

Dialogveranstaltung zum ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037/2045 (2023)



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM



Agenda



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

- 1 Erstellungsprozess
- 2 Szenariorahmen
- 3 Marktsimulation
- 4 Offshore-Netzausbaubedarf
- 5 Onshore-Netzanalysen



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

Allgemeines

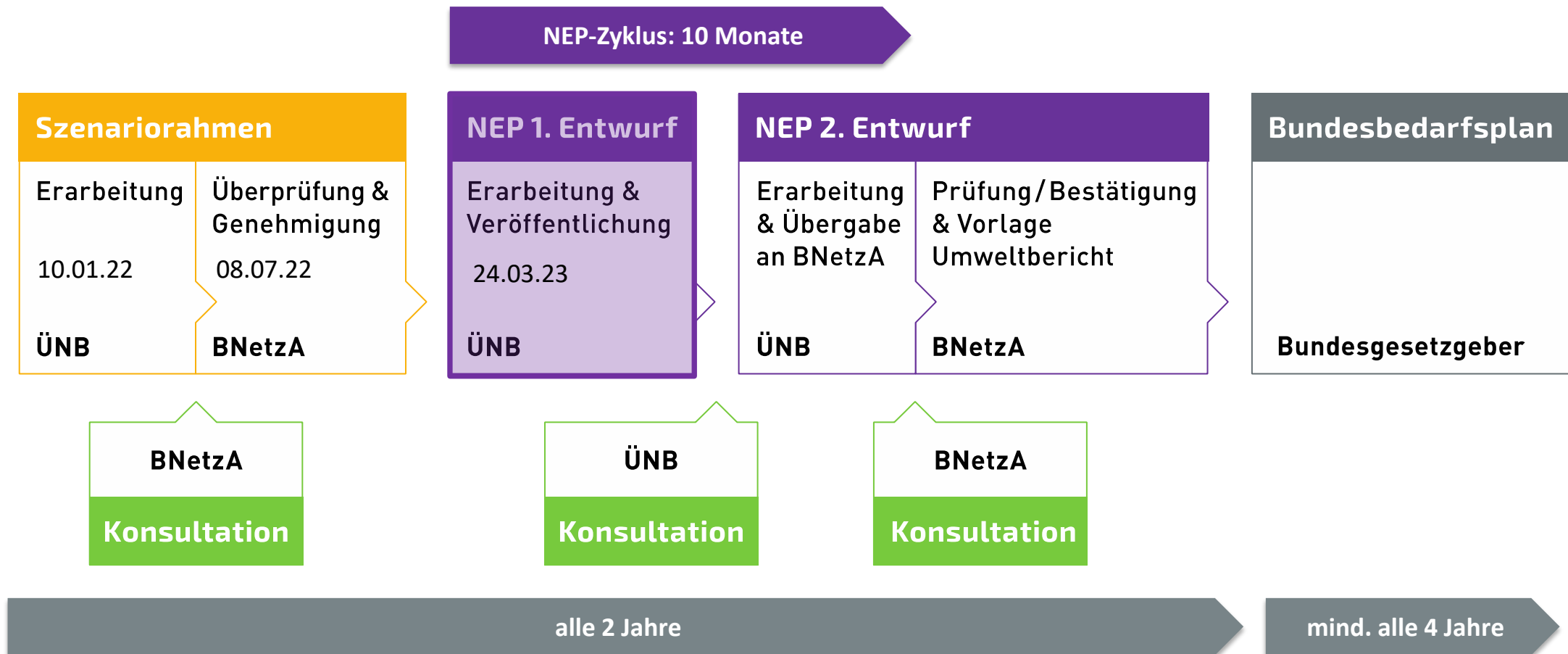


Erstellungsprozess

Gesamtprozess NEP Strom gem. § 12a/b EnWG



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM



NEP Strom 2037/2045 (2023), 1. Entwurf

Untersuchungsumfang



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

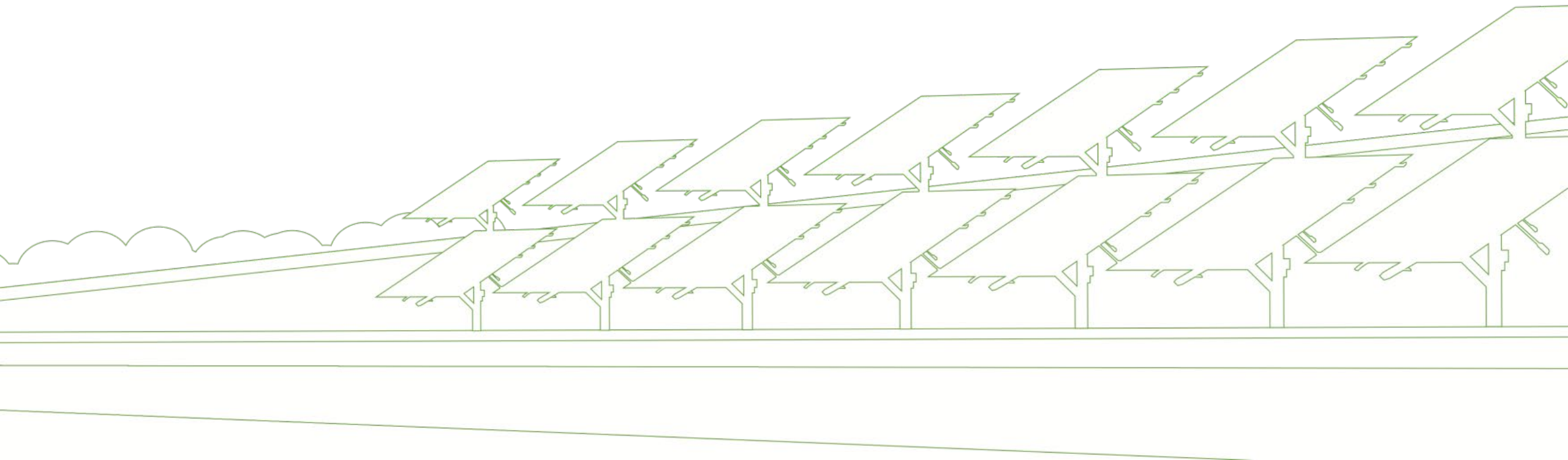
Folgende Inhalte werden erst im zweiten Entwurf des NEP enthalten sein:

1. Ergebnisse der Marktsimulation und Netzanalysen der **Szenarien A und C 2037**,
2. Ergebnisse der **Kosten-Nutzen-Analyse (CBA)** der noch nicht im Bundesbedarfsplan 2022 enthaltenen zusätzlichen Interkonnektoren,
3. Ergebnisse der **Frequenz- und Spannungsberechnungen** auf Basis des Szenarios B 2037 und der Analysen der **transienten Stabilität** mit Betrachtungsjahr 2030



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

Szenariorahmen





Genehmigter Szenariorahmen betrachtet erstmals ein klimaneutrales Energiesystem 2045

- Drei Szenarien für 2037 und drei Szenarien für 2045
- Stromsektor trägt über Elektrifizierung von Anwendungen wesentlich zur Dekarbonisierung anderer Sektoren bei
- Szenarien unterscheiden sich u.a. hinsichtlich Wasserstoffbedarf und Effizienzannahmen

Bruttostromverbrauch verdoppelt sich bis 2045 gegenüber heute

- Elektrifizierung häufig die effizienteste Option zum Ersatz fossiler Energieträger
- Ausgebaute Wasserstoffinfrastruktur ein wichtiger Baustein, 50-80 GW inländische Elektrolysekapazität in 2045
- Flexibilität: Verbraucher richten sich stark an Angebots- und Nachfragesituation am Strommarkt aus

Windenergie und PV als zentrale Stromerzeugungstechnologien

- Anstieg der EE-Kapazitäten auf 640-700 GW in 2045
- Erdgas als Brennstoff in Gaskraftwerken wird spätestens 2045 vollständig durch Wasserstoff abgelöst
- Speichertechnologien unterstützen mit über 100 GW die Integration erneuerbarer Energien

Europaweiter Ausgleich von Stromerzeugung und Stromverbrauch von zentraler Bedeutung







- Szenario „Distributed Energy“ aus TYNDP als Grundlage für das Ausland und Preise
- Umsetzung eines Flow-Based Market-Coupling-Ansatzes in 2037

Überblick Szenariorahmen

Ausgewählte Szenarioparameter



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

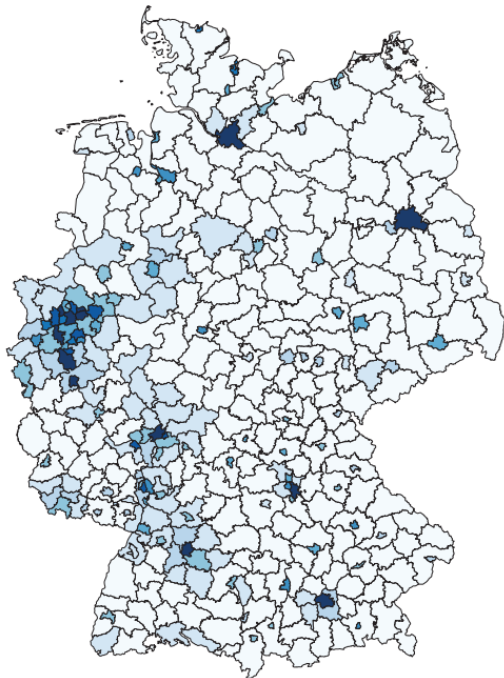
Wesentliche Szenariokennzahlen		Bestand	NEP 2035 (2021) C 2035	NEP 2037/2045 (2023) B 2037 B 2045	
Last	 Bruttostromverbrauch [in TWh] <ul style="list-style-type: none"> Verdopplung des Stromverbrauchs bis 2045 im Vergleich zu heute 	533	700	961	1.106
EE-Kapazitäten	 Onshore Wind [in GW] <ul style="list-style-type: none"> Wesentlicher Anstieg bereits bis 2037 unterstellt 	56	91	158	160
	 Offshore Wind [in GW] <ul style="list-style-type: none"> Weiterer Ausbau auch nach 2037 erforderlich 	8	34	58	70
	 Photovoltaik [in GW] <ul style="list-style-type: none"> starker Anstieg der Zubauraten ggü. dem in der Vergangenheit realisierten Ausbau erforderlich 	59	120	345	400
Flexibilitäten	 Batteriespeicher [in GW] <ul style="list-style-type: none"> Starker Ausbau von PV-Kleinspeichern und Großbatteriespeichern unterstellt, deutlicher Zuwachs auch nach 2037 	1,8	21	91	141
	 Elektrolyseure [in GW] <ul style="list-style-type: none"> Umfassende Wasserstoffinfrastruktur bereits bis 2037 unterstellt Nahezu Verdopplung der installierten Leistung zwischen 2037 und 2045 	<0,1	8,5	26	50

