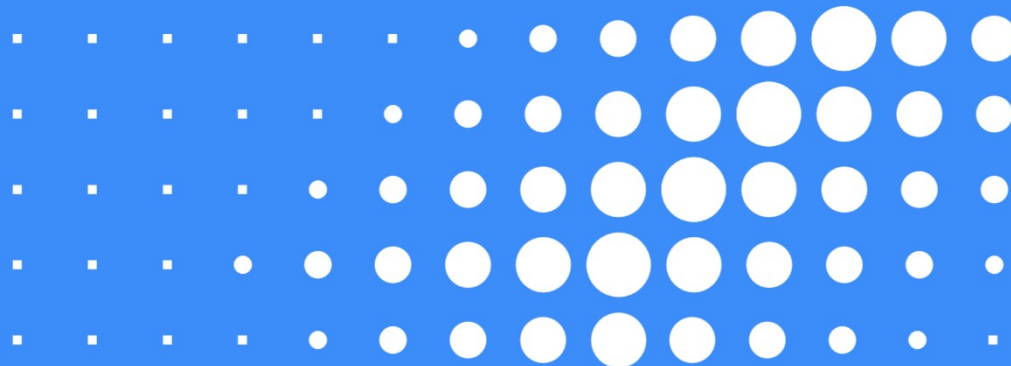




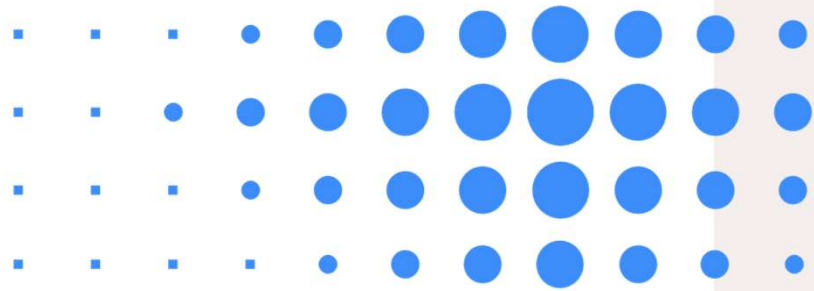
Mitgliederversammlung DCA NEP Strom 2037/45 (2025) und die aktuelle Diskussion zu Erdkabel vs. Freileitung

