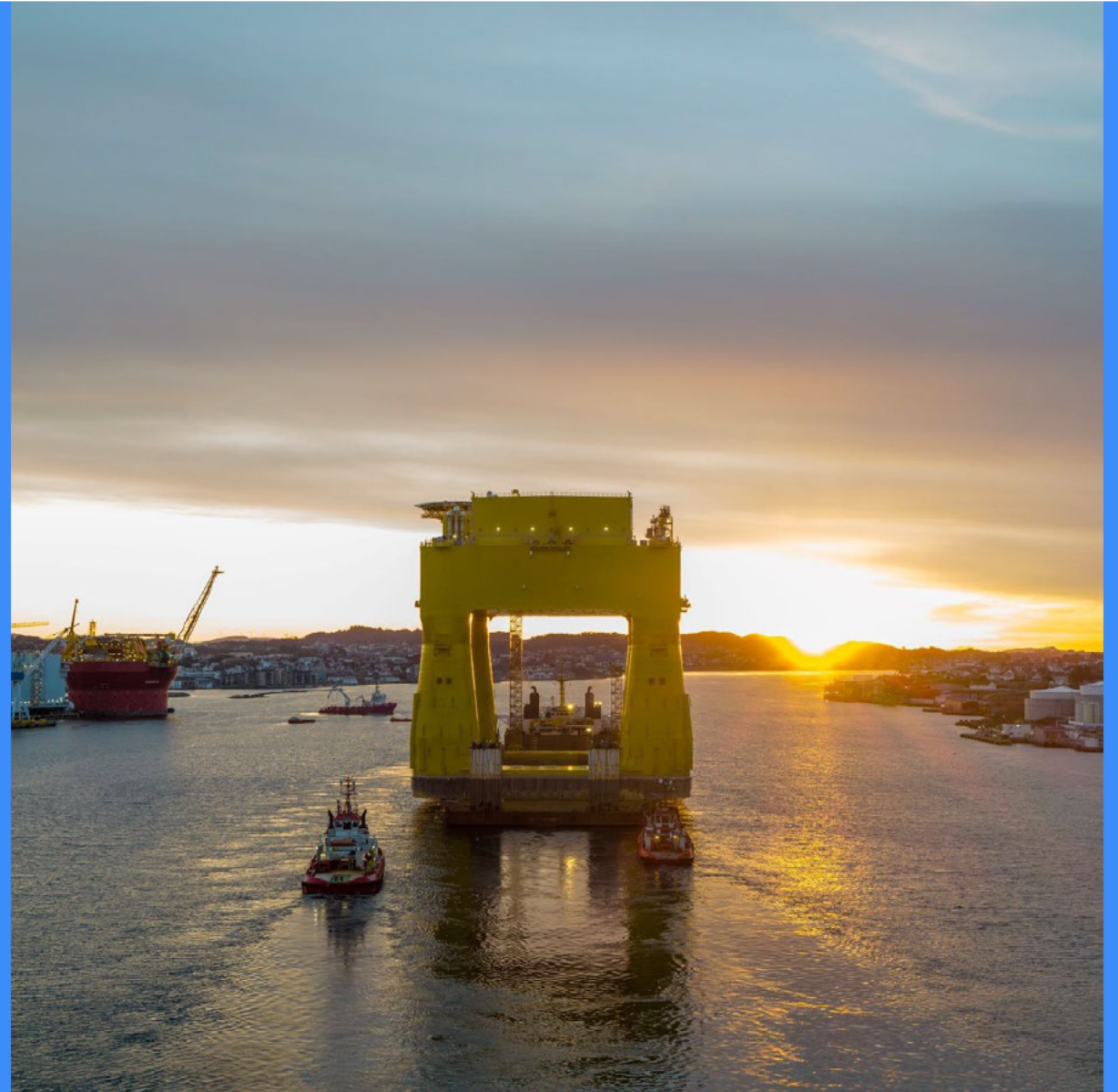




Deep Dive Umsetzungsrisiken Offshoreprojekte

TenneT



Situationsbeschreibung

Bezuschlagte Offshore-Wind-Projekte ohne EEG-Förderung

FEP-ID	OWP-Name	Entwickler	Leistung	Zuschlag	Zentral Voruntersucht?				Inbetriebnahme	ONAS	ÜNB	OWEA-Modell (Gemäß Presse)	FID?	Antragsunterlagen? § 81 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 lit. b
N-12.1	Nordsee Energies 1 (NSE1)	TotalEnergies	2000 MW	01.06.2023	Nein				31.12.2030	LanWin1	TenneT			
O-2.2	Ostsee Energies (OSE)	TotalEnergies	1000 MW	01.06.2023	Nein				31.05.2031	Ostwind 4	50Hertz			
N-11.1	Oceanbeat East	JERA Nex BP	2000 MW	01.06.2023	Nein				31.12.2032	LanWin3	50Hertz			
N-12.2	Oceanbeat West	JERA Nex BP	2000 MW	01.06.2023	Nein				31.12.2030	LanWin2	TenneT			
N-11.2	Nordsee Energies 2 (NSE2)	TotalEnergies	1500 MW	01.06.2024	Nein				30.06.2032	LanWin4	TenneT			
N-12.3	Dreekant	EnBW	1000 MW	01.06.2024	Nein				30.09.2032	LanWin5	TenneT			
N-6.6	Nordlicht II	Vattenfall	630 MW	01.08.2023	Ja				16.11.2028	BorWin4	Amprion	Vestas V236-15 MW	Ja	Ja
