieser konzeptionellen Studie über eine mögliche Beeinflussung der Volllaststunden der in der deutschen AWZ installierten WEAs durch alternative Ausbaupfade spielen Verschleißerscheinungen an älteren Anlagen keine Rolle.

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 Annahme basiert auf Absprachen mit Übertragungsnetzbetreibern, die für eine IWES-Studie über Weiterbetriebsszenarien im DolWin-Cluster (Lorenz et al. 2025) getroffen wurden.

In der O&M-Modellierung mit OffshoreTIMES wurde für jede betrachtete Fläche ein Logistikkonzept aufgesetzt, das 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 3 und Tabelle 4). 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 2006, 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.

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. An dieser Stelle wird darauf hingewiesen, dass das verwendete Fehlermodell erfahrungsgemäß zu einer leicht reduzierten Verfügbarkeit führt. Die konstanten Ausfallraten beruhen auf den Statistiken für die Gesamtanzahl an Reparaturen pro Jahr. In Realität werden wohl viele von diesen Reparaturen gebündelt im Rahmen der Sommerkampagne durchgeführt. In der Simulation hingegen finden die Reparaturen gleichmäßig verteilt über das Jahr statt.

Wie in den Annahmen beschrieben, wurde in den Simulationen auch das gesamte Netzanbindungssystem mitberücksichtigt. Unter Berücksichtigung möglicher Ausfälle der Netzanbindung ergibt sich eine Gesamtverfügbarkeit, die 2-3 Prozentpunkte unterhalb der reinen WEA-Verfügbarkeit lag.

Neben den Verfügbarkeiten sind die direkten O&M-Kosten ein weiterer Output von OffshoreTIMES, der als Bestandteil des Kostenindex in die wirtschaftliche Auswertung in Kapitel 5 einfließt. Die direkten O&M-Kosten setzen sich aus den Charratzen der Schiffe und Helikopter,

den Gehältern der Techniker und den Kosten der Ersatzteile zusammen. Weiche Kosten wie Versicherungen, Finanzierung, Sicherheiten, Lagerkosten, Backend-Office und Verwaltungskosten sind nicht darin enthalten. Die O&M-Kosten der einzelnen Flächen werden unabhängig von den zwei verschiedenen Ausbauszenarien betrachtet. Daher ist pro Fläche auch nur eine Simulation durchgeführt worden.

Tabelle 7: Simulierte energiebasierte Verfügbarkeit der Flächen (inkl. und exkl. der Ausfälle der ONAS) und die jährlichen direkten O&M Kosten.

Fläche	Kapazität [MW]	Verfügbarkeit (inkl. ONAS)	Verfügbarkeit (exkl. ONAS)	direkte O&M Kosten [M€/Jahr]
N-9.2	2002	0,932	0,961	45,378
N-11.1	2002	0,933	0,962	45,240
N-11.2	1496	0,931	0,960	37,716
N-12.1	2002	0,932	0,961	45,938
N-12.2	2002	0,933	0,961	46,359
N-12.3	990	0,930	0,958	31,968
N-12.4	990	0,930	0,959	32,073
N-12.5	990	0,930	0,959	31,014
N-12.6	2002	0,933	0,961	44,684
N-13.1	506	0,928	0,956	24,020
N-13.2	990	0,932	0,959	30,961

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 5.4 ein.

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 13 (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.

Die Gesamtkosten setzen sich aus den Ausgaben für zwei Kabelstränge für die jeweils verlegten Kilometer und die dazugehörige 2 GW ONAS zusammen. Die 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 8: Übersicht der berücksichtigten CAPEX-Komponenten für die Installation der OWP mit 22-MW WEA auf den jeweiligen Flächen, inklusive Netzanschluss.

Fläche	Anzahl WEAs	Kapazität OWP	zugeordnete ONAS	Windparks				Netzbetreiber	Gesamt
				Logistik-kosten	weiche Kosten	Material-kosten	Gesamt OWP	Gesamtkosten nach NEP	
N-9.2	91	2002	NOR-9-2	716 M€	1.823 M€	4.637 M€	7.177 M€	3.172 M€	10.349 M€
N-11.1	91	2002	NOR-11-1	734 M€	1.823 M€	4.637 M€	7.195 M€	3.320 M€	10.515 M€
N-11.2	68	1496	NOR-11-2	532 M€	1.363 M€	3.465 M€	5.360 M€	2.373 M€	7.733 M€
N-12.1	91	2002	NOR-12-1	766 M€	1.823 M€	4.637 M€	7.226 M€	3.074 M€	10.300 M€
N-12.2	91	2002	NOR-12-2	695 M€	1.823 M€	4.637 M€	7.155 M€	3.548 M€	10.703 M€
N-12.3	45	990	NOR-13-1	252 M€	902 M€	2.293 M€	3.447 M€	1.642 M€	5.089 M€
N-12.4	45	990	NOR-12-3	253 M€	902 M€	2.293 M€	3.448 M€	1.799 M€	5.247 M€
N-12.5	45	990	NOR-12-3	253 M€	902 M€	2.293 M€	3.448 M€	1.774 M€	5.222 M€
N-12.6	91	2002	NOR-12-4	763 M€	1.823 M€	4.637 M€	7.223 M€	3.598 M€	10.822 M€
N-13.1	23	506	NOR-11-2	131 M€	461 M€	1.172 M€	1.763 M€	791 M€	2.554 M€
N-13.2	45	990	NOR-13-1	252 M€	902 M€	2.293 M€	3.447 M€	1.642 M€	5.089 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 die Volllaststunden der einzelnen Flächen, den Ertrag und den Kostenindex ausgewertet. Diese Ergebnisse werden unter Berücksichtigung der in Kapitel 2 aufgeführten Aspekte der zwei Szenarien diskutiert.

5.1 Installierte Kapazitäten, Energieertrag und Volllaststunden für die deutsche AWZ (Nordsee)

Als Veranschaulichung der unterschiedlichen Inbetriebnahmedaten zwischen dem FEP Szenario und dem Re-Order Szenario wird zunächst die jeweilige installierte Gesamtkapazität in der deutschen AWZ (Nordsee) auf jährlicher Basis in Abbildung 5.1 dargestellt. Ergänzend ist in Abbildung 5.2 der jährliche Zubau an Kapazität abgebildet.

Während beide Szenarien zum gleichen Ausbauzustand im Jahr 2057 führen, mit einer Gesamtkapazität von 68.5 GW in der Nordsee, ist der Ausbaupfad dorthin zwischen den beiden Szenarien sehr unterschiedlich. Das Re-Order Szenario beginnt bereits mit einem geringeren Ausbau im Jahr 2032, in dem angenommene Verzögerungen in der Bebauung diverser Gebiete (z. B. N-13) im Re-Order Szenario bereits eingerechnet sind. Die Installation neuer Kapazitäten erfolgt dann im Re-Order Szenario relativ gleichmäßig bis hin zum Ende des Betrachtungszeitraums im Jahr 2057. Im FEP Szenario hingegen, ist der finale Ausbauzustand bereits im Jahr 2041 abgeschlossen. In der letzten öffentlichen Bekanntmachung zur Änderung des Flächenentwicklungsplans aus dem Januar 2026 sind Verzögerungen der Flächen bzw. die IBN der ONAS bereits aktualisiert abgegeben¹. Diese lagen zum Zeitpunkt der Spezifikationen der Szenarien noch nicht vor.

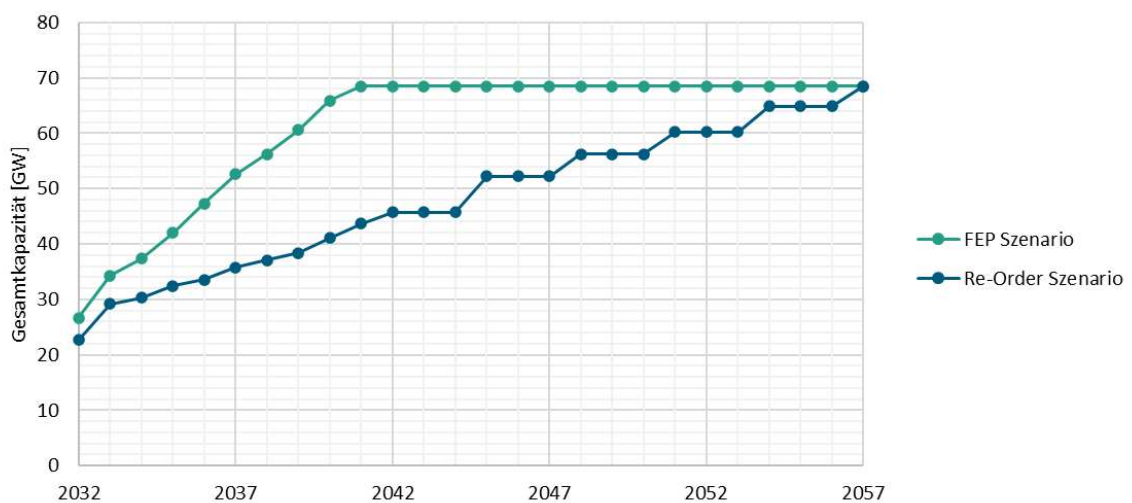


Abbildung 5-1: Jährlicher Vergleich der installierten Gesamtkapazität [GW] in der deutschen AWZ (Nordsee) für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).

¹ [Änderung des Flächenentwicklungsplans 2025 für die deutsche Nordsee und Ostsee und Ergebnis der Vorprüfung des Einzelfalls über die Durchführung einer Strategischen Umweltprüfung](#)

jährl. Zubau an Kapazität in der dt. AWZ (Nordsee)

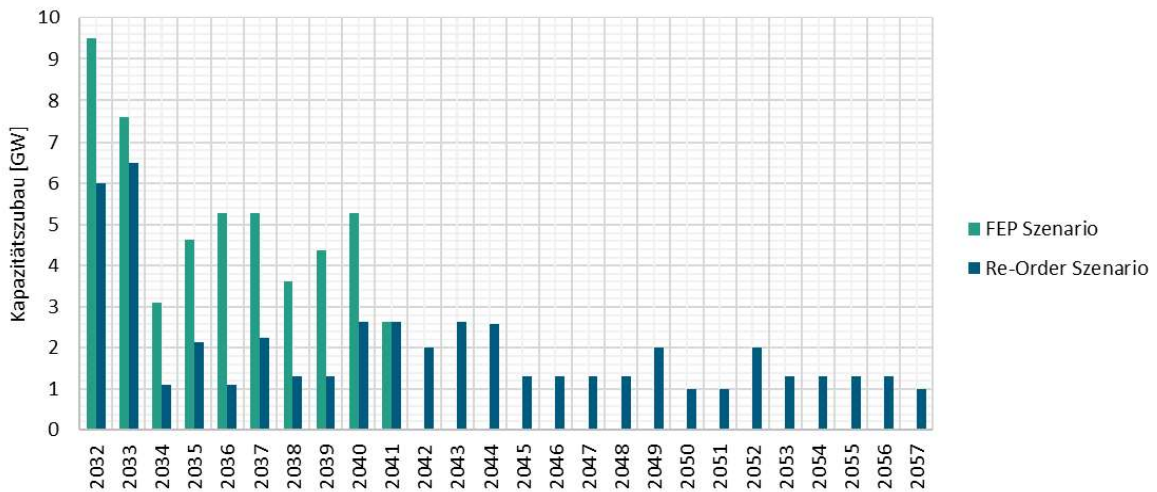


Abbildung 5-2: Jährlicher Vergleich des Zubaus an installierter Kapazität [GW] in der deutschen AWZ (Nordsee) für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau). Die Darstellung erfolgt gemäß den Szenario-Spezifikationen; für die Ertragsmodellierung wurde zur Verringerung des Simulationsaufwands ab dem Jahr 2042 ein Kapazitätzzubau in Inkrementen von drei Jahren berücksichtigt.