Mathias Drücker

ECP-PA-E

04.02.2026



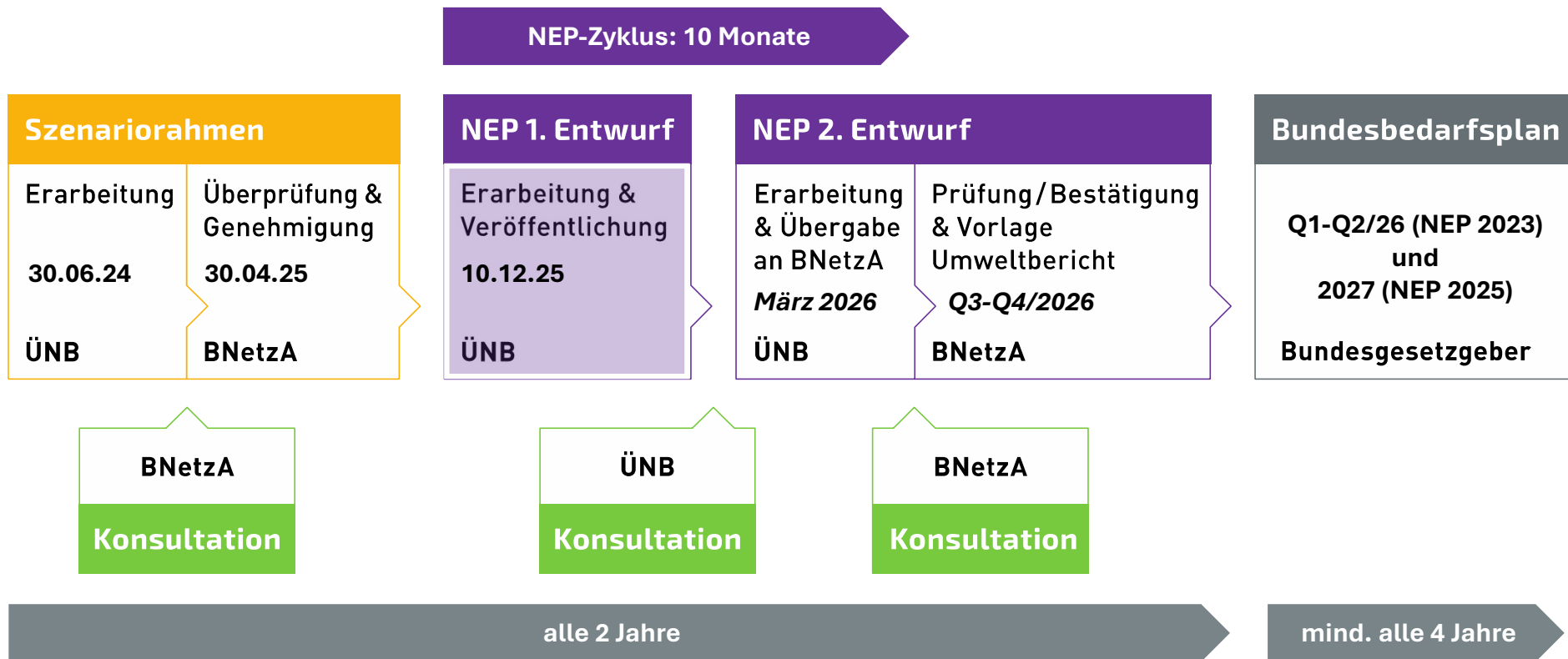


Agenda

1. Gesamtprozess NEP Strom
2. Szenariorahmen und Marktmodellierung
3. Zielnetzentwicklung Offshore und Onshore

1. Gesamtprozess NEP Strom

Gesamtprozess NEP Strom gem. §12a/b EnWG



2. Szenariorahmen und Marktmodellierung

Überblick Szenariorahmen

„Szenarien sollen für neue Bundesregierung anschlussfähig sein“

Genehmigter Szenariorahmen betrachtet erneut ein klimaneutrales Energiesystem 2045

- Vier Szenarien für 2037 und drei Szenarien für 2045
- Breiterer Szenariotrichter als im NEP 2037/2045 (2023)

„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

„Sektorübergreifendes Szenario“: Entwicklungspfad B

- Abgestimmte Mantelzahlen zwischen Strom und Gas/H2
- Deckungsgleich mit der Systementwicklungsstrategie, Fokussierung auf Elektrifizierung
- EE-Ausbau nach politischen Zielen

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
	 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
Flexi- bilitäten	 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
Sektoren- kopplung	 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

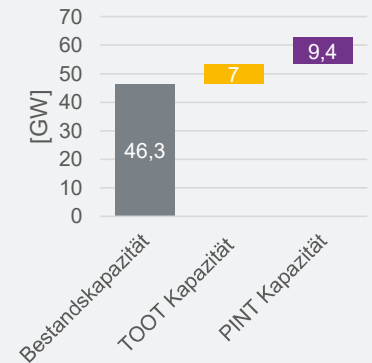
Interkonnektoren

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**

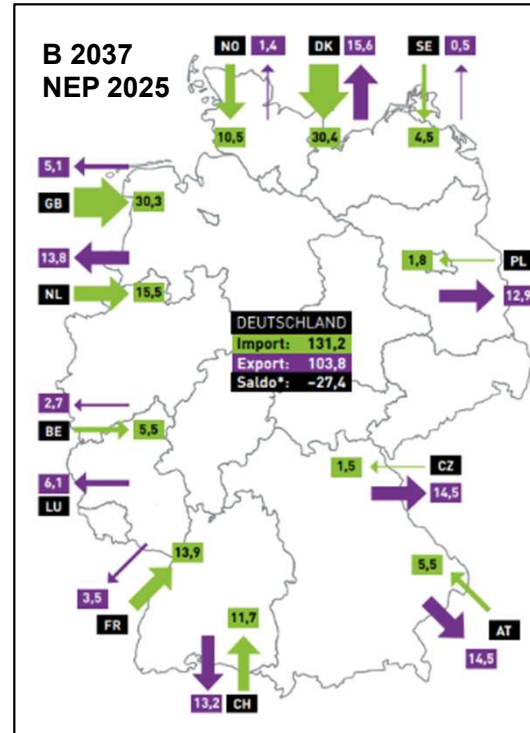
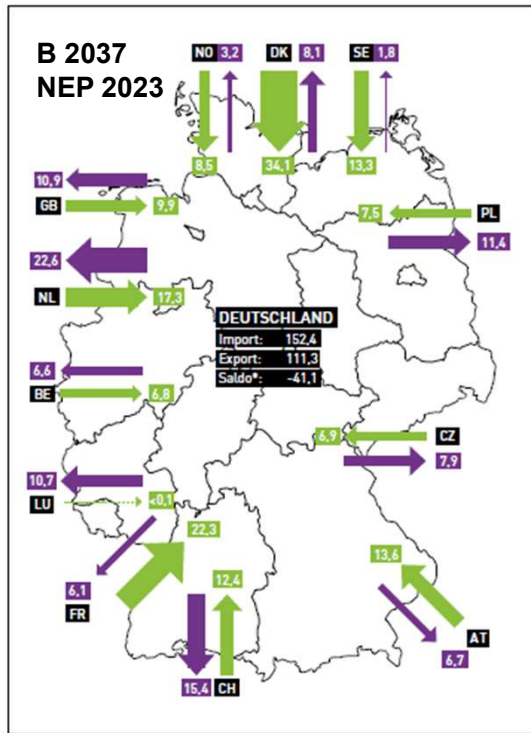


