



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**



NEP kompakt

Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit
Ausblick 2045, Version 2023, zweiter Entwurf

Impressum

50Hertz Transmission GmbH

Heidestraße 2
10557 Berlin
www.50hertz.com

Amprion GmbH

Robert-Schuman-Straße 7
44263 Dortmund
www.amprion.net

TenneT TSO GmbH

Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth
www.tennet.eu

TransnetBW GmbH

Pariser Platz
Osloer Straße 15–17
70173 Stuttgart
www.transnetbw.de

Redaktion

Volker Gustedt (50Hertz Transmission GmbH),
Birte Greve (Amprion GmbH),
Christian Brehm (TenneT TSO GmbH),
Claudia Halici (TransnetBW GmbH)

E-Mail: info@netzentwicklungsplan.de
www.netzentwicklungsplan.de

Gestaltung

CBE DIGIDEN AG
www.cbe-digiden.de

Stand

12. Juni 2023

Alle Grafiken, Tabellen und Texte aus dem zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2023 stehen unter der Creative Commons Lizenz CC BY 4.0. Der Text der Lizenz ist unter creativecommons.org/licenses/by/4.0/legalcode abrufbar.

Eine richtige Referenz lautet z. B.: Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 [2023], zweiter Entwurf | Übertragungsnetzbetreiber CC-BY-4.0 Bei Bearbeitungen: Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 [2023], zweiter Entwurf | Übertragungsnetzbetreiber (M) CC-BY-4.0

Ausgenommen davon sind Grafiken, Tabellen und Texte, die eine andere oder zusätzliche Quelle aufweisen. Die Übersichtskarten und Einzelkarten können unter der dort angegebenen Quelle und Lizenz genutzt werden.



Zusammenfassung

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mit Regelzonenverantwortung planen, bauen und betreiben neue Netze für neue Energien. Im Netzentwicklungsplan Strom (NEP) stellen sie die Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau im deutschen Stromübertragungsnetz dar. Dies umfasst Maßnahmen an Land sowie die Offshore-Netzanbindungssysteme in der ausschließlichen Wirtschaftszone und im Küstenmeer gemäß den gesetzlichen Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG).

Der vorliegende NEP 2037/2045 (2023) blickt auf die Jahre 2037 und 2045 und damit auch auf das gesetzliche Zieljahr zum Erreichen der Klimaneutralität in Deutschland. Er analysiert für die Jahre den Netzentwicklungsbedarf für drei unterschiedliche Szenarien. Wesentliche Grundlage dieses Szenariorahmens sind die Ausbauziele der erneuerbaren Energien (EE) des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2023. Die Szenarien unterscheiden sich in ihren Annahmen zum Wasserstoffeinsatz, dem Grad der direkten Elektrifizierung sowie der Effizienzsteigerung und bilden damit eine Spannweite möglicher Entwicklungen ab. Zusätzlich wurden Ad-hoc-Maßnahmen für das Jahr 2030 analysiert, um auch kurz- und mittelfristig auf den stärkeren EE-Ausbau und den ebenfalls steigenden Bruttostromverbrauch reagieren zu können.

In Deutschland wie Europa werden in den kommenden Jahren ein beschleunigter EE-Ausbau und eine stark steigende und zunehmend flexiblere Stromnachfrage den Weg in eine dekarbonisierte Gesellschaft prägen. Wesentlich hierfür ist, dass Strom zuverlässig zur Verfügung steht und möglichst direkt und effizient genutzt werden kann. Der entsprechende Aus- und Umbau des Übertragungsnetzes ist somit eine zentrale Voraussetzung für eine klimaneutrale Zukunft. Der NEP zeigt die dafür erforderlichen Weiterentwicklungen im Übertragungsnetz hin zu einem Klimaneutralitätsnetz.

Der Transportbedarf wächst mit dem Ausbau erneuerbarer Energien deutlich

Die Ziele, Deutschland klimaneutral und auch im Energiebezug unabhängiger zu machen, schlagen sich in den politischen Vorgaben und damit im Szenariorahmen als Ausgangspunkt des NEP nieder. Im Vergleich zum letzten NEP mit den Betrachtungshorizonten 2035 und 2040 sind die Zielwerte beim EE-Ausbau wie auch bei der Nachfrage für die aktuellen Zieljahre 2037 und 2045 deutlich gestiegen. Der wesentliche Anteil des EE-Ausbaus soll gemäß EEG-Novelle 2023 bis Mitte der 2030er Jahre umgesetzt sein, damit eine treibhausgasneutrale Stromversorgung als Grundlage für die Dekarbonisierung weiterer Sektoren möglich ist. Die Entwicklung wird sprunghaft beschleunigt. Die Anforderungen an das Übertragungsnetz erhöhen sich dadurch enorm: Der innerdeutsche Stromtransportbedarf steigt bis 2037 deutlich auf rund 87,7 GW an, wohingegen zwischen 2037 und 2045 in den Szenarien der Transportzuwachs auf einem ähnlichen Niveau bleibt bzw. nur moderat zunimmt. Der weitere Zubau der erneuerbaren Energien kann weitgehend über den Ausbau von Flexibilitäten kompensiert werden.