N-6.7	Waterkant	Luxcara	270 MW	01.08.2023	Ja				16.11.2028	BorWin4	Amprion	Siemens Gamesa SG 14-236 DD		
N-9.3	Waterekke	Luxcara	1500 MW	01.08.2024	Ja				31.12.2029	BalWin4	TenneT	Siemens Gamesa SG 14-236 DD		Ja
N-9.4	Nordsee Energies 3 (NSE3)	TotalEnergies	1200 MW	01.06.2025	Nein				30.09.2033	BalWin5	TenneT			
N-9.1	Windbostel Ost	RWE	2000 MW	01.08.2024	Ja				16.09.2030	BalWin1	Amprion			Ja
N-9.2	Windbostel West	RWE	2000 MW	01.08.2024	Ja				31.12.2031	BalWin3	TenneT			Ja
N-3.5	Nordseecluster 3 (Phase B)	RWE	420 MW	01.08.2023	Ja				31.08.2028	DolWin4	Amprion	Vestas V236-15 MW	Ja	Ja
N-3.6	Nordseecluster 4 (Phase B)	RWE	480 MW	01.08.2023	Ja				31.08.2028	DolWin4	Amprion	Vestas V236-15 MW	Ja	Ja
N-7.2	Nordlicht I	Vattenfall	980 MW	01.09.2022	Ja				01.03.2028	BorWin6	TenneT	Vestas V236-15 MW	Ja	Ja

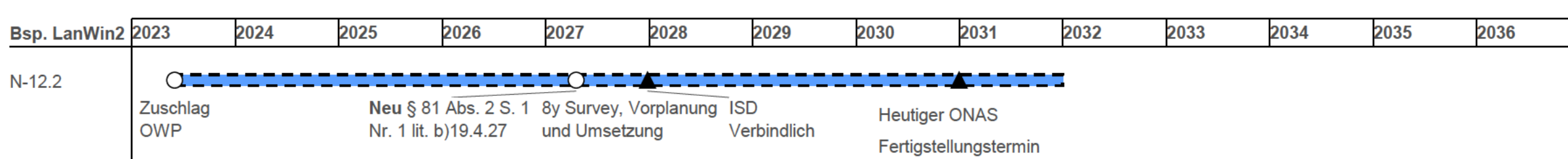
*auf Basis vom [IWES S25](#) berechneter MWh

Situationsbeschreibung

Beispiel LanWin2 (NOR-12-2) & Oceanbeat West (N-12.2)

Oceanbeat West (N-12.2) - Eckpunkte zum Zeitpunkt der Vergabe 01.06.2023:

- Zentral nicht voruntersuchte Fläche mit einer Kapazität von 2.000 MW
- Zuschlag an Jera NEX BP für eine Gebotshöhe von 3.120.000.000 €
- Anschluss durch Offshore-Netzanschlusssystem (ONAS) LanWin2 (NOR-12-2)
- Voraussichtlicher Fertigstellungstermin des ONAS: Q4 2030
- Resultierender spätestester Termin für die Investitionsentscheidung (FID) des Windparks: 28.02.2028 ([Beschluss BK6-25-303](#) „die Frist um sechs Monate bis zum 29.08.2028 verschoben,“)

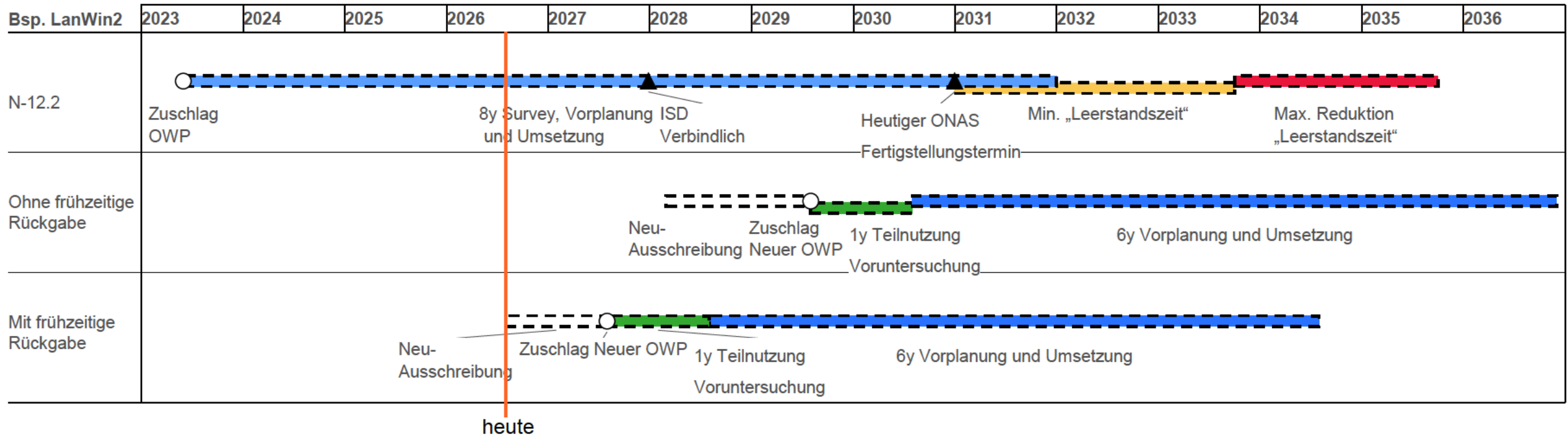


LanWin 2 (NOR-12-2):

- 2GW – 525kv – 66 kv Direktanschluss
- NVP HeideHub in Hochwörden
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- Weiteres Risiko besteht aktuell durch die Blockade der Straße von Hormus

Auswirkungen von Flächenrückgaben

Beispiel LanWin2 (NOR-12-2) & Oceanbeat West (N-12.2)