- Systementwicklungsstrategie prognostiziert mit Langfristszenarien einen Bedarf an Handelskapazitäten in Größenordnung von 92,4 GW für Deutschland (allerdings Prognose eines geringeren Bedarfs an Batteriespeichern als im NEP 2025)
- Zwischen Modellrechnungen der BMW-E-Gutachter und TSO-Planung ergibt sich eine Differenz von 29,7 GW.

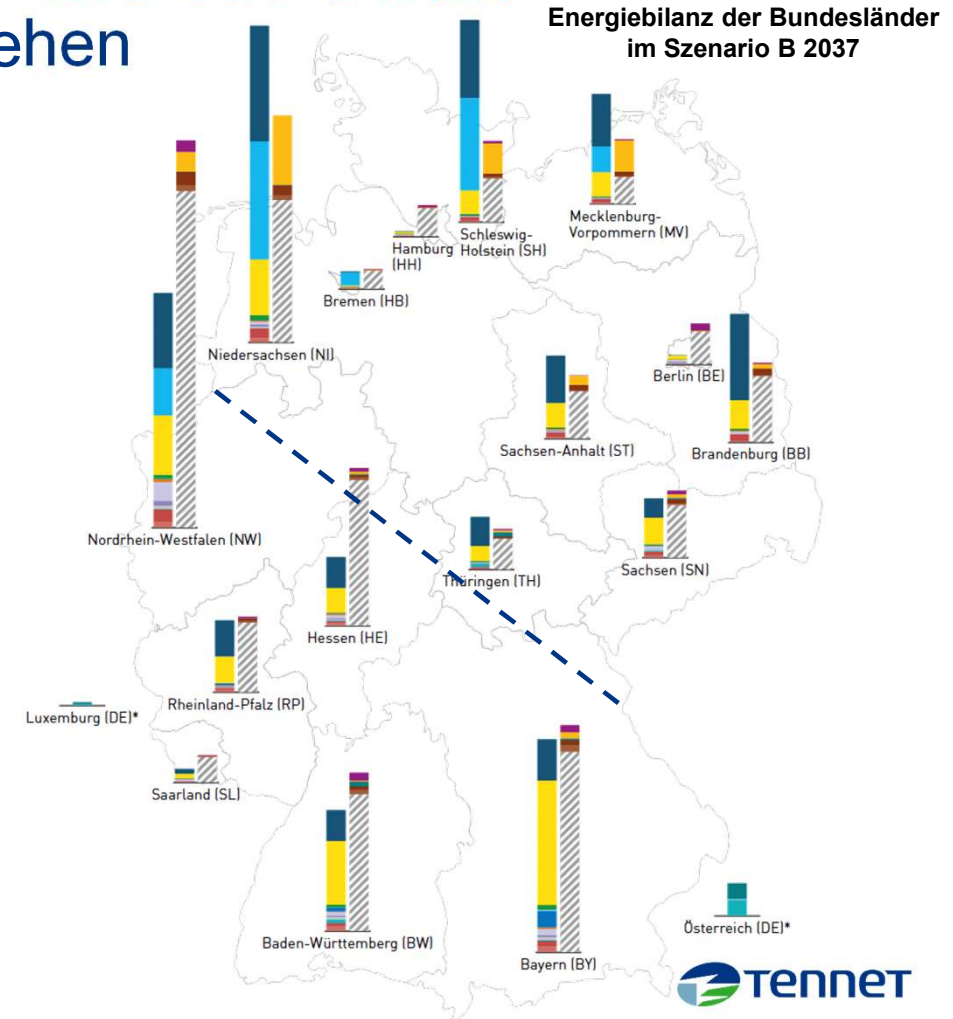
* Phase II wird beschrieben als planmäßige Erweiterung der Erzeugungsleistung um einen schottischen Windpark von 2 GW und ist ohne Erhöhung der Interkonnektorkapazität geplant.
 ** Anbindung des Windparks nach Norwegen mit 1,4 GW, Anbindung nach Deutschland mit 2 GW