Methoden und Ergebnisse zur Regionalisierung

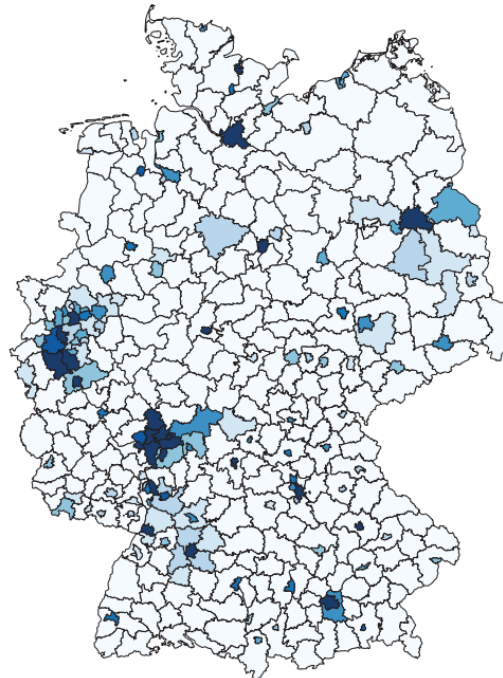
Sektoraler Stromverbrauch, B 2037



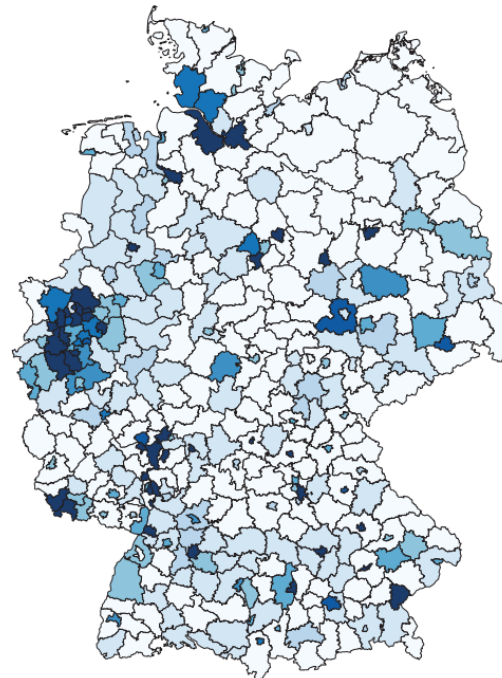
Private Haushalte



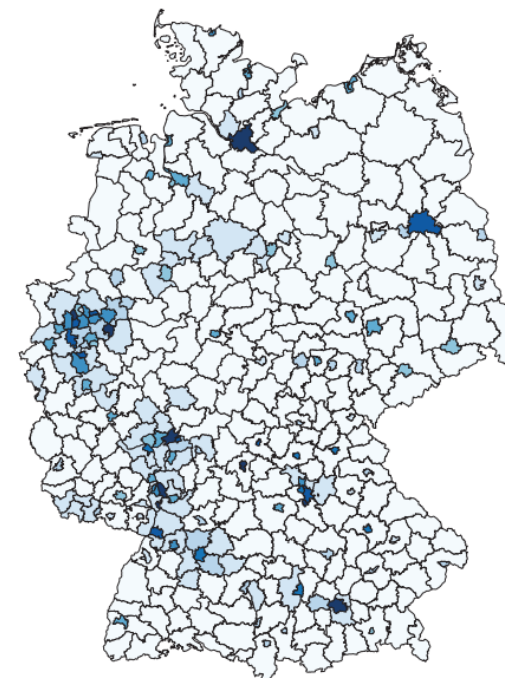
GHD



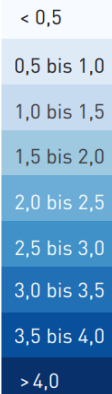
Industrie



Verkehr



GWh/km²

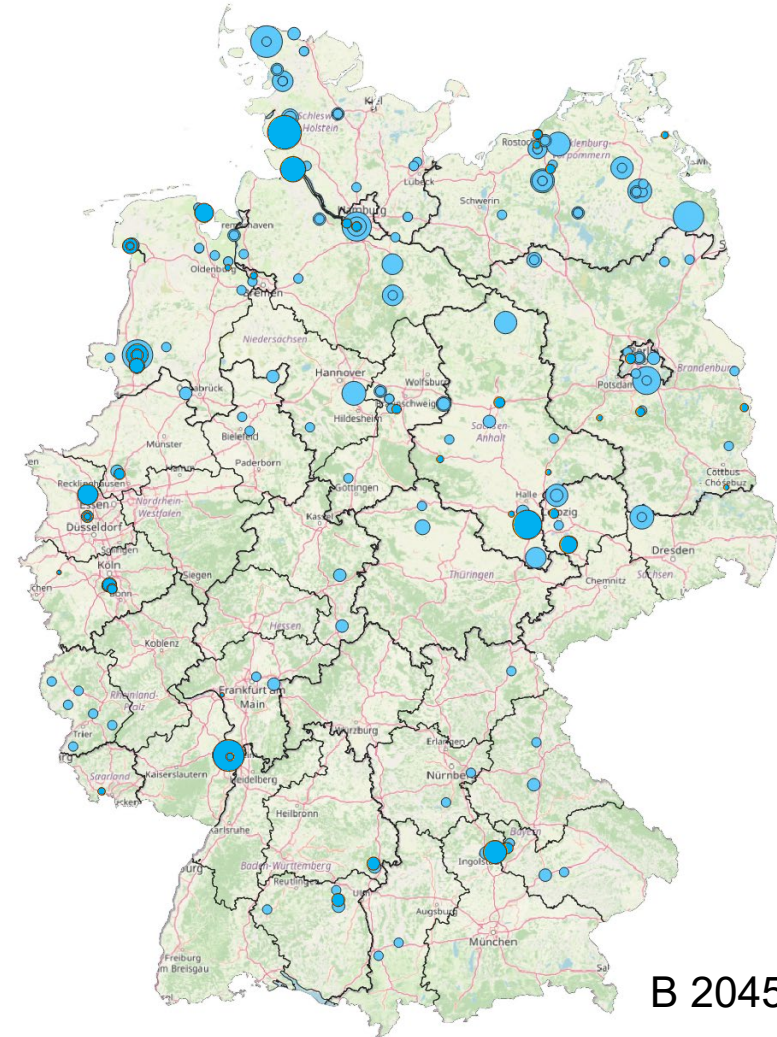


Methoden und Ergebnisse zur Regionalisierung Elektrolyseure

Bereits bis 2037 wird eine umfassende Wasserstoffinfrastruktur unterstellt.

Mehrstufiger Prozess zur Verortung der Elektrolyseure:

- Fixe Verortung der Projekte, die im Rahmen einer von der BNetzA bei den **Netzbetreibern durchgeführten Abfrage** als in der Realisierung hinreichend wahrscheinlich bewertet wurden (**ca. 14 GW**).
 - Die Differenz zur Erreichung der genehmigten Elektrolyseleistung wird anschließend netzdienlich anhand von **EE-Überschüssen** verortet („Offsite-Elektrolyse“).
 - Unter Berücksichtigung der neu ermittelten Netzausbaumaßnahmen erfolgt nochmals eine Re-Verortung der Offsite-Elektrolyse mit dem Ziel, die **deutschlandweiten Engpässe im Übertragungsnetz zu reduzieren**.
- Für eine netzdienliche Verortung fehlen bislang entsprechende politische bzw. regulatorische Anreizsignale.

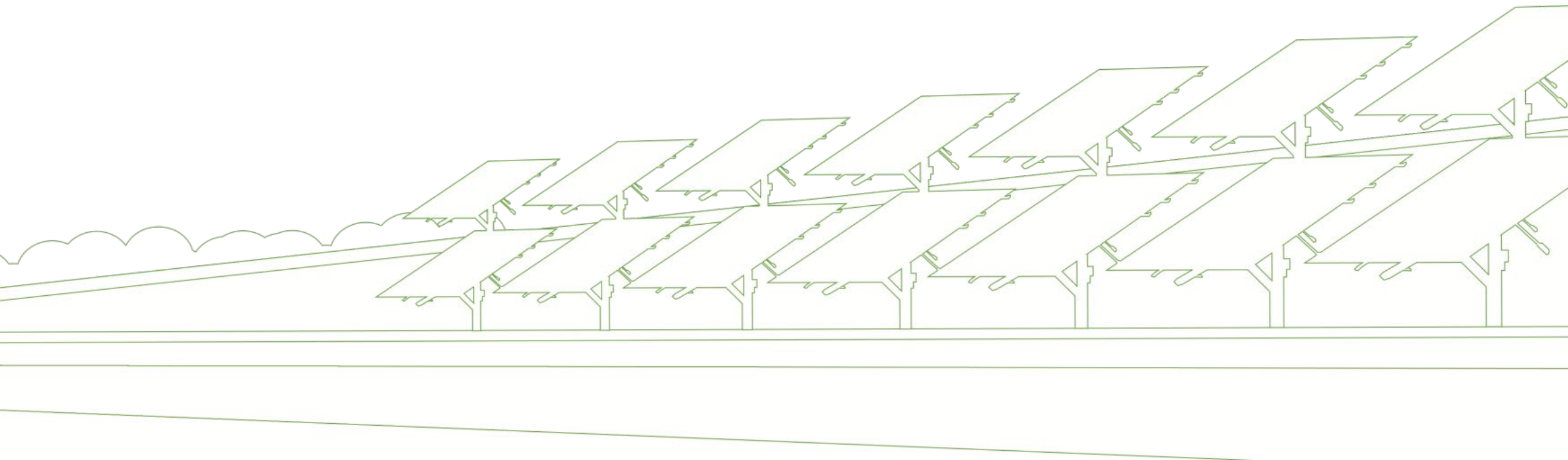


B 2045



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

Marktsimulationen

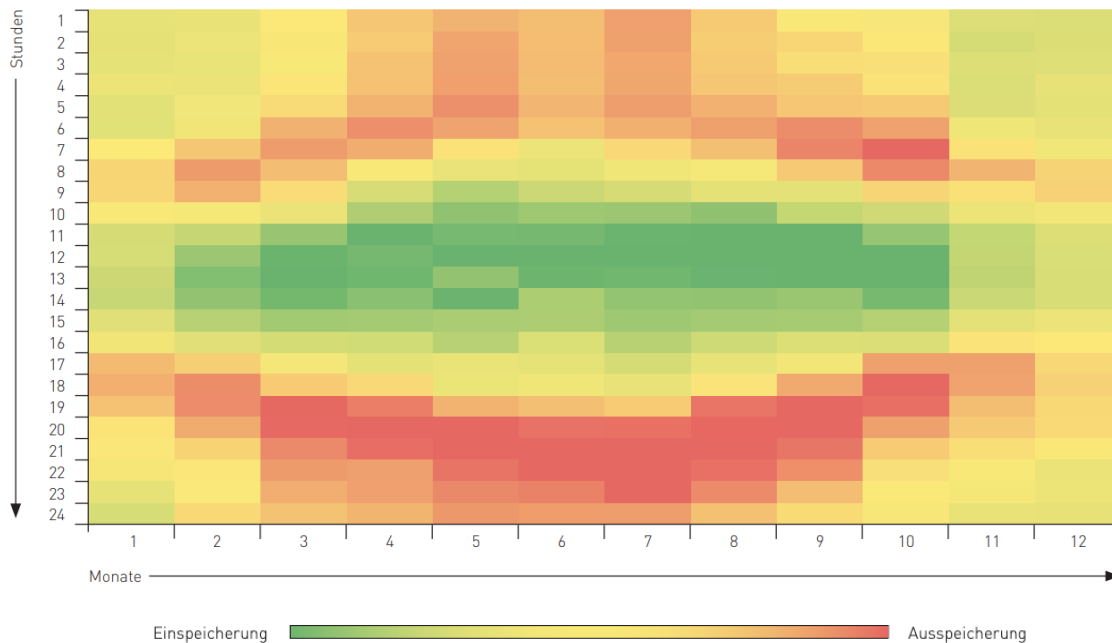


Modellierung von Flexibilitäten

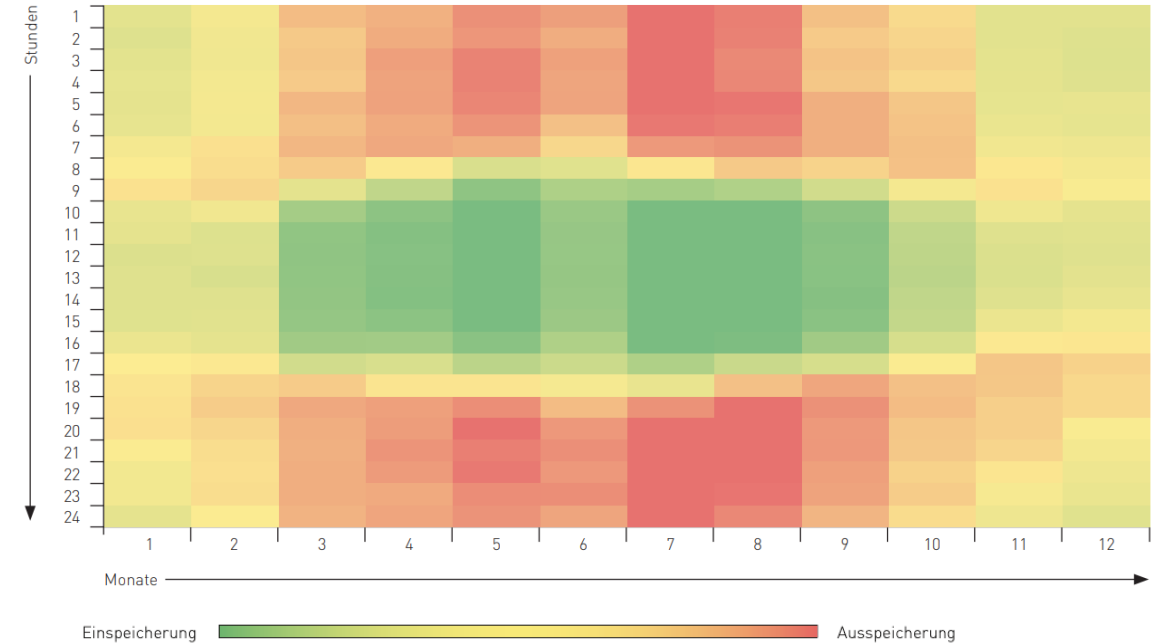
Einsatz von Speichern im Jahresverlauf



Batteriespeicher



Pumpspeicher



- Batterie- und Pumpspeicher zeigen vergleichbares jahres- und tageszeitspezifisches Verhalten.
- Batteriespeichereinsatz fokussiert sich aufgrund geringerer leistungsbezogener Speicherkapazitäten im Vergleich jedoch stärker auf einzelne Stunden bzw. volle Leistung wird nicht abgerufen.