Der jährliche Gesamtertrag in der deutschen AWZ (Nordsee) ist in Abbildung 5.3 für beide Szenarien dargestellt.

Der Verlauf des Plots folgt weitestgehend dem der installierten Gesamtkapazität in Abbildung 5.1. Der langsamere Ausbau im Re-Order Szenario führt insgesamt zu geringeren Erträgen, über die deutsche AWZ (Nordsee) betrachtet. Im Jahr 2057, wenn beide Szenarien den gleichen Ausbaustand erreichen, deckt sich der Gesamtertrag aus beiden Szenarien, bei einem Wert von 224.5 GWh.

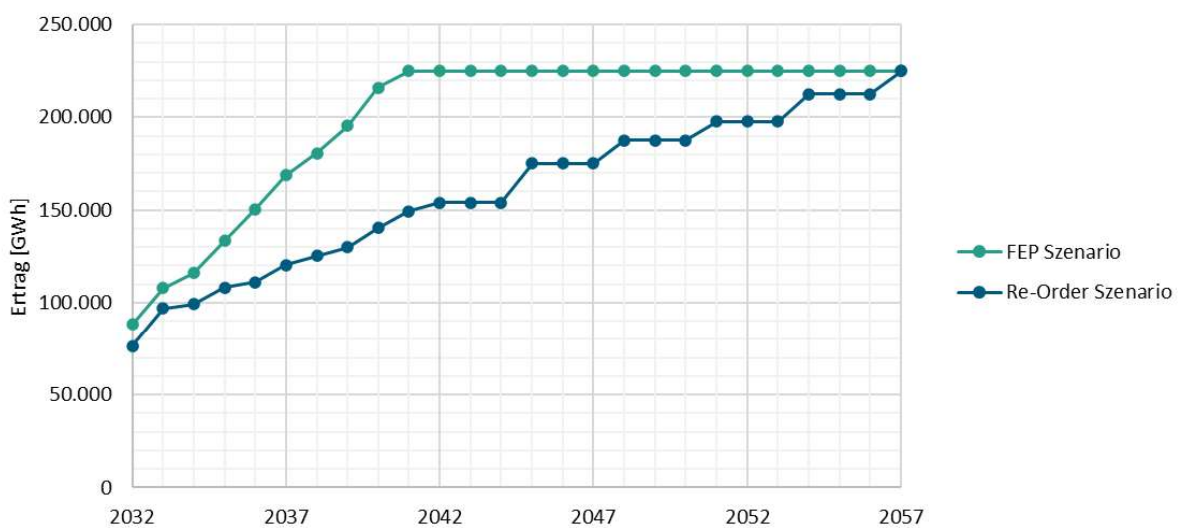


Abbildung 5-3: Jährlicher Vergleich des Gesamtertrags [GWh] in der deutschen AWZ (Nordsee) für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).

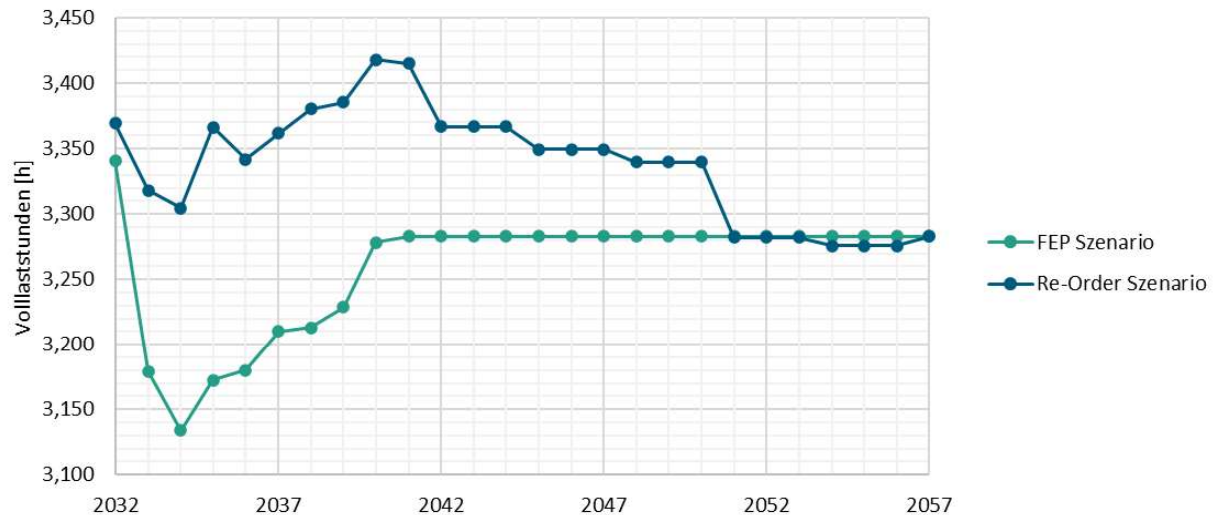


Abbildung 5-4: Jährlicher Vergleich der durchschnittlichen Volllaststunden [h], gemittelt über alle Offshore-Windparks in der deutschen AWZ (Nordsee) für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).

In Abbildung 5.4 erfolgt ein Vergleich der jährlichen durchschnittlichen Volllaststunden [h], als Mittelwert über alle OWP in der deutschen AWZ (Nordsee) zwischen den beiden Szenarien.

Hierbei sind im Re-Order Szenario deutlich mehr Volllaststunden zu verzeichnen, was für eine effizientere Nutzung der installierten Offshore-WEA spricht. Diese Steigerung in Volllaststunden ist bereits zu Beginn des Betrachtungszeitraums vorhanden, an dem Flächen in den Gebieten N-10 und N-13 im Re-Order Szenario verzögert in Betrieb gehen, und somit noch keine Abschattung auf die umliegenden Gebiete verursachen. Aufgrund der Tatsache, dass im Re-Order Szenario der Ausbau bestimmter Flächen (insbesondere N-6.8, N-10.1, N-12.4 – N-12.6) erst in späteren Jahren stattfindet, erfolgen hier weniger Abschattungseffekte auf die benachbarten OWP, und es werden an den installierten Anlagen mehr Volllaststunden erreicht. Dieser Effekt hält bis zum Jahr 2050 an. Danach gleichen sich die Ausbauzustände und damit auch die Volllaststunden zwischen den beiden Szenarien einander an. In den Jahren 2054 – 2056 liegen die Volllaststunden im Re-Order Szenario leicht unter dem Wert des FEP Szenarios. Das liegt daran, dass im Re-Order Szenario in diesen Jahren die Flächen N-19.3, N-19.4 und N-20 noch nicht in Betrieb genommen sind. Besonders die beiden N-19er Flächen liegen günstig und ziehen somit bei Inbetriebnahme den Durchschnittswert der Volllaststunden nach oben. Im Jahr 2057 wird der gleiche Ausbauzustand und damit die gleichen durchschnittlichen Volllaststunden erreicht.

5.2 Energieerträge und Volllaststunden der Fokusflächen

In diesem Kapitel erfolgt eine differenzierte Darstellung der Energieerträge und Volllaststunden für einzelne Flächen in der deutschen AWZ (Nordsee). Hierbei werden insbesondere die Flächen N-9.2, N-11.1, N-11.2, N12.1 – N-12.6, N-13.1 und N-13.2 betrachtet. Diese Flächen stehen im Fokus dieses Berichts, weil davon ausgegangen wird, dass diese besonders von den Änderungen vom FEP-Szenario zum Re-Order Szenario beeinflusst werden. Es handelt sich dementsprechend auch um die Flächen, für die in Kapitel 5.4 der jeweilige Kostenindex berechnet wird.

In Abbildung 5.1 wird der jährliche Vergleich des Energieertrags [GWh] zwischen den beiden Szenarien dargestellt, als Summe über die oben genannten Fokusflächen. Gemäß der verschobenen IBN-Daten ist der Ertrag über diese Fokusflächen im Re-Order Szenario zunächst geringer. Sobald im Jahr 2051 die Flächen N-12.4 – N-12.6 in Betrieb genommen werden, wird in beiden Szenarien der gleiche jährliche Ertrag erzielt.

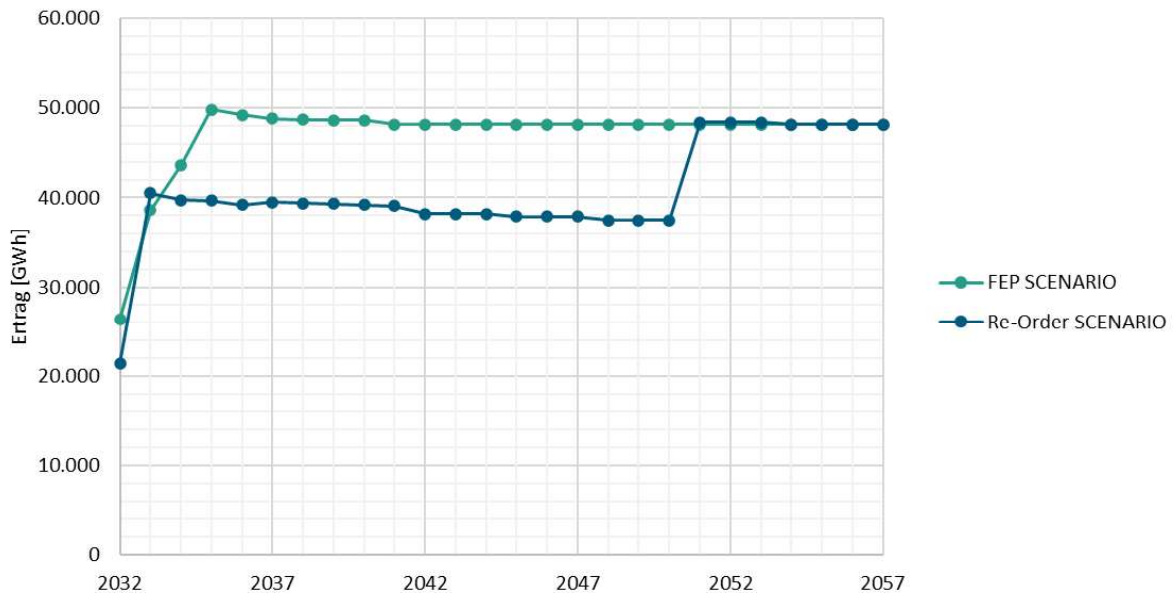


Abbildung 5-5: Jährlicher Vergleich des Ertrags [GWh] der Fokusflächen N-9.2, N-11.1, N-11.2, N12.1 – N-12.6, N-13.1 und N-13.2 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).

