Ergänzung zur Studie

„Wertschöpfung der Offshore-Windenergie in Deutschland (4. A.)“
- Zusätzliche Szenarien -

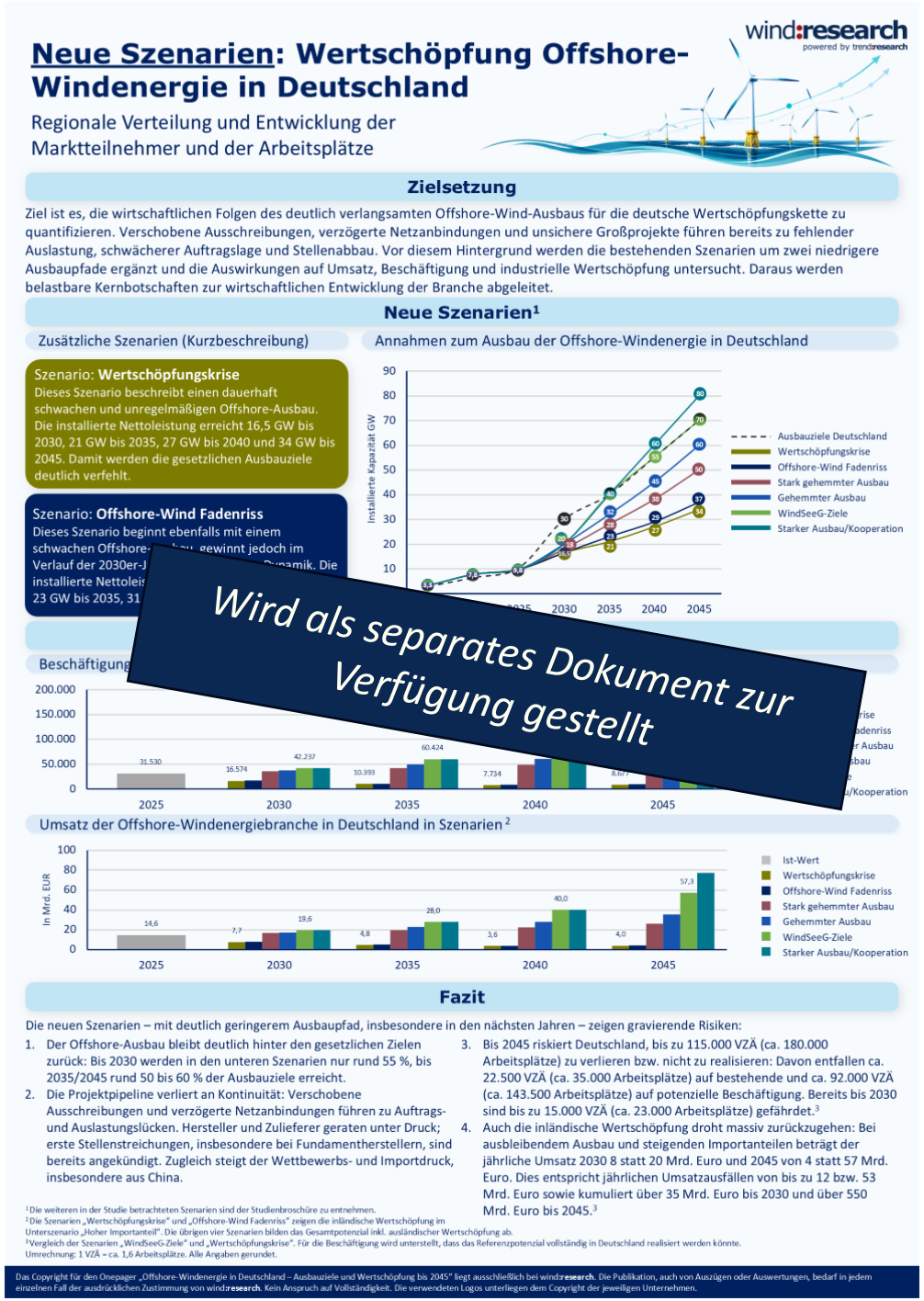
Oktober 2026

Inhaltsverzeichnis

0. **Summary (als Onepager)**
1. **Ausgangssituation, Aufgabenstellung und Zielsetzung**
2. **Zusätzliche Szenarien**
    1. Aktueller Stand
    2. Projektpipeline
    3. Annahmen zu Projekten (OWP, aktuell bis ca. 2033) und Annahmen für weiteren Ausbau
    4. Szenarienausgestaltung und -benennung
3. **Prognose – Ausblick bis 2045**
    1. Ausgewählte Kennzahlen
    2. Umsatz
    3. Beschäftigung
4. **Fazit**
    1. Kernbotschaften (aus 4. Auflage, Mai 2026)
    2. Kernbotschaften: aus zusätzlichen Szenarien
    3. Kernbotschaften: Zusammenführung
5. **Backup**

0. Summary als Onepager

- **Kompakte Ergebnisübersicht:** Zusammenfassung der zwei neuen Szenarien sowie ihrer Auswirkungen auf den Offshore-Ausbau, die Beschäftigung und den Umsatz in Deutschland.
- **Kernergebnisse:**
  - **Deutliche Verfehlung der Ausbauziele:** In den unteren „neuen“ Szenarien werden bis 2030 nur rund 55 %, bis 2035 bzw. 2045 rund 50 bis 60 % der gesetzlichen Ausbauziele erreicht.
  - **Erhebliche Beschäftigungsrisiken:** Bis 2030 sind bis zu 41.000 Arbeitsplätze, bis 2045 bis zu 185.000 Arbeitsplätze gefährdet.
  - **Massive Umsatzverluste:** Bis 2030 drohen kumulierte Umsatzausfälle von knapp 35 Mrd. Euro, bis 2045 von über 550 Mrd. Euro (jeweils ab heute).
  - **Zunehmender Druck auf die Industrie:** Verzögerte Projekte und unsichere Ausbauperspektiven führen zu Auftrags- und Auslastungslücken, gefährden Produktionskapazitäten und erhöhen den Importdruck.



1. Ausgangssituation, Aufgabenstellung und Zielsetzung

Aktuell – nach der Vorstellung der 4. Auflage der Studie – gab es einige Marktentwicklungen, die das laufende Gesetzgebungsverfahren beeinflussen können.

Ausgangssituation:

- (Kurz) Nach Erstellung der 4.Auflage gab es einige „Marktturbulenzen“:
  - TotalEnergies prüft für NordSee Energies 2 (1,5 GW) ausdrücklich eine mögliche Rückgabe der Konzession
  - bp hat ebenfalls verkündet, von der zeitnahen Umsetzung „seiner“ Projekte Abstand zu nehmen: Oceanbeat East und West (~4 GW) stehen nach aktuellen Recherchen von NDR/WDR/SZ unter erheblichem Realisierungsrisiko; die Projektarbeiten sollen weitgehend ruhen und eine Aufgabe bzw. Rückgabe der Flächen wird offenbar geprüft
- Außerdem wurden die für 2026 vorgesehenen Offshore-Wind-Ausschreibungen auf 2027 verschoben
- Die Neuregelung des WindSeeG (und des EEGs generell) werden derzeit diskutiert und zeitnah verhandelt
- Dabei bleiben die gesetzlich festgelegten Ausbauziele aktuell bestehen: 30 GW bis 2030, mindestens 40 GW bis 2035 und 70 GW bis 2045

1. Ausgangssituation, Aufgabenstellung und Zielsetzung

*wind:**research** wurde vor dem Hintergrund der Ausgangssituation angefragt, die Studie um zwei Szenarien zu ergänzen.*

Aufgabenstellung und Zielsetzung:

- Ziel ist es, die wirtschaftlichen Folgen des deutlich verlangsamten Offshore-Wind-Ausbaus für die deutsche Wertschöpfungskette zu quantifizieren
- Vor dem Hintergrund der aktuellen Marktentwicklung werden die vier bestehenden Szenarien um zwei zusätzliche Szenarien im unteren Ausbaupfad ergänzt
- Auf Basis dieser Szenarien werden
  - die Auswirkungen auf Umsatz, Beschäftigung und industrielle Wertschöpfung sowie
  - die daraus resultierenden Kernbotschaften zur wirtschaftlichen Entwicklung der Branche abgeleitet
- Die zentralen Ergebnisse werden in einem Onepager aufbereitet
- Ggf. unterstützt begleitende Pressearbeit die Kommunikation der Ergebnisse

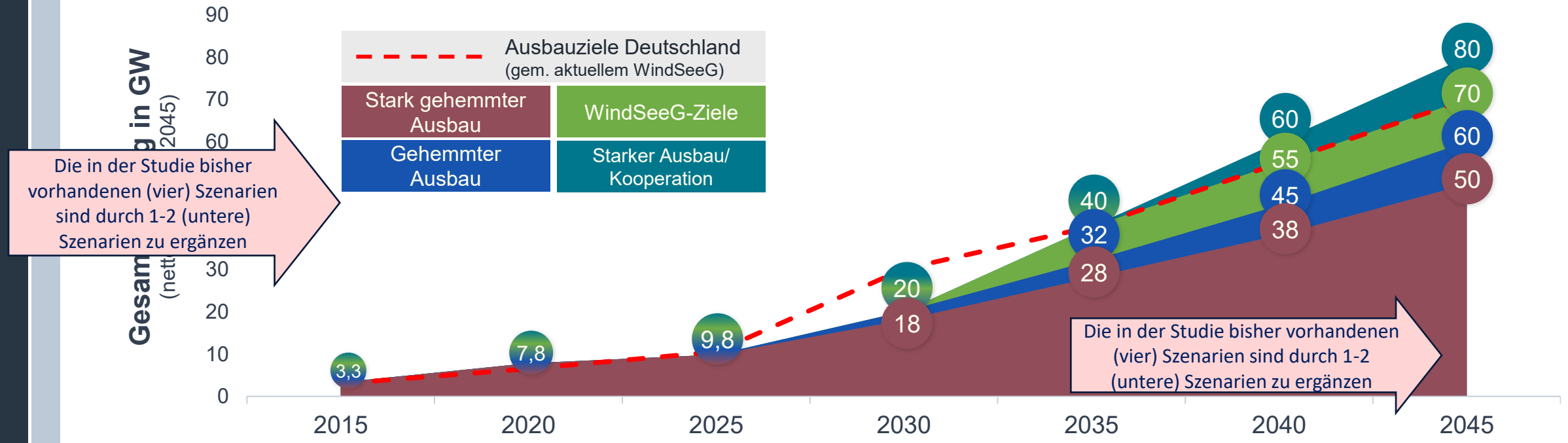
1. Ausgangssituation, Aufgabenstellung und Zielsetzung

Darstellung Ausbauprämisse Offshore-Windenergie

Aus Studie „Wertschöpfung der Offshore-Windenergie in Deutschland“ (4.A.) - Stand Mai 2026 -

Zum zukünftigen Ausbau der Offshore-Windenergie werden Annahmen zu mehreren unterschiedlichen Szenarien getroffen.

