

Digitale Dialogveranstaltung zum ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037/2045 (2025)

16. Dezember 2025



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM



Agenda

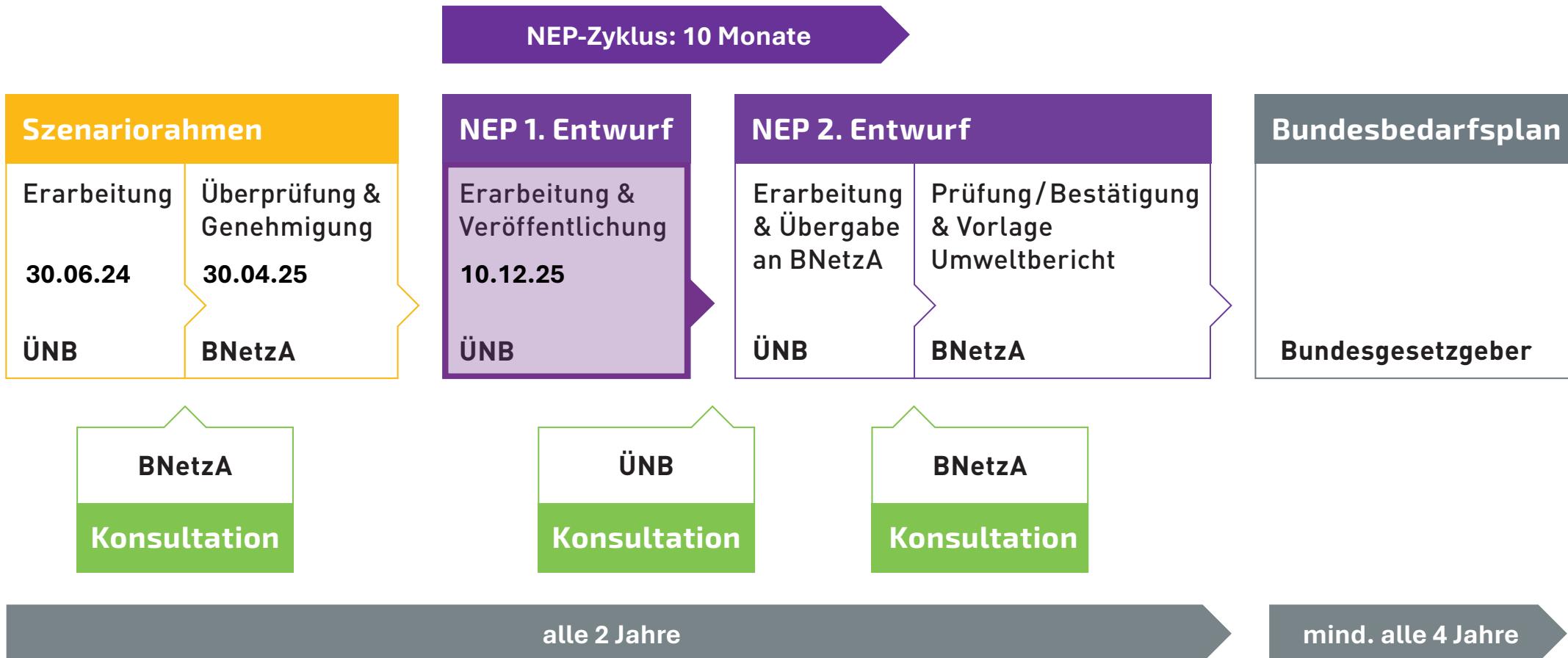
- 1 Einleitung
- 2 Szenariorahmen und Marktmodellierung
- 3 Zielnetzentwicklung Offshore und Onshore
- 4 Ausblick

1 Einleitung



Gesamtprozess NEP Strom gem. § 12a/b EnWG

Konsultationszeitraum vom 10.12.25 bis 14.01.26



NEP Strom 2037/2045 (2025), erster Entwurf

Untersuchungsumfang



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

1. Entwurf

10.12.2025

Inhalte

1. Ergebnisse der Marktsimulation und Netzanalysen der Szenarien **A/B 2037 und A/B 2045**
2. Ergebnisse erster **Kosten-Nutzen-Analysen (CBA)** der noch nicht im NEP 2037/2045 (2023) bestätigten Interkonnektoren



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

2. Entwurf

vrsl. März 2026

Inhalte

1. Ergebnisse der Marktsimulation und Netzanalysen der Szenarien **C 2037 und C 2045**
2. Ergebnisse der **Spannungsberechnungen** auf Basis des Szenarios B 2037 und der Analysen zum Trendszenario 2032
3. Ergebnisse weiterer **Kosten-Nutzen-Analysen (CBA)** der noch nicht im NEP 2037/2045 (2023) bestätigten Interkonnektoren



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

Sonderveröffentlichung

vrsl. Ende April 2026

Inhalte

1. Ergebnisse der Marktsimulation und Netzanalysen des **Szenarios A2037+**
2. Ergebnisse weiterer **Kosten-Nutzen-Analyse (CBA)** der noch nicht im NEP 2037/2045 (2023) bestätigten Interkonnektoren

NEP Strom 2037/2045 (2025), erster Entwurf

Executive Summary 1/2



Die Marktverknappung bei technischen Komponenten und Dienstleistungen haben zu einer erheblichen Kostensteigerung von Netzausbauvorhaben gegenüber früheren Annahmen geführt:

- › **Kostensteigerungen haben Einfluss auf die Zielnetzentwicklung**

Der neue NEP zielt stärker darauf ab, ein Optimum zwischen AC-, DC-Vorhaben und verbleibendem Engpassmanagementbedarf unter Wahrung der Netzsicherheit zu finden:

- › **In den Zielnetzen verbleibt ein höherer Engpassmanagementbedarf mit geringerer Netzmenge**

Mit dem vorliegenden NEP gelingt eine kosteneffiziente Integration von Windenergie auf See:

- › **Im Rahmen der Offshore-Optimierung werden Flächenneuzuschnitte, Überbauung von Windparks sowie die Steigerung der Übertragungsleistung betrachtet**

NEP Strom 2037/2045 (2025), erster Entwurf

Executive Summary 2/2

Die Bundesnetzagentur hat im April den Szenariorahmen mit einer deutlichen Spreizung der Szenarien bestätigt:

- › **Übertragungsnetzbetreiber schätzen die technologische und energiewirtschaftliche Ausrichtung im Szenario A als robust ein.**

Im Vergleich zum vorherigen NEP zeigen sich die HGÜ-Verbindungen DC42 und DC42plus in fast allen Szenarien robust (wenngleich nunmehr als Freileitung),....

- › ... wohingegen DC40, DC40plus und DC41 in diesem NEP nicht mehr Teil eines volkswirtschaftlich effizienten Klimaneutralitätsnetzes sind.

Die Investitionskosten im Szenario A belaufen sich auf rund 360 Mrd. €:

- › **Wesentliche Einsparpotenziale ergeben sich insbesondere durch die Verringerung der Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) sowie der landseitigen HGÜ gegenüber dem NEP 2037/2045 (2023) in Höhe von ca. 80 Mrd. € bis 2045.**

2 Szenariorahmen und Marktmodellierung



Überblick Szeniorahmen

„Szenarien sollen für neue Bundesregierung anschlussfähig sein“



Genehmigter Szeniorahmen betrachtet erneut ein klimaneutrales Energiesystem 2045

- Vier Szenarien für 2037 und drei Szenarien für 2045
- Breiterer Szenariotrichter als im NEP 2037/2045 (2023)
- Zusätzliche Untersuchung eines Trendszenarios 2032 als Zwischenschritt zu den gesetzlichen Stützjahren

„Verlangsamte Elektrifizierung“: Entwicklungspfad A

- Geringste Dimensionierung des Stromsystems, Stromverbrauch unter dem Niveau des NEP 2037/2045 (2023)
- Höchster H2-Bedarf, größter H2-Import
- EE-Ausbau unterhalb der politischen Ziele

Überblick Szeniorahmen

„Szenarien sollen für neue Bundesregierung anschlussfähig sein“



„Sektorübergreifendes Szenario“: Entwicklungspfad B

- Abgestimmte Mantelzahlen für Kraftwerke und Elektrolyse zwischen den NEP Strom und Gas/H2
- Orientierung an den Ankerpunkten der Systementwicklungsstrategie, Fokussierung auf Elektrifizierung
- EE-Ausbau entlang der energiepolitischen Ziele im EEG/WindSeeG

Europäisches Ausland bildet aktuelle energiepolitische Entwicklungen in Nachbarländern ab

- Szenario „National Trends+“ aus TYNDP 2024 als Grundlage für das Ausland und Preise
- Umsetzung eines Flow-Based Market-Coupling-Ansatzes in 2037

Überblick Szenariorahmen

Ausgewählte Szenarioparameter

Wesentliche Szenariokennzahlen		Bestand 2024	NEP 2037/2045 (2023)		NEP 2037/2045 (2025)			
			B 2037	B 2045	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Last	 Bruttostromverbrauch [in TWh]	518	961	1.106	845	948,2	1027,4	1.181,9
	 Großverbraucher		„100 % Planung“		„Fortgeschrittene Planung“		„Fortgeschrittene Planung“ + 25 % „Planung“	
Stromerzeugung	 Onshore Wind [in GW]	63,5	158,2	160	126,6	143,5	158,2	160
	 Offshore Wind [in GW]	9,2	58,5	70	50	60	56	70
Flexibilitäten	 Photovoltaik [in GW]	99,8	345,4	400	270	315	345,4	400
	 Thermische Kraftwerke [in GW]	75,8	39,4	35,6	48,2	62,5	64,2	83,5
Sektorenkopplung	 Batteriespeicher [in GW] (davon Großbatteriespeicher [in GW])	11,6 (1,7)	91,1 (23,7)	141 (43,3)	87,8 (41,1)	100,8 (41,1)	127,1 (67,6)	141,3 (67,6)
	 Elektrolyseure [in GW]	0,2	26	50	20	31,6	42	58,5
	 Wärmepumpen [Anzahl in Mio.]	2	14,3	16,3	7,7	11,3	8,7	13,3
	 Elektromobilität [Anzahl in Mio.]	2,4	31,7	37,3	27,8	36,8	33,6	44,5

Energiewende-Monitoring

Der NEP erfüllt die Schlüsselmaßnahmen aus dem Energiewende-Monitoring des BMWE

-  Ehrliche Bedarfsermittlung und Planungsrealismus
-  Unterschreitung der Sektorziele in Pfad A – Nutzung des Pfads als „Referenz“-Pfad unter den 4 ÜNB

-  Netze, Erneuerbare Energien und dezentrale Flexibilität synchron ausbauen
-  Anwendung von Freileitungsmonitoring und Überbauung in Netzplanung – Prüfung von Kabel- und Freileitungsverlegung