Durch die zunehmende Elektrifizierung des Gebäude-, Verkehrs- und Industriesektors steigt der Bruttostromverbrauch insgesamt von etwa 650 bis 700 TWh im Zieljahr 2035 des vorherigen NEP auf 899 bis 1.053 TWh im Zieljahr 2037 des aktuellen NEP. Im Vergleich zum letzten NEP entspricht dies einer Erhöhung von rund 40 bis 44 %. Nach 2037 steigt der Bruttostromverbrauch gemäß Szenariorahmen weiter an auf 1.079 bis 1.303 TWh im Jahr 2045. Um ihn zu decken, wird die installierte EE-Leistung auf 638 bis 703 GW ausgebaut werden müssen. Dies entspricht nahezu einer Verfünffachung der installierten Leistung aus erneuerbaren Energien bis 2045 gegenüber heute.

Ausbau erneuerbarer Energien

Installierte Leistung in GW	Bestand (Referenzjahr 2020/2021)	Zieljahr 2035 (NEP 2021)	Zieljahr 2037 (NEP 2023)	Zieljahr 2045 (NEP 2023)
Photovoltaik	59	110 – 120	345	400 – 445
Offshore-Windenergie	8	28 – 34	51 – 59	70
Onshore-Windenergie	56	82 – 91	158 – 162	160 – 180

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Bei der regionalen Verteilung zeigt dieser NEP neue Tendenzen auf. Wie bisher, weisen südliche und neu auch zunehmend westliche Bundesländer in den Szenarien tendenziell ein Erzeugungsdefizit auf, wohingegen in nördlichen und nord-östlichen Bundesländern ein Erzeugungsüberschuss vorliegt. Der innerdeutsche Transportbedarf wird nach wie vor maßgeblich durch eine hohe Windenergieeinspeisung im Norden und Nordosten und die Lage der Verbrauchszentren im Westen und Süden bestimmt. Neu ist, dass zeitweise Lastflüsse in umgekehrter Richtung auftreten – teils bedingt durch hohe Einspeisungen durch Photovoltaik im Süden.

Um eine Einordnung im europäischen Kontext zu ermöglichen, erfolgt eine Einbettung der nationalen Entwicklungspfade für Deutschland in das europäische Szenario „Distributed Energy“ des Ten-Year Network Development Plan 2022. Dieses berücksichtigt die auf europäischer Ebene verankerte Senkung der EU-weiten Emissionen mit dem Ziel einer Klimaneutralität bis 2050. Der europaweite Ausgleich von Stromerzeugung und -verbrauch ist von zentraler Bedeutung für eine verlässliche und bedarfsgerechte Ausgestaltung eines klimaneutralen Energiesystems. Dadurch wird auch der Bedarf an Flexibilitäten und Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland reduziert.

Wasserstoff gewinnt an Bedeutung

Im Vergleich zu früheren NEP sind auch die Annahmen zum Umfang des Einsatzes von Wasserstoff und zum Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur deutlich gestiegen. Bereits 2037 wird gemäß genehmigtem Szenariorahmen eine umfassende Wasserstoffinfrastruktur unterstellt. In 2045 sind bis zu 80 GW an Elektrolyseleistung für die inländische Wasserstoffherzeugung ins System zu integrieren. Die zukünftige Ausgestaltung der Wasserstoffinfrastruktur hat große Auswirkungen auf den Entwicklungsbedarf des Stromübertragungsnetzes. Das zeigt schon die Verortung der Elektrolyseure, die in einem mehrstufigen Prozess erfolgt ist. Dieser NEP nimmt netzdienliche Elektrolysestandorte an – ein Vorgehen, für das es bisher keinen ordnungsrechtlichen Rahmen gibt. Dadurch können Engpässe im Übertragungsnetz minimiert und die Abregelung von erneuerbaren Energien in Zeiten hoher Einspeisung weitestgehend reduziert werden. Da entsprechende Rahmenbedingungen derzeit nicht gegeben sind, ist der Ansatz aus heutiger Sicht mit hohen Unsicherheiten verbunden. Sind für die Allokation zukünftig andere Kriterien ausschlaggebend, ist die Entstehung zusätzlicher Engpässe im Übertragungsnetz wahrscheinlich.

Fortschreitende Vernetzung

Mit dem Ziel, die steigenden Transportbedarfe zu möglichst geringen Investitions- und Redispatch-Kosten zu bewältigen, wurde bei den Netzanalysen erstmalig ein übergeordneter steuernder Algorithmus eingesetzt. Diese sogenannte Metaheuristik machte den Vergleich mehrerer hundert Kombinationen von Ausbaupunkten möglich – weitaus mehr als sonst. Es wurden Kombinationen von Maßnahmen aus den Kategorien Netzverknüpfungspunkte (NVP), Korridore für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ), Vernetzung von HGÜ-Standorten, netzdienliche Verortung von Offsite-Power-to-Gas-Anlagen (Elektrolyseure) sowie Lastflusssteuerung und AC-Projekte im Umfeld von HGÜ und NVP gebildet.