Annahmen zum Ausbau der Offshore-Windenergie

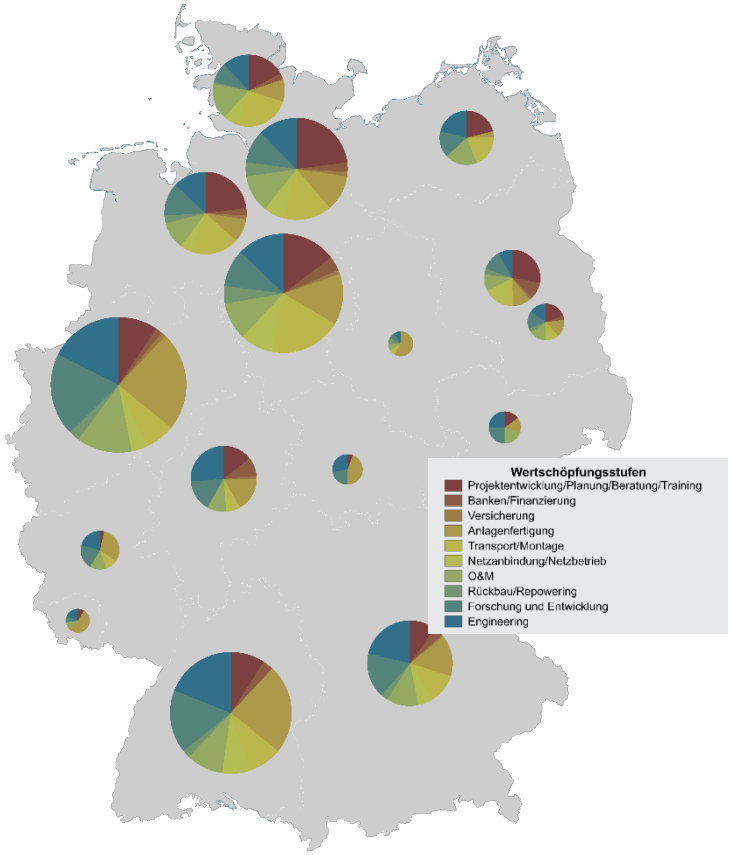


1. Ausgangssituation, Aufgabenstellung und Zielsetzung

Deutschlandweite Verteilung und ausgewählte Kennzahlen

Aus Studie „Wertschöpfung der Offshore-Windenergie in Deutschland“ (4.A.) - Stand Mai 2026 -

Die Offshore-Windenergie hat eine hohe volkswirtschaftliche Bedeutung. Die Schwerpunkte der Wertsch… bundesländerspezifisch verteilt.



893 Marktteilnehmer (inkl. Niederlassungen) in Deutschland, die im Bereich der Offshore-Windenergie tätig sind, davon sind

28 % ausschließlich in der Offshore-Windenergie tätig, die anderen zwei Drittel sind auch in Onshore Windenergie oder noch weiteren Bereichen tätig. Die Marktteilnehmer haben insgesamt

ca. 31.530 Beschäftigte (VZÄ), die im Jahr 2025 Vollzeit in der Offshore-Windenergie tätig sind.

Ca. 49.000 Beschäftigte bzw. Arbeitsverhältnisse in der Offshore-Windenergie in Deutschland (anhand geschätzter Faktoren ohne indirekte oder induzierte Beschäftigung).

Ca. 14,6 Mrd. Euro Umsatz im Jahr 2025. Darin enthalten ist auch Umsatz, der exportiert wird. Marktteilnehmer im Ausland und damit Umsatz, der importiert wurde, war nicht Gegenstand der Untersuchung, die sich auf die Wertschöpfung innerhalb Deutschlands konzentriert.

Die nähere Betrachtung der Verteilung der Beschäftigtenzahlen der Offshore-Windbranche zeigt weiterhin, dass die Wertschöpfung für den Bau von Offshore-Windparks deutschlandweit verteilt ist und eine Konzentration nicht nur an küstennahen Regionen stattfindet.

Die Wertschöpfung konzentriert sich im Bereich Transport und Montage sowie Projektentwicklung, Wartung und Instandhaltung überwiegend im Norden Deutschlands. Hier sitzen auch die maßgeblichen Offshore-Windenergieanlagenhersteller.

In Baden-Württemberg ist Engineering sowie Forschung und Entwicklung verbreitet. Auch ist der Umsatz der Offshore-Windbranche im Bundesländervergleich hier einer der höchsten in ganz Deutschland.

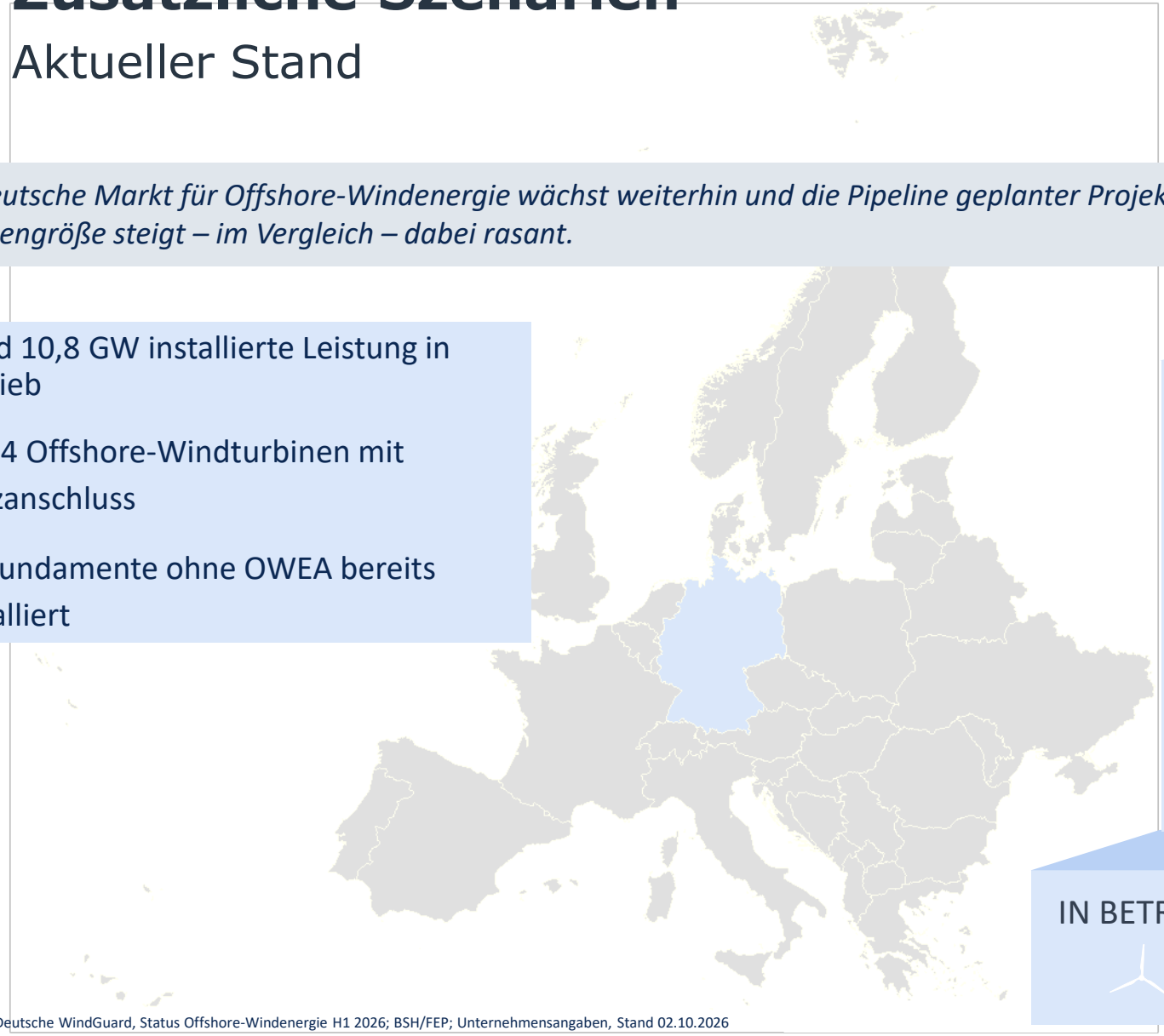
In Nordrhein-Westfalen, Bayern, Hessen oder den ostdeutschen Bundesländern gibt es, teilweise in beträchtlichem Umfang und teilweise stark spezialisiert, erhebliche Wertschöpfung.