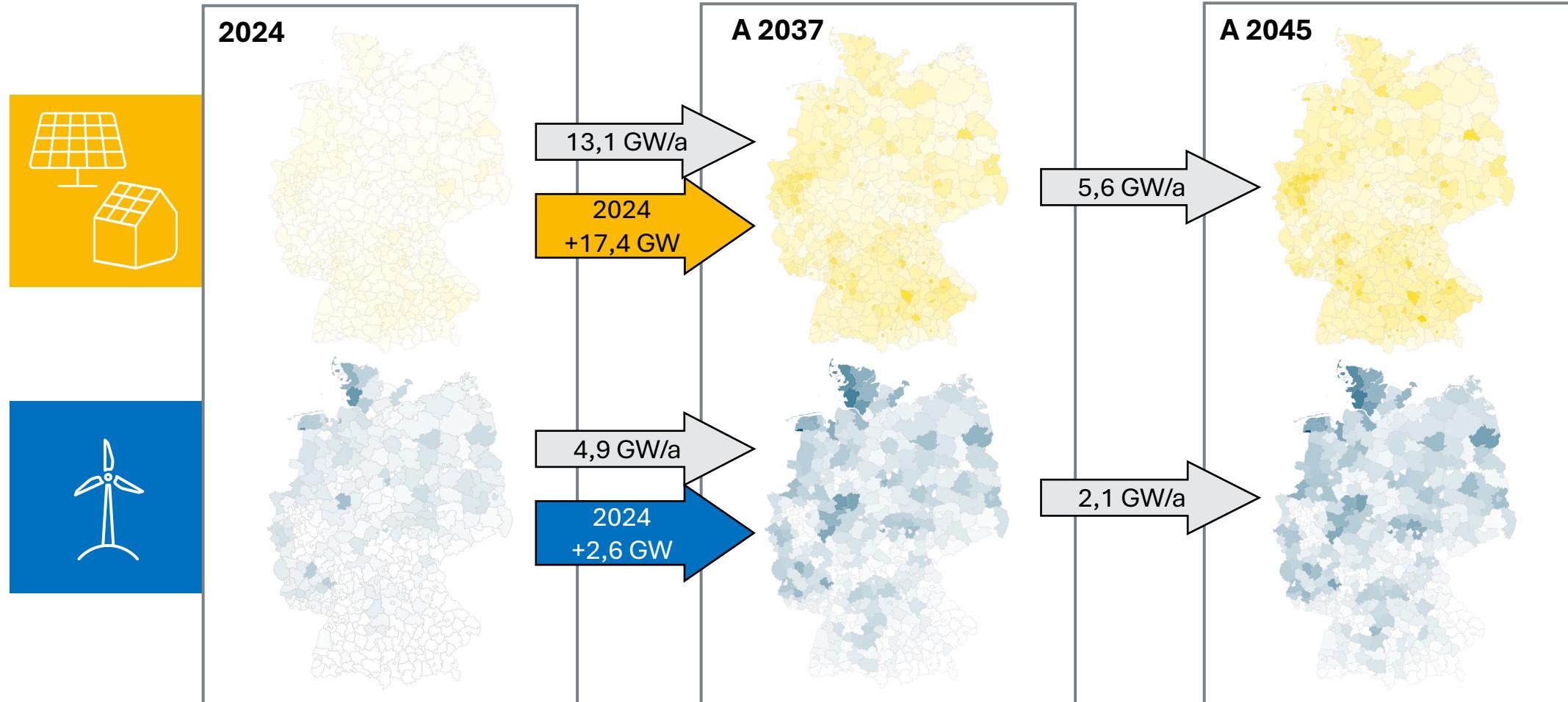
-  Flexibilität und Digitalisierung des Stromsystems voranbringen
-  Marktgetriebener Einsatz von Batteriespeichern, E-KFZ und Wärmepumpen im NEP

-  Wasserstoff-Hochlauf pragmatisch fördern, überkomplexe Vorgaben abbauen
-  Abgestimmte Planungsdaten für Wasserstoffkraftwerke und Elektrolyseure zwischen ÜNB & FNB

-  CCS/CCU als Klimaschutztechnologie etablieren
-  CCS/CCU in Szenario A implizit berücksichtigt zur Senkung der CO₂-Emissionen

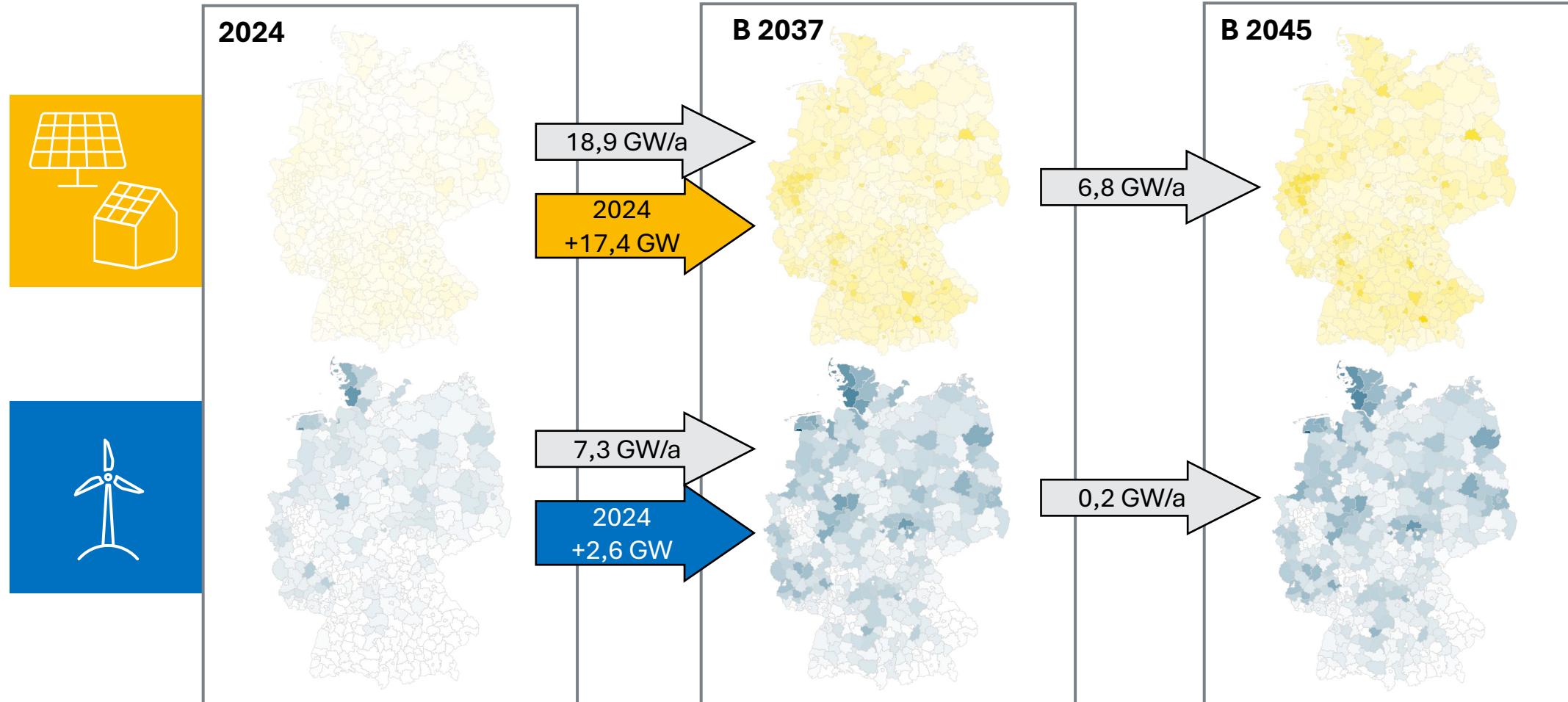
Regionalisierung von Onshore-Wind und PV-Anlagen

Entwicklung von heute bis 2045 – Szenariopfad A



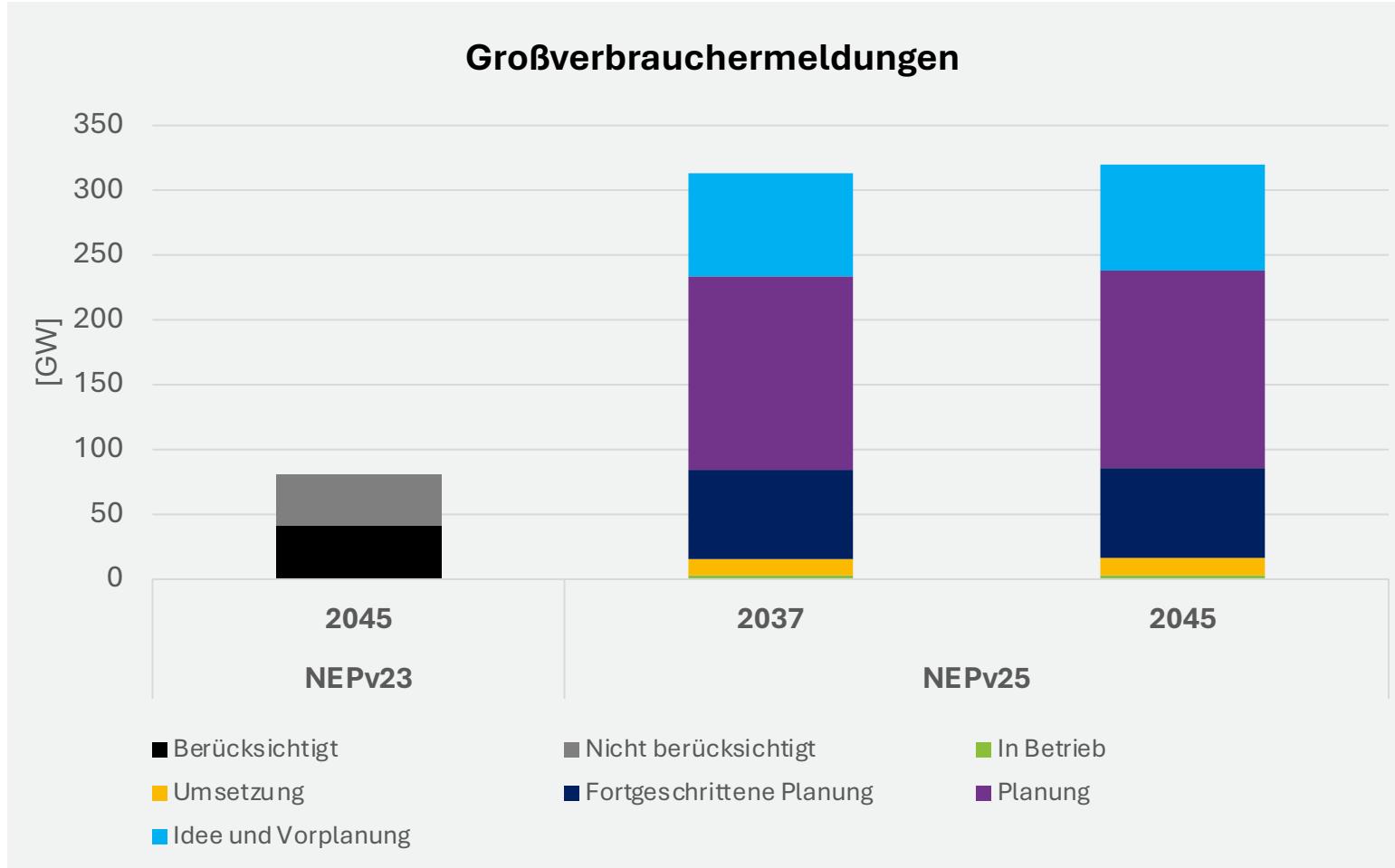
Regionalisierung von Onshore-Wind und PV-Anlagen