Die vier ÜNB setzen weiterhin auf eine Bandbreite an bewährten und innovativen Lösungen und Technologien und berücksichtigen mögliche Potenziale zukünftiger innovativer Technologien wie moderne Systemführungskonzepte und Netzbooster. In diesem Sinne wurden in den Szenarien identifizierte Engpässe nicht vollständig durch Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen beseitigt, sodass je nach Szenario zwischen 1,5 und 5,9 TWh Redispatch-Volumen übrigbleiben. Auf eine Spitzenkappung wurde allerdings verzichtet. Dieses Vorgehen entspricht der Szenariorahmengen Genehmigung der Bundesnetzagentur (BNetzA).

Um auf die steigenden Anforderungen flexibel und verlässlich zugleich reagieren zu können, vernetzen die ÜNB das Übertragungsnetz noch weiter: Seit dem ersten NEP 2012 setzen die ÜNB auf die Verknüpfung von AC- und DC-Maßnahmen. Dieser NEP schlägt nun weitere Maßnahmen zu vermaschten DC-Strukturen an Land wie auch von Offshore-Maßnahmen untereinander vor. Zusammen mit der europäischen Vernetzung können so erneuerbare Energien für flexible Nachfrager umfassend integriert und Redispatch-Bedarfe gesenkt werden. Das begrenzt Engpassmanagementkosten und trägt zu einer sicheren Energieversorgung bei. Darüber hinaus erhöht die durch die DC-Vermaschung gewonnene Flexibilität im Netzbetrieb die Versorgungssicherheit.

Weiterer Ausbaubedarf für ein Klimaneutralitätsnetz bereits bis 2037

Das Klimaneutralitätsnetz als Ergebnis dieses NEP weist einen erheblichen Zuwachs an erforderlichen Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen aus. Die im aktuellen Bundesbedarfsplan verankerten Maßnahmen sind für ein bedarfsgerechtes Netz angesichts der steigenden Transportaufgabe bei Weitem nicht ausreichend.



Der Umfang sowie das Kostenvolumen des Zubaunetzes vergrößern sich daher gegenüber dem vorherigen NEP deutlich. Gegenüber dem im NEP 2035 (2021) vorgeschlagenen Projektportfolio identifiziert der vorliegende NEP 2037/2045 (2023) neue Onshore-Projekte mit einer Trassenlänge von 5.620 km und zusätzlichen Investitionen in Höhe von 52,3 Mrd. EUR. Dies liegt insbesondere an der Ausweisung von fünf zusätzlichen DC-Projekten, die zur Sicherstellung der erforderlichen Transportaufgabe notwendig und im aktuellen Bundesbedarfsplan (BBP) noch nicht enthalten sind. Bündelungsoptionen untereinander oder mit bestehenden DC-Projekten sind größtenteils möglich bzw. werden geprüft. Die neuen DC-Projekte erhöhen die Nord-Süd-, aber auch Ost-West-Transportkapazität. Weitere wesentliche Treiber für die zusätzlichen Netzentwicklungsmaßnahmen sind der starke Ausbau der erneuerbaren Energien im Norden, der Rückbau konventioneller Kraftwerke, der vernetzte Energieaustausch mit dem Ausland sowie die steigenden Lasten im Zuge der Erreichung der Klimaneutralität in allen Sektoren.

Die Ergebnisse der Netzentwicklung zeigen, dass die Zielnetze für die Jahre 2037 und 2045 nahezu identisch sind. Das liegt vor allem daran, dass onshore der EE-Ausbau zwischen 2037 und 2045 bereits weitestgehend vollzogen ist. Der moderate Anstieg der EE-Kapazitäten onshore bis 2045 kann zwar zusätzliche Engpässe im Onshore-Netz verursachen, diese können aber durch die dann vorhandenen Netzstrukturen und eine entsprechend flexible Nachfrage insbesondere von Elektrolyseuren, zentralen und dezentralen Batteriespeichern und durch Demand Side Management weitgehend kompensiert werden. Der überwiegende Anteil des Klimaneutralitätsnetzes muss somit bereits im Zieljahr 2037 umgesetzt sein.

Das Zielnetz besteht unter den getroffenen Annahmen aus einem robusten Portfolio an Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen, die sich für alle Szenarien als erforderlich erweisen. Alle im NEP 2037/2045 (2023) ausgewiesenen Projekte sind somit als „no-regret“ zu verstehen. Das ausgewiesene Zielnetz unterscheidet sich in den Szenarien nur hinsichtlich des verbleibenden Redispatch-Bedarfs. Es bestehen derzeit noch hohe Unsicherheiten durch die noch nicht vollständig abgeschlossenen gesetzlichen Planungen zum Ausbau der erneuerbaren Energien (u. a. auf Ebene der Bundesländer), der Dekarbonisierungsstrategien der Industrie oder die Planungen zur zukünftigen Wasserstoffwirtschaft. Inwieweit der verbleibende Redispatch weiter reduziert werden kann, ist in den folgenden NEP-Zyklen zu klären, insbesondere, ob dies zusätzlichen moderaten Netzausbau oder andere technische Maßnahmen erfordert.