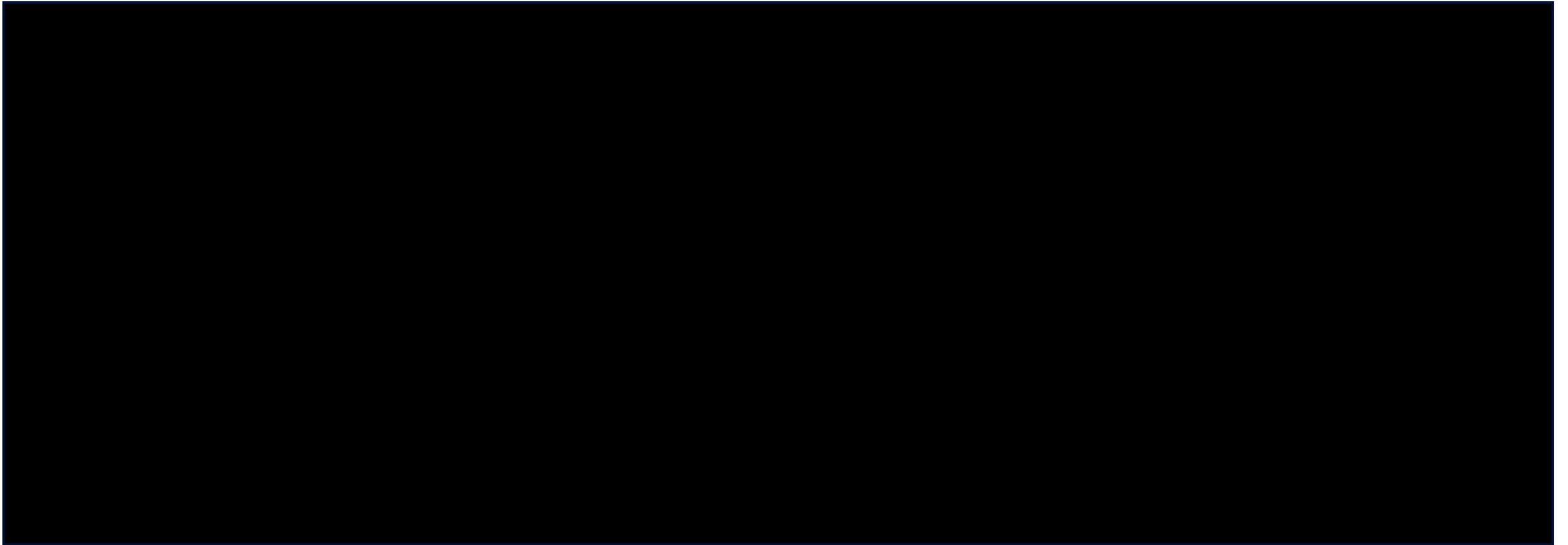
Verschiebung der Inbetriebnahme des Windparks mit und ohne frühzeitige Rückgabe:

- Durch das „**Abwarten**“ ohne frühzeitige Rückgabe-Option (Rückgabe erst bei Frist für FID), wird sich die **Inbetriebnahme** für N-12.2 voraussichtlich um **4-6 Jahre verzögern**.
- Durch einen neuen Mechanismus zur **frühzeitigen Rückgabe**, könnte die Verzögerung der Inbetriebnahme auf **2-3 Jahre reduziert** werden.
- Die Verzögerungen hängen von der weiteren Verwendbarkeit und Qualität der Voruntersuchungen ab → Annahme: 12 Monate durch Teilnutzung der Voruntersuchungen (können aber auch 0 oder 24 Monate sein).

Auswirkungen von Flächenrückgaben (TenneT-Portfolio)

Annahmen & Unsicherheiten:

- Status und Qualität der Voruntersuchungen für nicht-voruntersuchte Projekte sind nicht bekannt, daher muss davon ausgegangen werden, dass diese Projekte sich zwischen **5 Jahren** (Voruntersuchung kann **komplett genutzt** werden) und bis zu **7 Jahren** (Voruntersuchung kann **nicht genutzt** werden) verschieben, ab dem Zeitpunkt der neuen Beuschlagung.
- Große Unsicherheiten bestehen darin, **wann Flächenrückgaben** erfolgen können und mit welchem Mechanismus, **wann Neu-Ausschreibungen** (für alte Flächen) durchgeführt werden (bestenfalls bereits im Jahr 2027) und wie stark eine mögliche „**Kettenreaktion**“ sein wird, d.h. **wie viele Projekte insgesamt zurückgegeben** und neu ausgeschrieben werden.