Die jährlich erzielten Volllaststunden als Mittelwert über die Fokusflächen N-9.2, N-11.1, N-11.2, N12.1 – N-12.6, N-13.1 und N-13.2 sind in Abbildung 5.6 dargestellt.

Anhand der Abbildung ist zu erkennen, dass im Re-Order mehr Volllaststunden auf den Fokusflächen erzielt werden. Das liegt vor allem daran, dass hier die Flächen N-10.1 (IBN 2042) und N-12.4 – N-12.6 (IBN 2051) später als im FEP Szenario in Betrieb genommen werden. Bis dahin erfahren folglich OWPs in den benachbarten Gebieten (insbesondere N-10, N-11, N-12, N-13) weniger Abschattung, so dass die dort laufenden Anlagen mehr Volllaststunden erzielen können.

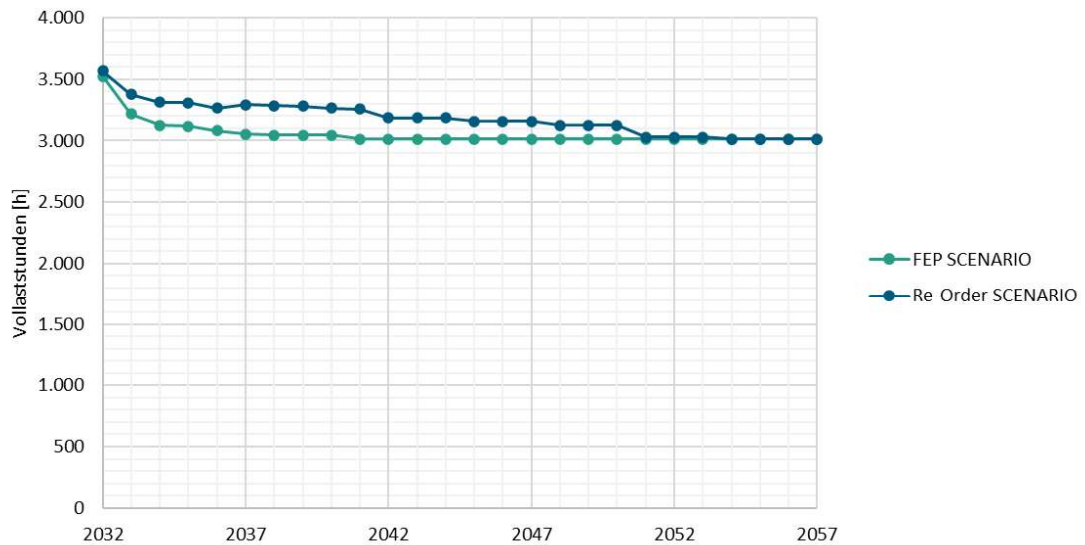


Abbildung 5-6: Jährlicher Vergleich der Volllaststunden [h], gemittelt über die Fokusflächen N-9.2, N-11.1, N-11.2, N12.1 – N-12.6, N-13.1 und N-13.2 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).

Im Folgenden wird ein Szenariovergleich für die jährlichen Erträge und Volllaststunden in einzelnen Flächen gezeigt: N-9.2 in Abbildung 5.7; N-11.1 in Abbildung 5.8; N-11.2 in Abbildung 5.9; N-12.1 in Abbildung 5.10; N-12.2 in Abbildung 5.11; N-12.3 in Abbildung 5.12; N-12.4 in Abbildung 5.13; N-12.5 in Abbildung 5.14; N-12.6 in Abbildung 5.15; N-13.1 in Abbildung 5.16 und N-13.2 in Abbildung 5.17.

Es ist hervorzuheben, dass für jede der dargestellten Flächen im Re-Order Szenario mehr Volllaststunden erzielt werden als im FEP Szenario, mit Ausnahme der Flächen N-12.4 – N-12.6, deren Inbetriebnahme den Ausbau in den umliegenden Gebieten vervollständigt und die damit die gleiche Anzahl Volllaststunden wie im FEP-Szenario erreichen.

Den größten Mehrgewinn gemessen in Volllaststunden erfahren dabei die Flächen N-12.1, N-12.2, N-12.3 und N-13.2. Diese Flächen liegen unmittelbar östlich der Flächen N-12.4 – N-12.6. Somit erfahren sie durch deren Inbetriebnahme eine direkte Abschattung aus der (süd-)westlichen Hauptwindrichtung.

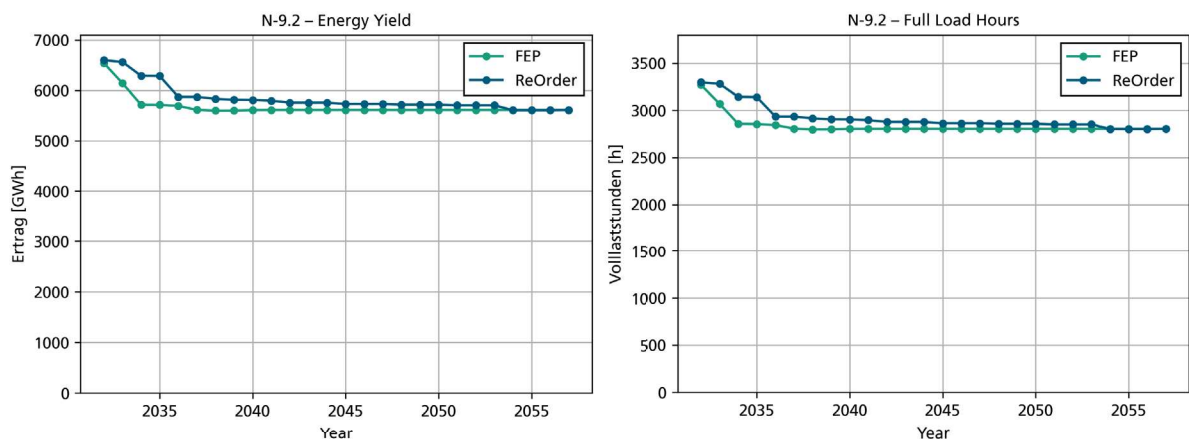


Abbildung 5-7: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für die Fläche N-9.2 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).

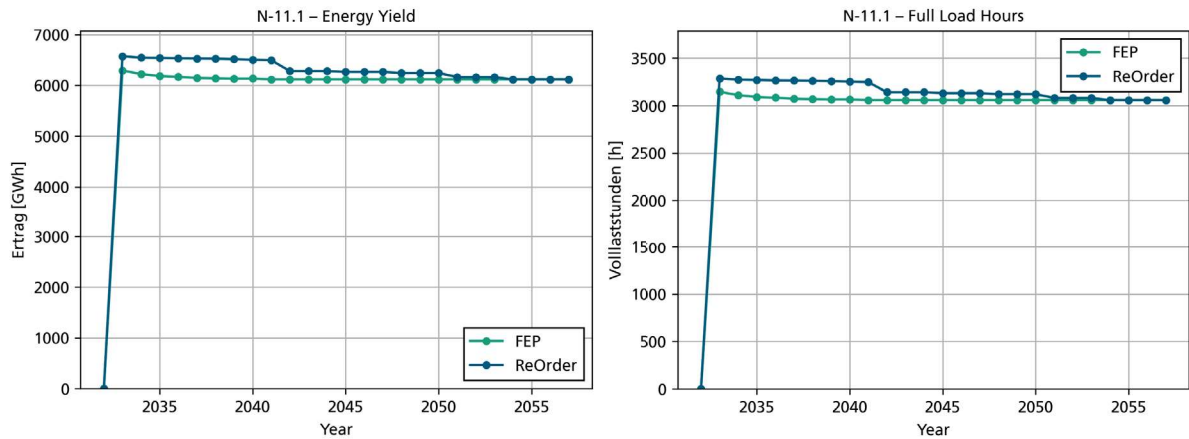


Abbildung 5-8: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für die Fläche N-11.1 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).

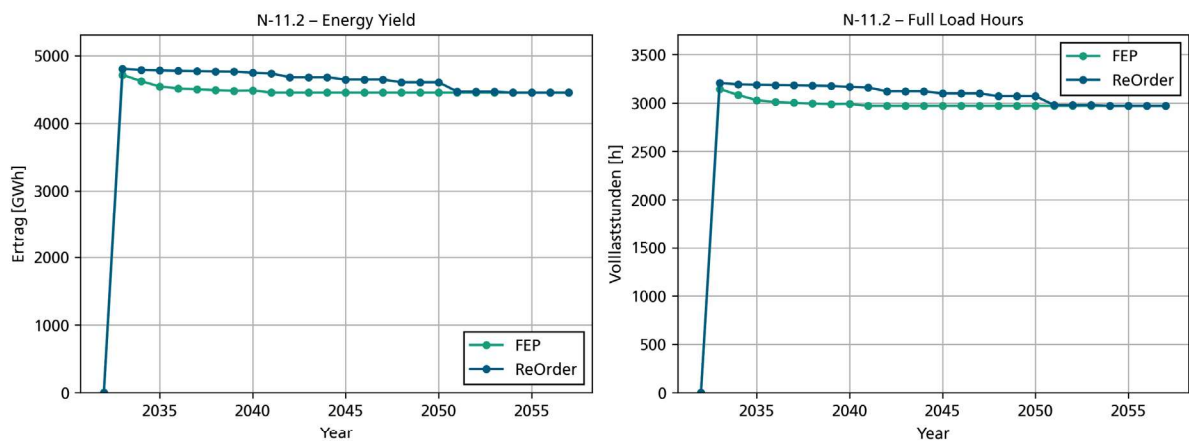


Abbildung 5-9: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für die Fläche N-11.2 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).

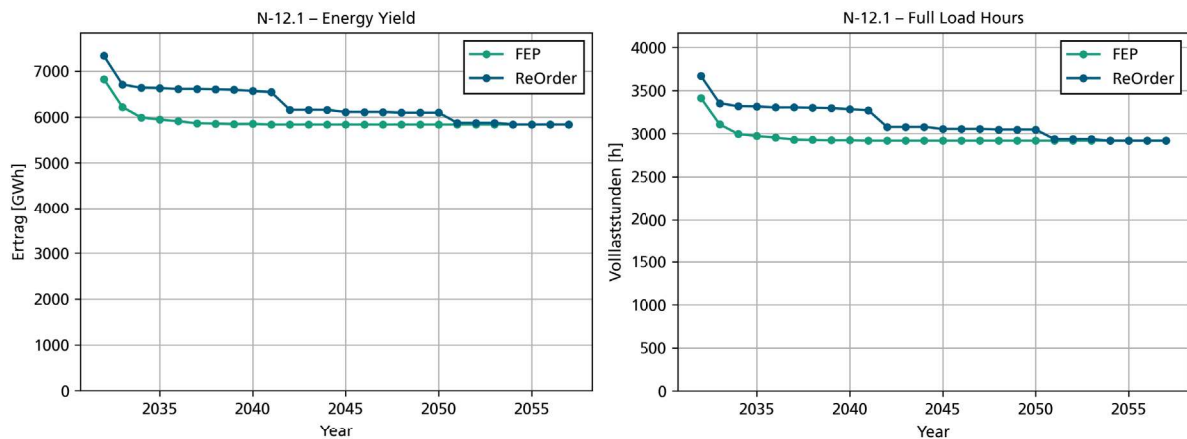


Abbildung 5-10: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für die Fläche N-12.1 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).