Modellierung von Flexibilitäten

Wasserstoff und Elektrolyse, B 2045



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

Abbildung 29: Einsatz last- und erzeugungsseitiger Flexibilität – Elektrolyse

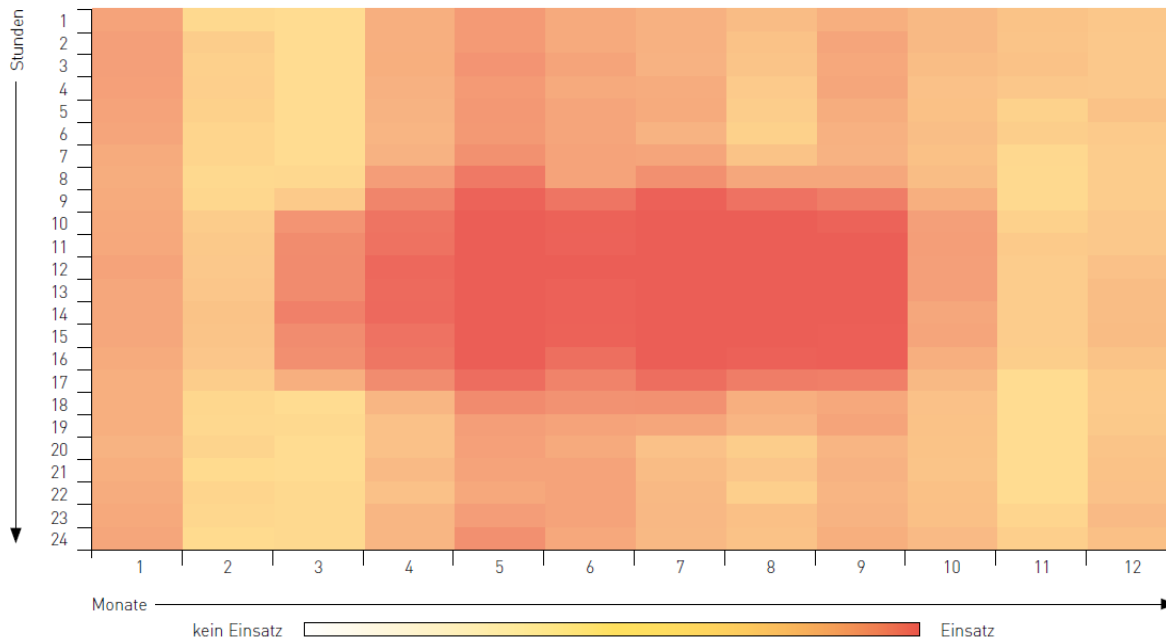
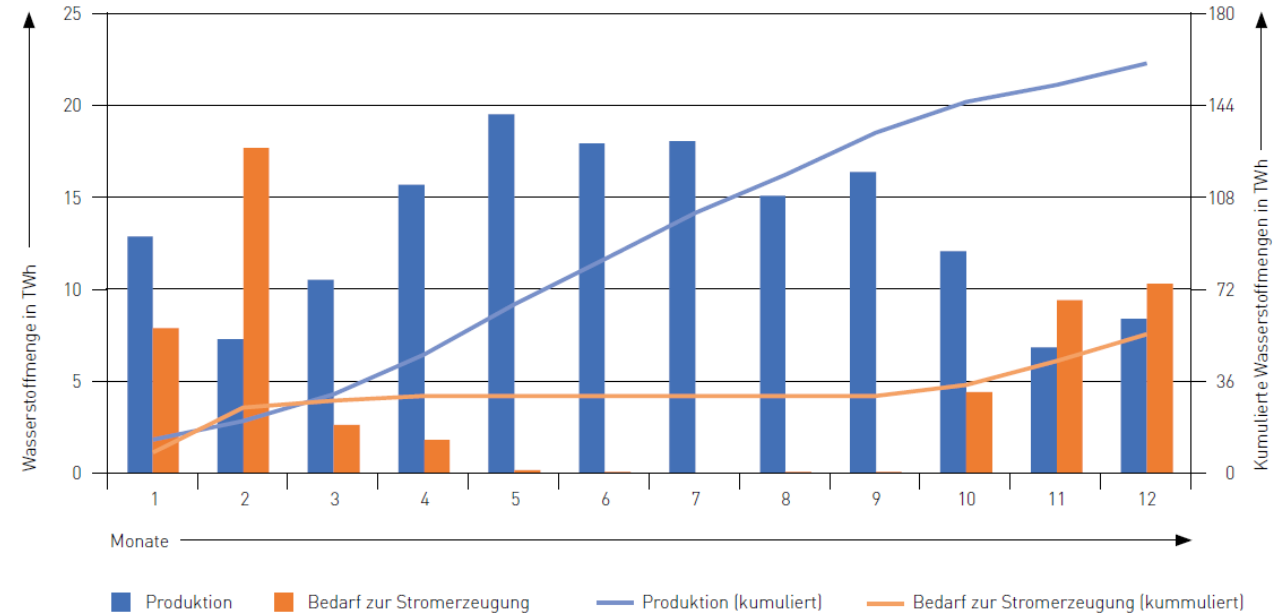


Abbildung 28: Monatliche Wasserstoffproduktion und Wasserstoffbedarf zur Stromerzeugung in B 2045



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

- Inländische Wasserstoffproduktion konzentriert vor allem auf **Sommerhalbjahr mit saisonal hoher EE-Erzeugung**. Diese ist insbesondere getrieben von der PV-Erzeugung.
- Bedarf an Wasserstoff (bzw. gasförmigen Energieträgern) zur **Stromerzeugung** entsteht vorwiegend **im Winter in Zeiten geringer EE-Einspeisung**.
- Dafür muss auf saisonal zwischengespeicherten Wasserstoff oder aber Importe zurückgegriffen werden.

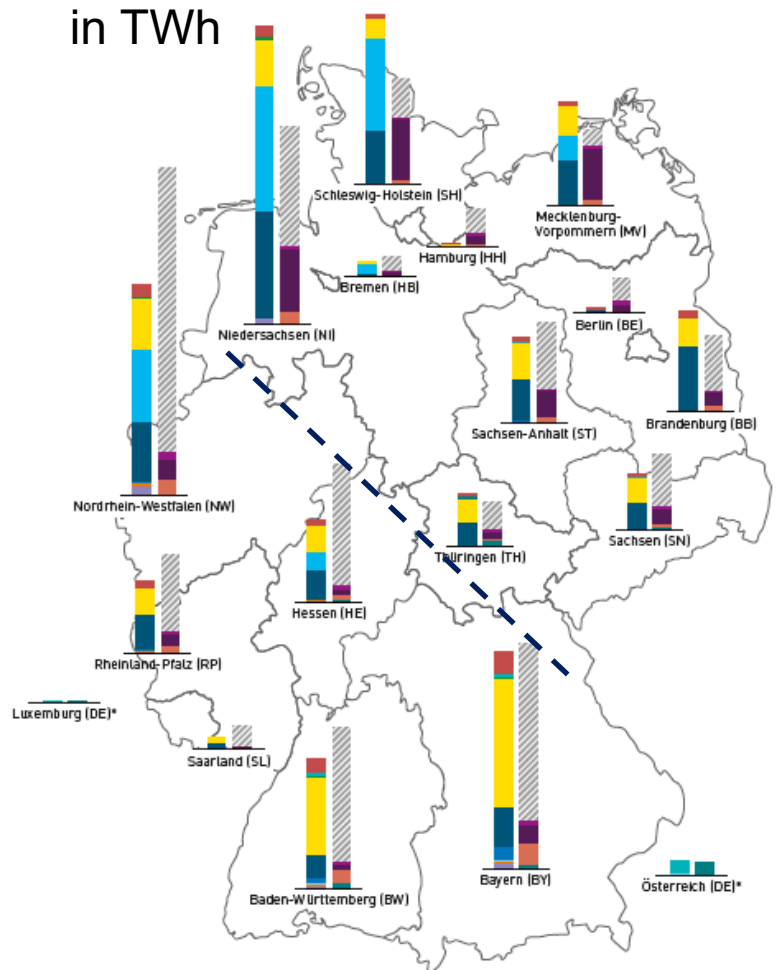
Ergebnisse Marktsimulation

Bundesländerbilanz Szenario B 2045



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

- Die Auswertung zeigt eine **heterogene Erzeugungsstruktur innerhalb Deutschlands** auf: **Südliche Bundesländer** weisen tendenziell ein **leichtes Erzeugungsdefizit** und **westliche Bundesländer**, insbesondere Nordrhein-Westfalen, ein **hohes Erzeugungsdefizit** auf.
- **Nördliche und östliche Bundesländer** zeigen im Vergleich teilweise deutliche **Erzeugungsüberschüsse**.
- Die **nördlichen Bundesländer** weisen hohe Mengen an **Stromerzeugung aus Windenergie**, die **südlichen Bundesländer** im Vergleich eine höhere **Stromerzeugung aus Photovoltaik** auf.
- In allen Szenarien **entfällt auf Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern über die Hälfte der deutschen Wasserstoffproduktion**. Die hohe Wasserstoffproduktion kann den Erzeugungsüberschuss in diesen Bundesländern deutlich reduzieren.