Entwicklung von heute bis 2045 – Szenariopfad B



Großverbraucherabfrage

Leistung übersteigt die des letzten NEP deutlich



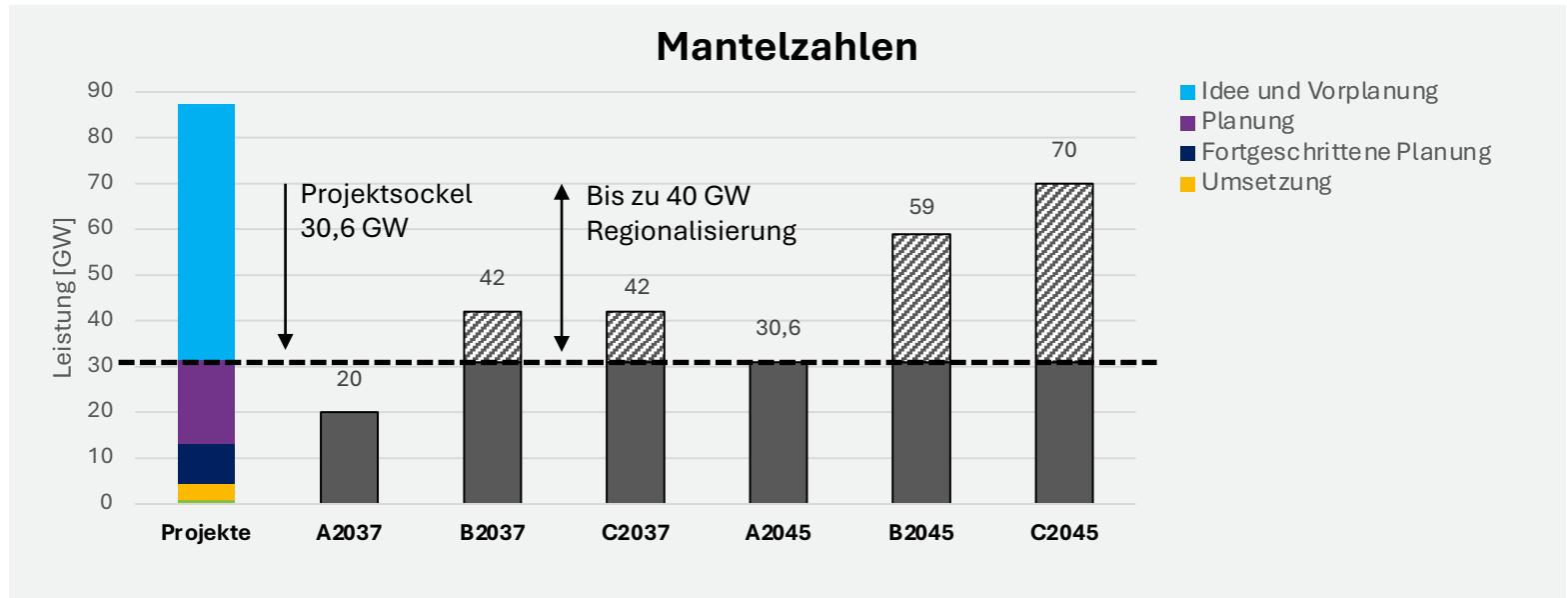
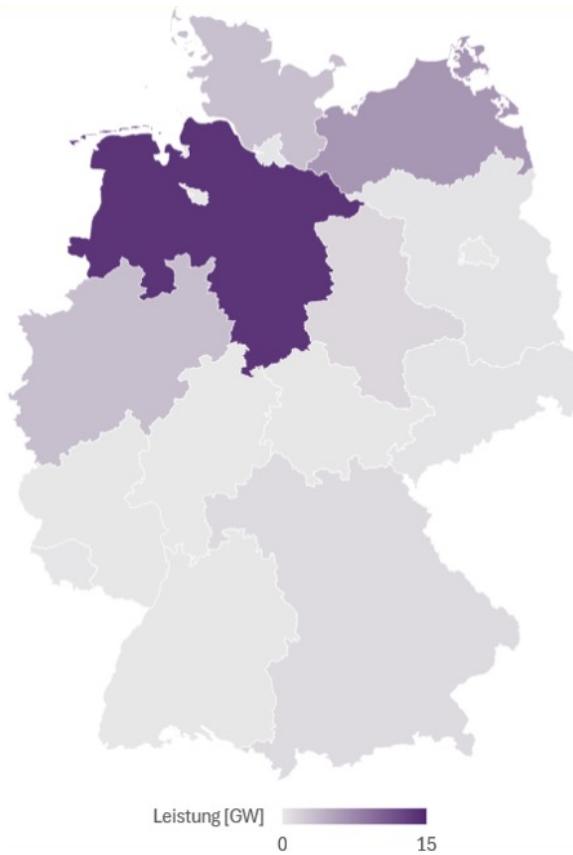
Online-Marktabfrage

- › Meldezeitraum erster gemeinsamer Marktabfrage: Februar bis März 2024
- › Weitere Aktualisierung im Rahmen der Konsultation zum Szeniorahmen
- › Letztes Update der ÜNB-Meldungen: März 2025

Power-to-Gas

Konsolidierte P2G-Liste mit FNB berücksichtigt ausschließlich Projekte aus Marktabfrage

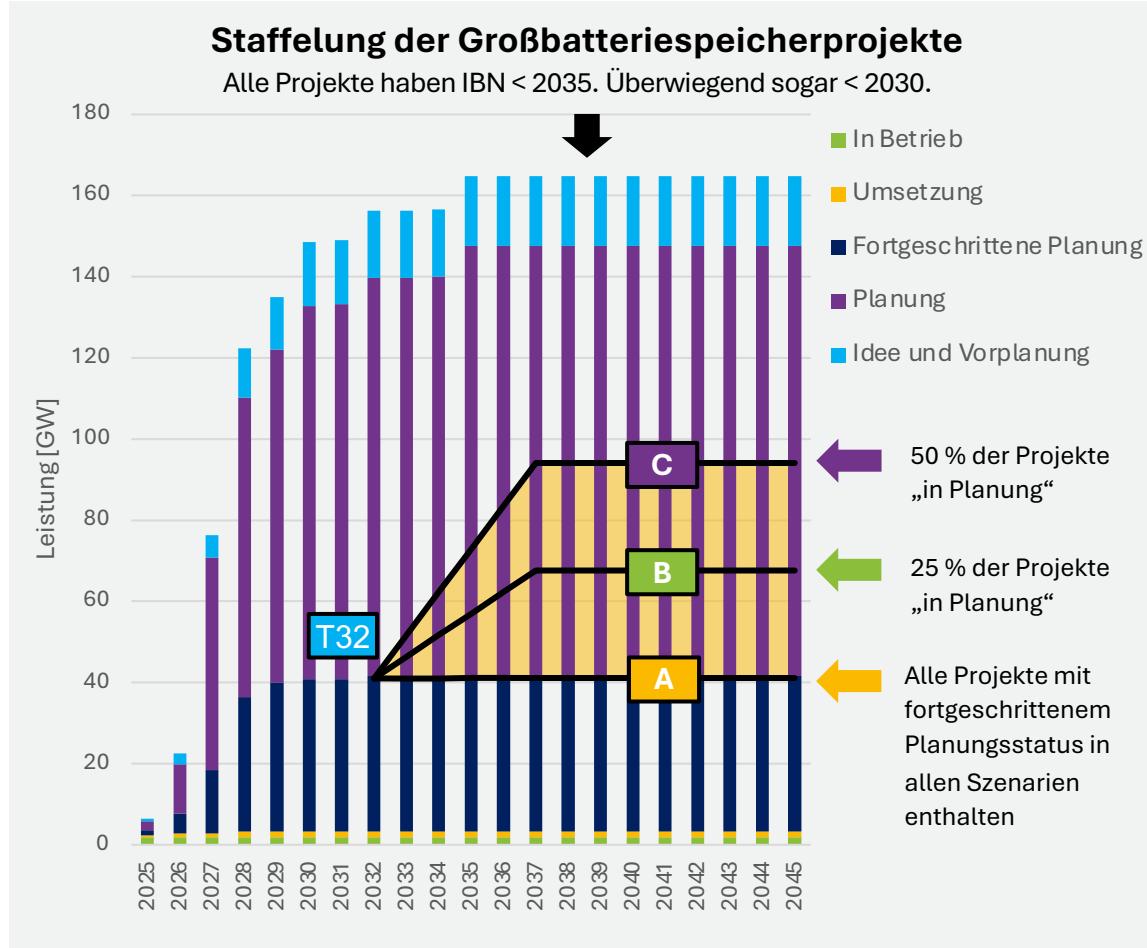
Projektsockel 30,6 GW



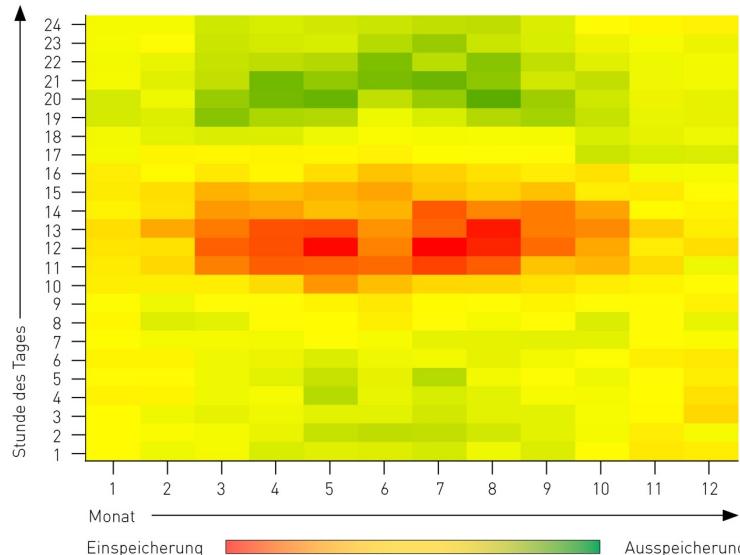
- > In Großverbraucher-Web-App (ÜNB/FNB) hinterlegte Projekte mit Status > Projektidee berücksichtigt als Projektsockel von **30,6 GW** für Mantelzahlen
- > **Projektsockel stark nördlich verortet + hohe Leistung in NRW**
- > Abbildung des Offshore-Elektrolyseprojekts Aquaventus (1 GW zusätzlich) lediglich im Gasnetz
- > Mantelzahl in A 2045 als Projektsockel
- > Über Projektsockel hinausgehende Leistung in B37/C37/B45/C45 **netzdienlich regionalisiert**

Großbatteriespeicher

Szenarien bilden hohe Zahl an Großbatteriespeicherprojekten ab



- > Mantelzahlen für Großbatteriespeicher im NEPv2025 ausschließlich auf Basis von Projektmeldungen
- > Lediglich Berücksichtigung von fortgeschrittenen Projekten im Trendszenario sowie im A-Pfad; kein Zubau zwischen den Szenariojahren durch frühe Inbetriebnahme
- > Verhältnis Speichervolumen zu Leistung wird mit 2 h in allen Szenarien angenommen



Durch Orientierung am Strompreis speichern Großbatteriespeicher überwiegend Mittags ein (PV-Überschüsse) und Abends aus und tragen damit zur zeitlichen Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch im EE-geprägten System bei.

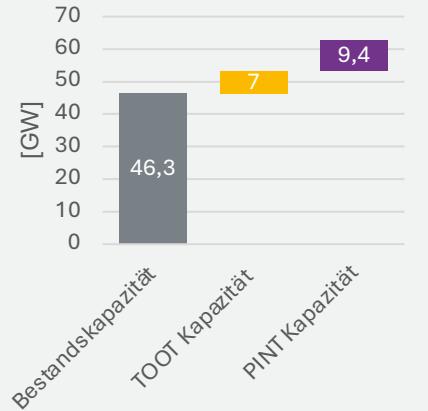
Interkonnektoren

Zunehmende Vernetzung von DE mit Nachbarn

Grenzüberschreitende Vorhaben	Konzept	Nord-/ Ostsee	Partner land	Anbin- dung in DE	Geplante Kapazität [MW]	TYNDP Projekt-nummer	Regionale AG
UK – DE Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase I	Hybrid	Nordsee	UK	Onshore	2.000	P1192	OTC
UK – DE Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase II	Hybrid	Nordsee	UK	NN	0*	P1193	-
NL-DE Offshore Hybrid Interconnector	Hybrid	Nordsee	NL	Offshore	2.000	P1213	OTC
Baltic WindConnector	Hybrid	Ostsee	EE, LV	Onshore	2000	P1211	BOGI
TYSDAN Hybrid Interconnector	Hybrid	Nordsee	DK	Onshore	2.000	P1214	OTC
Hybrid Interconnector Norway Windfarm-Continent	Hybrid	Nordsee	NO	On- oder Offshore	1.400 bzw. 2.000**	P1200	OTC
Green Agean	Punkt-zu-Punkt	-	GR	Onshore	3.000	P1231	-
Netzausbau 2. Interkonnektor Deutschland – Belgien	Punkt-zu-Punkt	-	BE	Onshore	2000**	P225	-
Hansa PowerBridge 1	Punkt-zu-Punkt	Ostsee	SE	Onshore	700	P176	BOGI
Hansa PowerBridge 2	Punkt-zu-Punkt	Ostsee	SE	Onshore	700	P267	BOGI
DC-Interkonnektor Deutschland – Schweiz	Punkt-zu-Punkt	-	CH	Onshore	2.000	P1058	-

Handelskapazitäten im NEPv25

- Annahme von 53 GW Handelskapazitäten (inkl. TOOT-Projekte) nach Deutschland für 2045 im NEPv25
- Bewertung von 16,4 GW an neuen Handelskapazitäten in diesem NEP**
- Erstmalige Untersuchung von mehr hybriden Interkonnektoren als Punkt-zu-Punkt-Projekten



- Systementwicklungsstrategie prognostiziert mit Langfristszenarien einen Bedarf an Handelskapazitäten in Größenordnung von 92,4 GW für Deutschland (allerdings Prognose eines geringeren Bedarfs an Batteriespeicherns im NEPv25)
- Zwischen Modellrechnungen der BMWE-Gutachter und TSO-Planung ergibt sich eine Differenz von 29,7 GW.