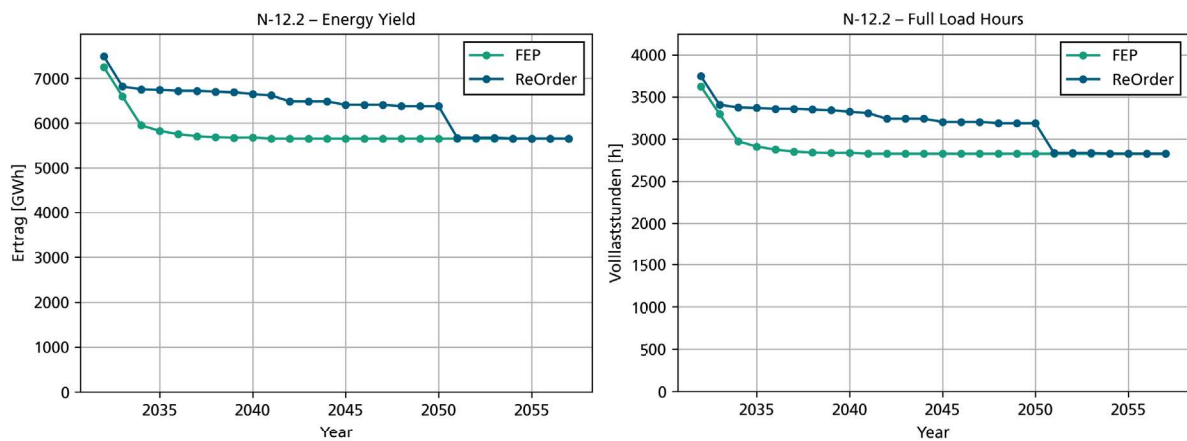


Abbildung 5-11: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für die Fläche N-12.2 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).

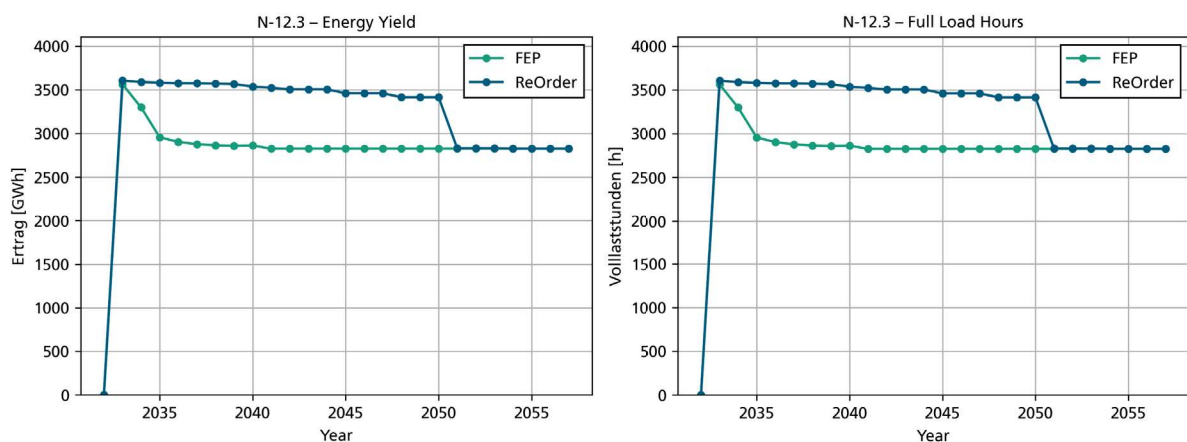


Abbildung 5-12: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für die Fläche N-12.3 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).

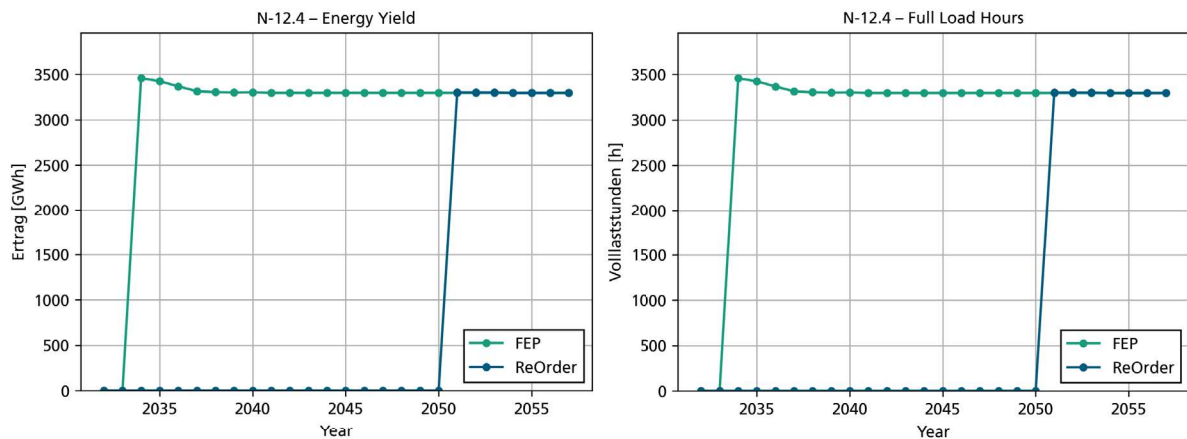


Abbildung 5-13: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für die Fläche N-12.4 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).

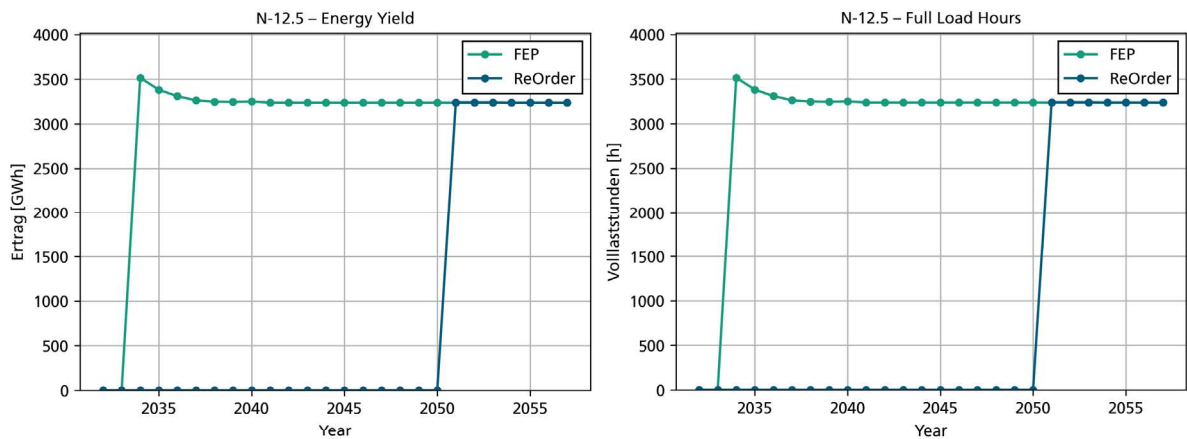


Abbildung 5-14: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für die Fläche N-12.5 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).

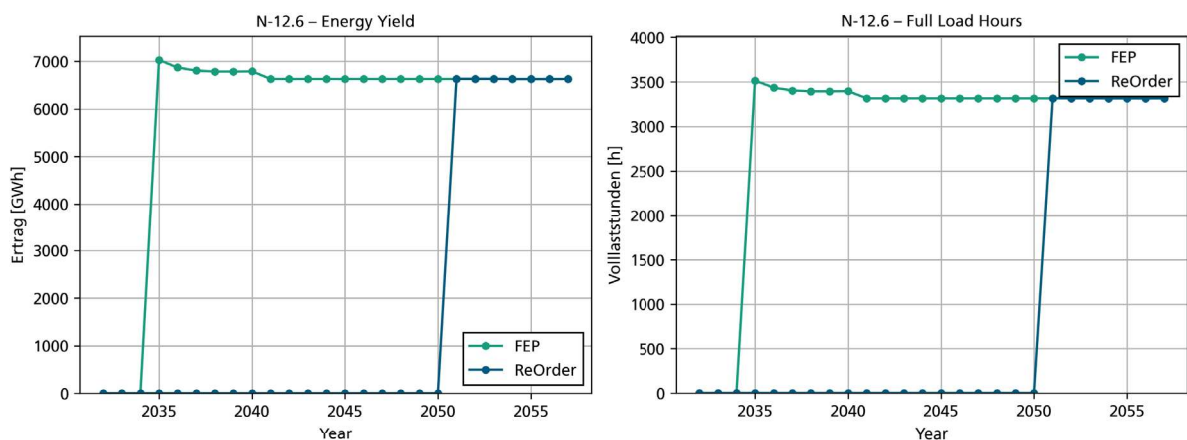


Abbildung 5-15: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für die Fläche N-12.6 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).

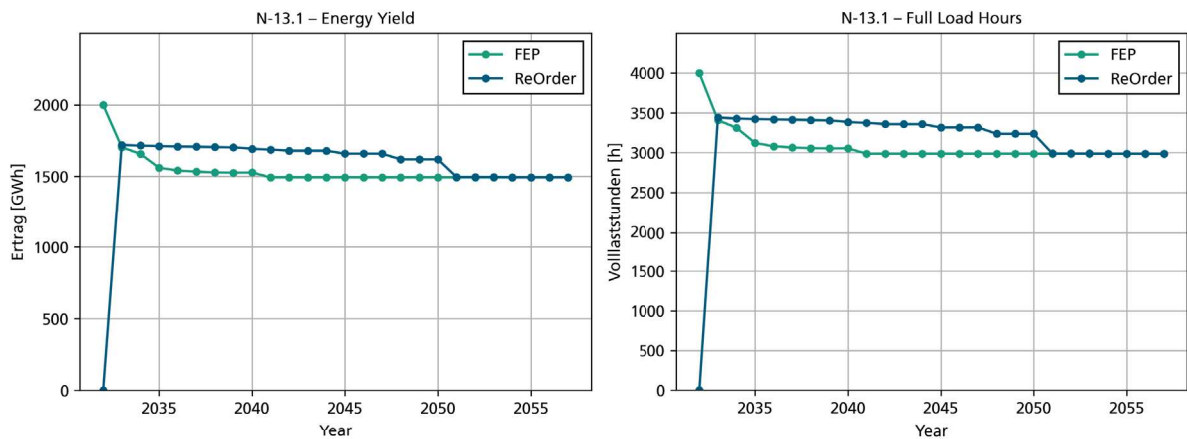


Abbildung 5-16: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für die Fläche N-13.1 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).