Das Onshore-Startnetz umfasst AC- und DC-Maßnahmen in Summe von rund 6.950 km bei einem geschätzten Investitionsvolumen von 50 Mrd. EUR. Für das Onshore-Zubaunetz ergeben sich Netzverstärkungen im AC-Bereich von 6.125 km. Hinzu kommen rund 180 km an DC-Verstärkungsmaßnahmen. Weitere 1.714 km entfallen auf AC-Neubaumaßnahmen und 4.396 km auf DC-Neubaumaßnahmen. In Summe ergibt sich ein Onshore-Zubaunetz für alle Szenarien von 12.413 km Länge. Für die Szenarien A/B/C 2037 beläuft sich das Investitionsvolumen auf rund 106,1 Mrd. EUR. Die Investitionskosten für das Onshore-Zubaunetz der Szenarien A/B/C 2045 liegen um 0,1 Mrd. EUR höher.

Die Analysen zur Systemstabilität weisen erhebliche Mehrbedarfe zur Blindleistungskompensation sowie zur Beherrschung von Netzauftrennungen in Form von Momentanreserve auf, die bereits im analysierten Zwischenszenario 2030 auftreten. Als Konsequenz müssen sowohl bereits geplante Anlagen vorgezogen, als auch über netzdienliche Beiträge Dritter (z. B. Bereitstellung aus den Verteilnetzen, von Großverbrauchern wie Elektrolyseuren und weiteren Systemteilnehmern ggf. durch marktliche Beschaffung) bereitgestellt werden. Die Untersuchungen zur transienten Stabilität weisen darauf hin, dass die Beherrschbarkeit in einzelnen Stunden im Falle von Störungen nach konzeptgemäßer Fehlerklärung nicht mehr sicher gewährleistet werden könnte. Daher sind zur Wahrung der Systemstabilität über die ausgewiesenen Maßnahmen weitere Lösungskonzepte zu erarbeiten. Im Begleitdokument der Stabilitätsanalysen werden die zugehörigen Untersuchungsergebnisse dargelegt sowie erforderliche Maßnahmen aufgezeigt.

Gegenüber dem ersten Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) sind im zweiten Entwurf des NEP die Investitionskosten um 12,5 Milliarden EUR angestiegen. Dies ist im Wesentlichen durch die Berücksichtigung weiterer Projekte auf Basis zusätzlicher Bedarfe an Transformatoren und Umspannwerken zwischen Verteil- und Übertragungsnetz, einer Aktualisierung des Umfangs und der Kosten bestehender Projekte sowie die Aktualisierung des Bedarfs an Anlagen zur Blindleistungskompensation sowie zur Bereitstellung von Momentanreserve begründet.

Die im Vergleich zum vorherigen NEP stark angestiegenen Investitionskosten sind neben dem geänderten Umfang an Projekten und Maßnahmen auf die Anpassung der Standard- und Projektkosten als Folge der wirtschaftlichen Gesamtentwicklung zurückzuführen.



Offshore-Potenziale umfassend erschließen

Offshoreseitig geht der Ausbau der erneuerbaren Energien auch nach 2037 kontinuierlich weiter: Im Vergleich zu heute (7,8 GW) steigt die in den Szenarien angenommene installierte Leistung aus Offshore-Windenergie um das bis zu 7,5-fache auf bis zu 58,5 GW in 2037. Bis 2045 wird dann noch einmal auf 70 GW installierter Erzeugungsleistung gesteigert.

Für den Anschluss der angenommenen installierten Erzeugungsleistung haben die ÜNB Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) in Nord- und Ostsee mit einer Länge von etwa 6.600 km im Szenario A 2037 bei einer Übertragungsleistung von rund 36 GW, einer Länge von etwa 9.300 km in den Szenarien B 2037 und C 2037 bei einer Übertragungsleistung von rund 44 GW ermittelt. Für die Langfrist-Szenarien A 2045, B 2045 und C 2045 ergeben sich bei einer Übertragungsleistung von rund 60 GW Netzanbindungssysteme mit einer Länge von 13.310 km (exkl. Startnetz). Auch nach 2037 werden noch acht weitere Systeme mit einer Übertragungskapazität von 16 GW angebunden.

Erstmals wird die nationale Offshore-Vernetzung untersucht, deren Nutzen aufgezeigt und ein Projekt mit zwei Maßnahmen ausgewiesen. Insgesamt zeigt sich die nationale Offshore-Vernetzung als netzdienliche und kosteneffiziente Ausbaumaßnahme zur Minimierung von weiträumigen Netzengpässen.

Das Investitionsvolumen für das Offshore-Zubaunetz bis 2037 liegt bei rund 77 Mrd. EUR für das Szenario A 2037.

Die Szenarien B 2037 und C 2037 erfordern Investitionen von etwa 103,5 Mrd. EUR (inkl. Vernetzung). Für die Langfrist-Szenarien A 2045, B 2045 und C 2045 beträgt das geschätzte Investitionsvolumen rund 145,1 Mrd. EUR (inkl. Vernetzung). Das Investitionsvolumen für die bereits in der Realisierung befindlichen Offshore-Netzausbaumaßnahmen des Offshore-Startnetzes beträgt darüber hinaus für alle Szenarien rund 12,4 Mrd. EUR. bei einer Trassenlänge von 1.580 km.

Ausgehend von den im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigten ONAS wurde in diesem NEP 2037/2045 (2023) der weitere Bedarf von 20 neuen ONAS mit einer Trassenlänge von ca. 8.455 km und einem Investitionsvolumen in Höhe von 86,7 Mrd. EUR identifiziert.