Ergebnisse Marktsimulation

Entwicklung des innerdeutschen Transportbedarfs 2037 vs. 2045

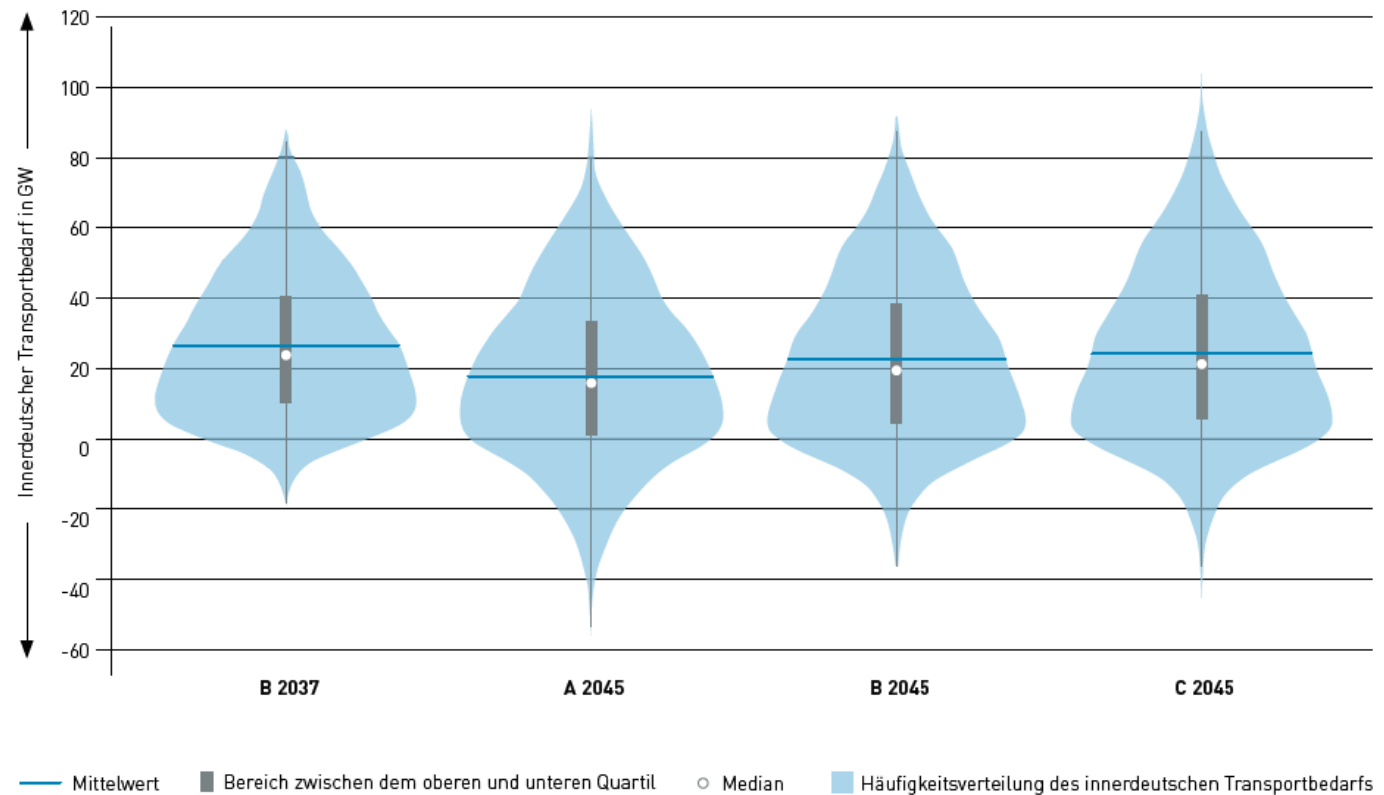


Angenommener innerdeutscher Zuschnitt



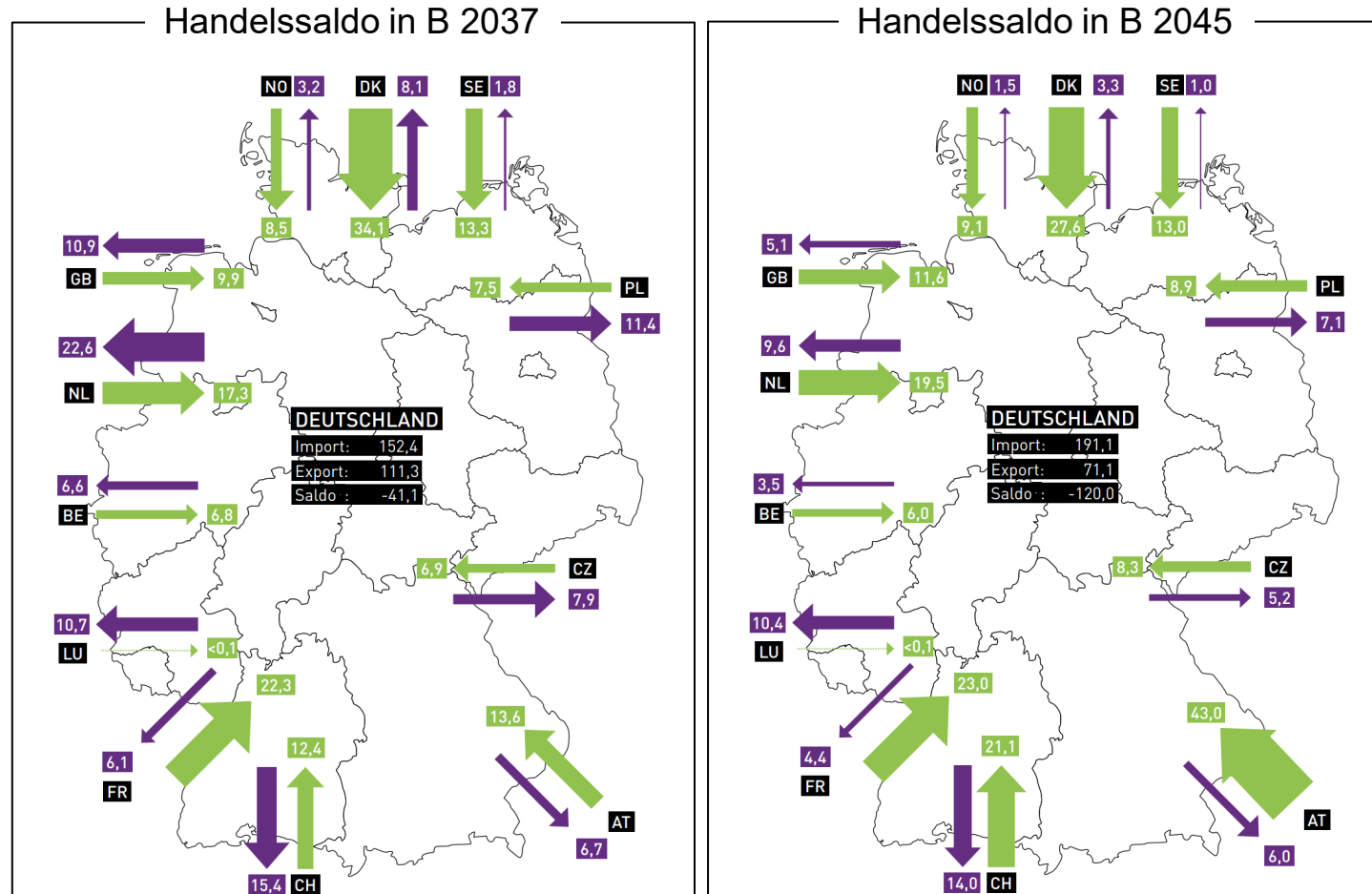
- Der **Süden** wird beispielhaft als das Gebiet südlich des 50,4° Breitengrades inkl. der Amprion-Regelzone definiert.
- Der **Norden** umfasst das sonstige Netzgebiet Deutschlands.

Innerdeutsche Transportaufgabe in den Szenarien



Ergebnisse Marktsimulation

Jahressummen Import und Export, B 2037 und B 2045

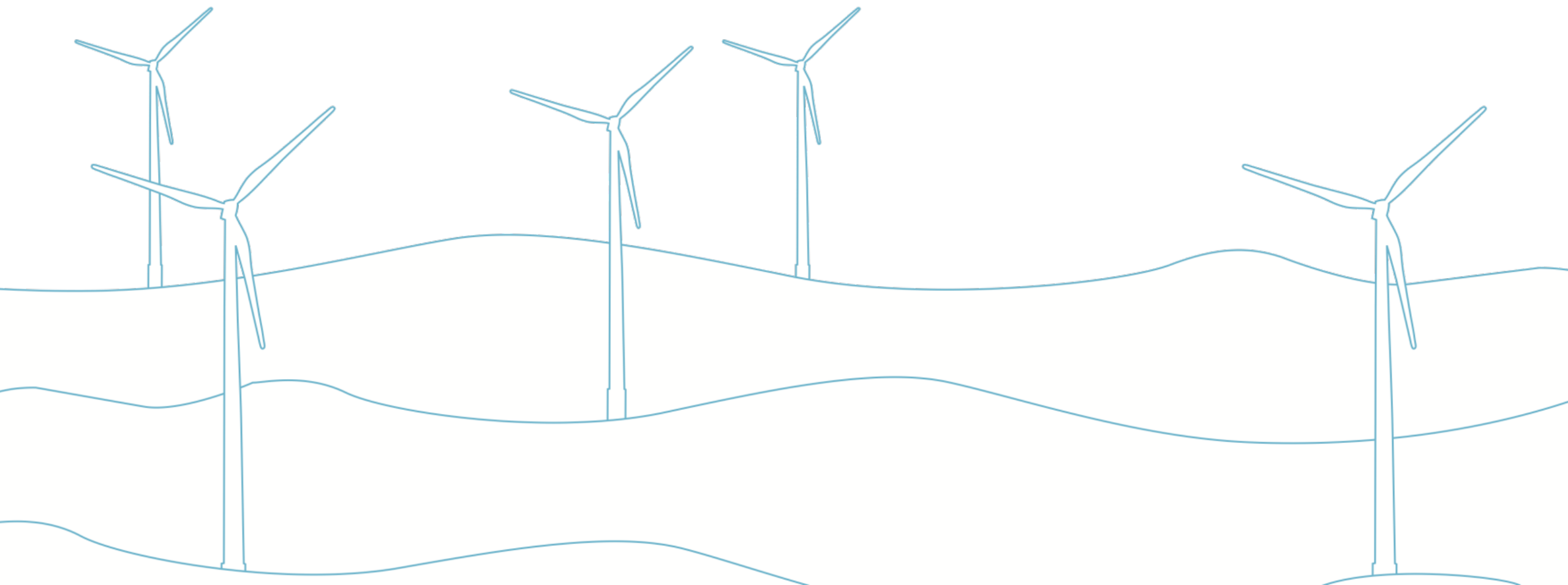


- Deutschland wird über das Jahr betrachtet bis 2037 zum Nettoimporteur. Der Nettoimport steigt von 2037 nach 2045 deutlich an.
- Auch in den Nachbarstaaten ist ein starker Zuwachs an EE-Kapazitäten unterstellt. Zeitgleich wird der gesicherte Kraftwerkspark in Deutschland wesentlich durch vergleichsweise teure Kraftwerke bestimmt. Daher wird in Zeiten geringer EE-Einspeisung im Inland auf günstige Importe zurückgegriffen.
- Hohe Importe aus Schweiz, Österreich und Skandinavien mit hohen Wasserreservoirs.
- Der Trend ist bereits bis 2030 erkennbar, sodass Deutschland gemäß den Ergebnissen der Langfristanalyse bis 2030 zum Nettoimporteur wird.



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

Offshore-Netz

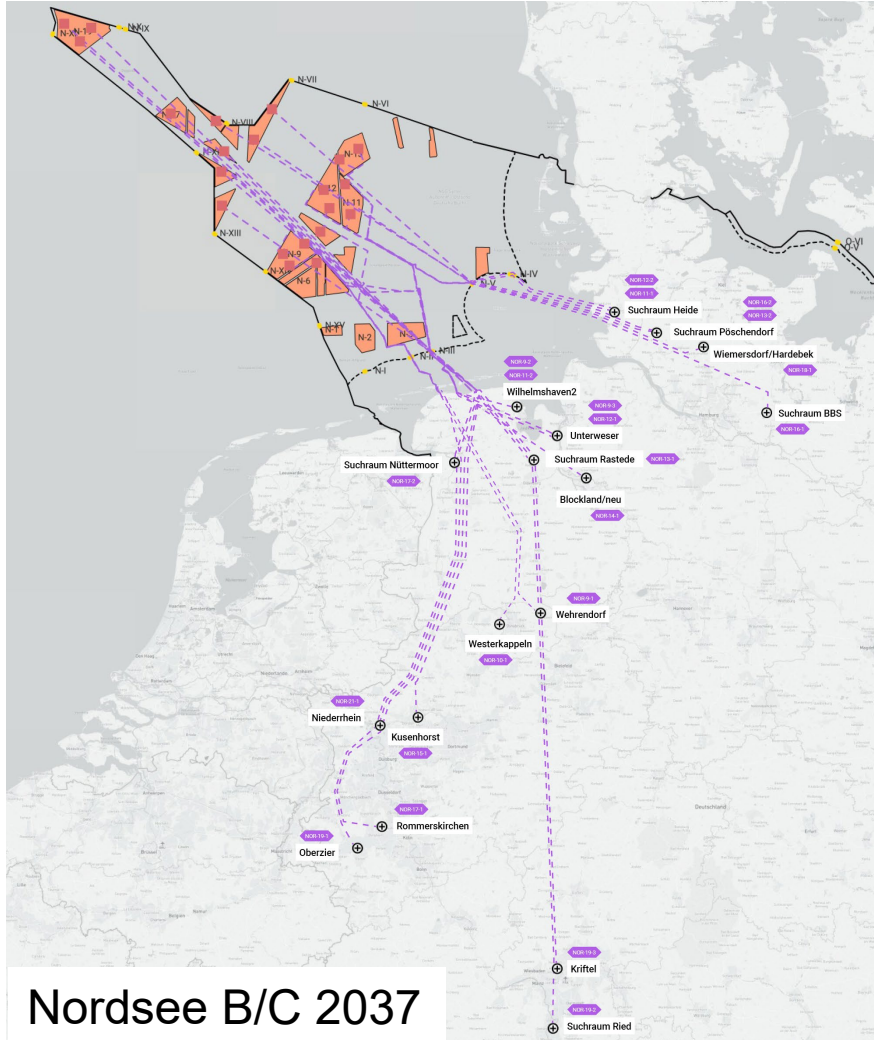


1. Entwurf NEP Strom 2037/2045 (2023)

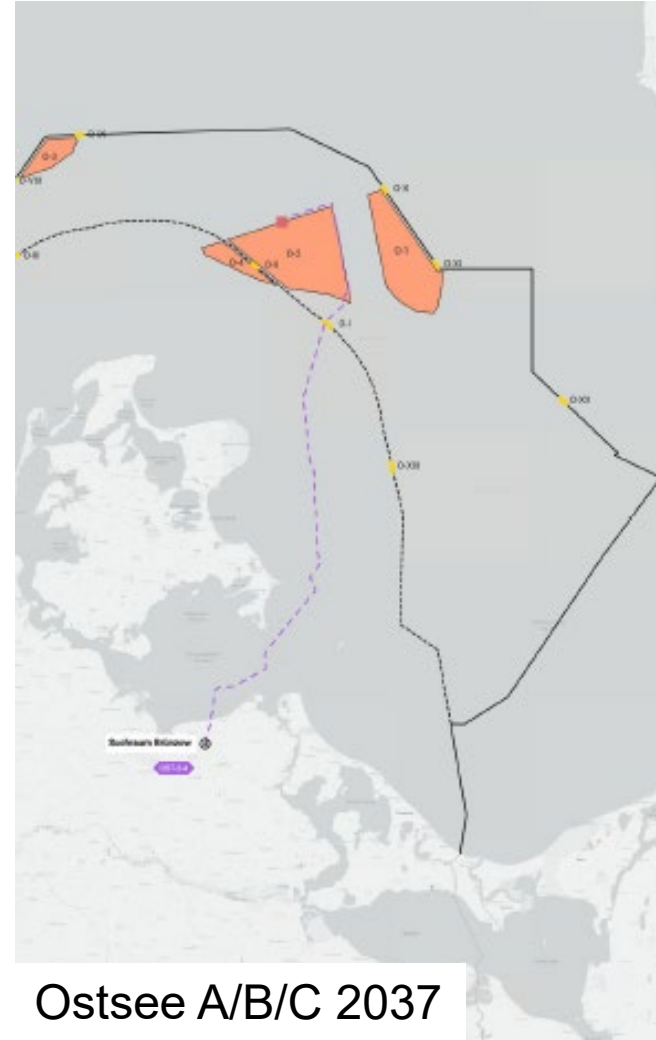
Offshore-Zubaunetz 2037 Nord- und Ostsee