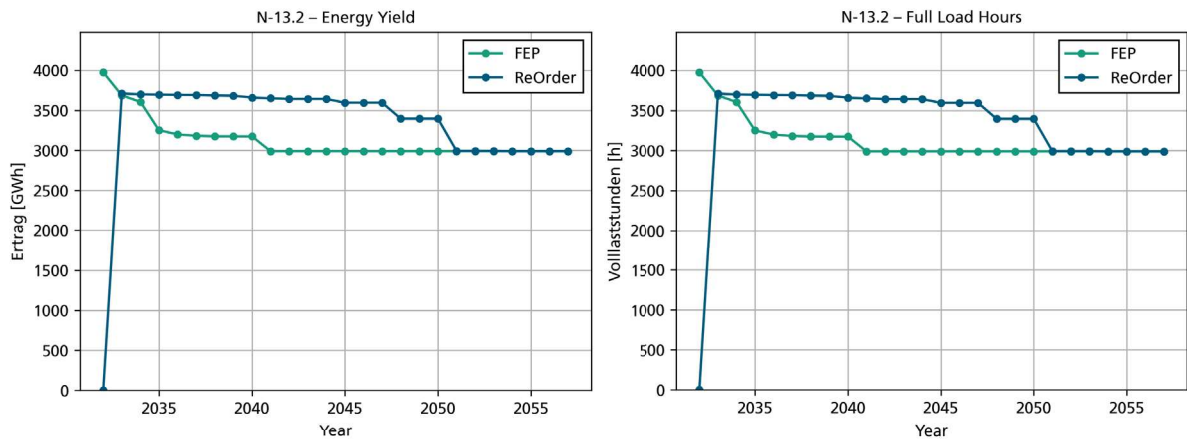


Abbildung 5-17: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für die Fläche N-13.2 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).

5.3 Energieerträge und Volllaststunden in weiteren Gebieten

Durch die Änderungen im Re-Order Szenario gegenüber dem FEP Szenario ergeben sich nicht nur Änderungen in den Abschattungseffekten auf die Fokusflächen, sondern auch auf weitere Gebiete innerhalb der Deutschen Bucht. Das betrifft sowohl Gebiete, in denen bereits jetzt Bestandsparks stehen (wie z. B. N-6 und N-7), als auch Gebiete, in denen in Zukunft Offshore-Windparks stehen werden und die in den Ertragssimulationen dieser Studie enthalten sind, wie z. B. N-14, N-16, N-19 und N-20).

Die Erträge und Volllaststunden für diese Gebiete in den beiden untersuchten Szenarien sind in *Abbildung 5.18* bis *Abbildung 5.27* dargestellt. In diesen Abbildungen ist zu erkennen, dass Gebiete, die in beiden Szenarien relativ früh ihren finalen Ausbauzustand erreichen, in der Regel im Re-Order Szenario höhere Erträge erzielen. Dies ist zum Beispiel in den Gebieten N-7, N-8 und N-17 der Fall. Das liegt daran, dass diese Gebiete bei vollem Ausbauzustand im Re-Order Szenario weniger Abschattungseffekte erfahren. Das gleiche gilt für die Gebiete N-9 (ab 2036), N-10 (ab 2042), N-14 (ab 2041) und N-16 (ab 2048), wobei in diesen Gebieten im Re-Order Szenario erst einmal wesentlich geringere Erträge erzielt werden als im FEP Szenario, bis letztlich der finale

Ausbauzustand erreicht ist. In N-6, N-19 und N-20 werden aufgrund des späten Ausbaus im Re-Order Szenario durchgehend im FEP Szenario höhere (oder gleiche) Erträge erzielt.

In allen hier dargestellten Gebieten werden im Re-Order Szenario mehr (oder gleich viele) Volllaststunden erzielt als im FEP Szenario. Hierbei ist zu beachten, dass sich diese Volllaststunden teils auf eine andere, in der Regel geringere, installierte Kapazität bezieht. Die höhere Anzahl Volllaststunden überträgt sich also nicht direkt in höhere Erträge (siehe oben). Es bedeutet jedoch, dass die installierten Anlagen im Re-Order Szenario in allen Gebieten und durchgehend effizienter (oder gleich effizient) genutzt werden.

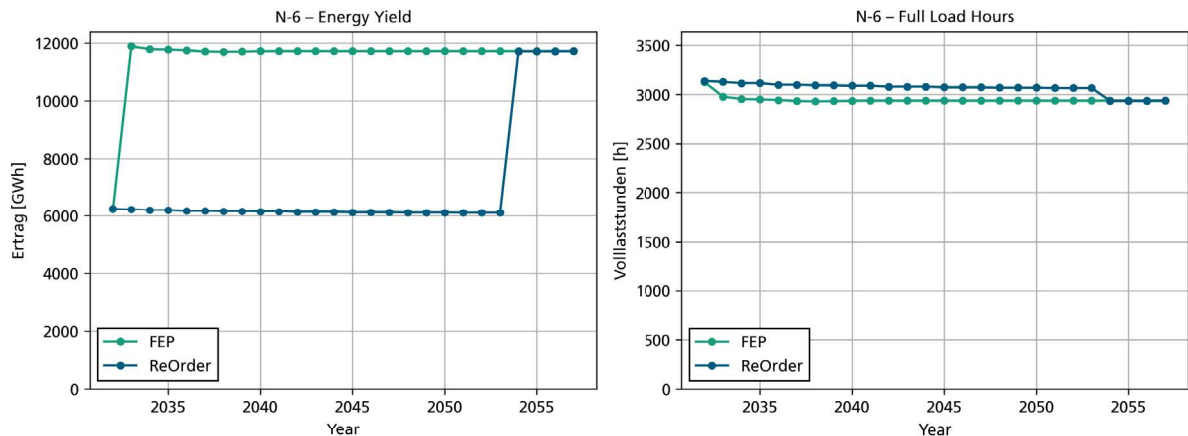


Abbildung 5-18: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für das Gebiet N-6 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).

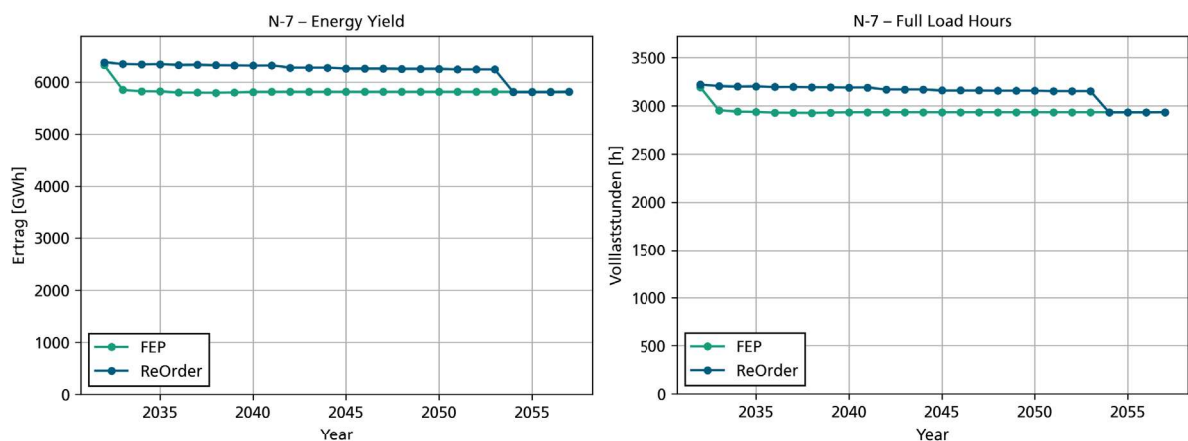


Abbildung 5-19: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für das Gebiet N-7 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).

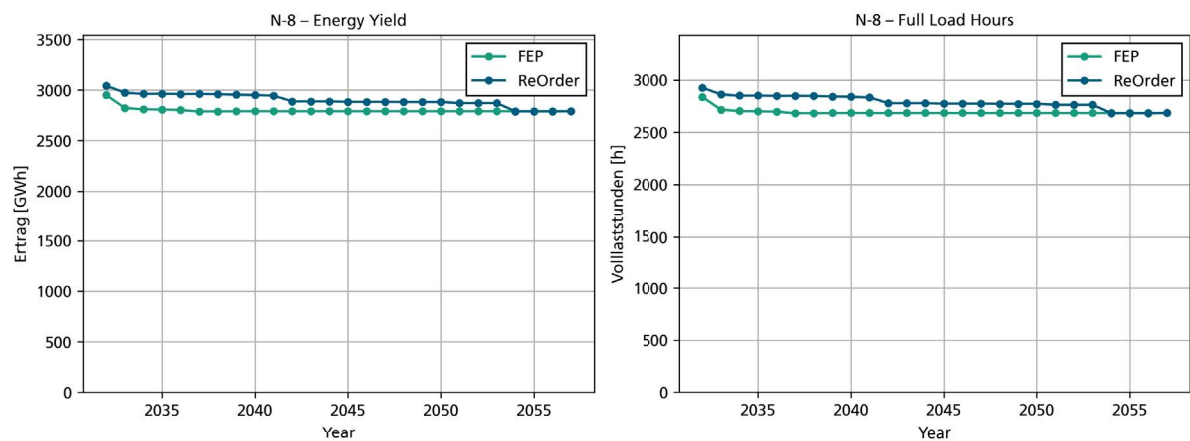


Abbildung 5-20: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für das Gebiet N-8 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).

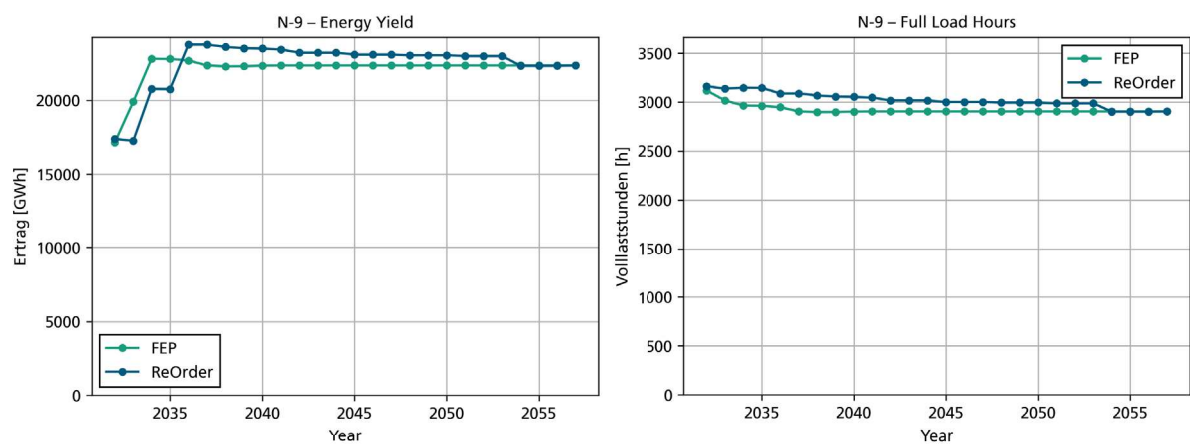


Abbildung 5-21: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für das Gebiet N-9 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).