Energiekorridore für geringere Rauminanspruchnahmen

Gemäß § 12b Abs. 3a EnWG weisen die ÜNB erstmalig Bündelungsoptionen für neu identifizierte DC-Netzausbaumaßnahmen und den länderübergreifenden landseitigen Teil der Offshore-Anbindungsleitungen aus. Dabei ist aufzuzeigen, wie diese mit bestehenden oder zumindest verfestigt geplanten Trassen ganz oder weitgehend in einem Trassenkorridor realisiert werden können. Die Bündelung ermöglicht die Führung sowohl von Offshore-Anbindungssystemen als auch von neu identifizierten DC-Projekten in derselben Trasse und damit eine möglichst geringe Rauminanspruchnahme. Entsprechend den im NEP 2035 (2021) bereits bestätigten bzw. im NEP 2037/2045 (2023) zur Bestätigung eingebrachten HGÜ-Vorhaben ergeben sich nach aktuellem Planungsstand drei zentrale Energiekorridore.

Trassenkilometer und Investitionen des Zubaunetzes für B/C 2037 (A 2037) offshore und A/B/C 2037 onshore

	Trassenlänge in km	Investitionsvolumen in Mrd. EUR
Offshore	9.250 (6.610)	103,5 (77)
Onshore	12.413	106,1
Summe	21.663 (19.023)	209,6 (183,1)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Trassenkilometer und Investitionen des Zubaunetzes in den Szenarien A/B/C 2045

	Trassenlänge in km	Investitionsvolumen in Mrd. EUR
Offshore	13.310	145,1
Onshore	12.413	106,2
Summe	25.723	251,3

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Entschlossen die Zukunft gestalten

Die Transformation zur Klimaneutralität einer der größten Industrienationen der Welt kann nur als gesamtgesellschaftliches Projekt gelingen. Es liegt an Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Bürgerinnen und Bürgern dieses gemeinschaftlich erfolgreich zu gestalten.

Ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Übertragungsnetz, das mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien Schritt hält, trägt wesentlich zum Gelingen der Transformation bei.

Der NEP zeigt klar auf, was diese Transformation bedeutet: Zahlreiche Netzentwicklungsprojekte in ganz Deutschland, an Land wie auf See, als Verstärkung bestehender Leitungen und als Neubau, wollen erklärt, entschieden, geplant, gebaut und betrieben werden. Engagierte Fachkräfte, verfügbare Materialien zu angemessenen Preisen und stabile Lieferketten sind dafür eine Voraussetzung.

Die Umsetzung des Klimaneutralitätsnetzes erfordert somit entschlossenes Handeln und ein gemeinsames Einstehen – von ÜNB und Genehmigungsbehörden, von Politik in Bund, Ländern und Kommunen wie auch weiteren Akteuren der Energiewende.

Es braucht:

- Mehr **Umsetzungsgeschwindigkeit** beim Netzausbau. Erste wichtige Weichen zur Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsprozessen wurden gestellt. Diese müssen nun zügig in die Praxis umgesetzt werden. Dieser NEP weist das Klimaneutralitätsnetz aus, das schon im Jahr 2037 weitestgehend umgesetzt sein muss, um die sehr hohen Leistungen erneuerbarer Energien bis 2037 ins Stromnetz zu integrieren.

- Mehr **Innovationen**, um den erforderlichen Netzausbaubedarf zu reduzieren. Ein Beispiel ist die erstmalige Erschließung von Potenzial durch eine nationale Offshore-Vernetzung.
- Mehr **Flexibilität**. Es müssen entsprechende regulatorische Rahmenbedingungen und ausreichend Anreize geschaffen werden, damit die Flexibilitätspotenziale von neuen Technologien wie zum Beispiel Elektrolyseuren optimal genutzt werden können. Dazu gehören u. a. auch systemdienliche Standorte und Einsatzweise. Gleiches gilt für dezentrale Technologien wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen. Neben der Bereitstellung von Kommunikationstechnologien zur Steuerung sind insbesondere geeignete Markt- und Netzentgeltstrukturen vonnöten.
- Eine **integrierte Systemplanung** für Strom, Gas und Wasserstoff. Auch wenn separate Netzplanungsprozesse weiterhin sinnvoll sind, sollten diese zukünftig auf gemeinsam abgestimmten Szenariokennzahlen basieren.

Der NEP bietet mit seinen Analysen nicht nur einen konkreten Ausblick auf das Stromnetz der nächsten Jahrzehnte, sondern auch eine kontinuierlich aktualisierte und fundierte Informationsbasis für zentrale energie- und wirtschaftspolitische Weichenstellungen. Der zweijährige Rhythmus stellt sicher, dass die jeweils aktuellen Entwicklungen abgebildet werden, sei es bei Fragen des Marketdesigns, der Preisentwicklung, der Ausgestaltung von Flexibilitäten oder des Tempos beim Ausbau von erneuerbaren Energien. So wird auch das in diesem NEP vorgestellte Klimaneutralitätsnetz in den folgenden NEP weiterentwickelt werden.