Marktsimulationsergebnisse

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



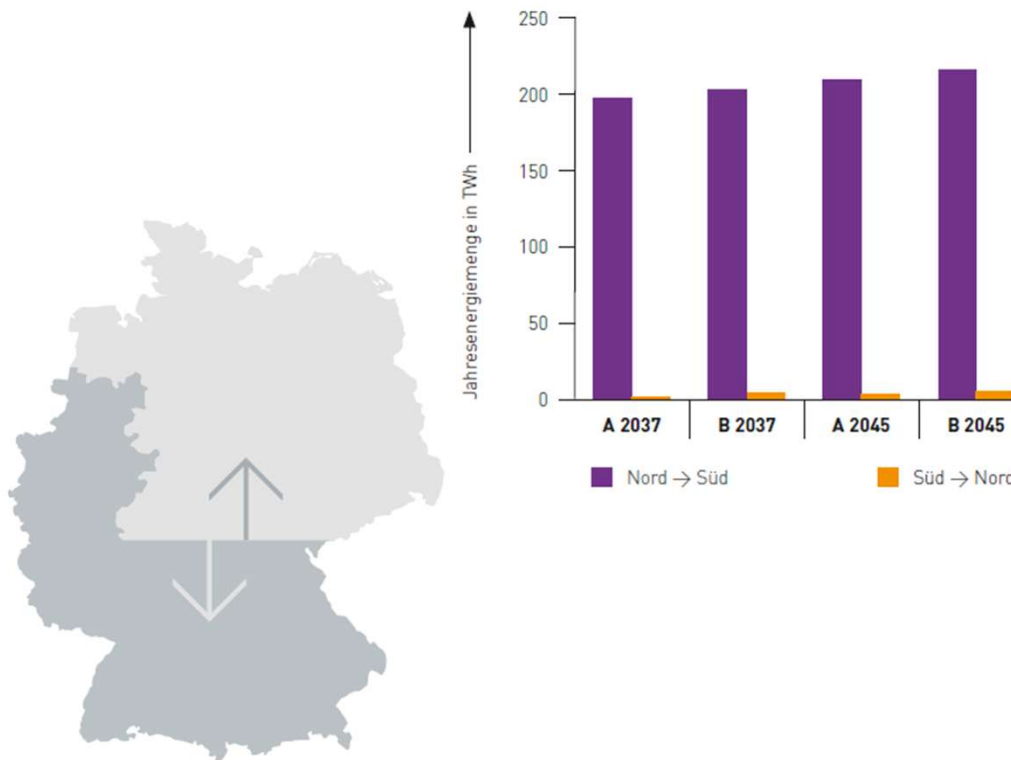
Handelsaustauschenenergiemengen im Szenario B 2037 (NEP 2023 und NEP 2025)



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 und 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.

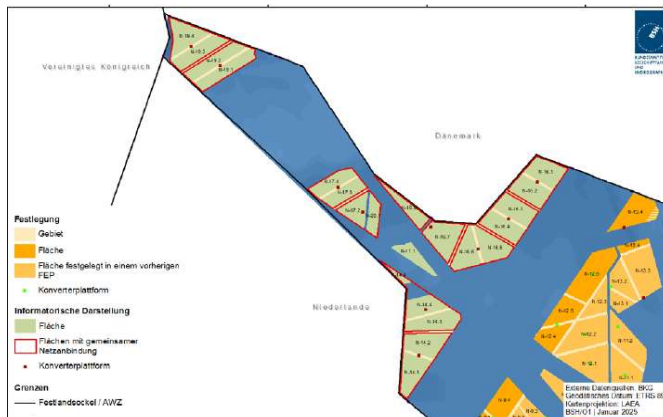
3. Zielnetzentwicklung Offshore und Onshore