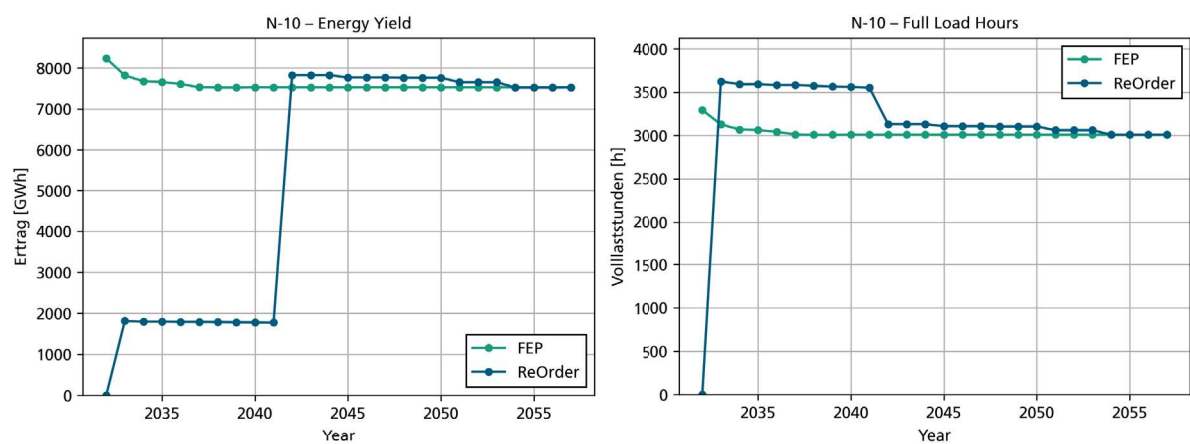


Abbildung 5-22: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für das Gebiet N-10 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).

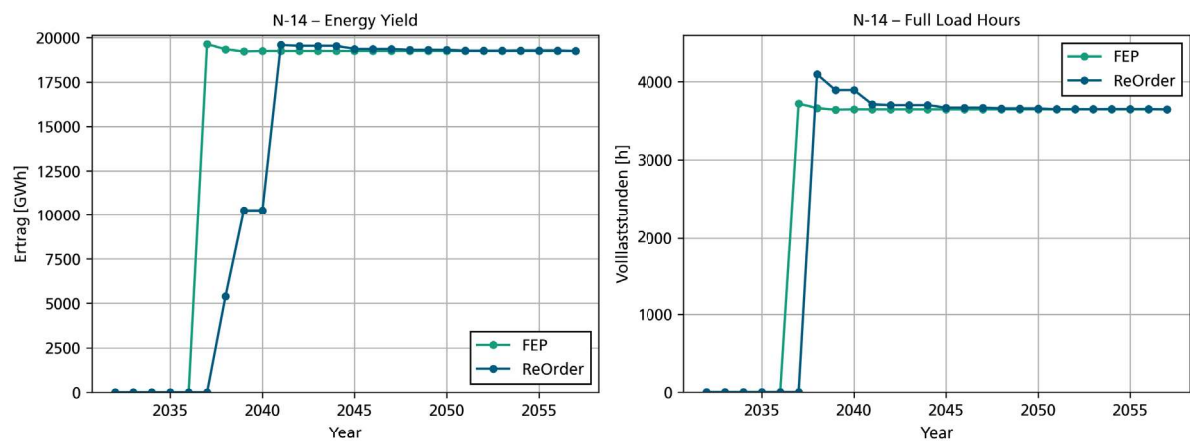


Abbildung 5-23: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für das Gebiet N-14 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).

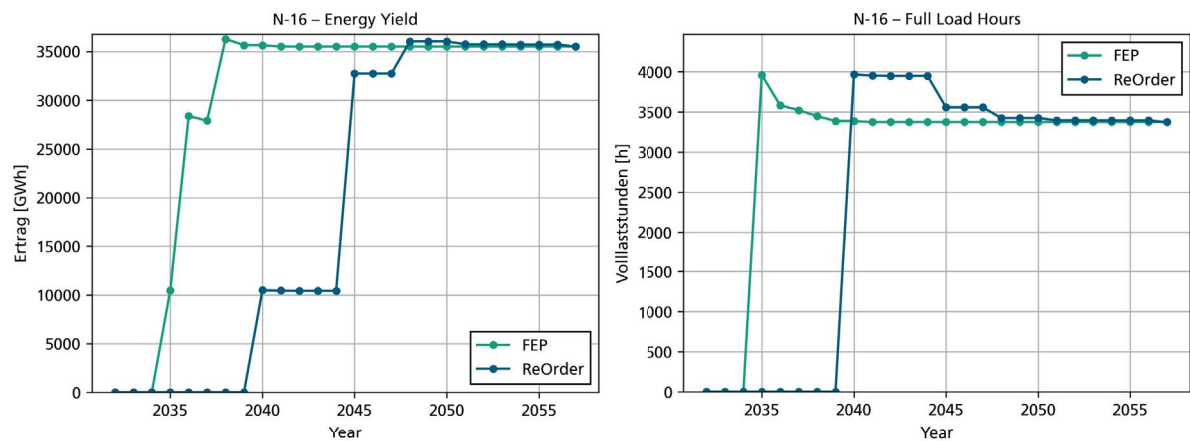


Abbildung 5-24: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für das Gebiet N-16 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).

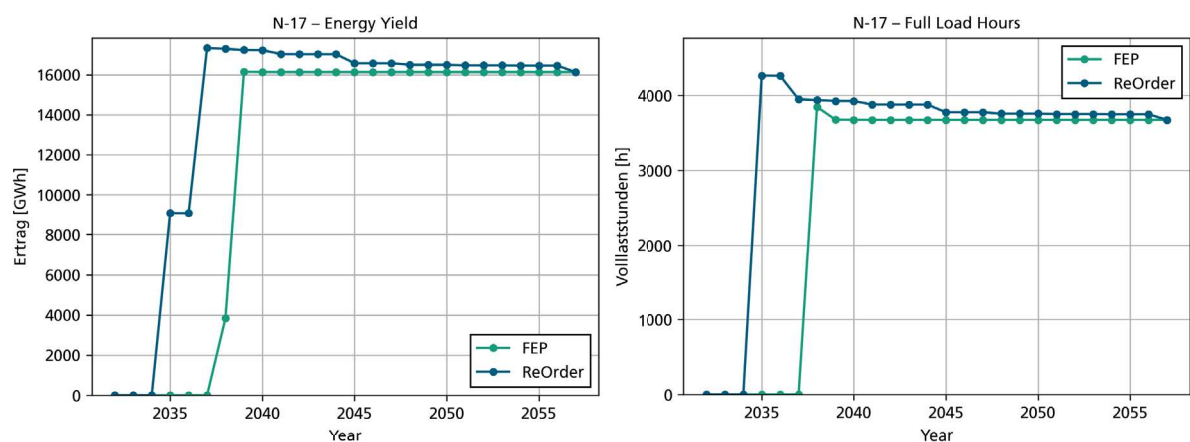


Abbildung 5-25: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für das Gebiet N-17 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).

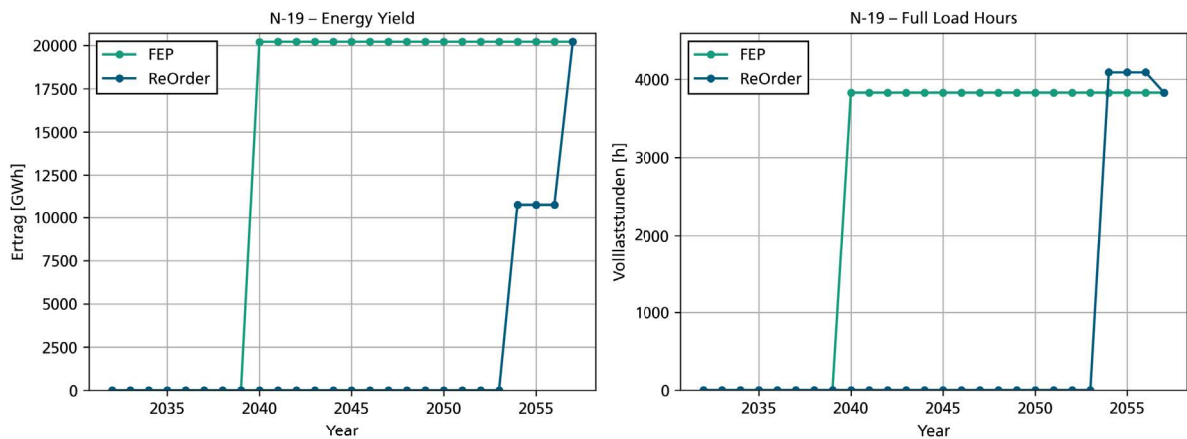


Abbildung 5-26: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für das Gebiet N-19 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).

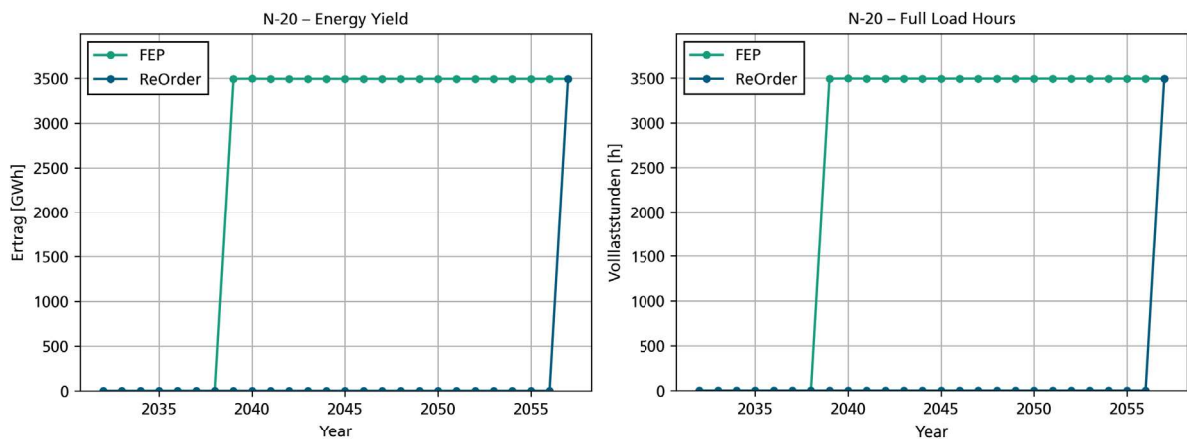


Abbildung 5-27: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für das Gebiet N-20 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).

5.4 Normierter Kostenindex und Stromerträge

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:

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

Im Rahmen dieser Studie wird der Kostenindex für die Fokusflächen N-9.2, N-11.1, N-11.2, N12.1 – N-12.6, N-13.1 und N-13.2 ermittelt.

Der Betrachtungszeitraum für die Bestimmung des Kostenindex beginnt für jede der betrachteten Flächen mit dem Jahr der Inbetriebnahme. Die Erträge und Betriebskosten der einzelnen Flächen fließen mit einer Betriebsdauer von 35 Jahren in die Berechnung ein, so dass deren Neubaukosten in ein Verhältnis mit den dort zu erwartenden Stromerträgen und Betriebskosten 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 Betriebskosten aller laufenden OWP über den gesamten Betrachtungszeitraum. 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 4.3 beschrieben werden.