* Phase II wird beschrieben als planmäßige Erweiterung der Erzeugungsleistung um einen schottischen Windpark von 2 GW und ist ohne Erhöhung der Interkonnektorkapazität geplant.

** Anbindung des Windparks nach Norwegen mit 1,4 GW, Anbindung nach Deutschland mit 2 GW

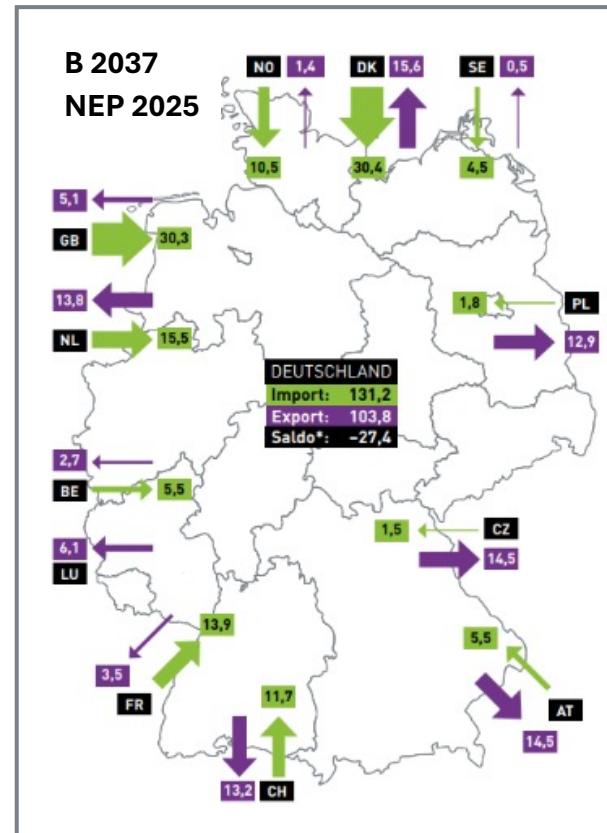
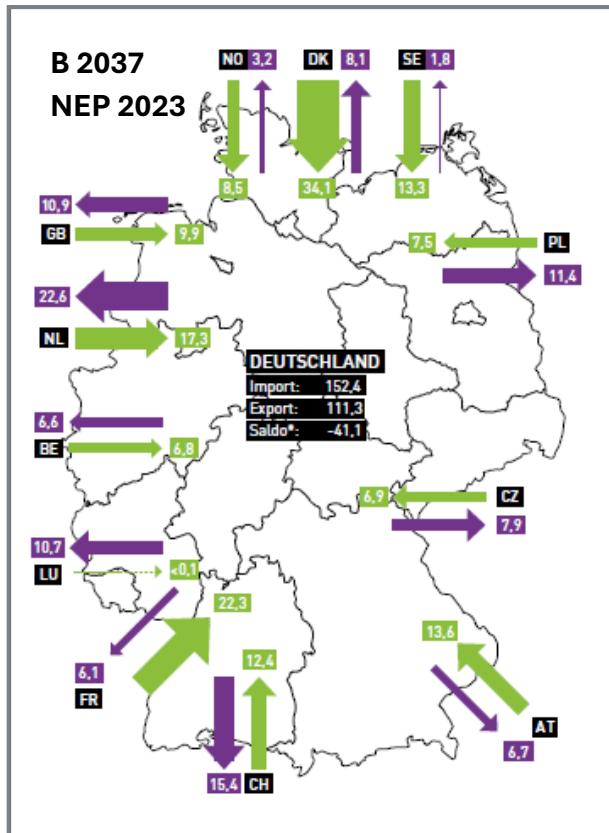
Interkonnektoren

Bewertungsmethodik aufgrund des Projektfortschritts
ggü. Szenariorahmen aktualisiert

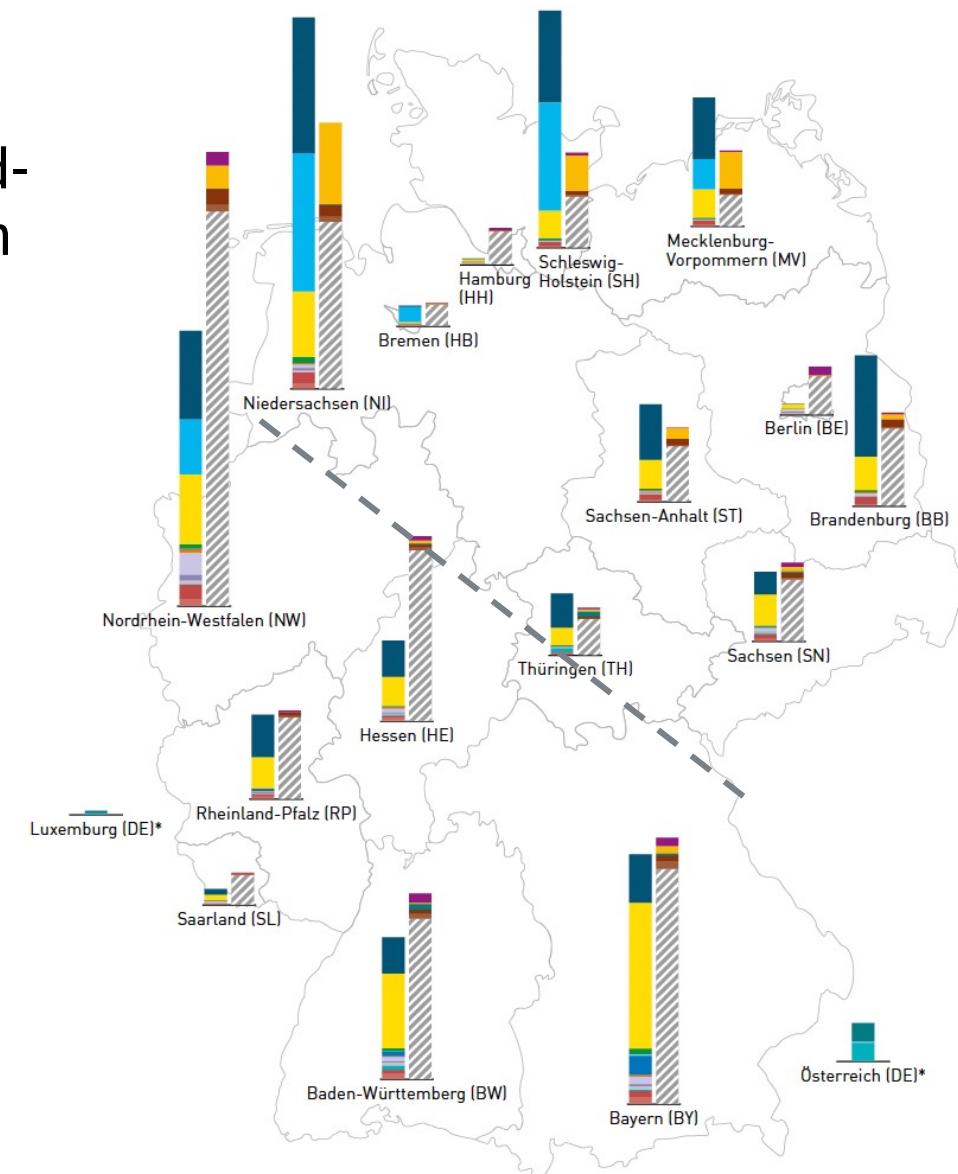
Grenzüberschreitende Vorhaben	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
UK – DE Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase I	TOOT	TOOT	TOOT	TOOT	TOOT	TOOT
UK – DE Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase II		PINT	PINT	PINT	PINT	PINT
Baltic WindConnector			TOOT	TOOT	TOOT	TOOT
TYSDAN Hybrid Interconnector				TOOT	TOOT	TOOT
NL-DE Offshore Hybrid Interconnector				PINT	PINT	PINT
Hybrid Interconnector Norway Windfarm-Continent				PINT	PINT	PINT
Green Agean	Veröffentlichung	1. Entwurf 2. Entwurf Sonderveröffentlichung	PINT	PINT	PINT	PINT
Netzausbau 2. Interkonnektor Deutschland – Belgien 1 GW Leistungserhöhung				TOOT	TOOT	TOOT
Hansa PowerBridge 1				PINT	PINT	PINT
Hansa PowerBridge 2				PINT	PINT	PINT
DC-Interkonnektor Deutschland – Schweiz 1 GW Leistungserhöhung	PINT	PINT	PINT	PINT	PINT	PINT

Marktsimulationsergebnisse

Deutschland bleibt Nettostromimporteur / Nord-Süd-Gefälle bei Erzeugung und Verbrauch bleibt bestehen



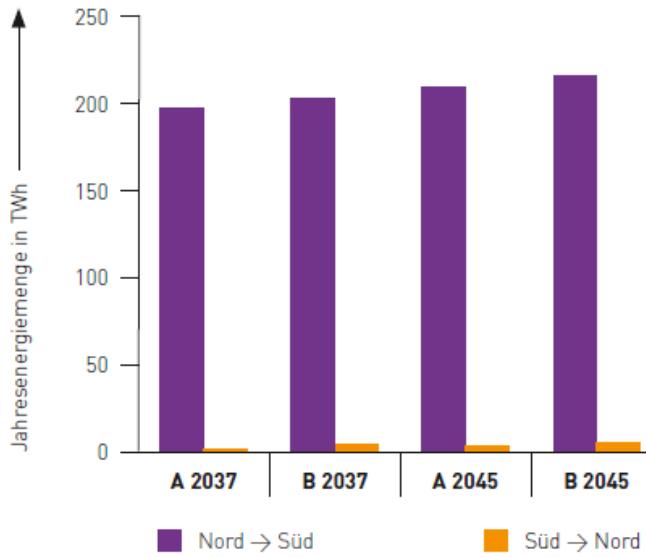
Handelsaustauschenergiemengen im Szenario B 2037 (NEP 2023 und NEP 2025)



Marktsimulationsergebnisse

Reduzierter Nord-Süd-Transportbedarf in A-Szenarien

Nord-Süd-Transportbedarf



- › Der **Nord-Süd-Transportbedarf** ist erheblich und verdeutlicht den Ausbaubedarf entlang der Nord-Süd-Achsen.
- Erklärung:*
- Erzeugungsüberschuss im Norden Deutschlands mit viel EE, Erzeugungsdefizit im Süden mit hoher Last
- TYNDP-Szenario fürs Ausland (NT+) mit aktuellen Planungen der EU-Staaten führt zu Handel von Nordeuropa nach Südeuropa
- (häufig Import in DE aus Nord-West, häufig Export nach Süd-Ost)
- Geringerer Nord-Süd-Transportbedarf in A-Pfad im Vergleich zum B-Pfad durch reduzierten Strombedarf
- › Wenige Stunden mit **Süd-Nord-Transportbedarf**, da nur in wenigen Stunden überschüssige PV-Leistung in den Norden transportiert wird.