Offshore-Optimierung

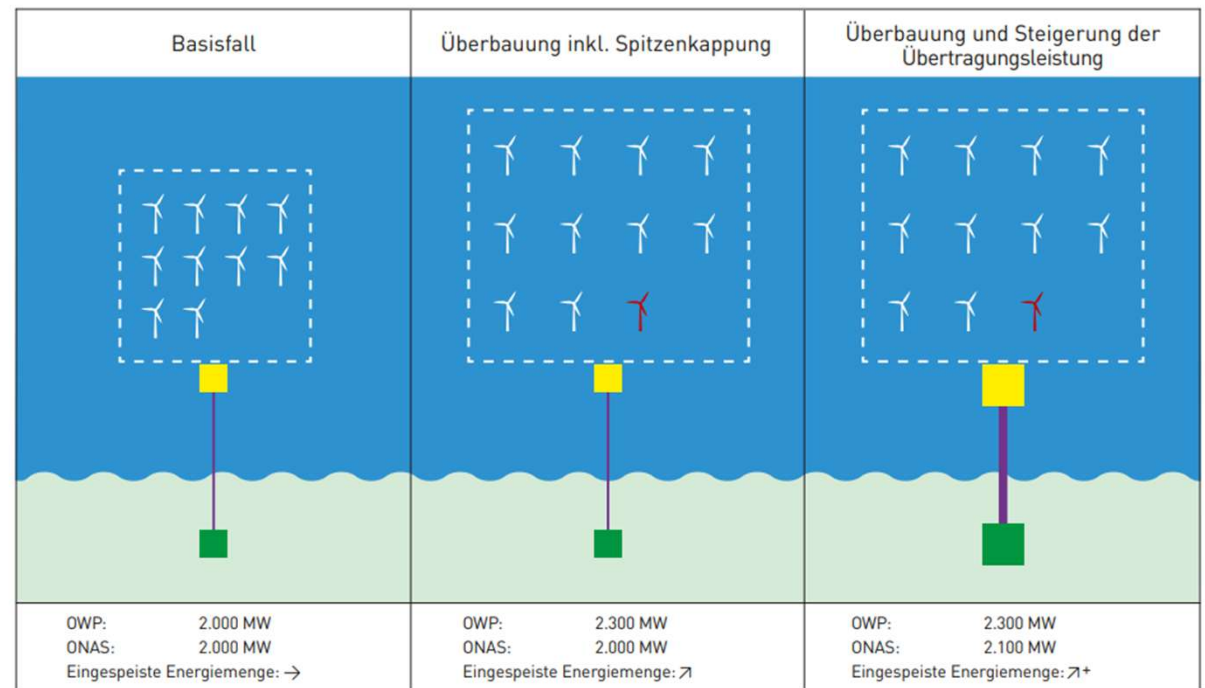
FEPv25 bildet die Grundlage für Genehmigung im Szenariorahmen

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-Windparkflächen
 Konverterplattform [offshore]
 Konverterstandort [onshore]
 DC-Kabelsystem
 Überbauung