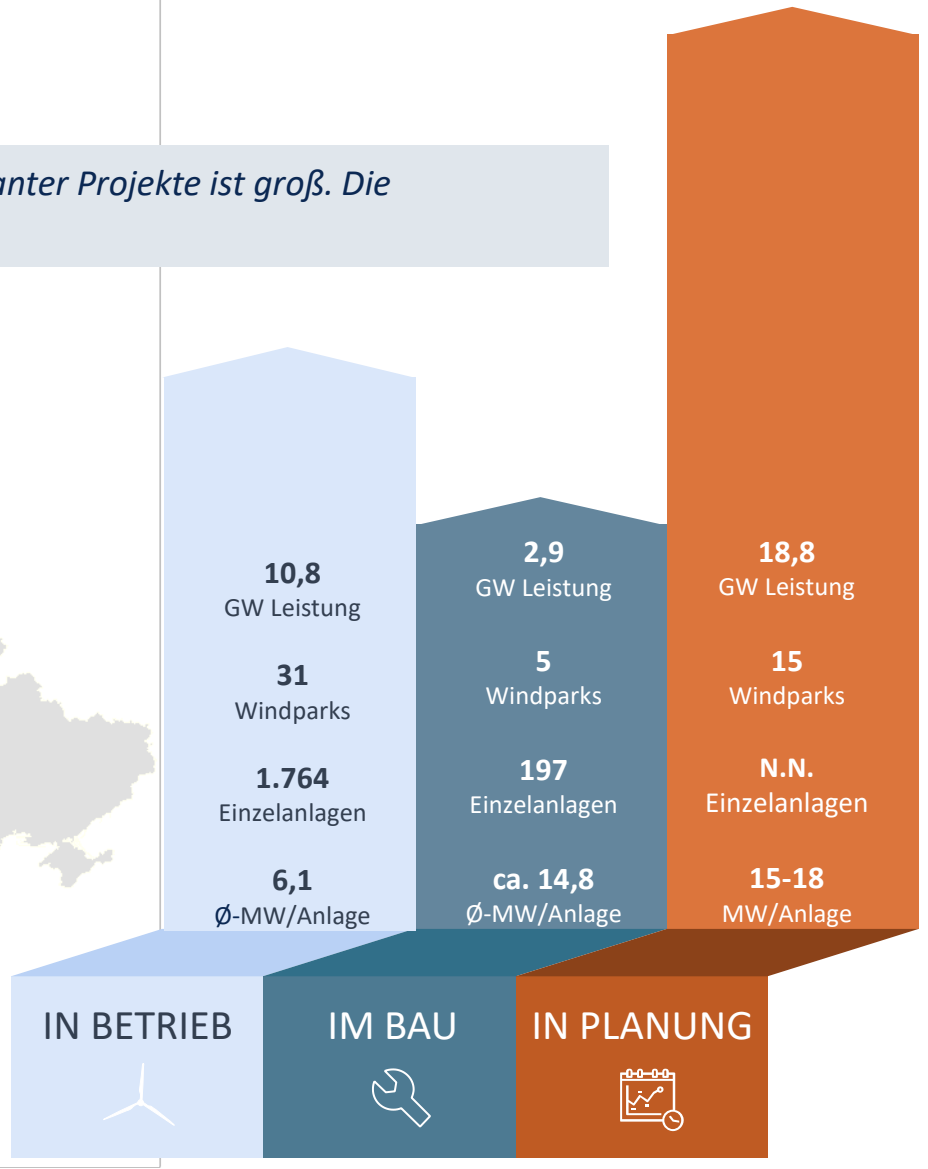
2. Zusätzliche Szenarien

2.1 Aktueller Stand

Der deutsche Markt für Offshore-Windenergie wächst weiterhin und die Pipeline geplanter Projekte ist groß. Die Turbinengröße steigt – im Vergleich – dabei rasant.

- Rund 10,8 GW installierte Leistung in Betrieb
- 1.764 Offshore-Windturbinen mit Netzanschluss
- 65 Fundamente ohne OWEA bereits installiert





Quellen: BWO/Deutsche WindGuard, Status Offshore-Windenergie H1 2026; BSH/FEP; Unternehmensangaben, Stand 02.10.2026

2. Zusätzliche Szenarien

2.1 Aktueller Stand

Alle in der Projektpipeline befindlichen Projekte steigern die Gesamtkapazität bis 2034 auf rund 32,5 GW.

Zum 30. Juni 2026 waren in Deutschland rund **10,8 GW Offshore-Windleistung** mit Netzeinspeisung installiert.

- Borkum Riffgrund 3 befand sich zu diesem Zeitpunkt bereits in der Einspeisung und ist seit Ende August 2026 vollständig im kommerziellen Betrieb
- He Dreiht befindet sich weiterhin in der schrittweisen Inbetriebnahme
- Ørsted bestätigt für Borkum Riffgrund 3 913 MW und den vollständigen kommerziellen Betrieb seit August 2026

Bis 2030 liegt die rechnerische Gesamtkapazität bei vollständiger Umsetzung der bis dahin geplanten Projekte weiterhin bei **rund 20 GW**.

Die aktuell bereinigte, verbleibende Projektpipeline umfasst rund **21,7 GW**. Davon sind rund **2,9 GW im Bau** und rund **2,5 GW mit FID / Financial Close** bzw. in **Execution**. Weitere rund **16,3 GW** befinden sich in Entwicklung bzw. sind bereits bezuschlagt.

Rund **5,5 GW** davon – Oceanbeat East, Oceanbeat West sowie NordSee Energies 2 – werden aufgrund öffentlich kommunizierter strategischer Überprüfungen bzw. möglicher Konzessionsrückgaben separat als **erhöhtes Projektrisiko** ausgewiesen.

Zukünftige Ausschreibungsrunden sind hierbei nicht berücksichtigt.

Status	Leistung (MW)
In Bau	2.915
FID	2.507
NA genehmigt	0
Bezuschlagt	16.300
Gesamt	21.722

Quelle: Deutsche WindGuard; Ørsted; RWE; Vattenfall; Skyborn Renewables; TotalEnergies; JERA Nex bp; BNetzA

2. Zusätzliche Szenarien

2.1 Aktueller Stand

Die Verzögerungen in der Offshore-Projektpipeline resultieren zunehmend aus einem Zusammenspiel von hohen Flächenkosten, gestiegenen Finanzierungs- und Lieferkettenkosten, unsicheren Netzanschlüssen sowie technischen und regulatorischen Risiken.

Hohe Flächengebote belasten die Wirtschaftlichkeit	**Netzanschlussverzögerungen werden zum zentralen Projektrisiko**	**Einzelne Projekte stehen vor möglicher Rückgabe oder Nichtrealisierung**	**Technische Probleme verzögern auch weit fortgeschrittene Projekte**
Entwickler haben zwischen 2023 und 2025 sehr hohe Milliardenbeträge für Offshore-Flächen geboten. Inzwischen werden einzelne Projekte aufgrund der veränderten Wirtschaftlichkeit neu bewertet oder zeitlich verschoben	Verzögerungen und Unsicherheiten bei Offshore-Netzanbindungen wirken sich direkt auf Projektzeitpläne und Investitionsentscheidungen aus	Für NordSee Energies 2 wird eine mögliche Konzessionsrückgabe geprüft. Auch die Oceanbeat-Projekte stehen unter erheblichem Realisierungsdruck	Selbst bei nahezu fertiggestellten Offshore-Windparks können technische Probleme zu Verschiebungen der Inbetriebnahme führen
Die Ausschreibungsarchitektur wird angepasst	**Zusätzliche Ertragsrisiken entstehen durch Abschattungseffekte**	**Gestiegene Kosten und Zinsen erhöhen die FID-Hürde**	
Die ursprünglich für 2026 vorgesehenen Offshore-Ausschreibungen wurden auf 2027 verschoben	Mit zunehmender Verdichtung der Offshore-Flächen können Wake-Effekte die erwarteten Stromerträge neuer Windparks reduzieren	Höhere Finanzierungskosten, gestiegene Lieferantenpreise und hohe Flächenkosten verschlechtern die Wirtschaftlichkeit und erschweren finale Investitionsentscheidungen	

Quelle: NDR, Bundesnetzagentur, TotalEnergies

2. Zusätzliche Szenarien

2.1 Aktueller Stand

Die strategische Überprüfung bei TotalEnergies hat sich auf ein konkretes Risikoprojekt konzentriert: Während für NordSee Energies 2 weiterhin eine mögliche Konzessionsrückgabe geprüft wird, verfolgt TotalEnergies seine übrigen deutschen Offshore-Projekte weiter.

- Im Juni 2026 bestätigte TotalEnergies, dass die zwischen 2023 und 2025 erworbenen deutschen Offshore-Windkonzessionen einer strategischen Überprüfung unterzogen wurden. Hintergrund sind veränderte Marktbedingungen sowie insbesondere Verzögerungen und Unsicherheiten bei den angekündigten Netzanschlussterminen.
- Als Ergebnis dieser Überprüfung führt TotalEnergies Gespräche mit den deutschen Behörden über die Bedingungen einer möglichen Rückgabe der Konzession für NordSee Energies 2 (NSE2). Das Projekt auf der Fläche N-11.2 hat eine geplante Leistung von 1,5 GW und ist nach Angaben des Unternehmens besonders von den veränderten Netzanschlusszeitplänen betroffen.
- Eine Einigung über die Rückgabe wurde bislang nicht erzielt. Um seine Rechte an der Konzession zu sichern, hat TotalEnergies im Juni 2026 dennoch den Genehmigungsantrag für NSE2 eingereicht und die erste vertraglich vorgesehene Zahlung geleistet. Gleichzeitig will das Unternehmen Möglichkeiten prüfen, einen Ausgleich für die negativen Auswirkungen der Netzanschlussverzögerungen zu erhalten.
- Für die übrigen deutschen Offshore-Projekte gilt derzeit kein entsprechender Rückzugsplan. TotalEnergies hält ausdrücklich an deren Entwicklung fest. Für NordSee Energies 1 und OstSee Energies wurden bereits Genehmigungsunterlagen beim BSH eingereicht; der Baubeginn ist für 2029 vorgesehen.
- Auch strategisch bleibt Deutschland für TotalEnergies ein wichtiger Markt. Im September 2026 bündelte das Unternehmen seine deutschen Stromaktivitäten unter „Integrated Power Germany“ und integrierte dabei ausdrücklich auch die Offshore-Windaktivitäten. TotalEnergies spricht dabei von weiterem Wachstum im deutschen Strommarkt.

Quelle: TotalEnergies

2. Zusätzliche Szenarien

2.2 Projektpipeline

Derzeit befinden sich 20 Offshore-Windenergieprojekte in der Projektpipeline mit geplanter Umsetzung bis 2034. Borkum Riffgrund 3 ist seit August 2026 in Betrieb.