Zentrale Aussagen der Kapitel

Der Netzentwicklungsplan-Prozess

Die Anforderungen an das Stromübertragungsnetz werden immer komplexer. Die Dekarbonisierung mittels Elektrifizierung sorgt dafür, dass immer größere Mengen an Strom verbraucht und teilweise über längere Strecken transportiert werden. Zudem muss auf eine wetterbedingt volatile EE-Erzeugung reagiert und das Netz immer flexibler betrieben werden können. Die Weiterentwicklung des Stromnetzes ist somit wichtiger Bestandteil einer gelingenden Energiewende.

Nach §12b EnWG sind die vier Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW verpflichtet, alle zwei Jahre einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan Strom zu erstellen und der BNetzA zur Bestätigung vorzulegen. Der NEP stellt die Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau im deutschen Stromübertragungsnetz sowie der Offshore-Anbindungsleitungen in der ausschließlichen Wirtschaftszone und im Küstenmeer einschließlich der Netzverknüpfungspunkte an Land vor dem Hintergrund der gesetzlichen Vorgaben des EnWG dar.

Auf Grundlage des NEP legt die BNetzA fest, welche Maßnahmen erforderlich sind, damit das deutsche Stromübertragungsnetz seinen zukünftigen Aufgaben gerecht werden kann. Die Grundlage für die Berechnungen im NEP bildet der zuvor von den ÜNB erstellte und durch die BNetzA geprüfte und genehmigte Szenariorahmen.

Der diesem NEP zugrunde liegende Szenariorahmen betrachtet neben dem Zieljahr 2037 den Zeithorizont 2045. Das Jahr 2045 markiert das Zieljahr zur Erreichung der Klimaneutralität¹ in Deutschland. Der hier vorliegende NEP bildet somit zum ersten Mal ein Stromübertragungsnetz für ein klimaneutrales Energiesystem¹ in Deutschland ab. Grundlage hierfür ist die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes. §12a EnWG wurde wie folgt ergänzt: „Drei weitere Szenarien müssen das Jahr 2045 betrachten und eine Bandbreite von wahrscheinlichen Entwicklungen darstellen, welche sich an den gesetzlich festgelegten sowie weiteren klima- und energiepolitischen Zielen der Bundesregierung ausrichten.“

Deshalb wurden für beide Zieljahre jeweils drei Szenarien erstellt: A, B und C. Der NEP 2037/2045 (2023) berechnet die in sechs unterschiedlichen Szenarien notwendigen Netzentwicklungen.

¹ Mit dem NEP bilanzieren die Übertragungsnetzbetreiber die CO₂-Emissionen im inländischen Stromsektor. Die Zielerreichung in anderen Sektoren wie z. B. Industrie, Verkehr oder Wärme liegt außerhalb unseres Untersuchungsrahmens. Zudem werden Importe von Energieträgern oder anderweitig zum Einsatz kommende Treibhausgase nicht in die CO₂-Bilanz für Deutschland eingerechnet.



Szenariorahmen: Ausgangspunkt für den NEP 2037/2045 (2023)

Der Szenariorahmen zum NEP 2037/2045 (2023) betrachtet erstmalig ein klimaneutrales Energiesystem und bildet damit die Grundlage für ein Klimaneutralitätsnetz in Deutschland. Er bildet die Ausbauziele der erneuerbaren Energien des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2023 ab.

Szenario A (Dekarbonisierung durch höheren Anteil an Wasserstoff):

Dieses Szenario zeichnet sich durch den vergleichsweise höchsten Wasserstoffbedarf in allen Szenarien aus. In einigen industriellen Bereichen, in denen heute die Unsicherheit bezüglich einer potenziellen Elektrifizierung noch groß erscheint, kommt verstärkt Wasserstoff zum Einsatz. Zur Deckung dieser Nachfrage wird in diesem Szenario eine hohe inländische Erzeugungskapazität unterstellt. Der Bruttostromverbrauch steigt auf rund 1.050 TWh im Jahr 2045. Die erneuerbaren Kapazitäten entsprechen den Zielen des EEG bzw. Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG).

Szenario B (Dekarbonisierung durch intensive Elektrifizierung):