3 Zielnetzentwicklung Offshore und Onshore

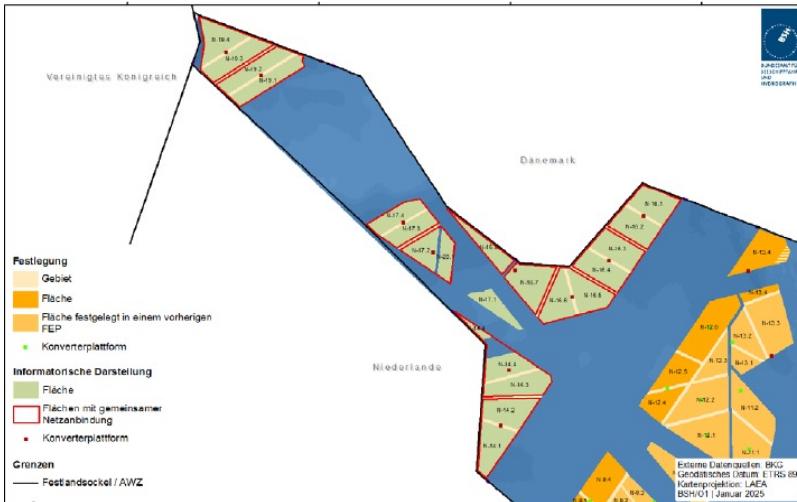


Offshore-Optimierung

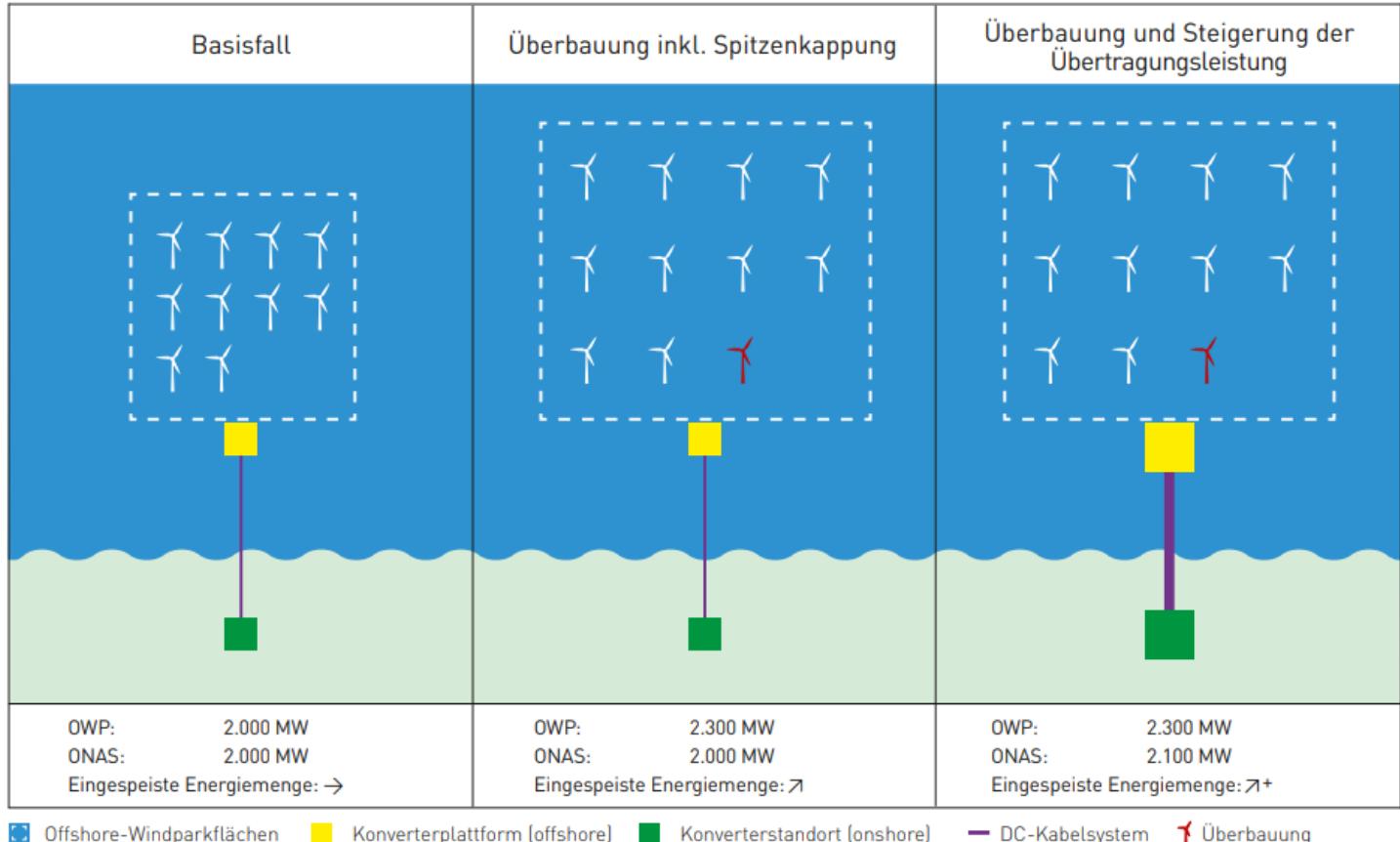
FEPv25 bildet die Grundlage für Genehmigung im Szenariorahmen

Schwerpunkte der BNetzA-Genehmigung:

- › Erhöhter Energieertrag pro Anlage durch Neuzuschnitt von OWP-Flächen
- › Überbauung der Windanlagen im Verhältnis zur Anbindungskapazität
- › Höherauslastung von 2 GW-ONAS um bis zu 10 % (= 2,2 GW)



Anwendung der ÜNB im NEP auf Basis Studie FH IWES:



Offshore-Optimierung

ÜNB legen Vorschlag zur kosteneffizienten Integration von Windenergie auf See vor → Volllaststunden ~ 3.900 h/a

Offshore-Optimierungen	Szenario A	Szenario B	Szenario C
Durchschnittliche Überbauung	Ø 15 % (2.300 MW)		Ø 9,5 % (2.300 MW)
Übertragungsleistung	2.000 MW		2.100 MW (temporär)
Mantelzahlen für 2037 Leistung / Energieertrag	50,0 GW / 165,0 TWh	56,0 GW / 184,8 TWh	56,0 GW / 184,8 TWh
Zubau ONAS bis 2037 auf Basis des FEP 2025	+ 3	+ 5	+ 5
Insgesamte OWP-Leistung / Energieertrag (gekappt)	50 GW / 172,8 TWh	54,7 GW / 190,0 TWh	54,7 GW / 194,8 TWh
Mantelzahlen für 2045 Leistung / Energieertrag	60,0 GW (+ 7,7 GW) / 204,0 TWh	70,0 GW (+ 3,7 GW) / 238,0 TWh	70,0 GW (+ 3,7 GW) / 238,0 TWh
Zubau ONAS bis 2045 auf Basis des FEP 2025	+ 10	+ 13	+ 12
Insgesamte OWP-Leistung / Energieertrag (gekappt)	59,2 GW / 214,0 TWh	70,2 GW / 256,6 TWh	67,9 GW / 250,2 TWh
Einsparung ONAS ggü. NEP 2037/2045 (2023)	- 7	- 4	- 5

Offshore-Netzausbau

In 2037 macht Offshore-Startnetz über 50 % des Investitionsvolumens aus

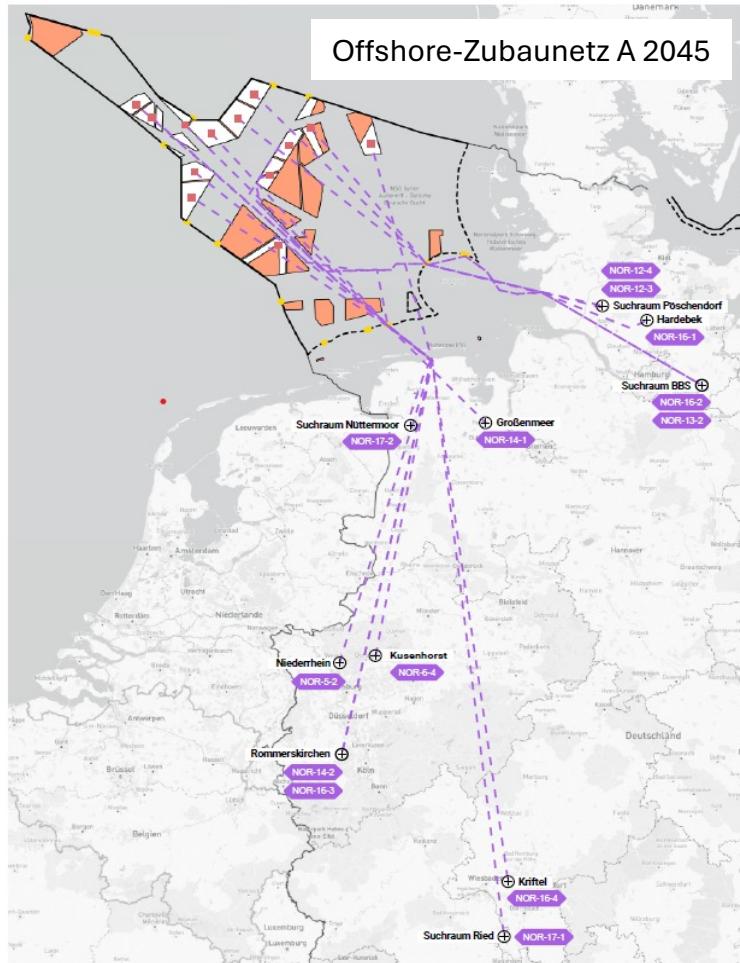


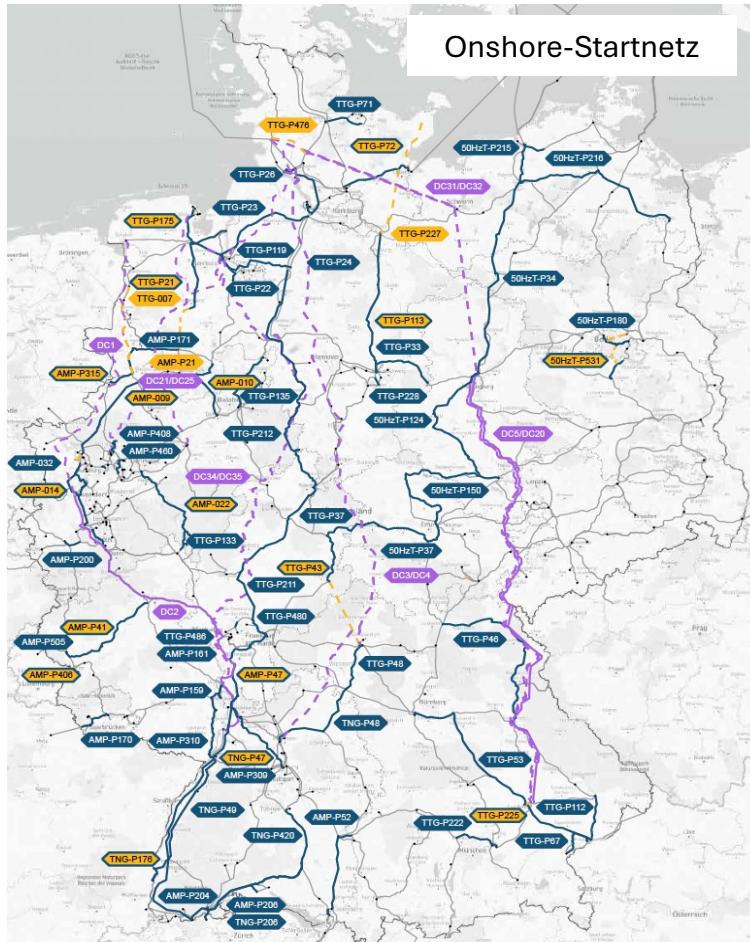
Abbildung 65: Investitionsvolumina des Offshore-Start- und Zubaunetzes je Szenario



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Onshore-Startnetz des ersten Entwurfs NEP Strom 2037/2045 (2025)