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM



Nordsee B/C 2037



Ostsee A/B/C 2037

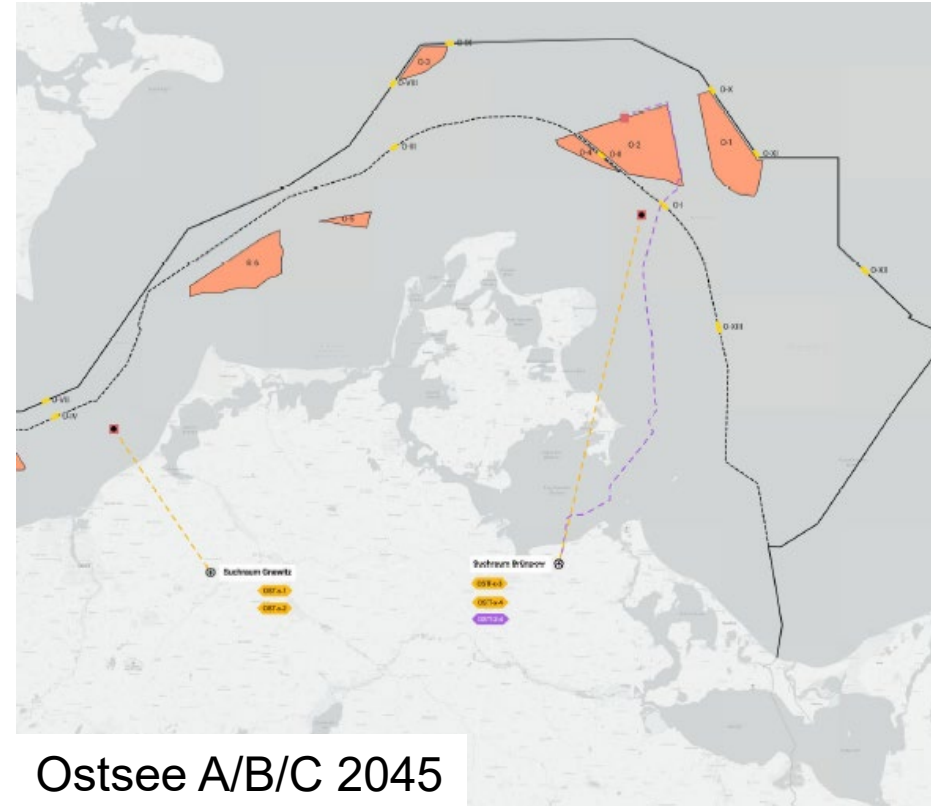
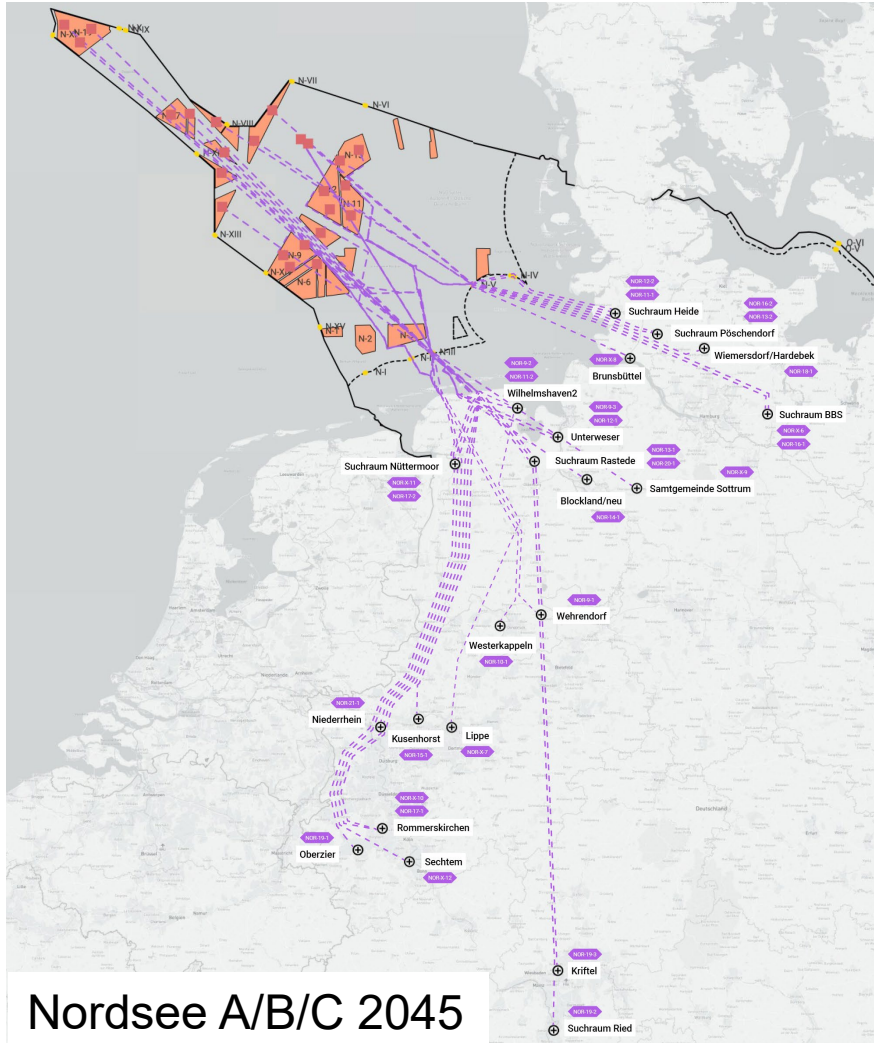
- Deutlicher Zubau an Offshore-Windenergie bis 2037 auf z.B. 58,5 GW in B/C 2037 – überwiegend in der Nordsee.
- Fortführung des Mix aus küstennaher Anbindung incl. DC-Hubs sowie Direktanbindung der Lastzentren.
- 50Hertz, Amprion und TenneT erschließen Nordsee gemeinsam.
- Seeseitige Standorte jenseits der Zone 3 durch BSH-Entscheidung zum FEP noch offen.
- ÜNB haben FEP-Entwurf vom 1.7.2022 zu Grunde gelegt.

1. Entwurf NEP Strom 2037/2045 (2023)

Offshore-Zubaunetz 2045 Nord- und Ostsee



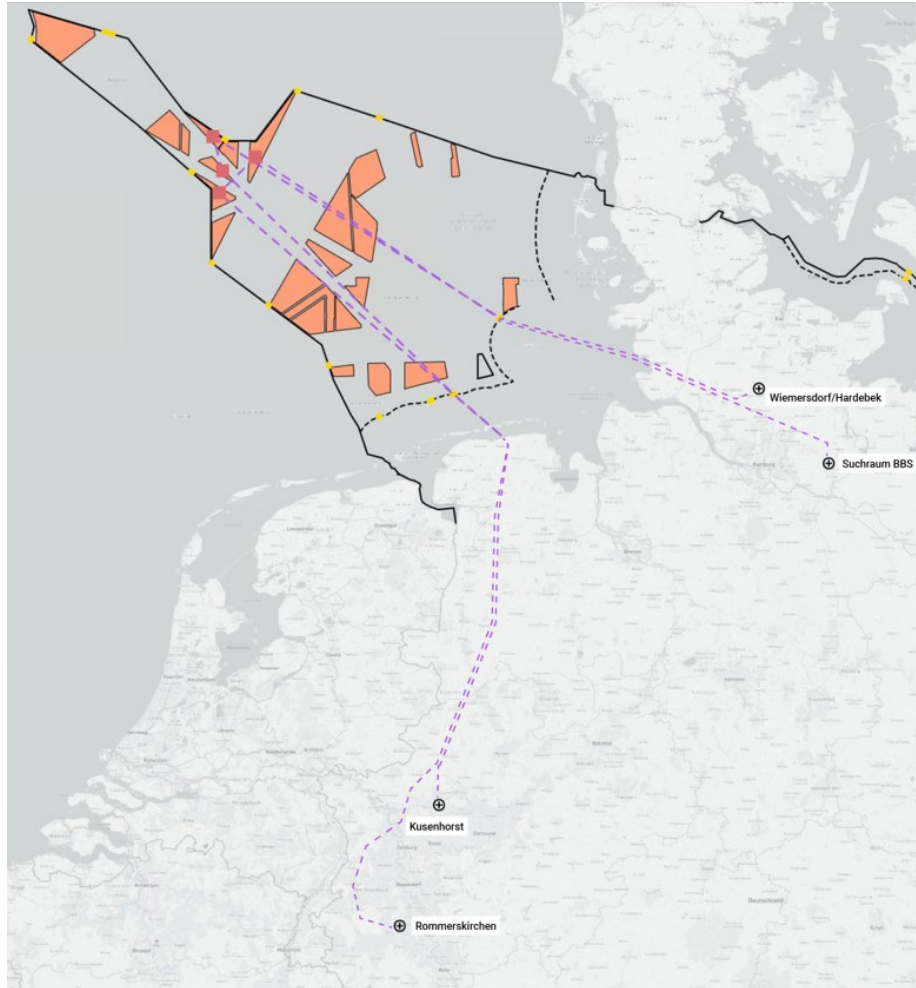
NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM



- Anstieg der installierten Kapazität Offshore Wind auf 70 GW in 2045.
- 2 GW-Standard in Nordsee ab 2029 wird bis 2045 fortgeführt.
- 4 GW Rückbau unterstellt, daher 22 ONAS in der Nordsee mit je 2 GW von 2031 bis 2045.

1. Entwurf NEP Strom 2037/2045 (2023)

Nationale Offshore-Vernetzung



- ÜNB schlagen im NEP zwei **nationale Offshore-Vernetzungen** vor.
- Durch Verbindung der seeseitigen Konverter der ONAS entsteht ein Korridor über die Nordsee, der Stromtransport zwischen den landseitigen NVP erlaubt, wenn Offshore-Windenergie nicht voll einspeist.
- Onshore wird so Redispatch in nennenswertem Umfang (> 1 TWh in B 2045) eingespart und Netzausbau vermieden.
- Effekt ist am größten je weiter entfernt die landseitigen NVP sind.

Tabelle 24: Nationale Offshore-Vernetzungsmaßnahmen

Projekt	Num-mer	Bezeichnung der Maßnahme	Netzverknüpfungspunkt	Trassenlänge in km	Übertragungsleistung in MW	Szenario (Beginn der Umsetzung/ geplante Fertigstellung)			
						A 2037	B / C 2037	A 2045	B / C 2045
NOR-OV-1	M272	Offshore-Vernetzung NOR-15-1 mit NOR-16-1	Kusenhorst (Amprion) – Suchraum Büchen (50Hertz)	48	2.000		ab 2033/ bis 2037	ab 2034/ bis 2037	ab 2033/ bis 2037
	M273	Offshore-Vernetzung NOR-17-1 mit NOR-18-1	Rommerskirchen (Amprion) – Wiemersdorf/ Hardebek (TenneT)	26	2.000		ab 2034/ bis 2037	ab 2035/ bis 2038	ab 2034/ bis 2037

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

1. Entwurf NEP Strom 2037/2045 (2023)

Offshore-Zubaunetz bis 2045



NVP in der Nordsee ab 2031 (ohne ONAS 2029/2030, ohne Ostsee)

ONAS	IBN	ÜNB	BL	NVP (Nordsee)
NOR-11-2	2031	TenneT	NI	Wilhelmshaven 2
NOR-13-1	2031	TenneT	NI	Suchraum Rastede
NOR-14-1	2032	TenneT	HB	Blockland_neu
NOR-21-1	2032	Amprion	NW	Niederrhein (ehemals Zensenbusch)
NOR-13-2	2033	50Hertz	SH	Suchraum Pöschendorf
NOR-15-1	2033	Amprion	NW	Kusenhorst
NOR-16-2	2034	TenneT	SH	Suchraum Pöschendorf
NOR-17-1	2034	Amprion	NW	Rommerskirchen
NOR-16-1	2035	50Hertz	SH	Suchraum BBS
NOR-18-1	2035	TenneT	SH	Wiemersdorf/Hardebek
NOR-19-1	2036	Amprion	NW	Oberzier
NOR-19-3	2036	Amprion	HE	Kriffel
NOR-19-2	2037	Amprion	HE	Suchraum Ried
NOR-17-2	2037	TenneT	NI	Suchraum Nüttermoor
NOR-x-6	2038	50Hertz	SH	Suchraum BBS
NOR-20-1	2039	TenneT	NI	Suchraum Rastede
NOR-x-7	2040	Amprion	NW	Lippe
NOR-x-8	2041	50Hertz	SH	Brunsbüttel
NOR-x-9	2042	TenneT	NI	Samtgemeinde Sottrum
NOR-x-10	2043	Amprion	NW	Rommerskirchen
NOR-x-11	2044	TenneT	NI	Suchraum Nüttermoor
NOR-x-12	2045	Amprion	NW	Sechtem