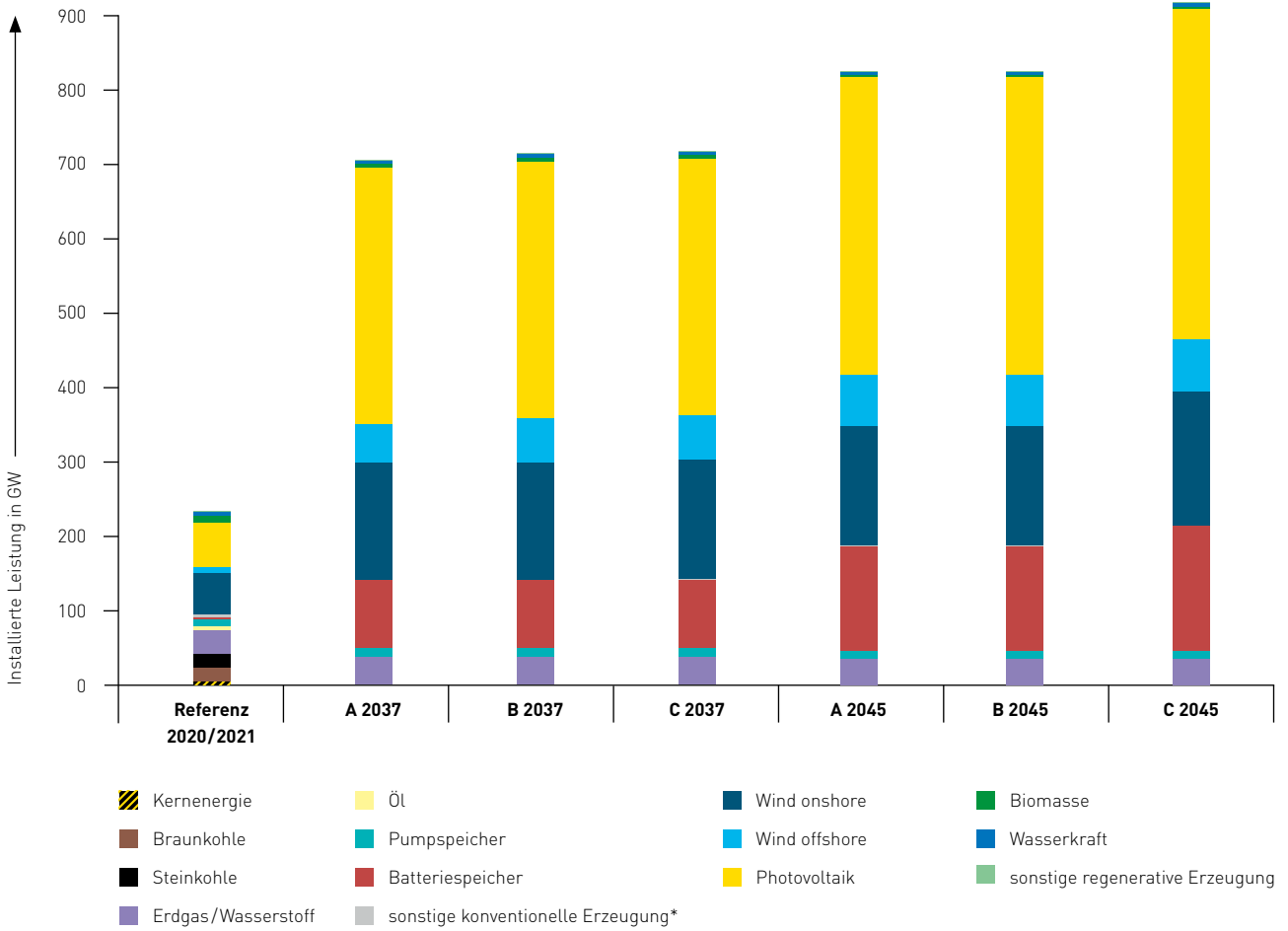
Szenario B setzt auf eine verstärkte direkte Elektrifizierung in allen Endenergieverbrauchssektoren. Wasserstoff kommt nur bei den Anwendungen zum Einsatz, in denen aus heutiger Sicht eine solche Direktelektrifizierung unwahrscheinlich erscheint. Effizienz auf der Nachfrageseite wirkt einem starken Anstieg des Stromverbrauchs entgegen. Der Anstieg des Stromverbrauchs wird so auf knapp 1.100 TWh begrenzt. Der erneuerbaren Ausbaupfad entspricht den Zielen des EEG bzw. WindSeeG.

Szenario C (Dekarbonisierung trotz geringerer Effizienz):

Szenario C unterstellt ebenfalls eine verstärkte direkte Elektrifizierung in allen Endenergieverbrauchssektoren. Eine geringere Effizienz als im Szenario B sorgt für einen höheren Stromverbrauch von knapp 1.300 TWh. Damit einher geht auch die Notwendigkeit eines stärkeren Ausbaus der erneuerbaren Energien.



Übersicht über die Verteilung der installierten Leistungen je Energieträger



* sonstige konventionelle Erzeugung zuzüglich 50 % Abfall

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Übersicht der Szenariokennzahlen

Installierte Leistung in GW							
Energieträger	Referenz 2020/2021	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Kernenergie	4,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	18,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	19,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas/Wasserstoff*	32,1	>38,4	>38,4	>38,4	>34,6	>34,6	>34,6
Öl	4,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicher	9,8	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2
sonstige konventionelle Erzeugung**	4,3	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Summe konventionelle Erzeugung	92,9	>51,6	>51,6	>51,6	>47,8	>47,8	>47,8
Wind onshore	56,1	158,2	158,2	161,6	160,0	160,0	180,0
Wind offshore	7,8	50,5	58,5	58,5	70,0	70,0	70,0
Photovoltaik	59,3	345,4	345,4	345,4	400,0	400,0	445,0
Biomasse	9,5	4,5	4,5	4,5	2,0	2,0	2,0
Wasserkraft***	4,9	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
sonstige regenerative Erzeugung****	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Summe regenerative Erzeugung	138,7	564,9	572,9	576,3	638,3	638,3	703,3
Summe Erzeugung	231,6	616,5	624,5	627,9	686,1	686,1	751,1