Erwartetes Jahr der Inbetriebnahme	Windpark / Einzelfläche	BSH-Fläche	Netzanbindungssystem(e)	Windparkleistung (MW)	Projektstatus
2026	Borkum Riffgrund 3	-	NOR-1-1 (DolWin5)	913	In Betrieb
2026	EnBW He Dreiht	N-7.1	NOR-7-1 (BorWin5)	960	Im Bau / Teilbetrieb
2026	Windanker	O-1.3	OST-1-4 (Ostwind3)	315	Im Bau / Teilbetrieb
2027	Nordseecluster A / NC 1	N-3.7	NOR-3-3 (DolWin6)	225	Im Bau / Teilbetrieb
2027	Nordseecluster A / NC 2	N-3.8	NOR-3-3 (DolWin6)	435	Im Bau / Teilbetrieb
2028	Nordlicht I	N-7.2	NOR-7-2 (BorWin6)	1.020	Im Bau / Teilbetrieb
2028	Waterkant	N-6.7	NOR-6-3 (BorWin4)	295	Bezuschlagt / Entwicklung
2028	Gennaker	-	OST-6-1 (Gennaker)	977	FID / Finanzierung
2029	Nordlicht II	N-6.6	NOR-6-3 (BorWin4)	660	FID / Finanzierung
2029	Nordseecluster B / NC 3	N-3.5	NOR-3-2 (DolWin4)	420	FID / Finanzierung
2029	Nordseecluster B / NC 4	N-3.6	NOR-3-2 (DolWin4)	480	FID / Finanzierung
2029	Waterekke	N-9.3	NOR-9-3 (BalWin4)	1.504	Bezuschlagt / Entwicklung

Quelle: BWO/Deutsche WindGuard, Status Offshore-Windenergie H1 2026; BSH, FEP 2025 inkl. Änderung 8.10.2026; BNetzA; Unternehmensangaben der Projektentwickler, Stand 9.10.2026

2. Zusätzliche Szenarien

2.2 Projektpipeline

Derzeit befinden sich 20 Offshore-Windenergieprojekte in der Projektpipeline mit geplanter Umsetzung bis 2034. Borkum Riffgrund 3 ist seit August 2026 in Betrieb. Die in letzter Zeit (Mitte 2026) „in Frage gestellten" Projekte werden in den neuen Szenarien entsprechend berücksichtigt.

Erwartetes Jahr der Inbetriebnahme	Windpark / Einzelfläche	BSH-Fläche	Netzanbindungssystem(e)	Windparkleistung (MW)	Projektstatus
2030	Oceanbeat West	N-12.2	NOR-12-2 (LanWin2)	2.000	Bezuschlagt / Entwicklung
2031	Windbostel Ost	N-9.1	NOR-9-1 (BalWin1)	2.000	Bezuschlagt / Entwicklung
2031	OstSee Energies	O-2.2	OST-2-4 (Ostwind4)	1.000	Bezuschlagt / Entwicklung
2032	N-10.2 (noch kein Windparkname)	N-10.2	NOR-9-3 (BalWin4)	500	Ausschreibung geplant
2032	NordSee Energies 1	N-12.1	NOR-12-1 (LanWin1)	2.000	Bezuschlagt / Entwicklung
2032	N-13.1 (noch kein Windparkname)	N-13.1	NOR-11-2 (LanWin4)	500	Ausschreibung geplant
2032	Windbostel West	N-9.2	NOR-9-2 (BalWin3)	2.000	Bezuschlagt / Entwicklung
2032	N-10.1 (noch kein Windparkname)	N-10.1	NOR-10-1 (BalWin2)	1.000	Ausschreibung geplant
2032	EnBW Dreekant	N-12.3	NOR-13-1 (LanWin5)	1.000	Bezuschlagt / Entwicklung
2032	N-13.2 (noch kein Windparkname)	N-13.2	NOR-13-1 (LanWin5)	1.000	Ausschreibung geplant
2033	NordSee Energies 2	N-11.2	NOR-11-2 (LanWin4)	1.500	Bezuschlagt / Entwicklung
2033	N-10.3 (noch kein Windparkname)	N-10.3	NOR-10-1 (BalWin2)	1.000	Ausschreibung geplant
2033	Oceanbeat East	N-11.1	NOR-11-1 (LanWin3)	2.000	Bezuschlagt / Entwicklung
2033	N-9.5 (noch kein Windparkname)	N-9.5	NOR-9-4 (BalWin5)	1.000	Ausschreibung geplant
2034	NordSee Energies 3	N-9.4	NOR-9-4 (BalWin5)	1.200	Bezuschlagt / Entwicklung
2034	N-12.6 (noch kein Windparkname)	N-12.6	NOR-12-4 (LanWin7)	2.000	Ausschreibung geplant
2035	N-6.8 (noch kein Windparkname)	N-6.8	NOR-6-4 (BorWin7)	2.000	Ausschreibung geplant

Legende

Projekte von **TotalEnergies** und RWE (jeweils 50 % Anteil)	Projekte von **TotalEnergies**	Projekte von **JERA Nex bp** (50 % JERA / 50 % bp)

Quelle: BWO/Deutsche WindGuard, Status Offshore-Windenergie H1 2026; BSH, FEP 2025 inkl. Änderung 8.10.2026; BNetzA; Unternehmensangaben der Projektentwickler, Stand 9.10.2026

2. Zusätzliche Szenarien

2.2 Projektpipeline - Methodik

Die Offshore-Projektpipeline umfasst Vorhaben mit unterschiedlichen Realisierungsgraden. Während Projekte in Bau oder Betrieb bereits weit fortgeschritten sind, bestehen bei bezuschlagten und noch auszuschreibenden Flächen größere Unsicherheiten hinsichtlich ihrer tatsächlichen Umsetzung.

Klassifizierung der Projektstatus

Neuer Projektstatus	Bisherige Status	Definition
1. Ausschreibung geplant	Ausschreibung geplant	Fläche vorgesehen, noch kein Zuschlag
2. Bezuschlagt / Entwicklung	Bezuschlagt / ohne FID, Bezuschlagt / Entwicklung, Bezuschlagt / Genehmigung	Zuschlag erfolgt, Planung und Genehmigung laufen
3. FID / Finanzierung	FID / Bauvorbereitung, Financial Close / Umsetzung	Investitionsentscheidung oder Finanzierungsabschluss erfolgt
4. Im Bau / Teilbetrieb	Im Bau / FID, Im Bau / erste Einspeisung im Cluster, Teilbetrieb	Errichtung läuft bzw. erste Stromerzeugung erfolgt
5. In Betrieb	In Betrieb	Projekt vollständig in Betrieb genommen

Methodik zur Bewertung des Projektstatus
Zur Bewertung des Realisierungsfortschritts der Offshore-Windenergieprojekte werden diese anhand ihres aktuellen Entwicklungsstands in fünf aufeinander aufbauende Kategorien eingeteilt: Ausschreibung geplant, Bezuschlagt / Entwicklung, FID / Finanzierung, Im Bau / Teilbetrieb sowie In Betrieb.

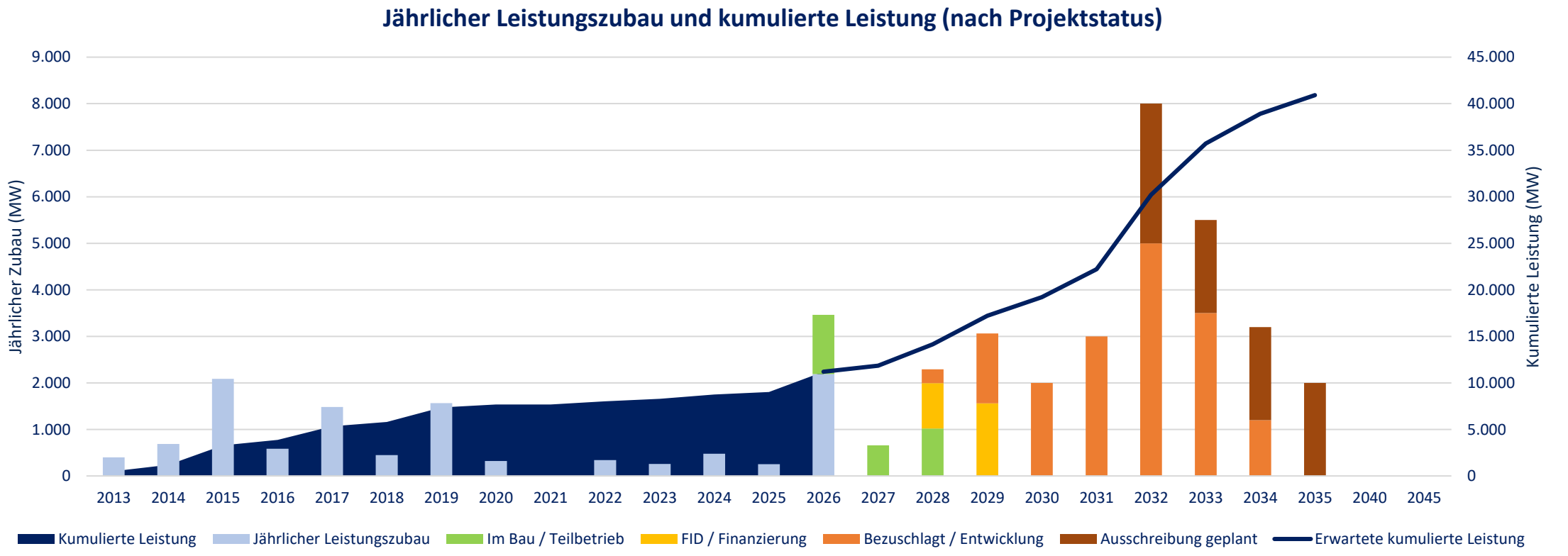
Die Klassifizierung erfolgt auf Basis öffentlich verfügbarer Informationen zu Ausschreibungen, Zuschlägen, Investitionsentscheidungen, Finanzierungsabschlüssen, Baufortschritten und Inbetriebnahmen. Maßgeblich ist der zuletzt bestätigte Meilenstein des jeweiligen Windparkprojekts zum Stichtag 09.10.2026.
Die Kategorien ermöglichen eine differenzierte Betrachtung der Projektpipeline hinsichtlich ihres Realisierungsfortschritts. Dabei ist ein Zuschlag nicht mit einer gesicherten Umsetzung gleichzusetzen. Auch nach einer Investitionsentscheidung können weiterhin zeitliche und wirtschaftliche Risiken bestehen.