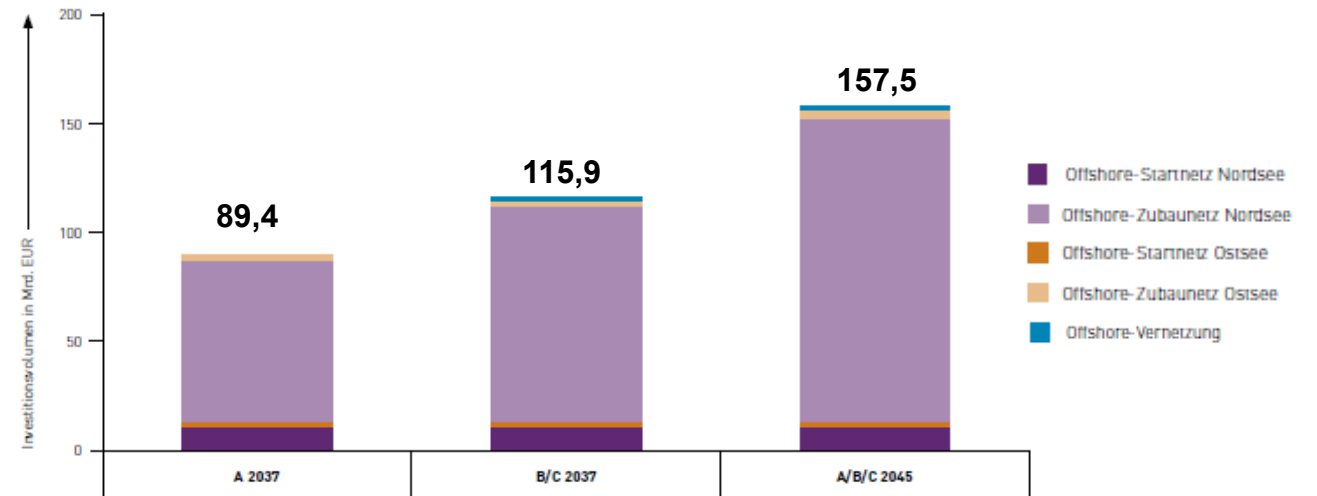
Tabelle 21: Überblick über die Trassenlängen des Offshore-Zubaunetzes

in km*	Szenario A 2037	Szenario B / C 2037	Szenario A / B / C 2045
Nordsee	ca. 6.500	ca. 9.150	ca. 12.950
Ostsee	ca. 110	ca. 110	ca. 360
Summe	ca. 6.610	ca. 9.250	ca. 13.310

* Das Vorgehen zur Ermittlung der Trassenlänge wird erläutert unter: www.netzentwicklungsplan.de/Zwu.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Investitionsvolumen Start- und Zubaunetz Offshore inkl. Offshore-Vernetzung

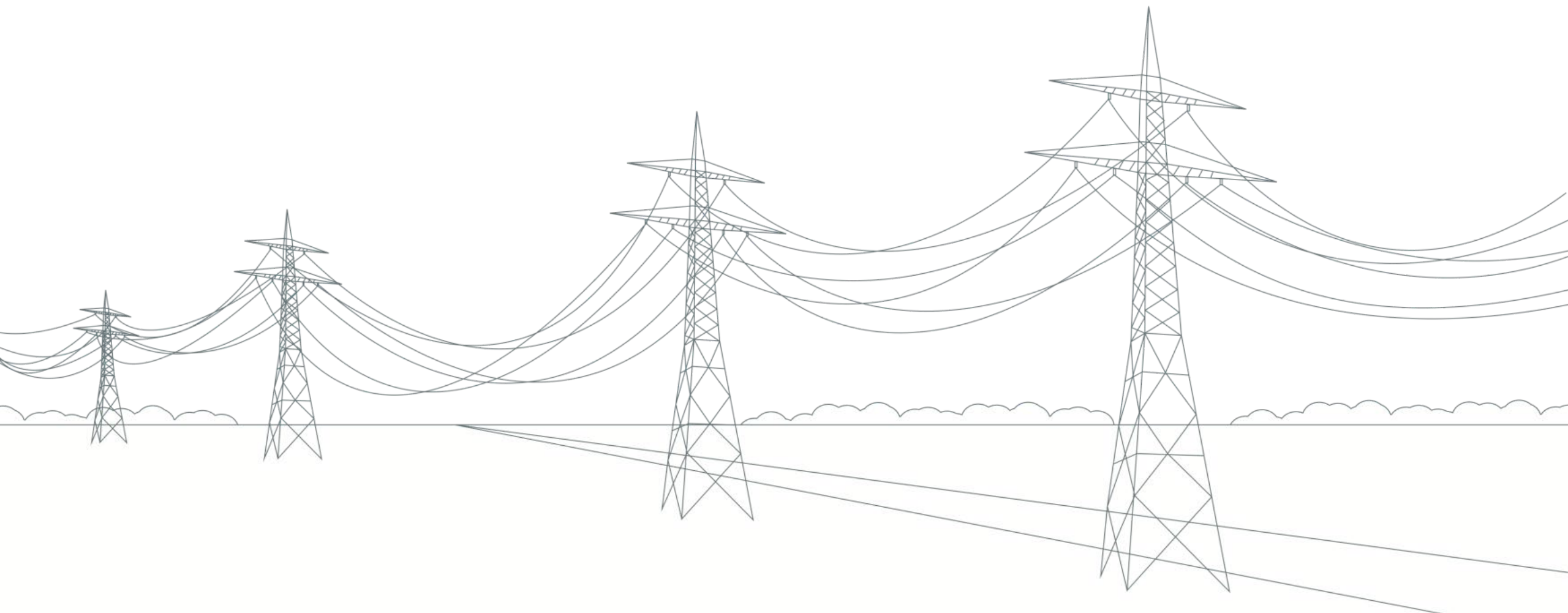


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

Onshore-Netz

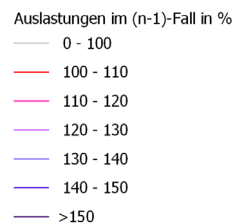
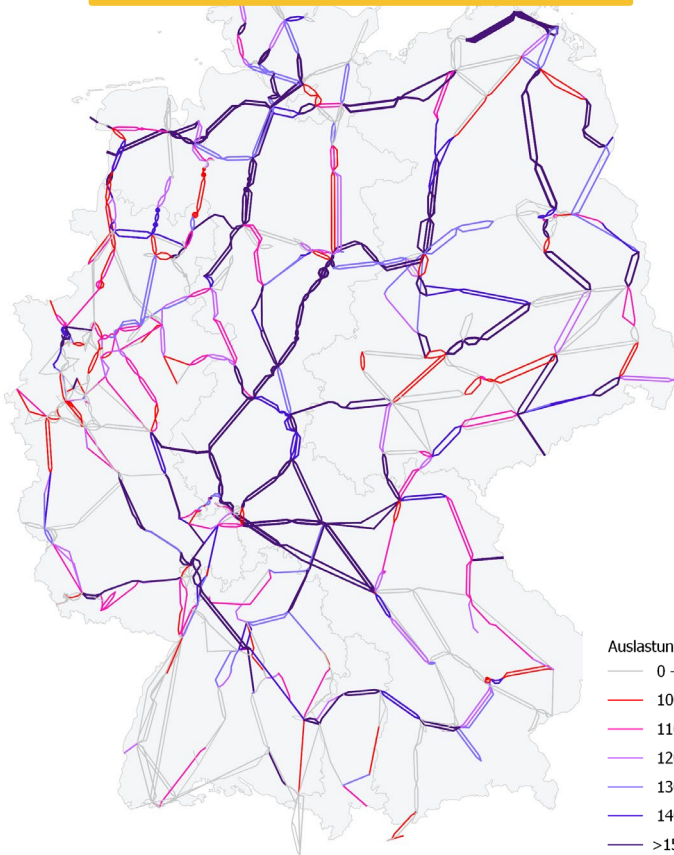


1. Entwurf NEP Strom 2037/2045 (2023)

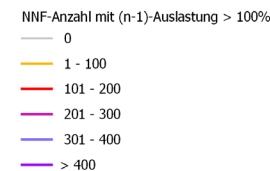
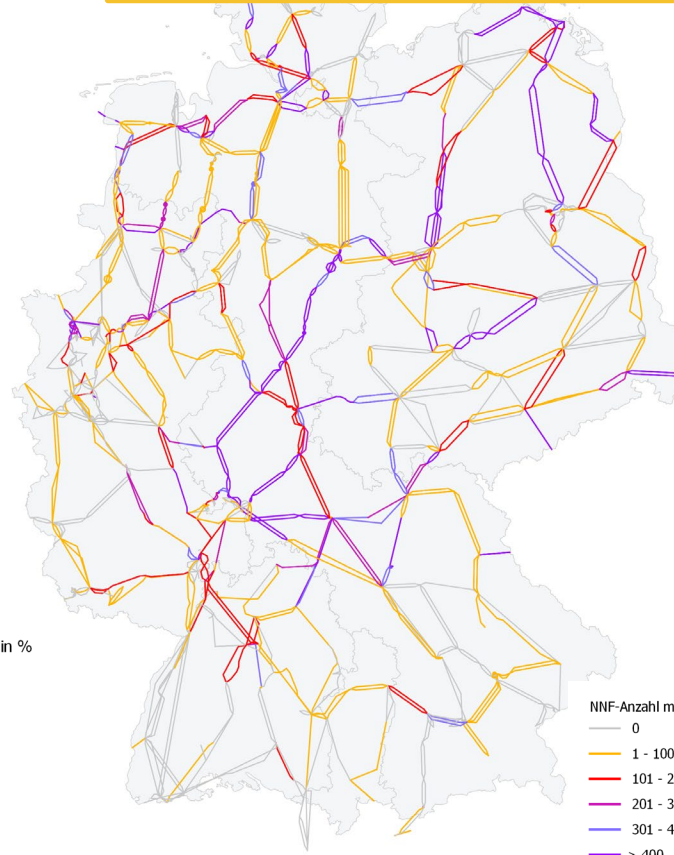
Massive Überlastungen bei Zuschaltung der Vorhaben des BBP 2022 im Szenario B 2037



Maximale zeitungeleiche
n-1-Auslastung



Anzahl Stunden mit
n-1-Auslastung > 100%



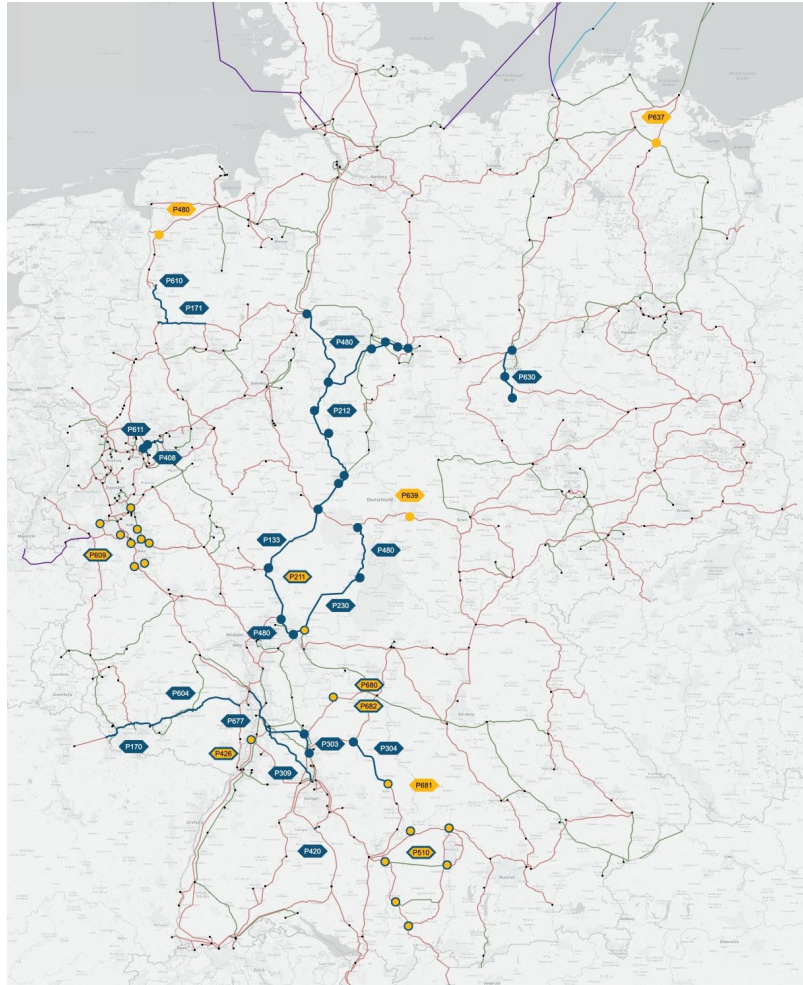
Im BBP-Netz ergeben sich großflächige Überlastungen, insbesondere auf den Nord-Süd-Achsen.