Auswirkungen von Flächenrückgaben (TenneT-Portfolio)

Resultierende Leerstandszeiten [REDACTED]

- Unabhängig vom Zeitpunkt der Rückgabe, **2-4 Jahre** „**Leerstandszeit**“.
- Ohne einen geeigneten Mechanismus zur frühzeitigen Rückgabe, **3-7 Jahre** „**Leerstandszeit**“.
- „**Leerstandszeiten**“ reduzieren die Betriebsdauer des Windparks

Zusätzliche Kosten/Risiken CAPEX/OPEX [REDACTED]

- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]

Kompensationszahlungen nach EnWG §17e (2), abhängig von der möglichen Verschiebung der Inbetriebnahme (für alle Projekte):

- Risiko der Zahlung von **Verzögerungskompensation** an den OWP **wird reduziert**.

Auswirkungen von Flächenrückgaben (DE gesamt)

Implikationen ohne geänderten Rückgabeprozess (Ausstieg bei FID)

- Mögliche direkte Auswirkung auf aktuelle Offshore-Projekte:

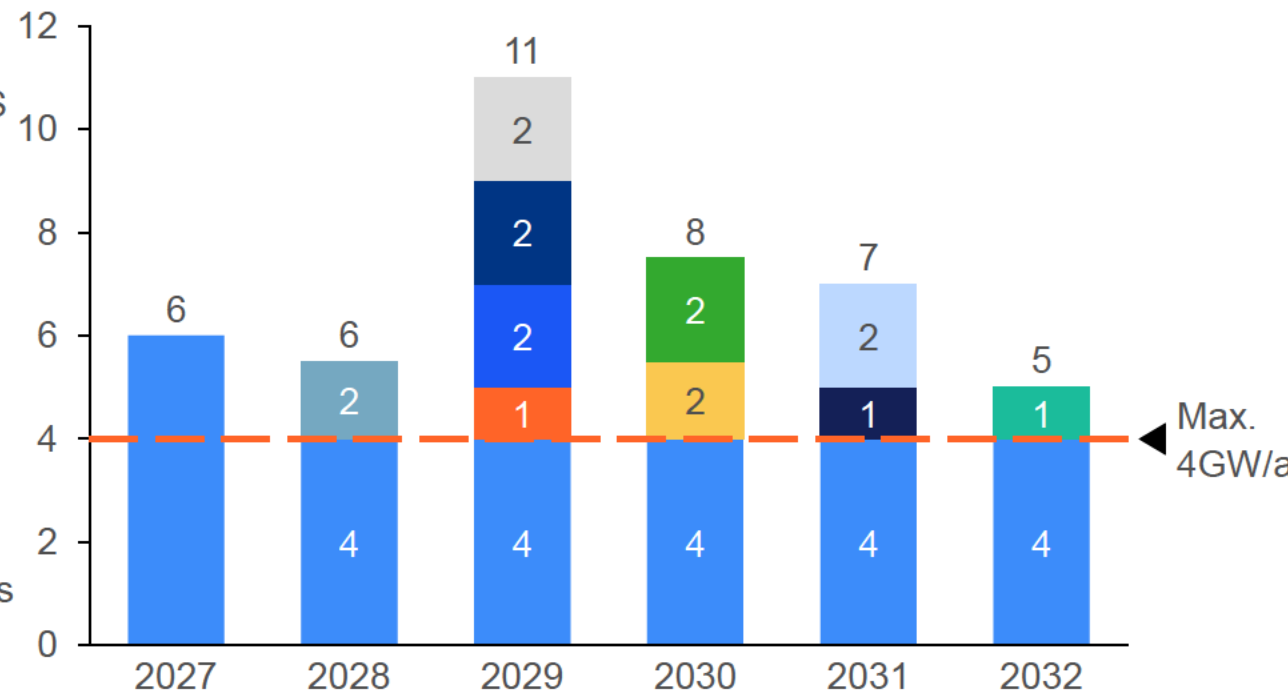
- 4-6 Jahre ungenutztes Offshore-Netzanschlussssystem (ONAS)
- 4-6 Jahre späterer Windertrag
- 4-6 Jahre kürzere maximale technische Nutzungsdauer des ONAS für den neuen Windparkentwickler & -betreiber

- Mögliche Auswirkung auf Offshore-Ausbaupfad:

- Ausschreibungs-Rückstau würde zu höheren Ausschreibungsvolumina führen, wodurch das 4GW pro Jahr Ziel überschritten wird, daraus ergibt sich ein geringerer Wettbewerb zwischen den Entwicklern
→ höhere Stromgestehungskosten → ggf. höhere CfD-Preise
- Kannibalisierung der Windparks aufgrund der Stauchung von ISD's bei der Lieferkette und Kapitalbeschaffung
→ höhere Stromgestehungskosten → ggf. höhere CfD-Preise
- Ggf. Verfehlung des Ausbauziels 2035

Ausschreibungs-Rückstau

GW / a



Auswirkungen von Flächenrückgaben (DE gesamt)

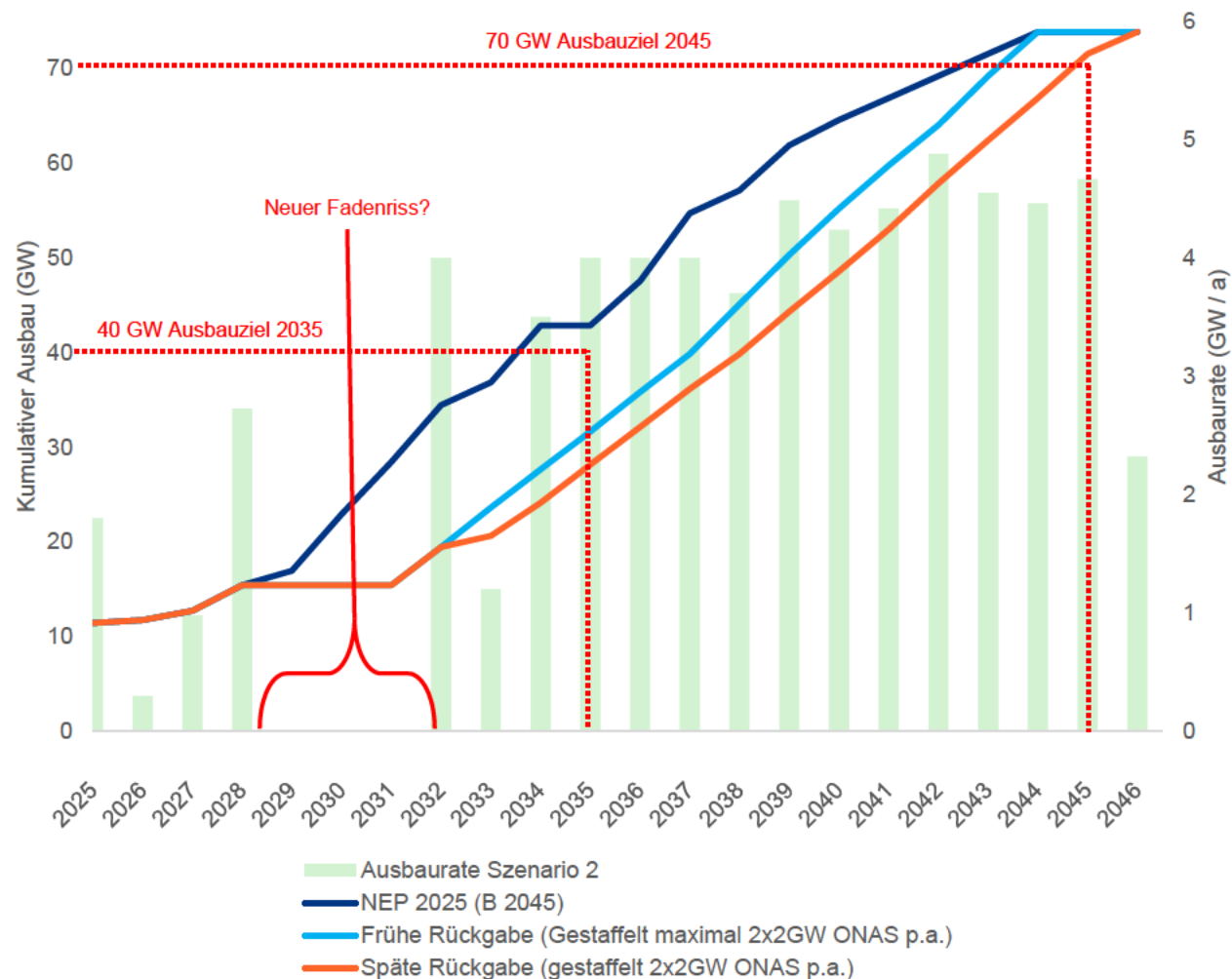
Implikationen für Inbetriebnahme-Zeitplan & Ausbauraten