Umfang wächst gegenüber NEP 2037/2045 (2023) um 3.100 km



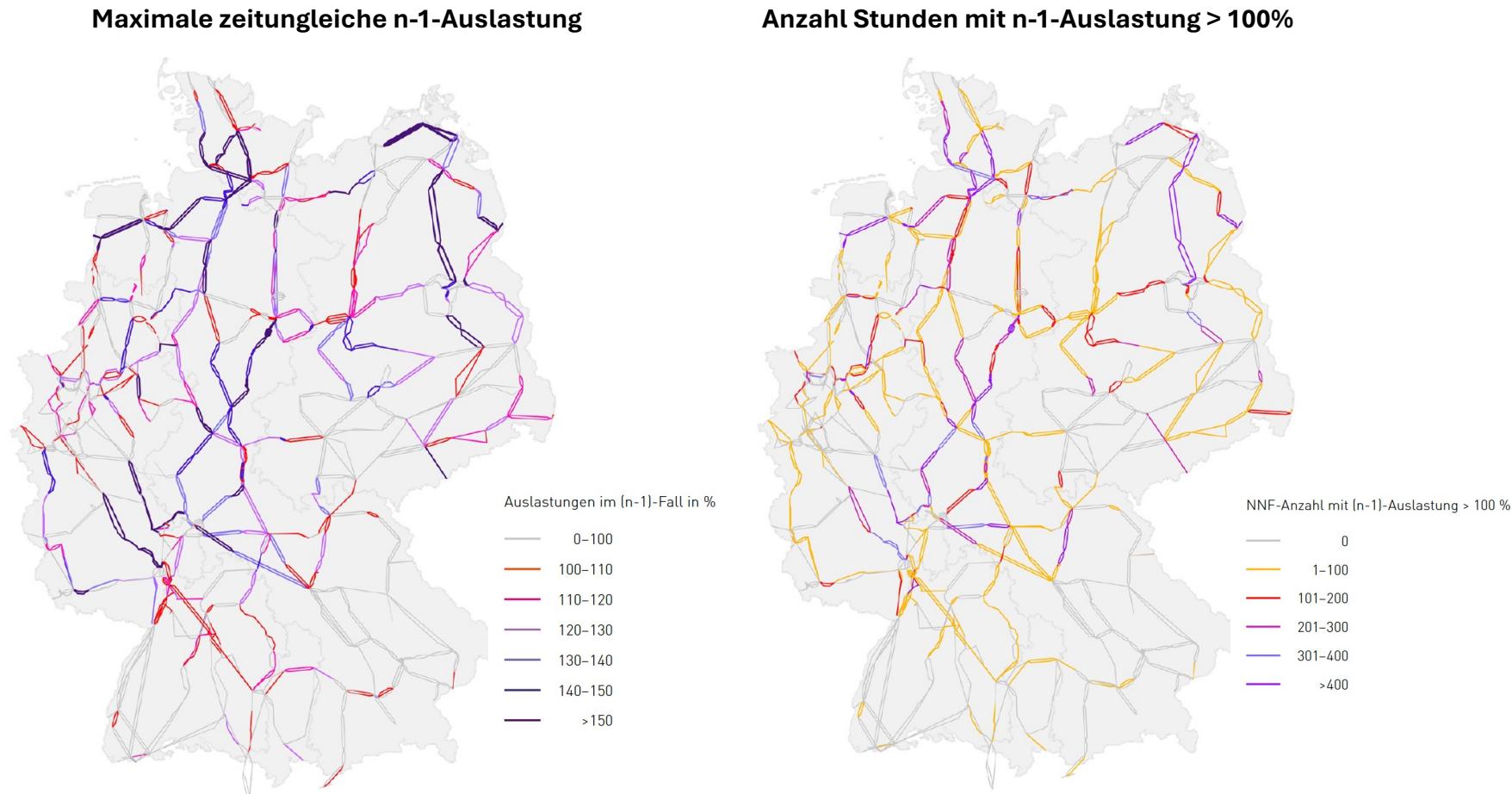
Das Startnetz besteht aus:

- › Ist-Netz (Stand Ende 2025)
 - › EnLAG-Maßnahmen
 - › in Umsetzung befindliche Maßnahmen (mind. lfd. Planfeststellungsverfahren)
 - › Maßnahmen aufgrund sonstiger Verpflichtungen (KraftNAV bzw. Industrie)



BBP-Netz nicht ausreichend

Massive Überlastungen bei Zuschaltung der Vorhaben des BBP 2024 im „kleinsten“ Szenario A 2037



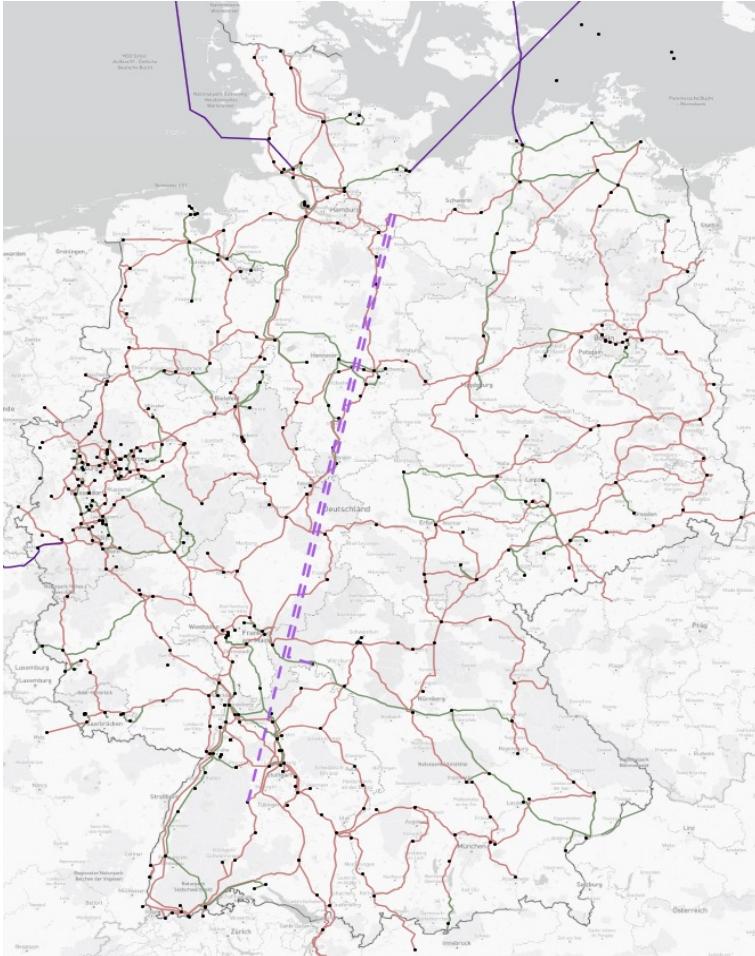
Im BBP-Netz ergeben sich großflächige Überlastungen, insbesondere auf den Nord-Süd-Achsen.

Das komplette BBP-Netz ist erforderlich, aber bei Weitem nicht ausreichend!

Identifizierung weiterer Netzausbaumaßnahmen notwendig – anhand des NOVA-Kriteriums unter Zuhilfenahme einer eigens dafür entwickelten Netzausbauheuristik

NEP Strom 2037/2045 (2025), erster Entwurf

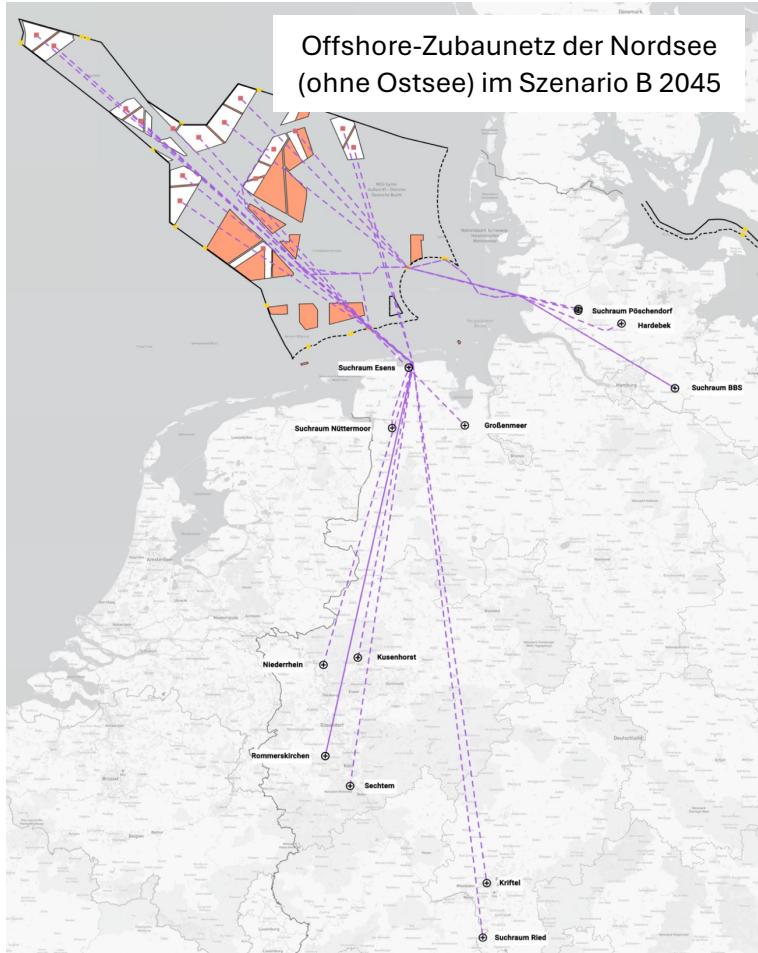
DC-Onshore-Zubaunetz bis 2045: Einspareffekte bei landseitigen HGÜ



- › Zwei bestätigte HGÜ-Projekte des NEP 2023 mit je 2 GW sind weiterhin notwendig und werden in der Kostenkalkulation des NEP 2025 als **Freileitung** statt als Kabel berücksichtigt:
 - **DC42** Sahms/Nord – Jettingen (SuedWestLink; 707 km) in allen Szenarien des 1. Entwurfs
 - **DC42plus** Sahms/Nord – Suchraum Markt Triefenstein (531 km) in allen Szenarien des 1. Entwurfs *außer A 2037*
- › Drei bestätigte HGÜ-Projekte des NEP 2023 mit je 2 GW Übertragungsleistung sind **nicht** mehr Bestandteil eines volkswirtschaftlich sinnvollen Zielnetzes:
 - **DC40** SR Nüttermoor – Streumen (OstWestLink; 560 km)
 - **DC40plus** Dörpen/West – Klostermansfeld (402 km)
 - **DC41** SR Alfstedt – Obrigheim (NordWestLink; 628 km)
- › Aufgrund des Entfalls von DC40 voraussichtlich keine Weiterverfolgung eines Multiterminal-DC-Hubs in Nüttermoor