Die Betriebskosten der Offshore-Netzanbindungssysteme, $\text{Betriebskosten}_{\text{ONAS}}$, ergeben sich entsprechend ihrer Laufzeiten je nach Szenario. Für die zukünftigen 2-GW ONAS werden hierfür jährliche Betriebskosten von jeweils 30 Millionen € veranschlagt. Diese Annahme beruht auf einer Absprache mit den Übertragungsnetzbetreibern, die im Rahmen einer Studie bezüglich des möglichen Weiterbetriebs im DoWin-Cluster (Lorenz et al. 2025) getroffen worden ist.

Die unterschiedlichen Inbetriebnahmedaten in den beiden Szenarien haben keinen Einfluss auf die Modellierung der Betriebskosten, die für jeweils 35 Betriebsjahre in jeder Fläche anfallen. Zwar fallen diese Kosten je nach Szenario ggf. zeitlich versetzt an. Unabhängig davon werden für die Berechnung des Kostenindex Betriebskosten über 35 Jahre berücksichtigt, sodass diese Komponente des Kostenindex in beiden Szenarien gleich ist.

Ebenso verhält es sich mit den Neubaukosten. Diese ergeben sich gemäß Kapitel 4.4 und sind demnach für beide Szenarien gleich.

Der **Stromertrag** für eine Fläche ergibt sich als die Summe der je nach Szenario erzielten jährlichen Stromerträge (siehe Ertragsmodellierung in Kapitel 3), unter Berücksichtigung der Anlagen-Verfügbarkeiten (siehe OffshoreTIMES-Modellierung in Kapitel 4) berechnet worden sind.

Die Unterschiede im Kostenindex zwischen dem FEP Szenario und dem Re-Order Szenario ergeben sich also ausschließlich durch die unterschiedlichen Stromerträge auf den betrachteten Fokusflächen. Diese fallen je nach Szenario unterschiedlich aus, weil sich die Abschattungseffekte zwischen den einzelnen OWP aufeinander je nach gegebenem Inbetriebnahmezeitpunkt verändern (siehe Szenariobeschreibung in Kapitel 2). Im Sinne der volkswirtschaftlichen Bewertung ist ein niedriger Kostenindex anzustreben, bei dem entweder höhere Stromerträge zu gleichen/geringeren Kosten oder gleiche/höhere Stromerträge zu geringeren Kosten erzielt werden.

Ein Szenario-Vergleich des Energieertrags und des Kostenindex für die Fokusflächen N-9.2, N-11.1, N-11.2, N12.1 – N-12.6, N-13.1 und N-13.2. Um den Vergleich zu vereinfachen, werden die Ergebnisse für das Re-Order Szenario normiert auf das FEP Szenario angegeben.

Die Energieerträge und damit der Kostenindex der einzelnen Flächen werden in unterschiedlichem Maße von den Änderungen im Re-Order Szenario beeinflusst. Generell gilt, dass alle Flächen Ertragssteigerungen erfahren aufgrund der späteren Inbetriebnahme der Flächen N-12.4, N-12.5 und N-12.6, ausgenommen dieser drei Flächen selbst. Hier erfahren die Flächen N-12.5 und N-12.6 Ertragseinbußen von 1 %, berechnet über eine Betriebszeit von 35 Jahren, weil im Re-Order

Szenario ein größerer Anteil dieser Betriebszeit in die Jahre fällt, in denen OWP auf den Flächen N-14 – N20 eine Abschattung aus westlicher Richtung bewirken. Die Ertragssteigerungen auf den übrigen Fokusflächen fallen im Allgemeinen größer aus und liegen je nach Fläche zwischen 2 und 10 %. Die größten Ertragssteigerungen entstehen im Re-Order Szenario für die Fläche N-12.3.

Tabelle 9: Energieertrag und Kostenindex für das Re-Order Szenario, normiert auf das FEP Szenario, pro einzelner Fläche und insgesamt über alle Fokusflächen N-9.2, N-11.1, N-11.2, N12.1 – N-12.6, N-13.1 und N-13.2.

Fläche	normierter Kostenindex	normierter Stromertrag
N-9.2	0,98	1,02
N-11.1	0,98	1,02
N-11.2	0,98	1,02
N-12.1	0,96	1,04
N-12.2	0,93	1,07
N-12.3	0,90	1,10
N-12.4	1,00	1,00
N-12.5	1,01	0,99
N-12.6	1,01	0,99
N-13.1	0,96	1,04
N-13.2	0,93	1,07
INSGESAMT	0,97	1,03

Der normierte Kostenindex lässt sich auch als jährlicher Wert angeben. Dabei werden die entsprechenden Betriebskosten und Stromerträge aus den jeweiligen Jahren entnommen. Die Neubaukosten hingegen werden dafür gleichmäßig auf die 35 Jahre Betriebszeit verteilt. Der zeitliche Verlauf dieser jährlichen Werte des normierten Kostenindex ist in Abbildung 5.28 dargestellt.

In der Abbildung ist sichtbar, wie die späteren IBN-Daten im Re-Order Szenario bereits zu Beginn des Betrachtungszeitraums im Jahr 2032 den Kostenindex im Vergleich zum FEP Szenario senken. In diesem Jahr sind es die Flächen N-13.1 und N-13.2, die im Re-Order Szenario noch nicht in Betrieb genommen sind. Der jährliche Kostenindex des Re-Order Szenarios erreicht seinen tiefsten Wert im Vergleich zum FEP Szenario in den Jahren 2037 bis 2041. Diese niedrigen Werte des Kostenindex auf den Fokusflächen werden dadurch verursacht, dass die Flächen N-16.7 und N-16.8, N-17.1 bis N-17.4, N-19.1 bis N-19.4, und N-13.3 und N-13.4 noch nicht in Betrieb genommen sind und es damit zu verringerten Abschattungseffekten auf die Fokusflächen kommt.

In den Jahren 2042 bis 2057 nähert sich der Kostenindex durch die fortschreitende Inbetriebnahme weiterer Flächen im Re-Order Szenario schrittweise dem Wert des FEP Szenarios an. Hierbei sind die Auswirkungen der Inbetriebnahme der Flächen in den Gebieten N-10 (2042), N-16 (2045), N-13 (2048), N-19 (2054) und N-20 (2057) deutlich sichtbar, wenn auch relativ gering. Die größten Auswirkungen auf den Kostenindex der Fokusflächen hat die Inbetriebnahme der Flächen N-12.4 bis N-12.6 (2051), die unmittelbar westlich der Fokusflächen in den Gebieten N-11, N-12 und N-13 liegen, und daher aufgrund der vorwiegend (süd-)westlichen Hauptwindrichtung einen deutlichen Abschattungseffekt auf diese haben.

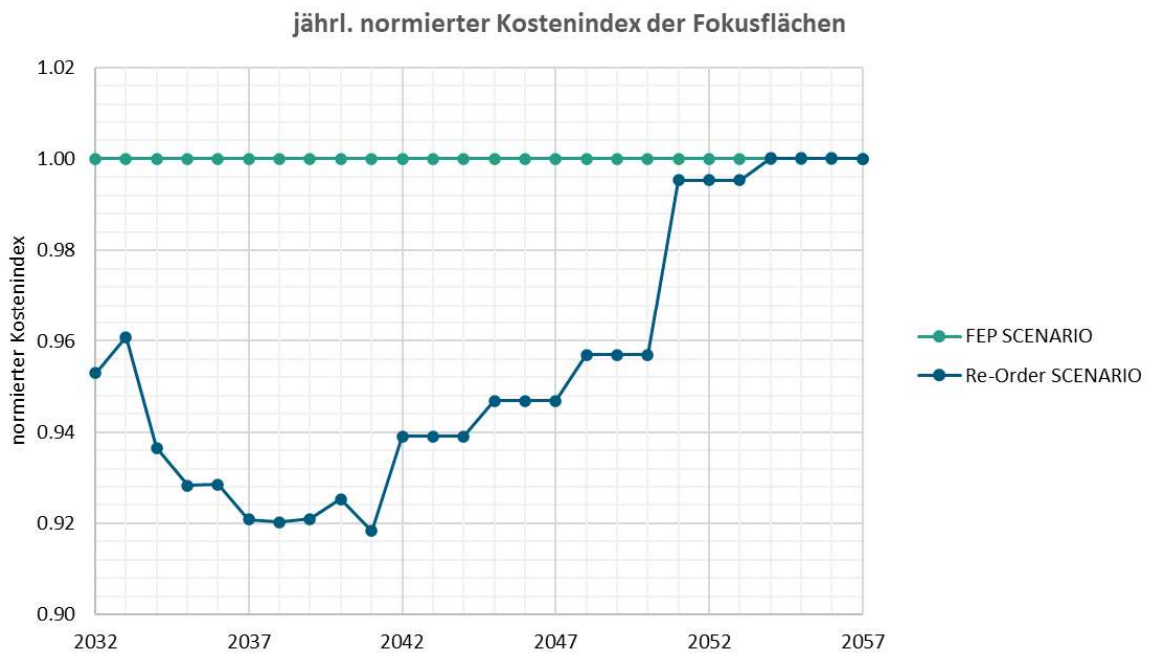


Abbildung 5-28: Jährlicher Vergleich des Kostenindex, für den Vergleich normiert auf den jeweiligen Kostenindex im FEP Szenario. Die hierfür verwendeten Stromerträge und Betriebskosten stammen aus den jeweiligen Jahren; die Neubaukosten wurden gleichmäßig über die 35 Jahre Betriebszeit verteilt.

5.5 Zusammenfassung

Zusammenfassend folgt aus der Auswertung der Ergebnisse, dass die Verlagerung der frühen Installation weg aus Zone 3 in Richtung Zone 4 und 5 die Erträge der Einzelwindparks in diesen Zonen erhöht. Auch die zeitliche Streckung der Inbetriebnahmedaten gegenüber dem FEP-Szenario erhöht die Effizienz der Einzelwindparks in Form der Volllaststunden, was zu einer höheren Auslastung der Offshore-Netzanbindungen führt. Allerdings sind die Gesamterträge pro Jahr bei einer Streckung geringer als im FEP-Szenario (siehe Abbildung 5.1).

Dadurch ergibt sich auch eine entsprechende Gesamtdiskrepanz von 1.016 TWh in den jährlich erzielten Stromerträgen zugunsten des FEP-Szenarios (siehe Abbildung 5.3). Wichtig ist hierbei jedoch, dass die Differenz in den jährlich erzielten Stromerträgen zwischen den beiden Szenarien nicht genau der Differenz in der installierten Kapazität entspricht. Im Re-Order Szenario sind zwar weniger WEA installiert, dafür erfahren die installierten Anlagen aber weniger Abschattungseffekte als im FEP Szenario. Dies wird bei einem Vergleich der Volllaststunden gemittelt über alle OWP in der deutschen AWZ (Nordsee) deutlich (siehe Abbildung 5.4). Die Differenz der durchschnittlichen kumulierten Volllaststunden liegt bei 2043 h zugunsten des Re-Order Szenarios. Daher wird erwartet, dass sich die höhere Volllaststundenzahl auch in einer höheren Auslastung der Offshore-Netzanbindungssysteme niederschlagen wird.