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

Identifizierung weiterer Netzausbaumaßnahmen notwendig – anhand des NOVA-Kriteriums unter zu Hilfenahme einer eigens dafür entwickelten Netzausbaheuristik

1. Entwurf NEP Strom 2037/2045 (2023)

Ad hoc-Maßnahmen 2030

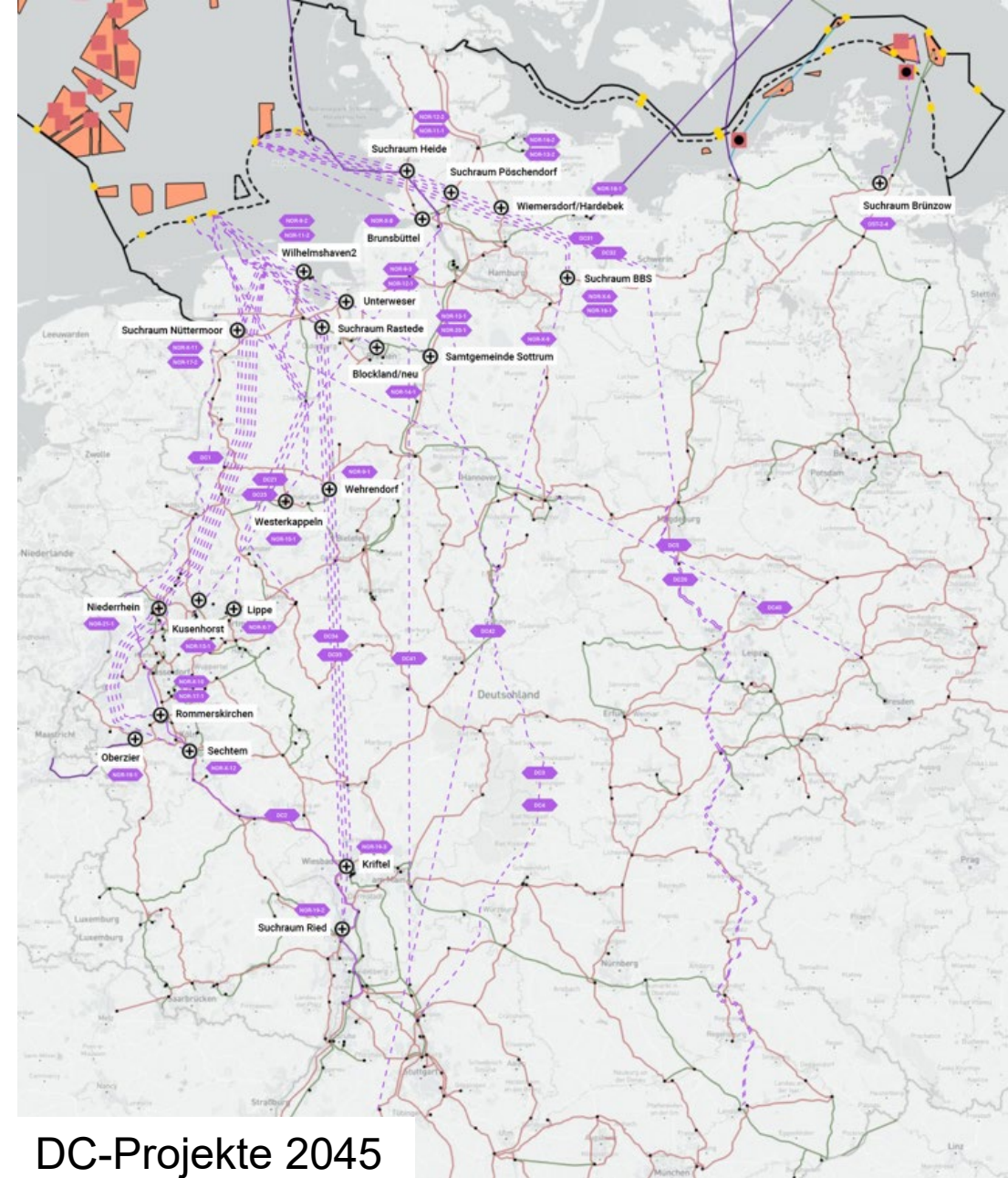


- Anhand eines **Zwischenszenarios 2030** aus der Langfristanalyse gem. § 34 KVBG mit den neuen EE-Zahlen (80% EE-Anteil an 750 TWh Bruttostromverbrauch) wurden im NEP **rund 30 Ad hoc-Maßnahmen** identifiziert.
- Es handelt sich sowohl um **Punktmaßnahmen** (z.B. PST, weitere Netzbooster) als auch um **Leitungsmaßnahmen** (Umbeseilungen mit HTL/HTLS). Letztere benötigen allerdings eine Gesetzesänderung zur Planungsbeschleunigung, um bis 2030 wirksam werden zu können.
- Die Ad hoc-Maßnahmen sind **kurz- bis mittelfristig umsetzbar** und können bereits **deutlich vor 2037** eine **engpassentlastende Wirkung** erzielen.
- Sie reduzieren den für 2030 prognostizierten Redispatch-Bedarf um ca. 6,5 TWh (EE-Abregelung davon ca. 4,25 TWh).
- Anhand des Zwischenszenarios 2030 wird ergänzend der **Bedarf an Blindleistungskompensation** untersucht und – sofern über den Bedarf für 2037 hinausgehend – im 2. NEP-Entwurf dargestellt.

1. Entwurf NEP Strom 2037/2045 (2023)

Zielnetz DC (B 2037 = A/B/C 2045)

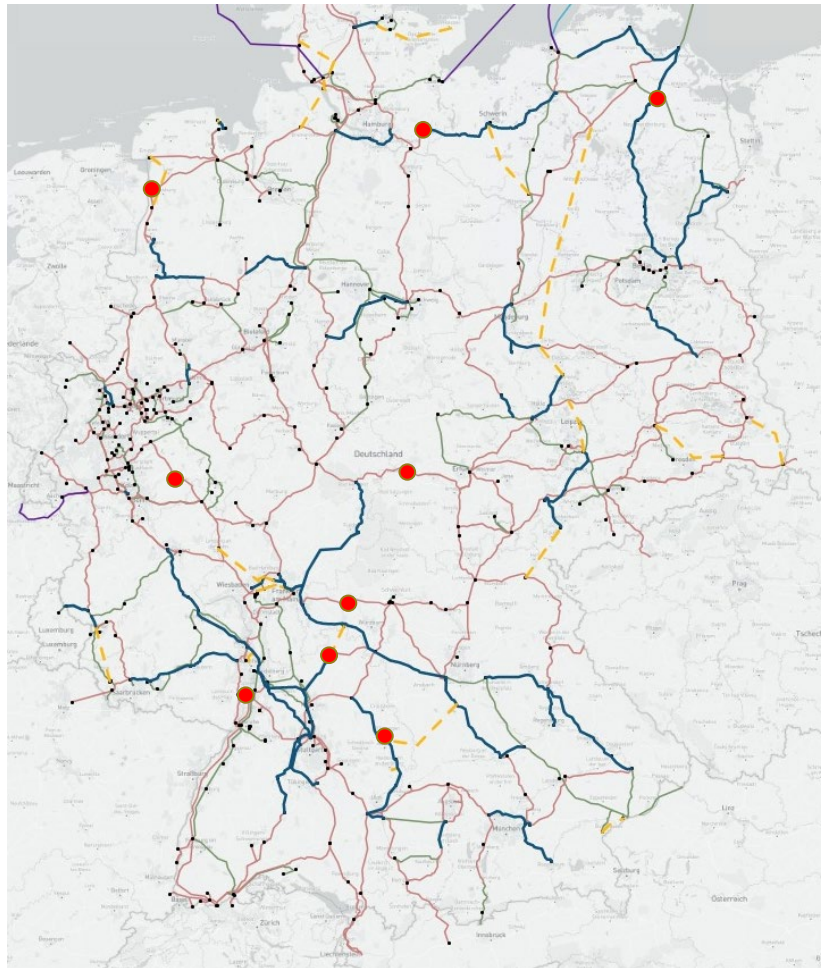
- Insgesamt wurden **fünf weitere HGÜ-Projekte** mit je 2 GW (incl. metallischem Rückleiter) bis 2037 bzw. 2045 identifiziert ($\Delta = 2.600 \text{ km}$ im Vergleich zum NEP 2035 (2021)):
 - DC32 SR Pöschendorf – SR Klein Rogahn: 170 km
 - DC35 SR Rastede – Marxheim (Taunus): 461 km
 - DC40 SR Nüttermoor – Streumen: 594 km
 - DC41 SR Alfstedt – Obrigheim: 607 km
 - DC42 SR BBS – südl. LK Böblingen: 737 km
 - Eine **Bündelung** bzw. gemeinsame Stammstreckenführung **von On- und Offshore-HGÜs** wird sowohl innerhalb Schleswig-Holsteins als auch Richtung NRW und Hessen angestrebt.
 - Neben SR Heide und SR Rastede sind **drei zusätzliche DC-Hubs geplant** – mit Verknüpfung von jeweils zwei Offshore- und einer Onshore-HGÜ.
- **Sämtliche Onshore-HGÜ sind sowohl in den Szenarien A/B/C 2045 als auch in B 2037 erforderlich!**



DC-Projekte 2045

1. Entwurf NEP Strom 2037/2045 (2023)

Zielnetz AC (B 2037 = A/B/C 2045)



- Inklusive der Ad hoc-Maßnahmen steigt der Bedarf an Netzverstärkungs- und –ausbaumaßnahmen im AC-Bereich gegenüber dem bestätigten Netz aus dem NEP 2035 (2021) (BBP-Netz 2022) um **rund 4.500 km** an.
- Davon entfallen **rund 1.300 km auf Neubaumaßnahmen** und **rund 3.200 km auf Netzverstärkungsmaßnahmen**.
- Die ÜNB schlagen darüber hinaus mehrere zusätzliche **Querregeltransformatoren zur Leistungsflusssteuerung** vor.
- Die Ergebnisse der Netzanalysen zeigen für die Szenarien A / B / C 2045 ein **identisches Klimaneutralitätsnetz**. Dieses unterscheidet sich lediglich hinsichtlich des verbleibenden **Redispatchbedarfs**.
- Bis auf einen Querregeltransformator sind **sämtliche für 2045 identifizierten Maßnahmen auch im Szenario B 2037 erforderlich**.