Die Einordnung dient als Grundlage für die Bewertung der Projektpipeline und die Ableitung unterschiedlicher Ausbau- und Realisierungsszenarien. Projektspezifische Risiken und mögliche Verzögerungen werden ergänzend berücksichtigt.

2. Zusätzliche Szenarien

2.3 Realisierter und geplanter Leistungszubau mit kumulierter Leistung

Auf Grundlage der derzeit in Bau befindlichen, geplanten und bezuschlagten Offshore-Windprojekte ist mit einem deutlichen Anstieg der installierten Gesamtleistung in den 2030er Jahren zu rechnen.



Quelle: BnetzA, Deutsche Windguard, FEP (8.10.2026), NEP, Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE (Eigene Darstellung)

2. Zusätzliche Szenarien

2.4 Annahmen zu Projekten und Annahmen für weiteren Ausbau

			Neue Szenarien				Bisherige Szenarien							
			Wertschöpfungskrise		Offshore Wind Fadenriss		Stark gehemmter Ausbau		Gehemmter Ausbau		WindSeeG-Ziele		Starker Ausbau/ Kooperation	
Projekt	**Jahr**	**Leistung**	**WSK**	**Kumuliert**	**WSK**	**Kumuliert**	**WSK**	**Kumuliert**	**WSK**	**Kumuliert**	**WSK**	**Kumuliert**	**WSK**	**Kumuliert**
EnBW He Dreiht	2026	960 MW	70 %	11,8 GW	80 %	11,8 GW	90 %	11,8 GW	100 %	11,8 GW	100 %	11,8 GW	100 %	11,8 GW
Windanker	2026	315 MW	70 %	12,1 GW	80 %	12,1 GW	90 %	12,1 GW	100 %	12,1 GW	100 %	12,1 GW	100 %	12,1 GW
NC 1	2027	225 MW	70 %	12,3 GW	80 %	12,3 GW	90 %	12,3 GW	100 %	12,3 GW	100 %	12,3 GW	100 %	12,3 GW
NC 2	2027	435 MW	70 %	12,7 GW	80 %	12,7 GW	90 %	12,7 GW	100 %	12,7 GW	100 %	12,7 GW	100 %	12,7 GW
Nordlicht I	2028	980 MW	70 %	13,7 GW	80 %	13,7 GW	90 %	13,7 GW	100 %	13,7 GW	100 %	13,7 GW	100 %	13,7 GW
Gennaker	2028	977 MW	60 %	14,7 GW	70 %	14,7 GW	80 %	14,7 GW	90 %	14,7 GW	95 %	14,7 GW	100 %	14,7 GW
Waterkant	2028	300 MW	50 %	15,0 GW	60 %	15,0 GW	70 %	15,0 GW	80 %	15,0 GW	85 %	15,0 GW	90 %	15,0 GW
Nordlicht II	2029	630 MW	70 %	15,6 GW	80 %	15,6 GW	90 %	15,6 GW	100 %	15,6 GW	100 %	15,6 GW	100 %	15,6 GW
NC 3	2029	420 MW	60 %	16,0 GW	70 %	16,0 GW	80 %	16,0 GW	90 %	16,0 GW	95 %	16,0 GW	100 %	16,0 GW
NC 4	2029	480 MW	60 %	16,5 GW	70 %	16,5 GW	80 %	16,5 GW	90 %	16,5 GW	95 %	16,5 GW	100 %	16,5 GW
Waterekke	(2029)	1.500 MW	40 %	18,0 GW	50 %	18,0 GW	60 %	18,0 GW	70 %	18,0 GW	75 %	18,0 GW	80 %	18,0 GW
Oceanbeat West	2030	2.000 MW	10 %	20,0 GW	20 %	20,0 GW	30 %	20,0 GW	40 %	20,0 GW	45 %	20,0 GW	50 %	20,0 GW
OstSee Energies	2031	1.000 MW	60 %	17,5 GW	60 %	20,5 GW	70 %	21,0 GW	80 %	21,0 GW	85 %	21,0 GW	90 %	21,0 GW
Windbostel Ost	2031	2.000 MW	50 %		50 %		60 %	23,0 GW	70 %	23,0 GW	75 %	23,0 GW	80 %	23,0 GW
NordSee Energies 1	2032	2.000 MW	50 %	19,5 GW	60 %	22,0 GW	70 %	25,0 GW	80 %	25,0 GW	85 %	25,0 GW	90 %	25,0 GW
Windbostel West	2032	2.000 MW	30 %		40 %		50 %	27,0 GW	60 %	27,0 GW	65 %	27,0 GW	70 %	27,0 GW
EnBW Dreekant	2032	1.000 MW	50 %	20,5 GW	60 %	23,5 GW	70 %	28,0 GW	80 %	28,0 GW	85 %	28,0 GW	90 %	28,0 GW
NordSee Energies 2	2032	1.500 MW	10 %		20 %		30 %		40 %		45 %	29,5 GW	50 %	29,5 GW
Oceanbeat East	2033	2.000 MW	0 %		10 %		20 %		30 %	31,5 GW	35 %	31,5 GW	40 %	31,5 GW
NordSee Energies 3	2034	1.000 MW	30 %		40 %		50 %		60 %		65 %	32,5 GW	70 %	32,5 GW
Geplante Ausschreibungen	Bis 2035	9.000 MW												

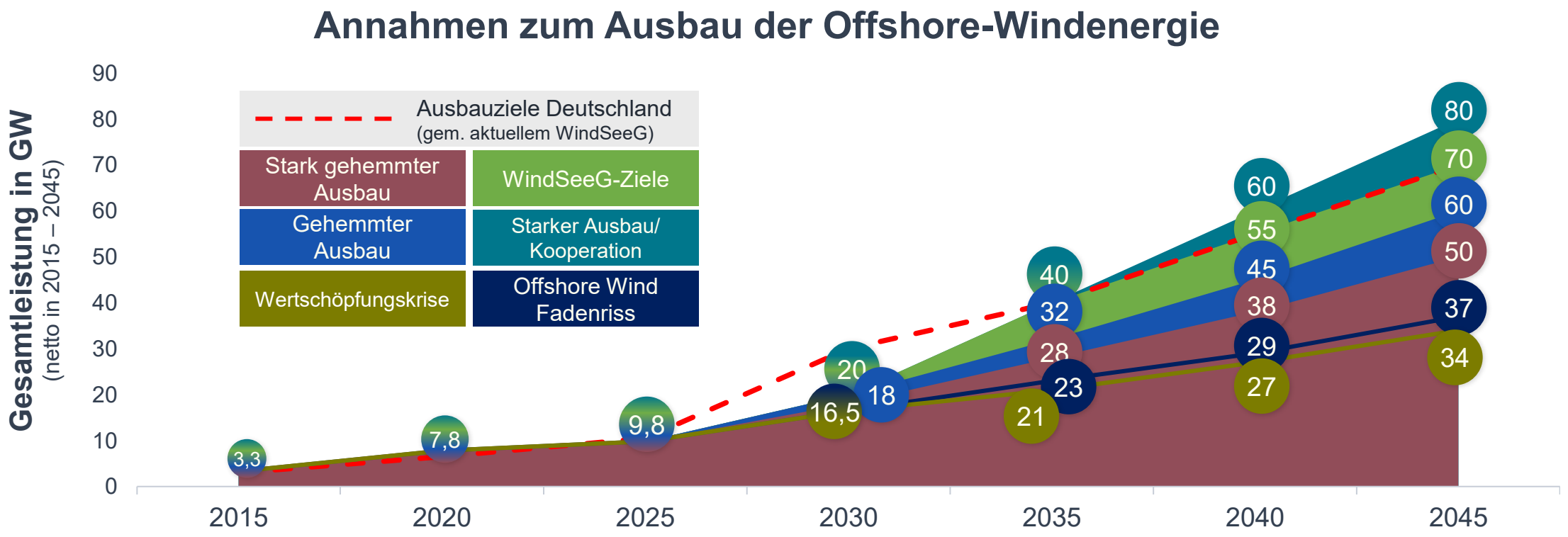
Gesamtleistung bis 2030*	**16,5 GW**	**16,5 GW**	**18 GW**	**20 GW**	**20 GW**	**20 GW**
Gesamtleistung bis 2035*	**21 GW**	**23 GW**	**28 GW**	**32 GW**	**40 GW**	**40 GW**
2040*	**27 GW**	**29 GW**	**38 GW**	**45 GW**	**55 GW**	**60 GW**
2045*	**34 GW**	**37 GW**	**50 GW**	**60 GW**	**70 GW**	**80 GW**

* Kumulierte Werte auf 1 Nachkommastelle.

2. Zusätzliche Szenarien

2.4 Annahmen zu Projekten und Annahmen für weiteren Ausbau

Zum zukünftigen Ausbau der Offshore-Windenergie werden Annahmen zu mehreren unterschiedlichen Szenarien getroffen.