NEP Strom 2037/2045 (2025), erster Entwurf

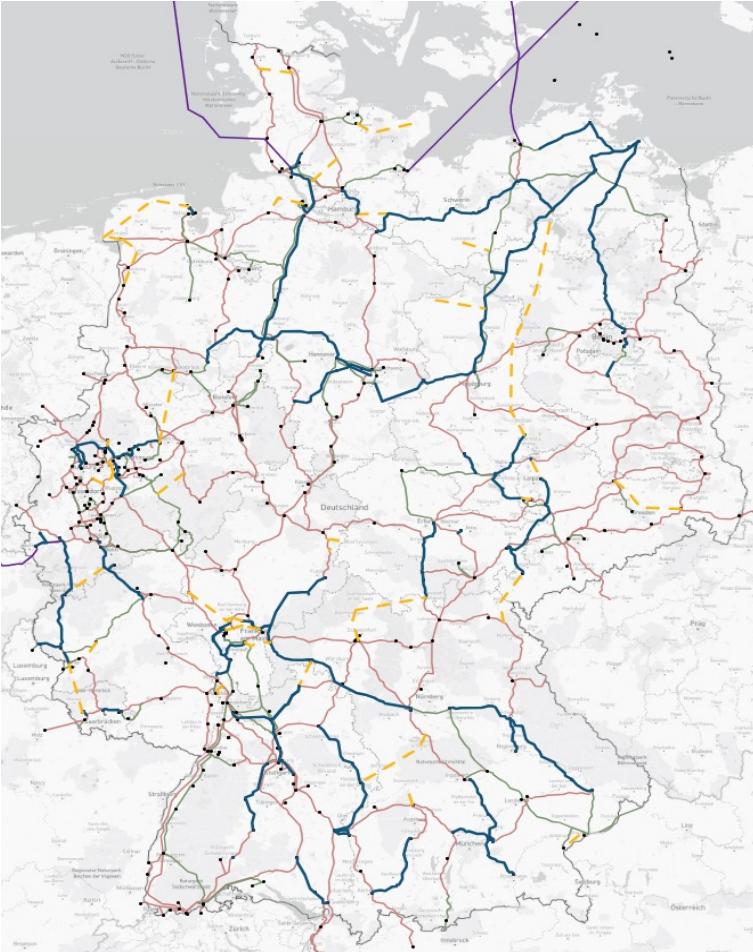
DC-Offshore-Zubaunetz bis 2045: Vier ONAS des NEP 2023 entfallen über alle Szenarien: Brunsbüttel, Kusenhorst2, Lippe, Sottrum



ONAS	NVP	ÜNB	Szenario A	Szenario B
NOR-6-4	Kusenhorst	Amprion	2034	2034
NOR-9-4	Werderland	TenneT	2032	2032
NOR-12-3	Suchraum Pöschendorf	50Hertz	2034	2034
NOR-12-4	Suchraum Pöschendorf	TenneT	2034	2034
NOR-14-2	Rommerskirchen	Amprion	2036	2036
NOR-16-1	Hardebek	TenneT	2036	2036
NOR-16-2	Sahms	50Hertz	2037	2037
NOR-16-3	Rommerskirchen2	Amprion	2038	2037
NOR-14-1	Rastede2	TenneT	2038	2037
NOR-16-4	Kriftel	Amprion	2039	2038
NOR-17-2	Nüttermoor	TenneT	2040	2039
NOR-17-1	Ried	Amprion	2040	2039
NOR-13-2	Sahms2	50Hertz	2041	2040
NOR-5-2	Niederrhein	Amprion	2042	2041
NOR-19-1	Esens1	TenneT	-	2042
NOR-19-2	Esens2*	Amprion	-	2043
NOR-5-3	Sechtem	Amprion	-	2044

NEP Strom 2037/2045 (2025), erster Entwurf

AC-Zubaunetz bis 2045: Leistungsfähiges AC-Netz erforderlich



- › Großteil der im NEP 2023 von der BNetzA bestätigten AC-Streckenmaßnahmen zeigt sich in allen Szenarien des ersten Entwurfs als **robust**
- › Einzelne bestätigte AC-Maßnahmen zeigen sich erst im Langfristhorizont 2045 → Kandidaten für **Projektstaffelung**
- › Weitere einzelne bestätigte AC-Streckenmaßnahmen zeigen sich im ersten Entwurf gar nicht!
- › Weiterer AC-Netzausbau über alle Szenarien erforderlich, um engpassfreie, lokale Versorgung sowie große Transportbedarfe zu bedienen
- › Es zeigt sich über nahezu alle Regionen hinweg in Deutschland ein gewisser Ausbaubedarf – größtenteils **Netzverstärkungen** und zu einem kleineren Teil Verstärkungsmaßnahmen, wobei auch AC-Neubau Teil der Lösung ist.

Zielnetzentwicklung Offshore und Onshore

NEP Strom 2037/2045 (2025), erster Entwurf

Kostenvolumen Zubaunetz on-/offshore und landseitige Bündelung der DC-Maßnahmen

Tabelle 44: Trassenkilometer und Investitionen des Zubaunetzes im Szenario A 2037

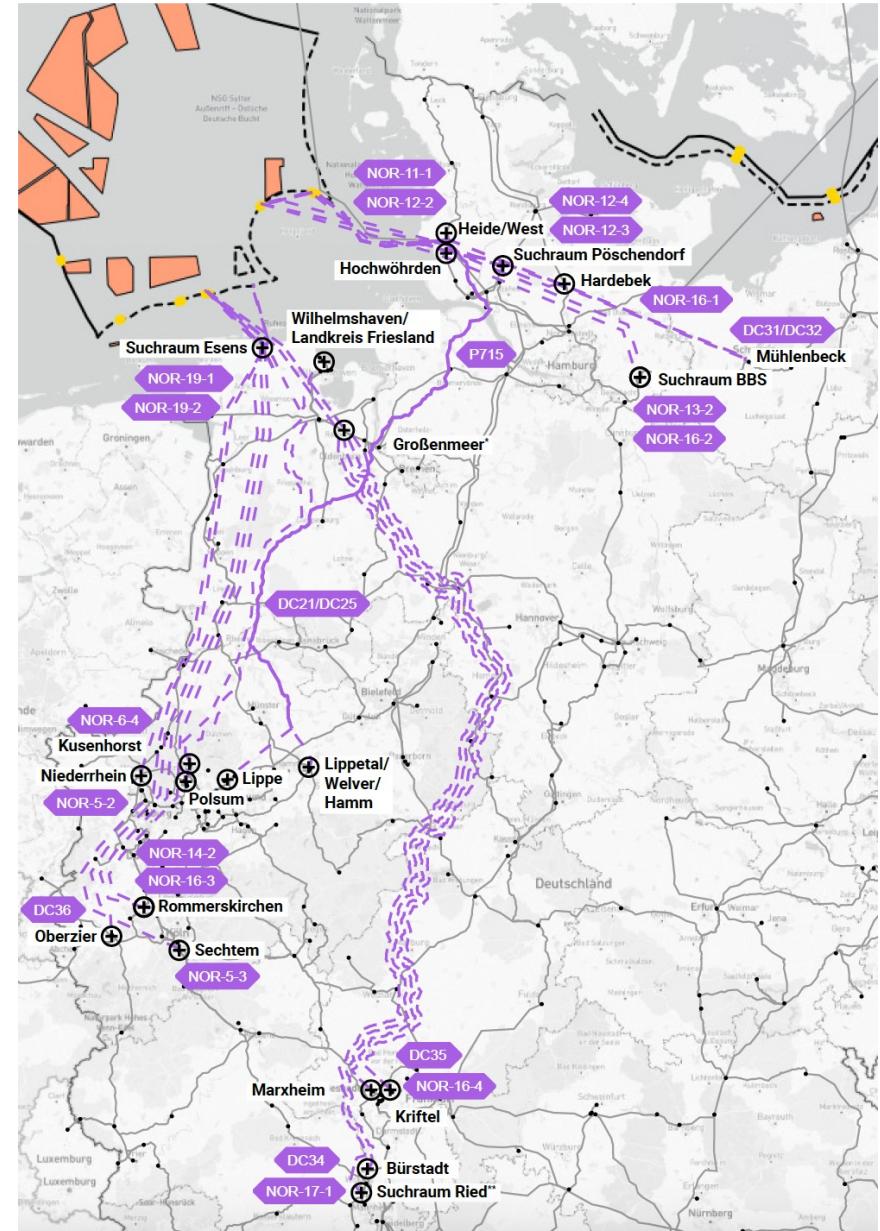
	Trassenlänge in km	Investitionsvolumen in Mrd. EUR
Offshore	2.537	35,6
Onshore	4.999	68,6
Summe	7.536	104,2

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 47: Trassenkilometer und Investitionen des Zubaunetzes im Szenario B 2045

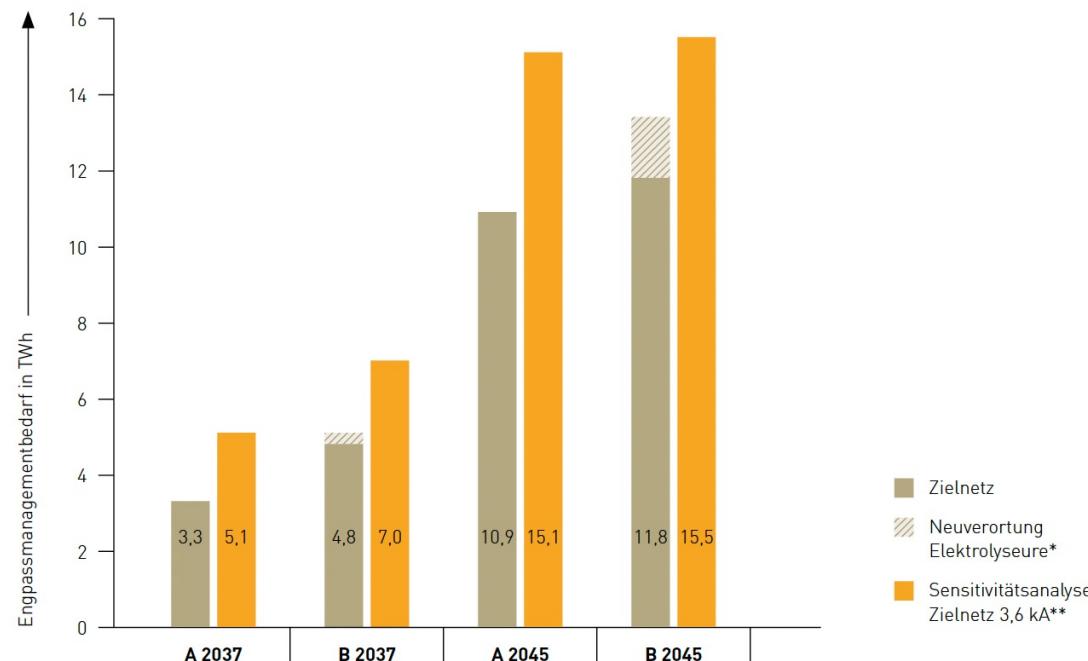
	Trassenlänge in km	Investitionsvolumen in Mrd. EUR
Offshore	7.979	106,4
Onshore	9.168	101,4
Summe	17.147	207,8

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



NEP Strom 2037/2045 (2025), erster Entwurf**Verbleibendes Engpassmanagement**

Abbildung 77: Engpassmanagementbedarf nach Netzausbau in den Szenarien des NEP 2037/2045 (2025)

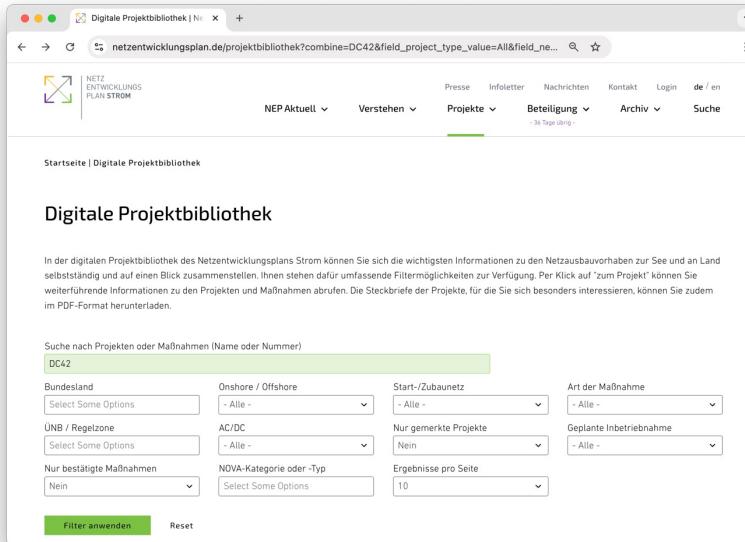


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

- › Wirtschaftlichkeitsbewertung von Netzausbaumaßnahmen rückt unter Berücksichtigung von Kostenentwicklung und Ressourcenknappheit deutlich mehr in den Vordergrund
- › Betrachtung von Kosten für DC-Freileitungen bei neuen HGÜ-Verbindungen (gemäß KoaV und Empfehlung Energiewende-Monitoring)
- › Zielnetze der ÜNB lassen im Vergleich zu vorherigen NEP deutlich höheres Volumen an Engpassmanagement stehen (NEP 2023: B 2037: 1,6 TWh, B 2045: 2,9 TWh)
- › Engpassoptimierte Neuverortung von „freien“ Elektrolyseuren reduziert Netzeingriffe – Rahmenbedingungen dafür müssen aber auch geschaffen werden!
- › (Voraussichtlich) weitere Maßnahmen durch Begrenzung der max. Transportkapazität auf 3.600 A.