Darstellung von drei Szenarien:

- **Basisszenario** – Keine Rückgabe von Projekten, konsequente Weiterentwicklung und planmäßige IBN von OWP & ONAS
- **Szenario 1** – Rückgabe von zehn Pre-FID-Projekten ohne Eingriff / Änderung WindSeeG
→ Ausbauziel von 40 GW bis 2035 wird um 11,9 GW verfehlt
- **Szenario 2** – Rückgabe von zehn Pre-FID-Projekten mit angepasstem Austrittsmechanismus / Änderung WindSeeG
→ Ausbauziel von 40 GW bis 2035 wird um 8,4 GW verfehlt

Annahmen:

- Jährliche Ausbauraten von bis zu zwei 2GW-ONAS
- Staffelung des Zubaus in beiden Szenarien, um Ausbauspitzen (bis zu 17GW) auszugleichen



Vorschläge & Ideen zur Mitigierung

Optionen für vergebene Flächen ohne FID

Anreize zur Umsetzung schaffen:

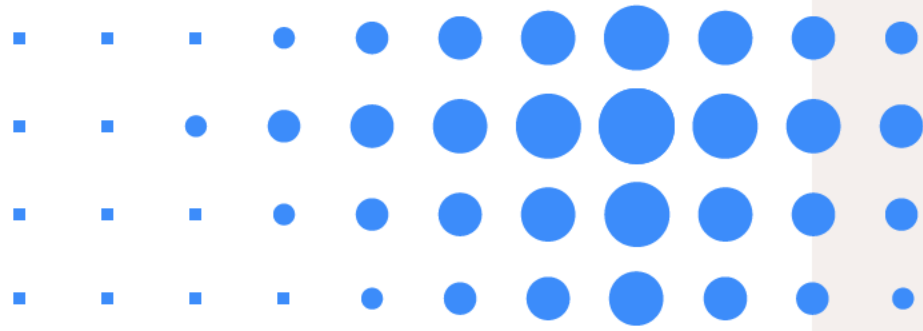
- ONAS werden weiter umgesetzt und Verzögerungen auf ein Minimum mitigiert.
- **Lange Unklarheit bis zum FID der Windparks**
- Parallelverschiebung IBN ONAS und FID-Windpark vergrößert das Risiko
- Worst Case Szenario möglich
- Zusätzlich Anreize und Regelungen für Windparks, um Projekte zu Ende zu entwickeln, Maßnahmen wie;
 - Reduzierung der 2 Gebotskomponente als Transformationszulage gegen weitere transparente finanzielle Verbindlichkeiten z.B. „verbindliche Auswahl der Windenergieanlage“ 12 - 18 Monate vor FID in § 81 (2) WindSeeG auf Grundlage der Verordnungsermächtigung des § 96 Nr. 3a WindSeeG, könnte die Situation stabilisieren und Verzögerung vermeiden (aufgrund von geänderten Rahmenbedingungen)
 - Sperrfrist / Sperrung für bestimmte Flächen / Auktionsrunden für Aussteiger und ggf. Einführung von Pre-qualifizierung
 - aber: Integrität des Auktionsverfahrens wird beschädigt und fraglich ob der Anreiz ausreicht.