2. Zusätzliche Szenarien

2.5 Szenarienausgestaltung und -benennung

	Szenario A	Szenario B	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
	Wertschöpfungskrise	**Offshore Wind Fadenriss**	**Stark gehemmter Ausbau**	**Gehemmter Ausbau**	**WindSeeG-Ziele**	**Starker Ausbau/Kooperation**
Grund-ausrichtung	Geringe Projektmengen, begrenzte Netzanschlüsse und Wirtschaftlichkeitsdruck führen zu einer schwachen Projektpipeline und dauerhaft niedrigem Ausbau	Kosten-, Finanzierungs- und Umsetzungsrisiken verzögern den Ausbau, der sich nach 2030 schrittweise stabilisiert	Zielpfad bleibt bestehen, Realisierung verzögert sich: Netzengpässe, Genehmigungen und Kosten führen zu späterer Inbetriebnahme; höhere Projektunsicherheit	Zielpfad 80 % EE-Strom 2030 Verzögerung in den ersten Jahren (bis 2030), Wertschöpfung	Ziel Klimaneutralität 2045 Offshore Windenergie als Hauptlieferant EE, Einbindung von Speicher und ggf. H2	Beschleunigter Ausbaupfad und Kooperation mit Nachbarländern; Offshore-Windenergie als zentraler Strompfeiler, flankiert durch Netze, Speicher und Wasserstoff – Ziel Klimaneutralität 2045
Ausbauziel Deutschland	Ausbaupfad deutlich unterhalb des WindSeeG-Ausbauziels	Ausbaupfad unterhalb des WindSeeG-Ausbauziels	Ausbauziel im WindSeeG wird reduziert	Ausbauziel gem. WindSeeG, aber mit Verzögerungen	Ausbauziel bleibt gem. WindSeeG	Ausbauziel wird leicht erhöht
Leistung Offshore-Windenergie (netto)						
2030	16,5 GW	16,5 GW	18 GW	20 GW (Ziel: 30 GW)	20 GW	20 GW
2035	21 GW	23 GW	28 GW	32 GW (Ziel: 40 GW)	40 GW	40 GW
2040	27 GW	29 GW	38 GW	45 GW	55 GW	60 GW
2045	34 GW	37 GW	50 GW	60 GW (Ziel mind. 70 GW)	70 GW	80 GW
(2050)	45 GW	50 GW	60 GW	70 GW	80 GW	80 GW)
Turbinengröße (Neuinstallation, Europaweit ⌀)						
2030	17 MW	17 MW	17 MW	17 MW	18 MW	18 MW
2035	17 MW	18 MW	18 MW	19 MW	20 MW	20 MW
2040	18 MW	20 MW	21 MW	21 MW	22 MW	22 MW
2045	20 MW	22 MW	23 MW	23 MW	24 MW	24 MW
Repowering/Rückbau						
Bis 2030	0 GW/0 GW	0 GW/0 GW	0 GW/0 GW	0 GW/0 GW	0 GW/0 GW	0 GW/0 GW
Bis 2035	0 GW/0 GW	0 GW/0 GW	0 GW/0 GW	0 GW/0 GW	2 GW/0 GW	4 GW/2 GW
Bis 2040	0 GW/1 GW	0 GW/1 GW	1 GW/1 GW	2 GW/1 GW	5 GW/1 GW	6 GW/3 GW
Bis 2045	1 GW/2 GW	1 GW/ 2 GW	2 GW/2 GW	3 GW/2 GW	5 GW/2 GW	8 GW/5 GW

3. Prognose – Ausblick bis 2045

3.1 Methodik – Umsatz und Beschäftigung

Die Umsatz- und Beschäftigungswirkungen entlang der Offshore-Windenergie-Wertschöpfungskette werden für sechs Ausbaupfade bis 2045 ermittelt. Die Ergebnisse werden als Gesamtpotenzial einschließlich ausländischer Wertschöpfung sowie für zwei unterschiedliche Annahmen zur inländischen Wertschöpfung ausgewiesen.

01 Ausbaupfade und Marktvolumen

Sechs Szenarien mit unterschiedlicher Ausbauentwicklung; betrachtet werden 2025, 2030, 2035, 2040 und 2045.

02 Gesamte Wertschöpfungswirkung

Prognose der Umsätze und Beschäftigung entlang der Lieferkette, einschließlich der im Ausland anfallenden Anteile.

03 Abgrenzung der Inlandswirkung

Zuordnung der Gesamtwerte auf Deutschland anhand zweier Marktausprägungen mit unterschiedlichen inländischen Wertschöpfungsanteilen.

Annahmen zum Wertschöpfungsanteil in Deutschland

Unterszenario	2030	2035	2040	2045
„Hohe lokale/regionale Wertschöpfung“	80 %	80 %	80 %	80 %
„Hoher Importanteil“	50 %	30 %	20 %	20 %

„Hohe lokale/regionale Wertschöpfung“: weitgehende Absicherung inländischer Produktion durch EU-/DE-Rahmenbedingungen.
„Hoher Importanteil“: begrenzte Schutzmaßnahmen und steigende Importanteile.

Ausgewiesene Kennzahlen

Umsatz: Mrd. EUR pro Jahr

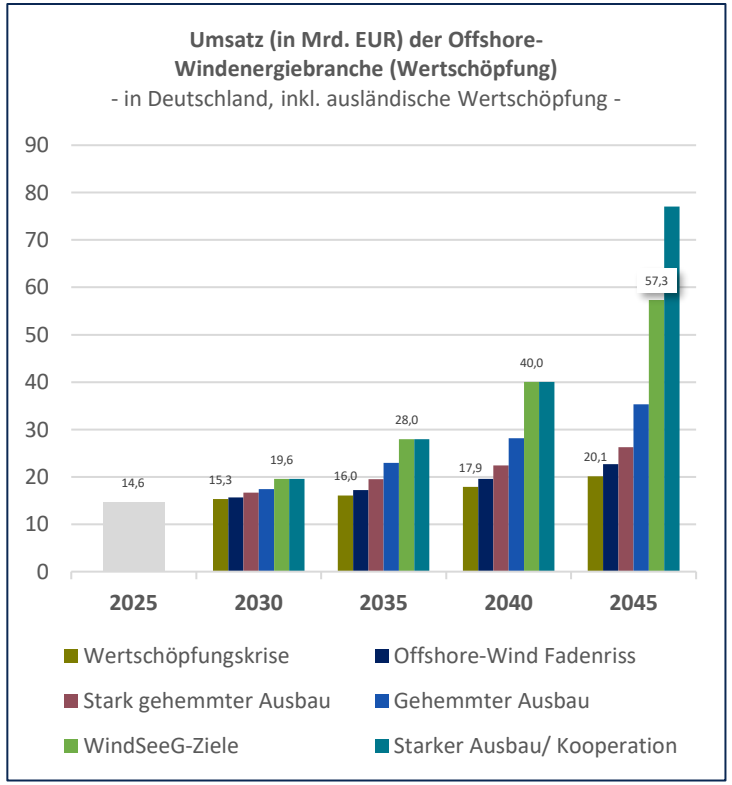
Beschäftigung: VZÄ pro Jahr

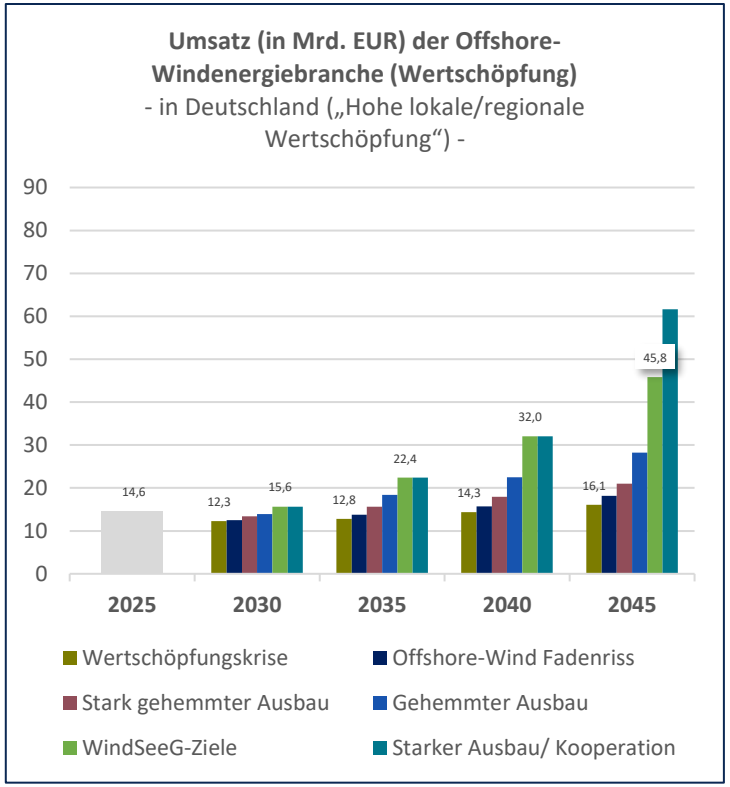
Arbeitsplätze = VZÄ × 1,6
(separate Umrechnung; nicht in den VZÄ-Diagrammen)

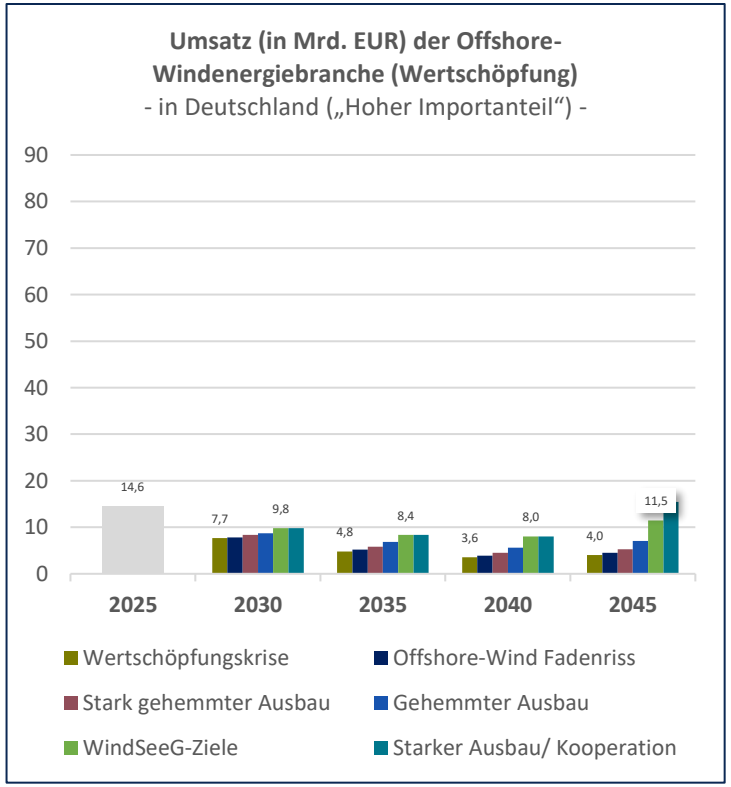
3. Prognose – Ausblick bis 2045

3.2 Umsatz

Der Branchenumsatz steigt parallel zum Ausbau der Offshore-Windenergie deutlich an und spiegelt die zunehmende Bedeutung der Technologie für das Energiesystem wider. Besonders in Szenarien mit hohem Ausbau entstehen starke Wachstumsimpulse entlang der gesamten Wertschöpfungskette – von Herstellung über Installation bis Betrieb und Service.