NEP Strom 2037/2045 (2025), Erster Entwurf

DC-Offshore-Zubaunetz bis 2045: 4-7 ONAS des NEP 2023 entfallen

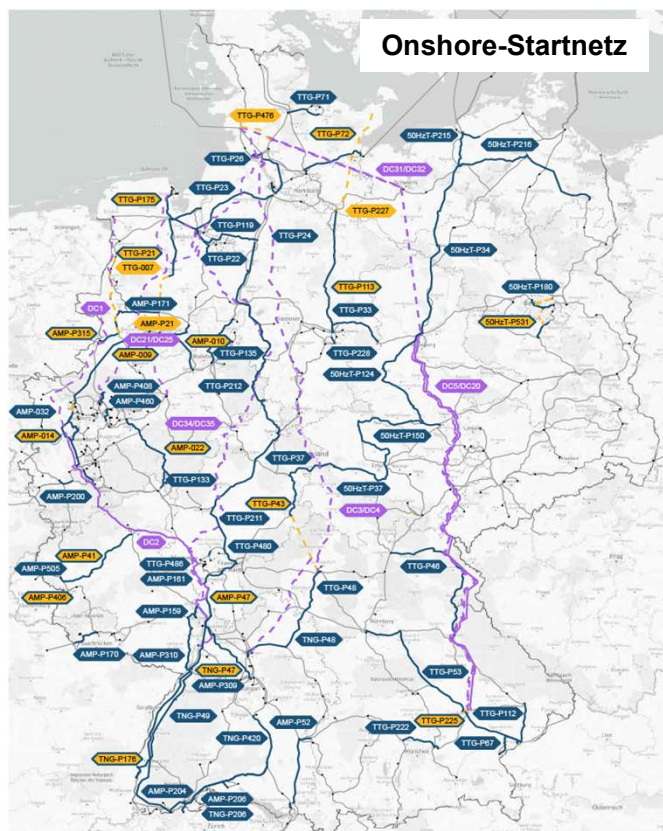


ONAS	NVP	ÜNB	Szenario A	Szenario B
NOR-6-4	Kusenhorst	Amprion	2034	2034
NOR-9-4	Werderland	TenneT	2032	2032
NOR-12-3	Suchraum Pöschendorf	50Hertz	2034	2034
NOR-12-4	Suchraum Pöschendorf	TenneT	2034	2034
NOR-14-2	Rommerskirchen	Amprion	2036	2036
NOR-16-1	Hardebek	TenneT	2036	2036
NOR-16-2	Sahms/Nord	50Hertz	2037	2037
NOR-16-3	Rommerskirchen2	Amprion	2038	2037
NOR-14-1	Großemmer2	TenneT	2038	2037
NOR-16-4	Kriftel	Amprion	2039	2038
NOR-17-2	Nütermoor	TenneT	2040	2039
NOR-17-1	Ried	Amprion	2040	2039
NOR-13-2	Sahms2	50Hertz	2041	2040
NOR-5-2	Niederhein	Amprion	2042	2041
NOR-19-1	Esens1	TenneT	-	2042
NOR-19-2	Esens2*	Amprion	-	2043
NOR-5-3	Sechtem	Amprion	-	2044

* Umstrukturierung des ONAS NOR-19-2 mit NVP in Oberzier: Errichtung eines Multiterminal-DC-Hubs in SR Esens gemeinsam mit NOR-19-1 (ehem. Nütermoor2) sowie Weiterführung einer 2GW-HGÜ-Leitung von SR Esens nach Oberzier im Rahmen der Windader West

NEP Strom 2037/2045 (2025): Onshore-Startnetz

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)