1. Entwurf NEP Strom 2037/2045 (2023)

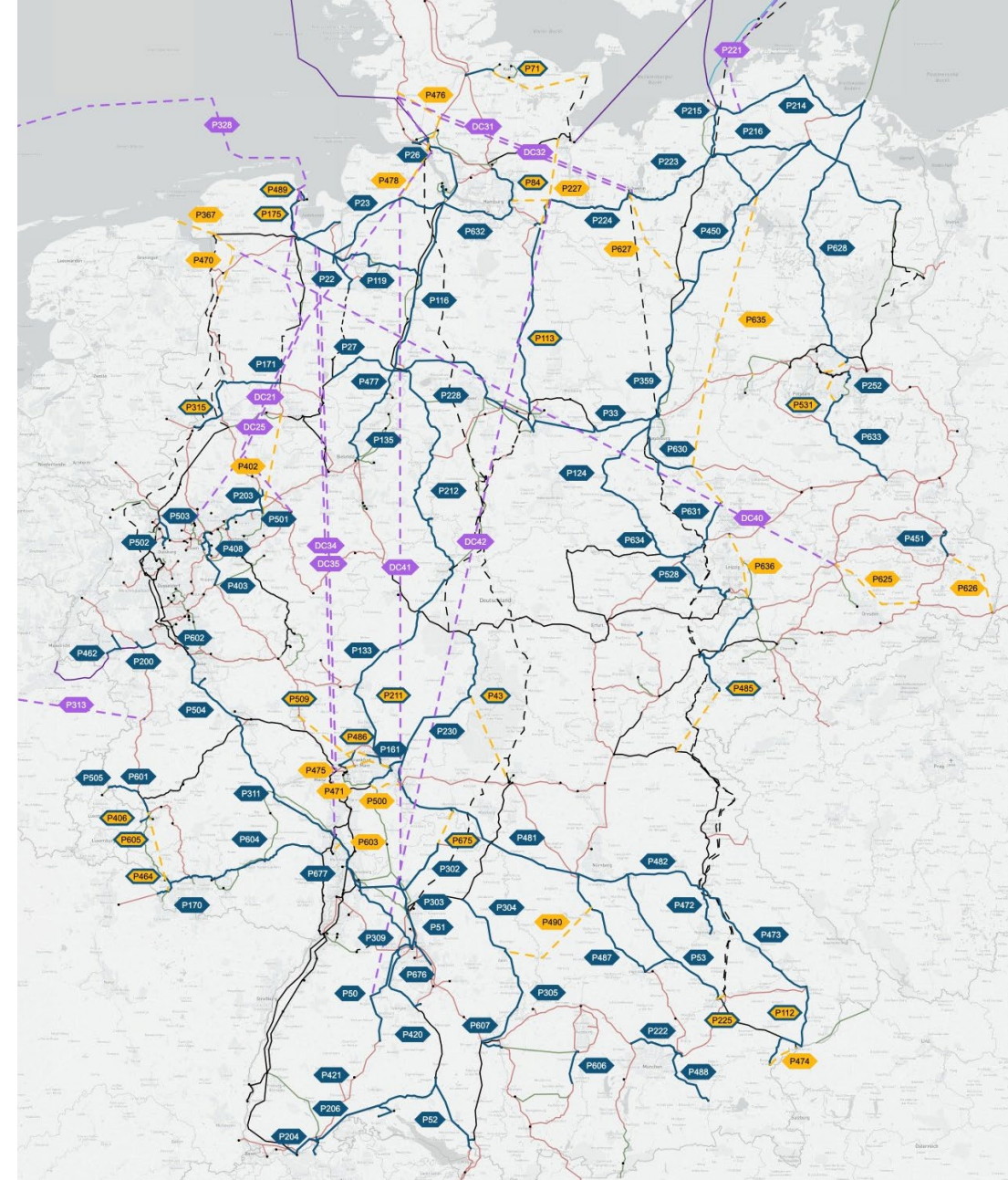
Übersicht über das Zielnetz A/B/C 2045

Typ	Trassenlänge [km]	Investitionen [Mrd. €]
Neu identifizierte Projekte	~ 14.200	~ 128,3
Onshore (AC + DC)	5.740	41,6
Offshore-NAS	8.455	86,7

Onshore gilt:

Klimaneutralitätsnetz 2045 = Klimaneutralitätsnetz (B) 2037
= „Osterpaket 2022-Umsetzungsnetz“

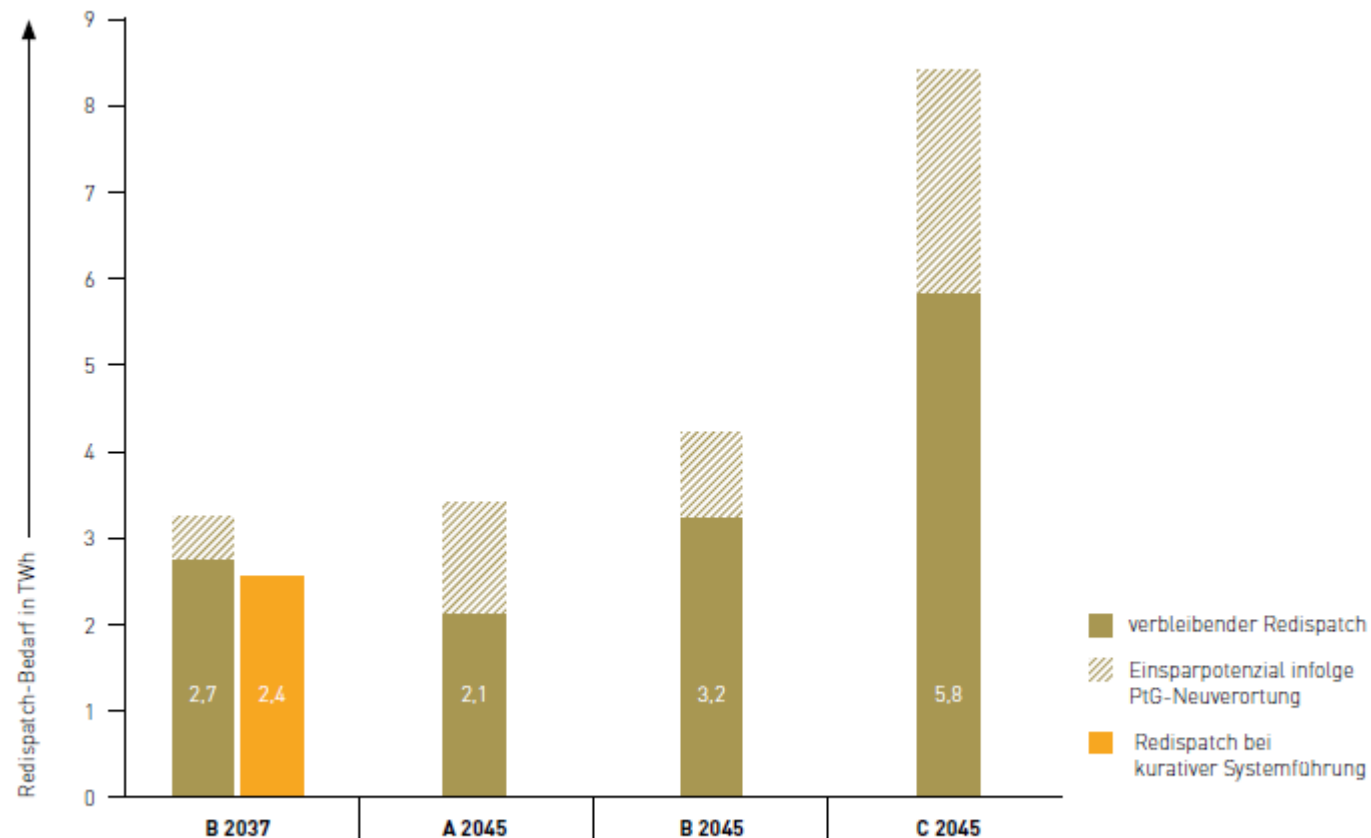
Das Netz ist **robust** und eher als „no regret“-Netz anzusehen.



1. Entwurf NEP Strom 2037/2045 (2023)

Verbleibender Redispatch

Abbildung 70: Verbleibender Redispatch infolge der Neuverortung von PtG-Anlagen im Zielnetz 2037 und 2045



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

- ÜNB haben Netz wie in vorherigen NEPs nicht vollständig ausgebaut (Rest an Redispatch verbleibt).
- Wenn man **nicht angewendete Spitzenkappung** mit berücksichtigt, dann sind Engpässe allerdings geringer als im NEP 2035 (2021).
- **Kurative Systemführung** kann Redispatchbedarf noch einmal absenken (Bsp. B 2037 – konservativer Ansatz).
- **Engpassoptimierte Neuverortung der Elektrolyseure** spart nennenswert Redispatch ein – Rahmenbedingungen dafür müssen aber auch geschaffen werden!

1. Entwurf NEP Strom 2037/2045 (2023)

Kosten-Nutzen-Analyse von weiteren Interkonnektoren



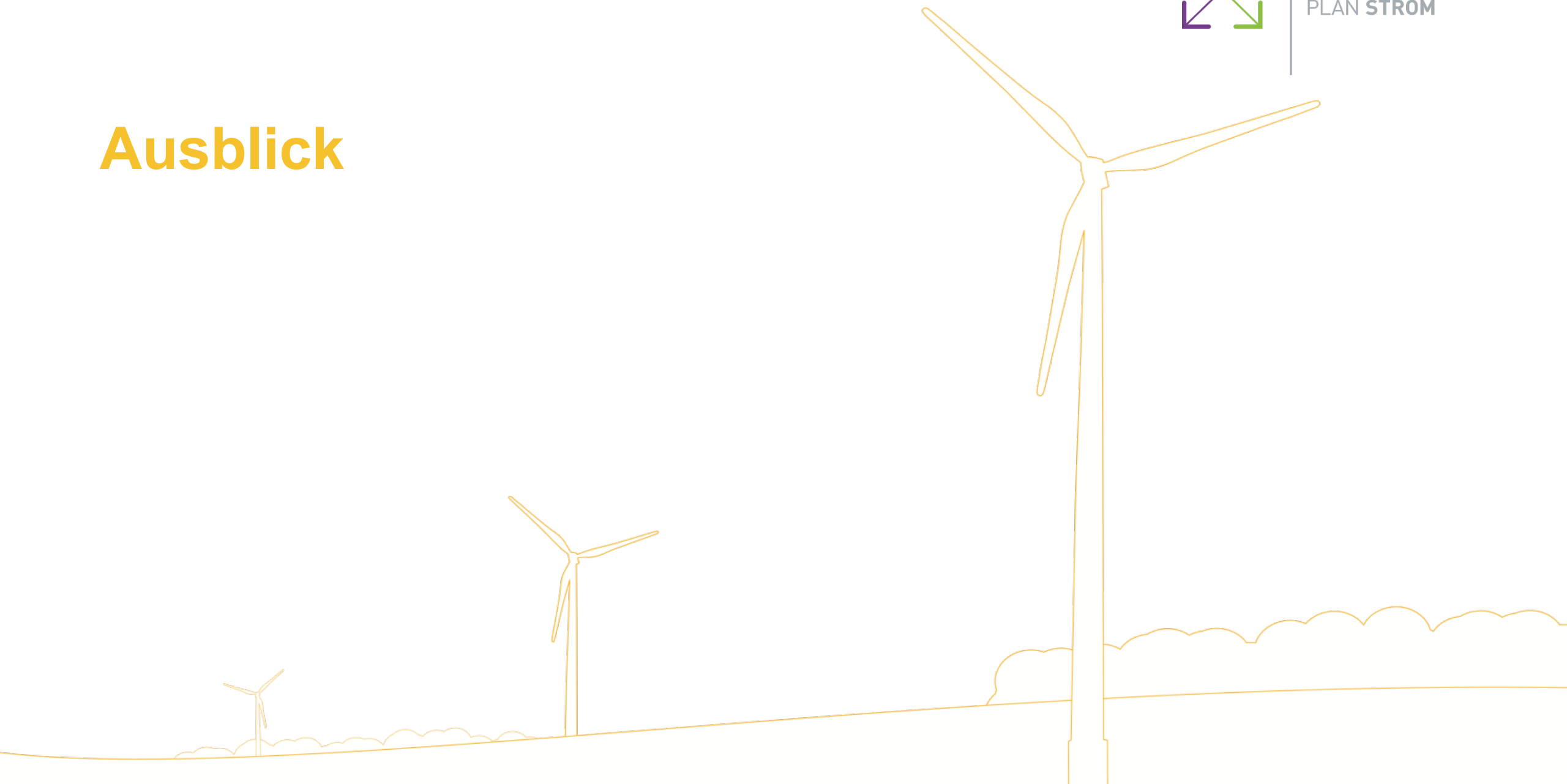
NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

- Aktuell wird eine **Kosten-Nutzen-Analyse** (CBA) für die nachfolgenden Interkonnektoren auf Basis der Szenarien B 2037 und B 2045 durchgeführt:
 - P74 Vöhringen – Westtirol (DE – AT)
 - P329 Zweiter DC-Interkonnektor zwischen Deutschland und Großbritannien (DE – UK)
 - P640 DC-Netzausbau: Offshore-Interkonnektor Bornholm Energy Island (BEI) (DE – DK)
 - P678 Südlicher Landkreis Böblingen - Mettlen (DE – CH)
 - P679 Westlicher Landkreis Breisgau-Hochschwarzwald - Region Burgund (DE – FR)
- Die aufgeführten Interkonnektoren sind entsprechend des genehmigten Szenariorahmens – mit Ausnahme des Projektes P679 – Bestandteil des Ausgangsnetzes des NEP.
- Die Beschreibung des Vorgehens bei der Kosten-Nutzen-Analyse sowie konkreten projektspezifischen Ergebnisse der Bewertung werden mit dem zweiten Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) veröffentlicht.



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

Ausblick



1. Entwurf NEP Strom 2037/2045 (2023)

Weiterer Prozess: Konsultation und 2. Entwurf



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

- Der **erste Entwurf des NEP 2037/2045** steht noch bis zum **25.04.2023** 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 (2023) soll **Mitte Juni 2023** veröffentlicht werden.
- Die **Konsultation des zweiten Entwurfs** sowie des **Umweltberichts** durch die BNetzA erfolgt voraussichtlich im **Herbst 2023**.
- Weitere Informationen zur Konsultation finden Sie auf www.netzentwicklungsplan.de.



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