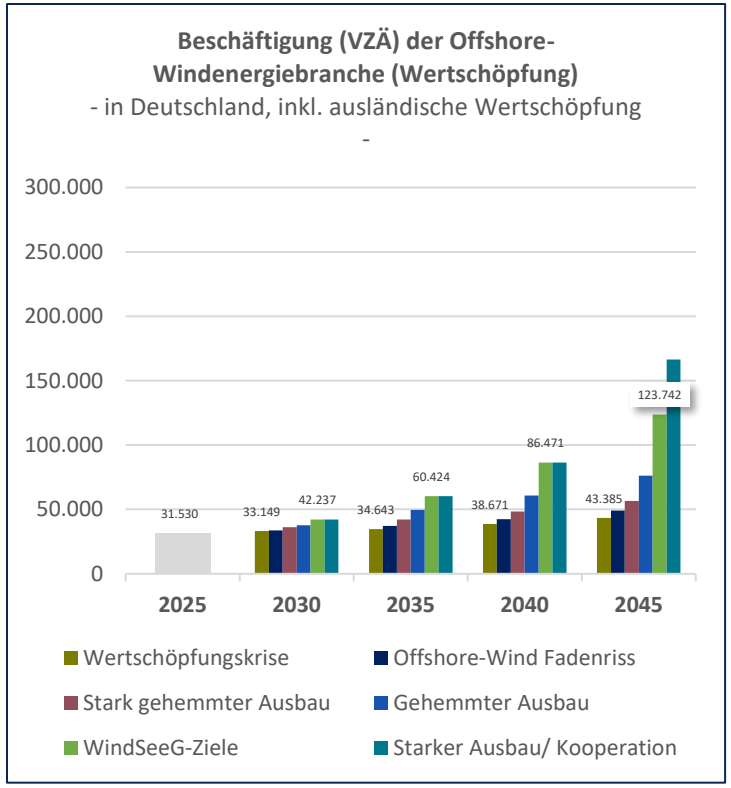


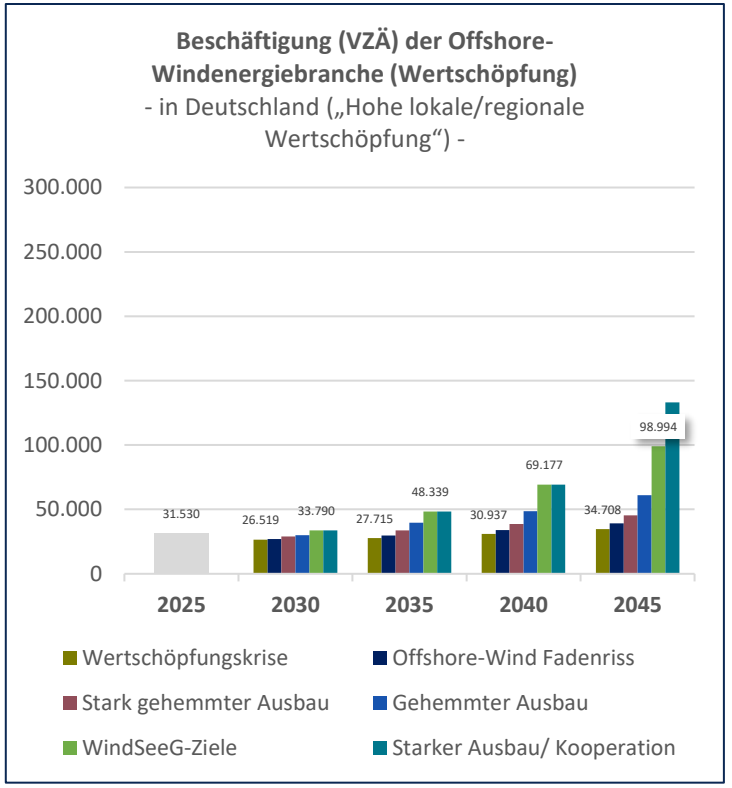


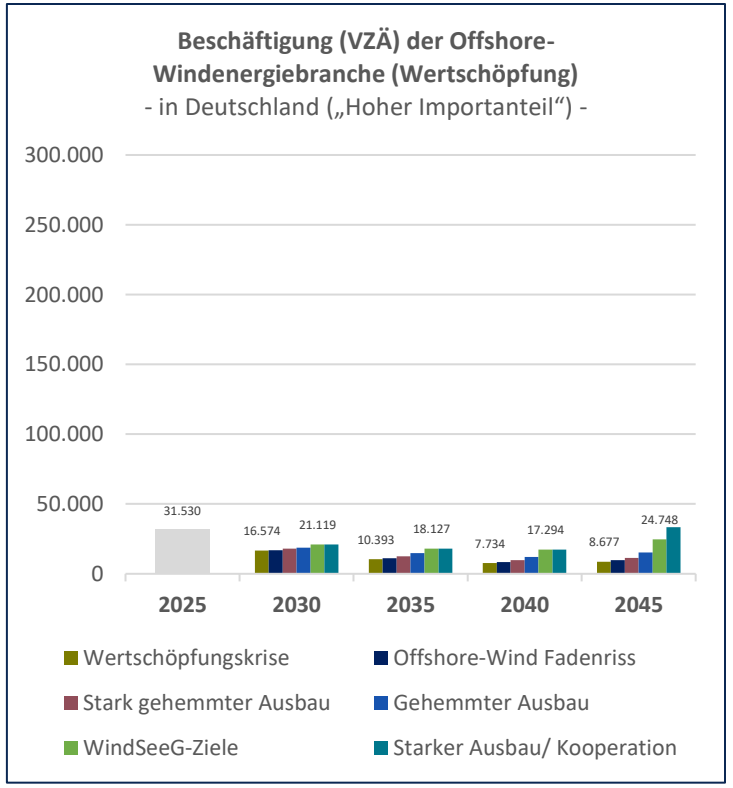
3. Prognose – Ausblick bis 2045

3.3 Beschäftigung (VZÄ)

Der Offshore-Wind-Ausbau bietet erhebliche Beschäftigungspotenziale entlang der gesamten Wertschöpfungskette, deren Wirkung in Deutschland jedoch stark vom inländischen Wertschöpfungsanteil abhängt. Im liberalisierten Markt bleibt die Beschäftigung selbst bei Erreichen der WindSeeG-Ziele bis 2045 unter dem heutigen Niveau.



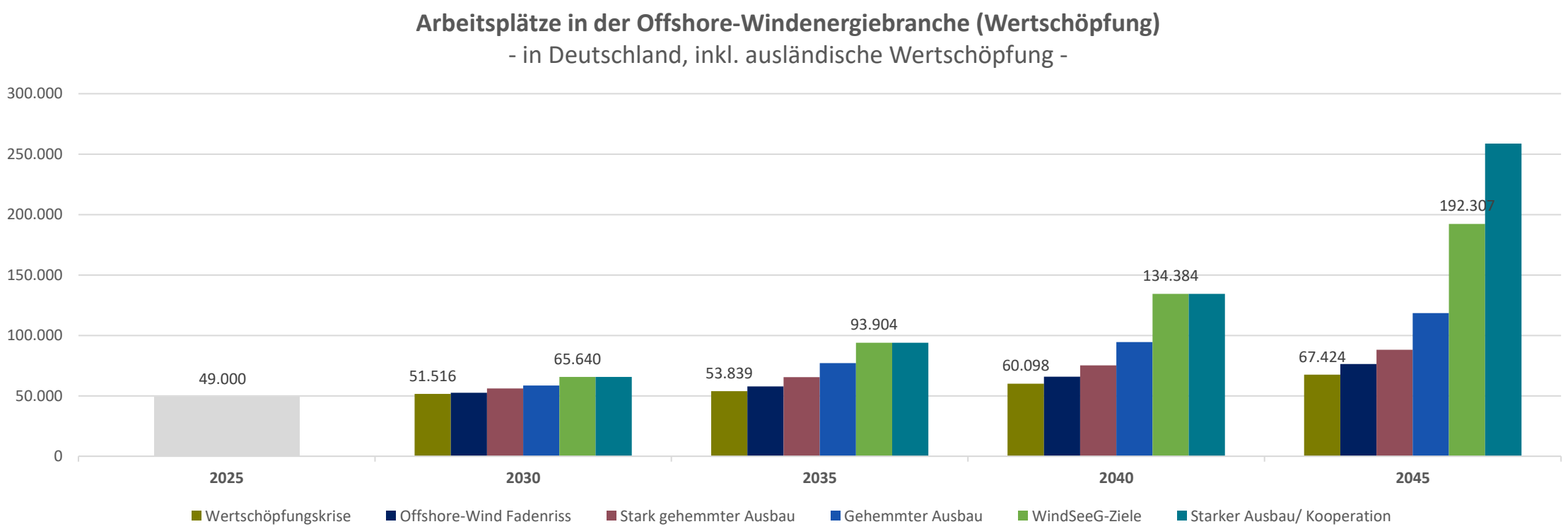




3. Prognose – Ausblick bis 2045

3.4 Entwicklung der Arbeitsplätze

Die Zahl der Arbeitsplätze entlang der Offshore-Windenergie-Wertschöpfungskette steigt unter Berücksichtigung in- und ausländischer Wertschöpfung in allen Szenarien, jedoch mit stark unterschiedlicher Dynamik. Während in der „Wertschöpfungskrise“ bis 2045 nur rund 69.000 Arbeitsplätze erreicht werden, sind es bei einem starken Ausbau mit Kooperation rund 266.000 Arbeitsplätze.