**480
km**

AC-Leitungsneubau
in neuer Trasse

**4.225
km**

AC-Netzverstärkung
und Neubau in
bestehender Trasse

**4.289
km**

DC-Leitungs-
neubau

**1.055
km**

DC-Netzverstärkung
und Neubau in
bestehender Trasse

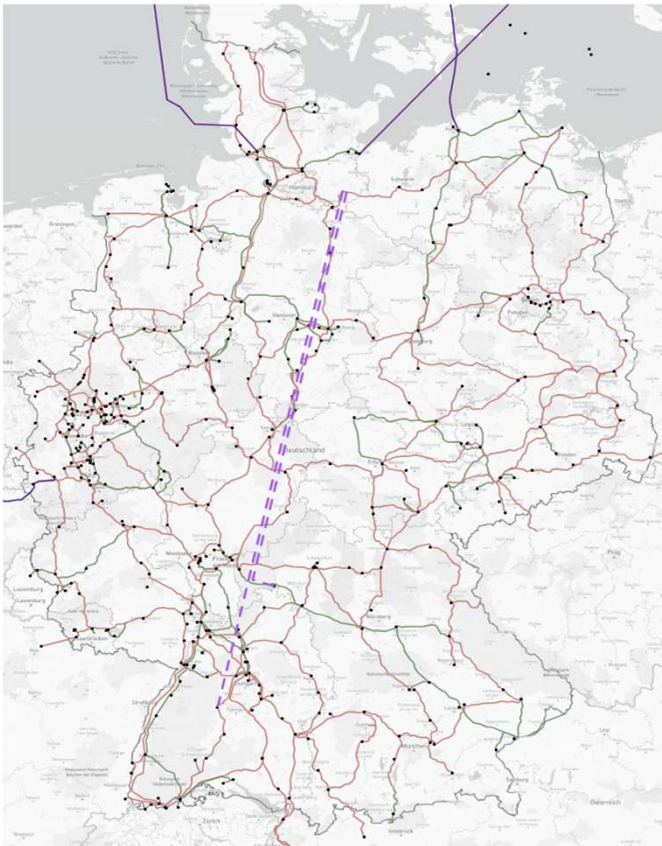
**114
Mrd. €**

Investitions-
volumen*

* Investitionskosten gemäß 4ÜNB-NEP-Standardkosten

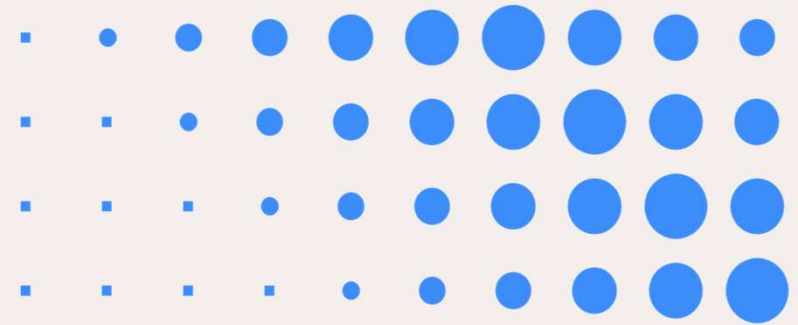
NEP Strom 2037/2045 (2025), Erster Entwurf

Zubaunetz bis 2045: DC-Zubau gegenüber NEP 2023 reduziert



- 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

Vielen Dank für die Aufmerksamkeit



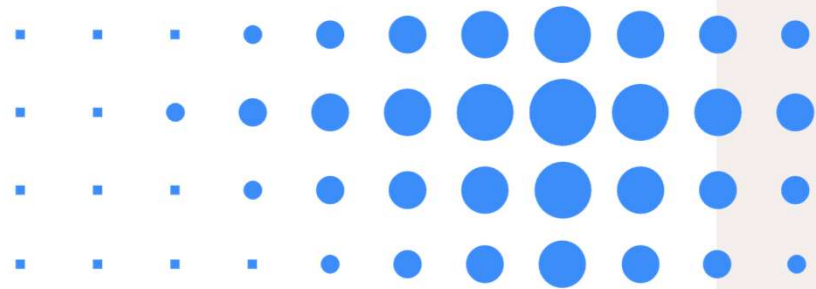
TenneT Germany ist der größte Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland (bezogen auf die Stromkreislänge, installierte Leistung und Größe der Regelzone; Stand 31. Dezember 2024). Das Unternehmen betreibt kritische Infrastrukturen für den Zugang zu einer zuverlässigen, nachhaltigen und bezahlbaren Stromversorgung. 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.



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



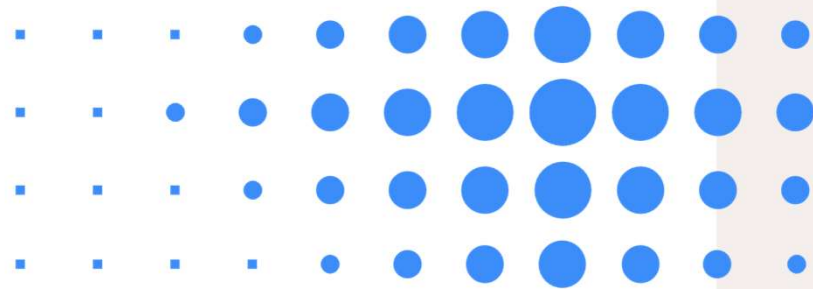
Benutzen Sie
nicht den Aufzug
sondern die Treppe



Begeben Sie
sich zum
Sammelplatz



Befolgen Sie die
Anweisungen der
betrieblichen
Evakuierungshelfer



A moment for security

Sicher mit (digitalen)
Informationen umgehen –
gemeinsam Verantwortung
übernehmen



Achte auf deine
Umgebung – handle
bei Bedarf.



Datenschutz
wahren!



Informationen gemäß
ihrer Klassifizierung
behandeln!



Risiken und
Auffälligkeiten
sofort melden!



Links & QR-Codes
nur bei klarer
Herkunft öffnen!

Bitte beachten

Beim Anzeigen, Speichern oder Weitergeben dieser
Präsentation gilt: Informationssicherheit ist Teamarbeit.