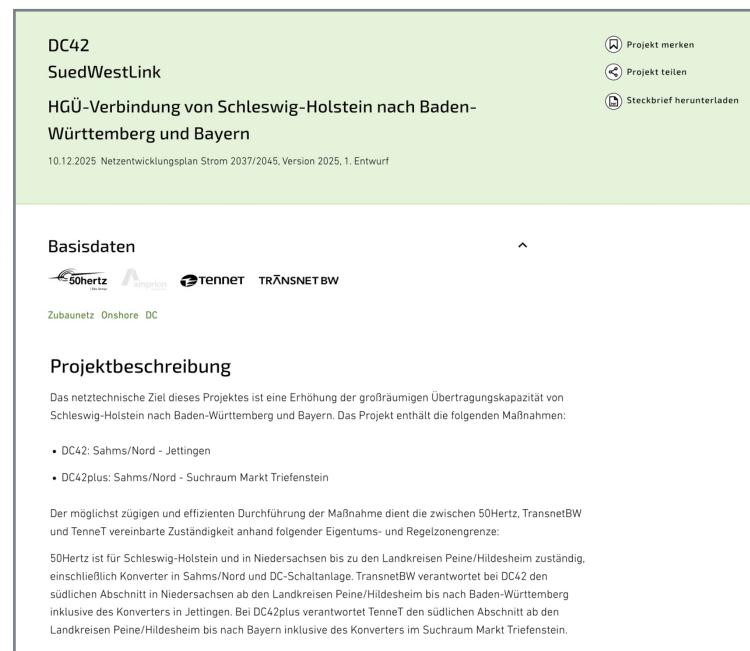
Digitale Projektbibliothek

Neues digitales Format der Projektsteckbriefe



The screenshot shows the search interface for the Digital Projektbibliothek. The search bar at the top contains "DC42". Below it are several filter dropdowns: "Bundesland" (Onshore / Offshore), "Start-/Zubaunetz" (Alle), "Art der Maßnahme" (Alle), "UNB / Regelzone" (AC/DC), "Nur gemerkte Projekte" (Alle), "Geplante Inbetriebnahme" (Alle), "Nur bestätigte Maßnahmen" (Nein), "NOVA-Kategorie oder -Typ" (Select Some Options), and "Ergebnisse pro Seite" (10). At the bottom are "Filter anwenden" and "Reset" buttons.

- › Digitaler Zugang zu allen Steckbriefen des NEP
- › www.netzentwicklungsplan.de/projektbibliothek (ab Veröffentlichung des ersten Entwurfs)
- › Transparente Darstellung aller technischen Daten sowie Begründungstexte



DC42
SuedWestLink

HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg und Bayern

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1, Entwurf

Basisdaten
50Hertz amprion tennet TRÄNSNETBW
Zubaunetz Onshore DC

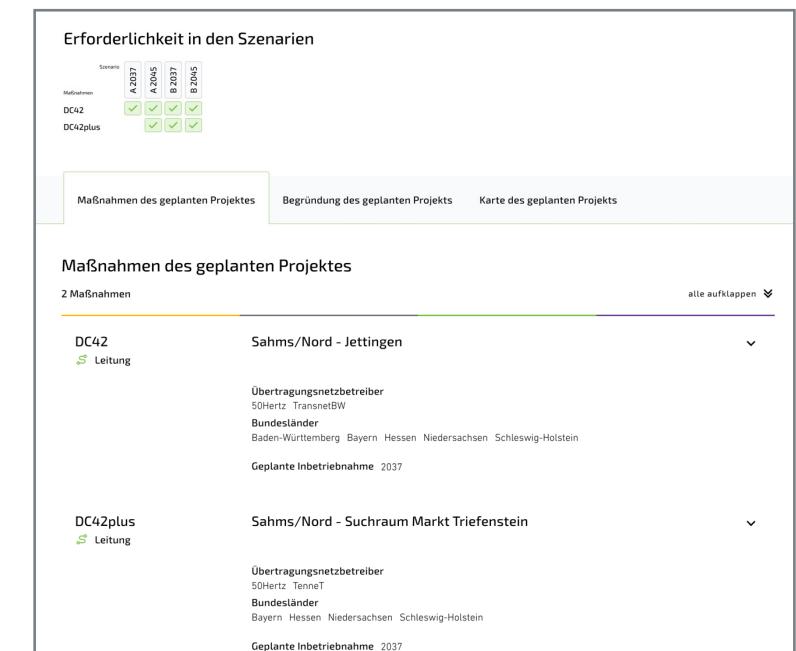
Projektbeschreibung

Das netztechnische Ziel dieses Projektes ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg und Bayern. Das Projekt enthält die folgenden Maßnahmen:

- DC42: Sahms/Nord - Jettingen
- DC42plus: Sahms/Nord - Suchraum Markt Triefenstein

Der möglichst zügigen und effizienten Durchführung der Maßnahme dient die zwischen 50Hertz, TransnetBW und TenneT vereinbarte Zuständigkeit anhand folgender Eigentums- und Regelzonengrenze:

50Hertz ist für Schleswig-Holstein und in Niedersachsen bis zu den Landkreisen Peine/Hildesheim zuständig, einschließlich Konverter in Sahms/Nord und DC-Schaltanlage. TransnetBW verantwortet bei DC42 den südlichen Abschnitt in Niedersachsen ab den Landkreisen Peine/Hildesheim bis nach Baden-Württemberg inklusive des Konverters in Jettingen. Bei DC42plus verantwortet TenneT den südlichen Abschnitt ab den Landkreisen Peine/Hildesheim bis nach Bayern inklusive des Konverters im Suchraum Markt Triefenstein.



Erforderlichkeit in den Szenarien

Maßnahmen	Szenario			
	A2027	A2045	B2027	B2045
DC42	✓	✓	✓	✓
DC42plus	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

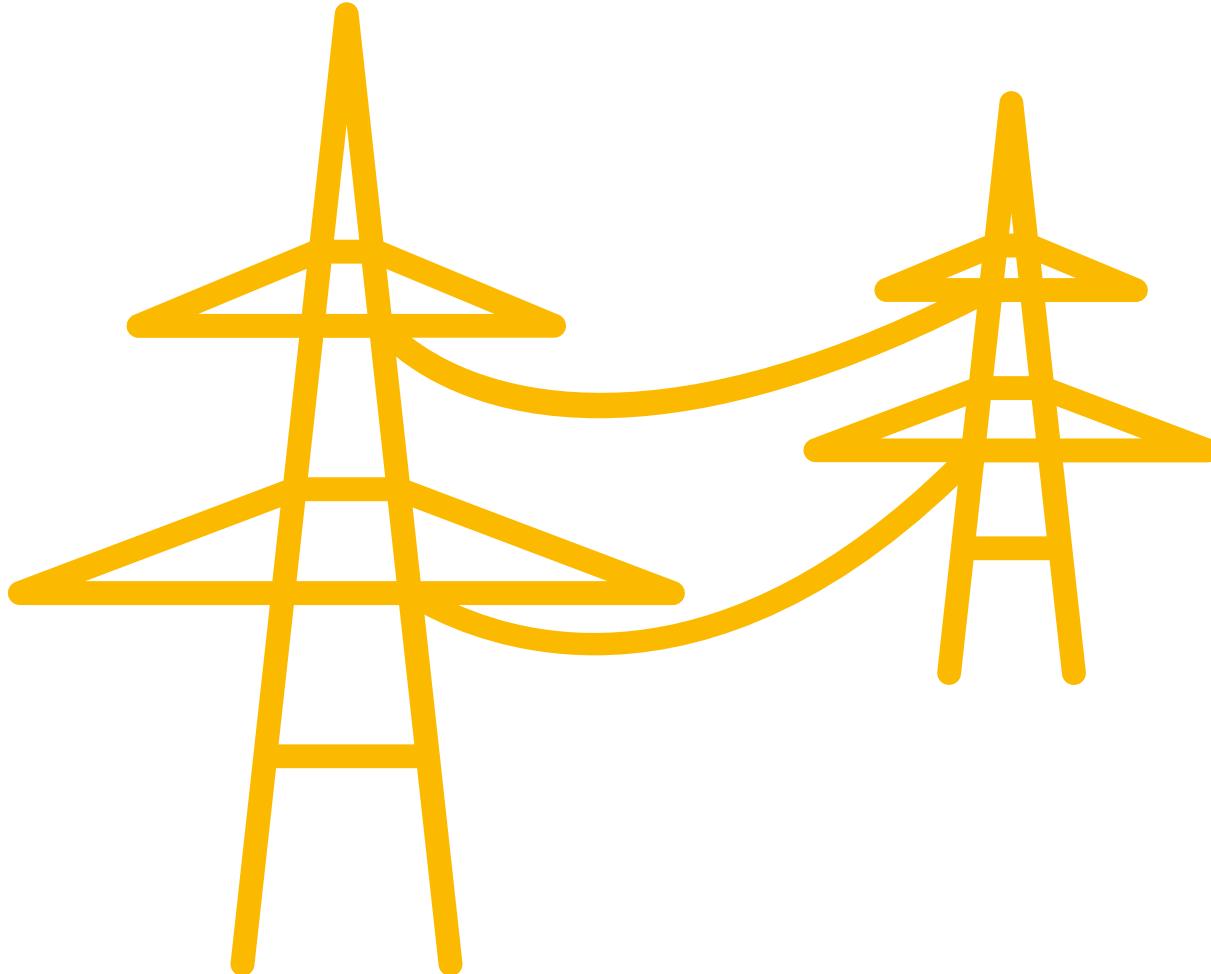
DC42
Leitung
Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz TransnetBW
Bundesländer: Baden-Württemberg Bayern Hessen Niedersachsen Schleswig-Holstein
Geplante Inbetriebnahme: 2037

DC42plus
Leitung
Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz TenneT
Bundesländer: Bayern Hessen Niedersachsen Schleswig-Holstein
Geplante Inbetriebnahme: 2037

4 Ausblick



NEP Strom 2037/2045 (2025), zweiter Entwurf



- › Zielnetzanalysen für die Szenarien C 2037 und C 2045
- › Betrachtung des Trendszenarios 2032
- › Analyse des Einflusses von Höherauslastung der Offshore-Systeme auf 2,1 GW
- › Bestimmung von Blindleistungsbedarfen und der damit verbundenen Blindleistungskompensationsanlagen
- › Analyse der Kurzschlussströme und Identifizierung von Gegenmaßnahmen

NEP Strom 2037/2045 (2025), erster Entwurf

Weiterer Prozess: Konsultation und 2. Entwurf

- › **Der erste Entwurf des NEP 2037/2045** steht noch bis zum **14.01.2026** zur Konsultation.
- › Alle Interessierten haben in dieser Zeit die Gelegenheit, sich schriftlich zu äußern.
- › Alle **über die Konsultationsmaske** eingegebenen oder **per E-Mail** eingesandten sachlichen Stellungnahmen, für die eine Einverständniserklärung vorliegt, werden online auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht.
- › Die Stellungnahmen werden **nicht individuell bestätigt oder beantwortet**, sondern angemessen in den zweiten Entwurf des NEP eingearbeitet.
- › Der zweite Entwurf des NEP 2037/2045 (2025) soll im **März 2026** veröffentlicht werden.
- › Die **Konsultation des zweiten Entwurfs** sowie des **Umweltberichts** durch die BNetzA erfolgt voraussichtlich im **Sommer 2026**.
- › Weitere Informationen zur Konsultation finden Sie auf www.netzentwicklungsplan.de.

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