4. Fazit

Die Offshore-Windenergie läuft durch die aktuellen Marktentwicklungen, den Verzögerungen bei den Ausschreibungen sowie zunehmender Konkurrenz aus China Gefahr, in einen Abbruch bedeutender Teile der Wertschöpfungskette zu kommen - in Deutschland und Europa.

Die neuen Szenarien – mit deutlich geringerem Ausbaupfad, insbesondere in den nächsten Jahren – führen zu ggf. dramatischen Entwicklungen:

1. Der Offshore-Wind-Ausbau bleibt deutlich hinter den gesetzlichen Zielen zurück: In den unteren Szenarien werden bis 2030 nur rund 55 %, bis 2035 bzw. 2045 rund 50 bis 60 % der jeweiligen Ausbauziele erreicht.
2. Die Projektpipeline verliert dadurch an Kontinuität: Verschobene Ausschreibungen, verzögerte Netzanbindungen und unsichere Großprojekte führen zu Auftrags- und Auslastungslücken bei Herstellern und Zulieferern.
3. Die Folgen sind bereits in der Industrie angekommen: Stellen werden abgebaut und Produktionskapazitäten geraten unter Druck, während gleichzeitig der Wettbewerbs- und Importdruck – insbesondere aus China – zunimmt. Dabei bestehen in Teilen ungleiche Wettbewerbsbedingungen mit China. Als erstes spüren dies – aktuell schon – die Fundamenthersteller, die bereits den Abbau von Arbeitsplätzen ankündigen mussten.

Fortsetzung

4. Fazit

Die Offshore-Windenergie läuft durch die aktuellen Marktentwicklungen, den Verzögerungen bei den Ausschreibungen sowie zunehmender Konkurrenz aus China Gefahr, in einen Abbruch bedeutender Teile der Wertschöpfungskette zu kommen - in Deutschland und Europa.

4. Durch die aktuell drohenden Auftragslücken und bei einem Abwandern der Wertschöpfung ins Ausland riskiert Deutschland, bis zum Jahr 2045 bis zu 115.000 Vollzeitäquivalenten (VZÄ, entspricht ca. 180.000 Arbeitsplätzen) zu verlieren und zusätzliche Beschäftigungspotenziale nicht zu realisieren:[1]
    1. Von den heute (Stand 2025) ca. 31.500 VZÄ (entspricht ca. 49.000 Arbeitsplätzen) bleiben nur ca. 9.000 VZÄ erhalten, d.h. 22.500 (entspricht ca. 35.000 Arbeitsplätzen) vorhandene Arbeitsplätze werden verloren gehen.
    2. Ca. 92.000 VZÄ (entspricht ca. 143.500 neuen Arbeitsplätzen) werden erst gar nicht in Deutschland entstehen, da die Zulieferindustrie wegbricht und durch ausländische Wertschöpfung ersetzt wird.
    3. Bereits bis zum Jahr 2030 riskiert Deutschland, bis zu 15.000 VZÄ (entspricht ca. 23.000 Arbeitsplätzen) zu verlieren und zusätzliche Beschäftigungspotenziale nicht zu realisieren.[1]

Fortsetzung

[1] Hierzu wurden die Szenarien „WindSeeG-Ziele“ und „Wertschöpfungskrise“ gegenübergestellt. Der Referenzwert umfasst auch ausländische Wertschöpfung; die Aussagen zum deutschen Beschäftigungspotenzial setzen voraus, dass dieses Gesamtpotenzial grundsätzlich in Deutschland realisiert werden könnte. Im Krisenszenario wird ein Importanteil von bis zu 80 % bzw. ein inländischer Wertschöpfungsanteil von 20 % unterstellt. Die Umrechnung von VZÄ in Arbeitsplätze erfolgt mit dem Faktor ca. 1,6. Alle Angaben sind gerundet.

4. Fazit

Die Offshore-Windenergie läuft durch die aktuellen Marktentwicklungen, den Verzögerungen bei den Ausschreibungen sowie zunehmender Konkurrenz aus China Gefahr, in einen Abbruch bedeutender Teile der Wertschöpfungskette zu kommen - in Deutschland und Europa.

5. Ebenfalls geht sehr viel Wertschöpfung im Sinne von Umsatz jedes Jahr an Deutschland vorbei: statt 20 Mrd. Euro werden nur noch 8 Mrd. Euro im Jahr 2030 und statt 57 Mrd. Euro nur noch 4 Mrd. Euro im Jahr 2045 umgesetzt, sofern der Ausbau abbricht, die aktuellen Projekte nicht realisiert werden und – auch dadurch – die Wertschöpfung ins Ausland abwandert bzw. der Importanteil steigt.[1]
    1. Bereits bis zum Jahr 2030 riskiert Deutschland, bis zu 12 Mrd. Euro Umsatz pro Jahr zu verlieren, was einen kumulierten Umsatzausfall von über 35 Mrd. Euro bedeutet.
    2. Bis zum Jahr 2045 werden es bis zu 53 Mrd. Euro Umsatz pro Jahr Verlust sein. Das bedeutet einen kumulierten Umsatzausfall in Höhe von über 550 Mrd. Euro.[1]

[1] Hierzu wurden die Szenarien „WindSeeG-Ziele“ und „Wertschöpfungskrise“ gegenübergestellt. Der Referenzwert umfasst auch ausländische Wertschöpfung; die Aussagen zum deutschen Beschäftigungspotenzial setzen voraus, dass dieses Gesamtpotenzial grundsätzlich in Deutschland realisiert werden könnte. Im Krisenszenario wird ein Importanteil von bis zu 80 % bzw. ein inländischer Wertschöpfungsanteil von 20 % unterstellt. Die Umrechnung von VZÄ in Arbeitsplätze erfolgt mit dem Faktor ca. 1,6. Alle Angaben sind gerundet.

www.wasteresearch.de www.trendresearch.de www.windresearch.de

value through information.

Copyright

Copyright

wind**:research** c/o
trend**:research** GmbH
Institut für Trend- und Marktforschung
Parkstraße 123 | 28209 Bremen
Tel.: +49 (0) 421 . 43 73 0-0 | Fax: +49 (0) 421 . 43 73 0-11

Die Präsentation, Daten, kartografische Darstellungen und Auswertungen sowie die dazugehörigen Dokumentationen einschließlich aller ihrer Teile sind urheberrechtlich geschützt.

Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne schriftliche Zustimmung von trend**:research** unzulässig und strafbar. Der Auftraggeber erwirbt an den digitalen Produkten kein Eigentum, sondern ein nicht ausschließliches und nicht übertragbares Nutzungsrecht an den ihm überlassenen Daten. Es ist untersagt, Grafiken und/ oder Daten an Dritte zu verschenken, zu vermieten, zu verkaufen, zu verleihen, zu verbreiten oder anderweitige Nutzungsmöglichkeiten Dritten einzuräumen. Dies gilt vor allem für die Reproduktion oder Vervielfältigung in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrokopie oder andere Verfahren), die Einspeicherung und Verarbeitung in Dokumentations- und Informationssysteme jeder Art sowie für Übersetzungen.
Die von trend**:research** erzielten Arbeitsergebnisse (insbesondere grafische und kartografische Darstellungen, Auswertungen sowie Tabellen) sind ausschließlich für die interne Nutzung durch das erwerbende Unternehmen bestimmt. Veröffentlichungen außerhalb des Unternehmens sowie Veröffentlichungen im Internet sind ohne Zustimmung von trend**:research** nicht zulässig.
trend**:research** weist ausdrücklich darauf hin, dass Karten und Daten urheberrechtlich geschützt sind und geistiges Eigentum von trend**:research** bleiben. Bei Verletzung dieser Vertragsbedingungen hat trend**:research** das Recht, Schadensersatzansprüche geltend zu machen. Das Lieferformat der digitalen Grafiken und sonstigen Daten benennt trend**:research** in seinen Angeboten.
Die Daten und Informationen aus Primär- und Sekundärforschung für die - und in der Präsentation wurden mit größtmöglicher Sorgfalt, Vertraulichkeit und Aktualität erhoben, aufbereitet und dargestellt. Trotz dieser Vorkehrungen können weder trend**:research** noch einzelne Autoren für die Vollständigkeit, Richtigkeit und Fehlerlosigkeit der Inhalte garantieren.

Copyright Bremen 2026

Marktentwicklung
Szenarien (Unterszenarien - Wertschöpfung)

	„Hohe lokale/regionale Wertschöpfung“	„Hoher Importanteil“
Konkurrenzsituation (insb. CN)	sehr hoch (starker Preisdruck, EU-Kapazitätsabbau)	mittel (EU-Skalierung/Resilienz-Kriterien dämpfen Druck)
„Schutzmaßnahmen“ durch EU	stark (stringente Resilienz-/Nachhaltigkeitskriterien, koordinierte Industriepolitik)	moderat (Kriterien punktuell, begrenzte Förderimpulse)
„Schutzmaßnahmen“ durch DE	Vgl. EU; Umsetzung in Ausschreibungskriterien, zusätzlich ausgewählte Fördermaßnahmen des Bundes sowie einzelner Bundesländer (insb. Infra- und Suprastruktur)	Vgl. EU Ausschreibungen: gering/keine Schutzmaßnahmen (Primat „niedrigster Preis/geringste Kosten“)
Anteil Wertschöpfung in DE[1] 2030	80 %	50 %
Anteil Wertschöpfung in DE 2035	80 %	30 %
Anteil Wertschöpfung in DE 2040	80 %	20 %
Anteil Wertschöpfung in DE 2045	80 %	20 %

[1] Annahmen der Prämisse; keine Prognose. Erwarteter Einfluss auf Europa ähnlich (ggf. nicht so stark wie in DE), durch den Wettbewerb (insb. aus den asiatischen Ländern)