Des Weiteren erfolgte eine Einzeldarstellung der Erträge und Volllaststunden für die Fokusflächen N-9.2, N-11.1, N-11.2, N12.1 – N-12.6, N-13.1 und N-13.2 (Abbildung 5.7 bis Abbildung 5.17). Hierin wird ersichtlich, dass generell alle dieser Flächen eine Ertragssteigerung erfahren aufgrund der späteren Inbetriebnahme der Flächen N-10.1, N-12.4, N-12.5 und N-12.6 im Re-Order Szenario (ausgenommen dieser drei Flächen selbst). Dieser Effekt wirkt auf die verschiedenen

Flächen unterschiedlich stark. Gerechnet über eine Betriebszeit von 35 Jahren ab Inbetriebnahme, werden Ertragssteigerungen von 2 bis 10 % im Vergleich zum FEP-Szenario erreicht. Dies beeinflusst im gleichen Maße den für diese Flächen aufgestellten Kostenindex (siehe Tabelle 8).

Zusätzlich wurden die Erträge und Volllaststunden in den Gebieten N-6, N-7, N-8, N-9, N-10, N-14, N-16, N-17, N-19 und N-20 dargestellt, siehe *Abbildung 5.18* bis *Abbildung 5.27*. In all diesen Gebieten werden im Re-Order Szenario mehr (oder gleich viele) Volllaststunden erzielt als im FEP Szenario. Die Effizienz wird hauptsächlich durch die Änderung der Ausschreibungsreihenfolge als auch die andere räumliche Reihenfolge des Flächenausbaus gesteigert. So kann beispielsweise in den Clustern N-6 bis N-8, also für bereits im Betrieb befindlichen Flächen, der Ertrag um durchschnittlich 5% gesteigert werden. Insgesamt kann festgehalten werden, dass die installierten Anlagen im Re-Order Szenario in allen Gebieten durchgehend effizienter (oder gleich effizient) genutzt werden. Die höhere Anzahl Volllaststunden überträgt sich allerdings nicht direkt in höhere Gesamterträge, weil sie sich auf eine andere installierte Kapazität bezieht.

Die Gebiete N-7, N-8 und N-17, die in beiden Szenarien relativ früh ihren finalen Ausbauzustand erreichen, erzielen im Re-Order Szenario höhere Erträge. Das liegt daran, dass diese Gebiete bei vollem Ausbauzustand im Re-Order Szenario weniger Abschattungseffekte erfahren. Umgekehrt gibt es Gebiete, die im Re-Order Szenario aufgrund der Verschiebung auf einen späteren Ausbauzeitpunkt logischerweise auch erst später von den verringerten Abschattungseffekten im Re-Order Szenario profitieren. (N-9 (ab 2036), N-10 (ab 2042), N-14 (ab 2041) und N-16 (ab 2048)). Für die Gebiete N-6, N-19 und N-20 gilt, dass im FEP Szenario durchgehend höhere (oder gleiche) Gesamterträge erzielt werden, weil der Ausbau im Re-Order Szenario zu einem Zeitpunkt erfolgt, zu dem keine verringerten Abschattungseffekte vorliegen.

Während im FEP Szenario also insgesamt höhere Erträge im Betrachtungszeitraum 2032-2057 erzielt werden, werden die in der deutschen AWZ (Nordsee) installierten WEA im Re-Order Szenario effizienter genutzt, d. h. sie erzielen im Durchschnitt mehr Volllaststunden im Jahr. Das Re-Order Szenario veranschaulicht damit, gemäß der Motivation hinter seiner Formulierung (siehe Einleitung und Kapitel 2), dass ein deutliches Potential zur Reduktion temporärer Abschattungseffekte zwischen Windparks besteht, indem zukünftige Flächen zu anderen Zeitpunkten als im FEP Szenario in Betrieb genommen werden. Das Re-Order Szenario stellt dabei keinen optimierten Fall dar, sondern lediglich ein alternatives Ausbauszenario. Volkswirtschaftlich könnte es sinnvoll sein, Flächen mit einer geringen Abschattung in Ausschreibungen zu priorisieren und dann den folgenden Zubau so zu optimieren, dass die Abschattungseffekte räumlich und zeitlich möglichst gering gehalten werden.

6 Literaturverzeichnis

BSH (2023): Flächenentwicklungsplan 2023 für die deutsche Nordsee und Ostsee.

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 Energ.* 19 (6), pp. 1107–1119. DOI: 10.1002/we.1887.

Fitch, Anna C.; Olson, Joseph B.; Lundquist, Julie K.; Dudhia, Jimy; Gupta, Alok K.; Michalakes, John; Barstad, Idar (2012): Local and Mesoscale Impacts of Wind Farms as Parameterized in a Mesoscale NWP Model. In *Mon. Wea. Rev.* 140 (9), pp. 3017–3038. DOI: 10.1175/MWR-D-11-00352.1.

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.

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.

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 10: 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 11: 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 12: 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
Contactors / Circuit	Major		
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: Offshore Logistik Ressourcen

Tabelle 13: Kosten und Eigenschaften der Schiffe, Helikopter und Techniker (Stand 2024)

Komponente	Stunden- satz	Tagessatz	Mobilisierungs- kosten	Mobilisierungs- zeit	Geschwindigkeit	Kapazität [PAX]	max. signifikante Wellenhöhe	max. Wind- geschwindigkeit	max. Zeit offshore
SOV (Shorterterm 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 D: Neubauprozesse

Tabelle 14: 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: Farbliche Darstellung der Inbetriebnahmedaten im FEP Szenario für die verschiedenen Flächen in der deutschen AWZ (Nordsee). OWPs in grau haben ihre geplante Inbetriebnahme vor 2032.	11
Abbildung 2.2: Farbliche Darstellung der Inbetriebnahmedaten im Re-Order Szenario für die verschiedenen Flächen in der deutschen AWZ (Nordsee). OWPs in grau haben ihre geplante Inbetriebnahme vor 2032.	12
Abbildung 4.1: Schematische Darstellung der Input und Outputs von OffshoreTIMES	Fehler!
Textmarke nicht definiert.	
Abbildung 4.2: Jährliche Ausfallraten der einzelnen Subsysteme einer Windturbine (basierend auf Carroll et al. (2016)).	15
Abbildung 5.1: Jährlicher Vergleich der installierten Gesamtkapazität [GW] in der deutschen AWZ (Nordsee) für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).	20
Abbildung 5.2: Jährlicher Vergleich des Zubaus an installierter Kapazität [GW] in der deutschen AWZ (Nordsee) für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).	21
Abbildung 5.3: Jährlicher Vergleich des Gesamtertrags [GWh] in der deutschen AWZ (Nordsee) für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).	21
Abbildung 5.4: Jährlicher Vergleich der durchschnittlichen Volllaststunden [h], gemittelt über alle Offshore-Windparks in der deutschen AWZ (Nordsee) für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).	22
Abbildung 5.5: Jährlicher Vergleich des Ertrags [GWh] der Fokusflächen N-9.2, N-11.1, N-11.2, N12.1 – N-12.6, N-13.1 und N-13.2 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).	23
Abbildung 5.6: Jährlicher Vergleich der Volllaststunden [h], gemittelt über die Fokusflächen N-9.2, N-11.1, N-11.2, N12.1 – N-12.6, N-13.1 und N-13.2 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).	24
<i>Abbildung 5.7: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für die Fläche N-9.2 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).</i>	25
<i>Abbildung 5.8: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für die Fläche N-11.1 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).</i>	25
<i>Abbildung 5.9: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für die Fläche N-11.2 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).</i>	25
<i>Abbildung 5.10: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für die Fläche N-12.1 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).</i>	26
<i>Abbildung 5.11: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für die Fläche N-12.2 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).</i>	26
<i>Abbildung 5.12: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für die Fläche N-12.3 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).</i>	26
<i>Abbildung 5.13: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für die Fläche N-12.4 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).</i>	27
<i>Abbildung 5.14: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für die Fläche N-12.5 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).</i>	27

Abbildung 5.15: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für die Fläche N-12.6 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).	27
Abbildung 5.16: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für die Fläche N-13.1 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).	28
Abbildung 5.17: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für die Fläche N-13.2 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).	28
Abbildung 5.18: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für das Gebiet N-6 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).	29
Abbildung 5.19: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für das Gebiet N-7 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).	29
Abbildung 5.20: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für das Gebiet N-8 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).	30
Abbildung 5.21: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für das Gebiet N-9 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).	30
Abbildung 5.22: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für das Gebiet N-10 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).	30
Abbildung 5.23: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für das Gebiet N-14 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).	31
Abbildung 5.24: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für das Gebiet N-16 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).	31
Abbildung 5.25: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für das Gebiet N-17 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).	31
Abbildung 5.26: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für das Gebiet N-19 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).	32
Abbildung 5.27: Jährlicher Vergleich von Ertrag [GWh] und Volllaststunden [h] für das Gebiet N-20 für das FEP-Szenario (grün) und das Re-Order Szenario (blau).	32
Abbildung 5.28: Jährlicher Vergleich des Kostenindex, für den Vergleich normiert auf den jeweiligen Kostenindex im FEP Szenario. Die hierfür verwendeten Stromerträge und Betriebskosten stammen aus den jeweiligen Jahren; die Neubaukosten wurden gleichmäßig über die 35 Jahre Betriebszeit verteilt.	35

Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 1: Tabellarische Übersicht über das Jahr der Inbetriebnahme (IBN) für die einzelnen Flächen aus dem Flächenentwicklungsplan des BSH für das FEP Szenario (links) und das Re-Order Szenario (rechts). Die Auflistung der Flächen erfolgt jeweils chronologisch sortiert nach IBN. Sämtliche Spezifikationen für beide Szenarien stammen von den Auftraggebern dieser Studie.</i>	9
Tabelle 2: Jahreswartung für 22 MW WEA	15
Tabelle 3: 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).	16
Tabelle 4: 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.	16
Tabelle 5: Jahreswartung für eine Konverterplattform. Die Annahmen basieren auf Studien von Shields et al. (2021) und Warnock et al. (2019) und Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern.	16
Tabelle 6: Simulierte energiebasierte Verfügbarkeit der Flächen (inkl. und exkl. der Ausfälle der ONAS) und die jährlichen direkten O&M Kosten.	18
Tabelle 7: Übersicht der berücksichtigten CAPEX-Komponenten für die Installation der OWP mit 22-MW WEA auf den jeweiligen Flächen, inklusive Netzanschluss.	19
Tabelle 8: Energieertrag und Kostenindex für das Re-Order Szenario, normiert auf das FEP Szenario, pro einzelner Fläche und insgesamt über alle Fokusflächen N-9.2, N-11.1, N-11.2, N12.1 – N-12.6, N-13.1 und N-13.2.	34
Tabelle 9: Detaillierte Inputs des Fehlermodells basierend auf Carroll et al. (2016), Betreiberinformationen und inhouse Expertise: Fehlerraten und Power Loss	39
Tabelle 10: Detaillierte Inputs des Fehlermodells basierend auf (Carroll et al. 2016), Betreiberinformationen und inhouse Expertise: Reparaturzeit, Techniker Anzahl und verwendete Schiffe	41
Tabelle 11: Detaillierte Inputs des Fehlermodells basierend auf (Carroll et al. 2016), Betreiberinformationen und inhouse Expertise: Materialkosten und Lieferzeiten	43
Tabelle 12: Kosten und Eigenschaften der Schiffe, Helikopter und Techniker (Stand 2024)	45
Tabelle 13: 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).	46