Vorschläge & Ideen zur Mitigierung

Optionen für vergebene Flächen ohne FID

Nachträgliche Exit-Option in WindSeeG

- Kontrollierter Prozess der schnell Klarheit schafft -> Reduktion von „Leerstandszeiten“ Netz und Windpark möglich
- Kann Schaden nur verringern, aber nicht abwenden
- **Möglichkeit der „Kettenreaktion“** ... abhängig von:
 - Stärke des Anreizes (z.b. CfD, Rückzahlung 10% der 2 Gebotskomponente oder Bürgschaft wird erlassen)
 - Sperrfrist / Sperrung für bestimmte Flächen / Auktionsrunden für Aussteiger und ggf. Einführung von Pre-qualifizierung
 - Beschränkungen -> voruntersuchte vs. nicht voruntersuchte Flächen oder auf bestimmte Auktionsjahre (23/24)



A moment for safety

Gemeinsam sorgen wir für ein sicheres Arbeitsumfeld, in dem wir aus Fehlern lernen und der Austausch von Ideen, Bedenken und Fragen eine Selbstverständlichkeit ist.

Im Falle einer Evakuierung der Räumlichkeiten möchten wir auf folgende Sicherheitsmaßnahmen hinweisen



Benutzen Sie die angegebenen Fluchtwege



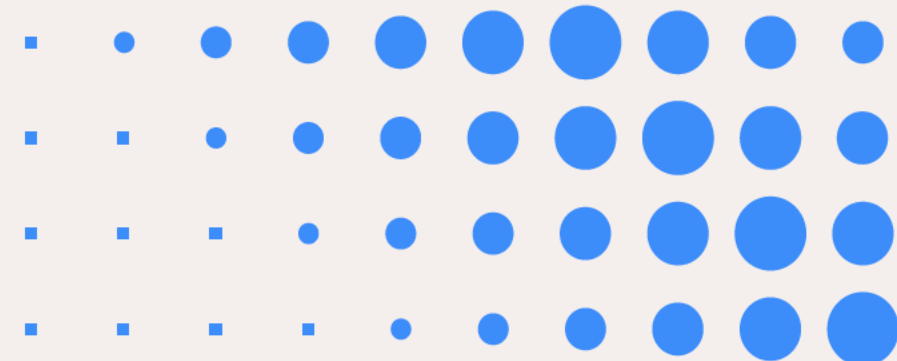
Benutzen Sie nicht den Aufzug sondern die Treppe



Begeben Sie sich zum Sammelplatz



Befolgen Sie die Anweisungen der betrieblichen Evakuierungshelfer



TenneT Germany ist der größte Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland (bezogen auf die Stromkreislänge, installierte Leistung und Größe der Regelzone; Stand 31. Dezember 2024). Das Unternehmen betreibt kritische Infrastrukturen für den Zugang zu einer zuverlässigen, nachhaltigen und bezahlbaren Stromversorgung. TenneT Germany beschäftigt rund 5.000 Mitarbeitende und ist einer der größten Investoren in Stromnetze an Land und auf See in Deutschland. An der nordwesteuropäischen Energiedrehscheibe gelegen, verbindet TenneT Germany: Nord und Süd. Offshore und Onshore. Deutschland und Europa. Unser Wachstum wird durch eine sich schnell entwickelnde Stromnachfrage angetrieben, die eine flexible und wachsende Netzarchitektur erfordert. TenneT Germany ist Teil der TenneT Group, dem europäischen Marktführer im grenzüberschreitenden Netzausbau und Pionier bei der Anbindung des europäischen Festlands an eine der weltweit größten erneuerbaren Energiequellen, die Nordsee.

Lighting the way ahead together

Disclaimer

Diese Präsentation wird Ihnen von der TenneT TSO GmbH („TenneT“) angeboten. Ihr Inhalt, d.h. sämtliche Texte, Bilder und Töne, sind urheberrechtlich geschützt. Sofern TenneT nicht ausdrücklich entsprechende Möglichkeiten bietet, darf nichts aus dem Inhalt dieser Präsentation kopiert werden, und nichts am Inhalt darf geändert werden. TenneT bemüht sich um die Bereitstellung korrekter und aktueller Informationen, gewährt jedoch keine Garantie für ihre Korrektheit, Genauigkeit und Vollständigkeit.

TenneT übernimmt keinerlei Haftung für (vermeintliche) Schäden, die sich aus dieser Präsentation ergeben, beziehungsweise für Auswirkungen von Aktivitäten, die auf der Grundlage der Angaben und Informationen in dieser Präsentation entfaltet werden.