Stromverbrauch in TWh							
Nettostromverbrauch	478	828	891	982	999	1.025	1.222
Bruttostromverbrauch	533	899	961	1.053	1.079	1.106	1.303

Treiber Sektorenkopplung							
Wärmepumpen – Haushalt und GHD, Anzahl in Mio.	1,2	14,3	14,3	14,3	16,3	16,3	16,3
Elektromobilität – Anzahl in Mio.	1,2	25,2	31,7	31,7	34,8	37,3	37,3
Power-to-Heat – Fernwärme/Industrie, in GW	0,8	12,6	16,1	22,0	14,9	20,4	27,0
Elektrolyse in GW	<0,1	40,0	26,0	28,0	80,0	50,0	55,0

Weitere Speicher und nachfrageseitige Flexibilitäten in GW							
PV-Batteriespeicher	1,3	67,4	67,4	67,4	97,7	97,7	113,4
Großbatteriespeicher	0,5	23,7	23,7	24,2	43,3	43,3	54,5
DSM – Industrie und GHD	1,2	5,0	7,2	7,2	8,9	12,0	12,0

Dargestellt sind die Werte aus dem Genehmigungsdokument und eine nachträglich abgestimmte Erhöhung der Pumpspeicherleistung. Im Zuge der Modellierung ergeben sich Abweichungen dieser Werte. Aufgrund der Vielzahl an flexiblen Verbrauchern und Variablen ergibt sich der exakte Stromverbrauch erst aus der Strommarktmodellierung.

* Die angegebenen Leistungen umfassen lediglich die mit der Szenariorahmengenabstimmung explizit verorteten Kraftwerke, nicht die darüber hinaus in der Marktsimulation berücksichtigten lastnahen Reserven.

** sonstige konventionelle Erzeugung zuzüglich 50 % Abfall

*** Speicherwasser und Laufwasser

**** sonstige regenerative Erzeugung zuzüglich 50 % Abfall

Quelle: Bundesnetzagentur



Zentrale Annahmen des Szenariorahmens sind:

Stromsektor in Vorreiterrolle: Der Stromsektor ist von zentraler Bedeutung, um Treibhausgasneutralität bis 2045 in Deutschland zu erreichen. Im Rahmen der Sektorenkopplung nimmt der Stromsektor eine Vorreiterrolle ein und kann wesentlich zur Dekarbonisierung anderer Sektoren beitragen. Die direkte Elektrifizierung scheint in vielen Fällen die effizienteste Option zu sein, um fossile Energieträger zu ersetzen.

Ausgebaute Wasserstoffinfrastruktur: In Fällen, in denen eine direkte Elektrifizierung mit höheren volkswirtschaftlichen Kosten verbunden oder technologisch nicht möglich ist, kann die Nutzung von Wasserstoff bzw. synthetischen Brennstoffen vorteilhaft sein. Der Szenariorahmen unterstellt bereits 2037 eine umfassend ausgebaute Wasserstoffinfrastruktur. In den Szenarien für das Jahr 2045 wird bei einer installierten elektrischen Leistung zwischen 50 und 80 GW ein signifikanter Teil des Wasserstoffbedarfs in Deutschland durch inländische Elektrolyse gedeckt. Über eine netzdienliche Verortung von Elektrolyseuren können Engpässe im Übertragungsnetz minimiert werden. Zudem kann aufgrund der Nähe zu EE-Anlagen sowie einem marktorientierten Betrieb die Abregelung von erneuerbaren Energien in Zeiten hoher Einspeisung weitestgehend reduziert werden.

Elektrifizierung der Sektoren: Durch die zunehmende Elektrifizierung des Wärme-, Verkehrs- und Industriesektors verdoppelt sich der Bruttostromverbrauch bis 2045 gegenüber heute voraussichtlich auf bis zu 1.300 TWh. Die installierte Leistung der erneuerbaren Energien wird dafür auf 640 bis 700 GW ausgebaut. Dies entspricht nahezu einer Verfünffachung der installierten Leistung aus erneuerbaren Energien gegenüber heute. In diesem durch volatile Erzeugung geprägten Stromsystem im Jahr 2045 besteht ein hoher Bedarf an erzeugungs- und lastseitiger Flexibilität. Es wird unterstellt, dass viele Stromverbraucher flexibel auf die Angebots- und Nachfragesituation am Strommarkt reagieren und ihren Verbrauch entsprechend anpassen können. So kann sichergestellt werden, dass erneuerbare Energien bestmöglich in das System integriert und variable Erzeugungskosten gesenkt werden können.

Mehr Speichertechnologien: Demand Side Management und Speichertechnologien unterstützen den Ausgleich und die Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Es werden 12 GW an Pumpspeicherkraftwerken und bis zu 168 GW an Groß- und Kleinbatteriespeichern angenommen. Wasserstoff kann als Energieträger zur saisonalen Speicherung von erneuerbarer Energie genutzt werden.

Ausstieg aus Kohle und Kernenergie: Bis 2037 wird in allen Szenarien ein vollständiger Ausstieg aus der Kernenergie sowie die Beendigung der Kohleverstromung unterstellt. Auch danach sind in Deutschland weiterhin konventionelle Kraftwerke zur Bereitstellung gesicherter Leistung erforderlich. Zur Erreichung der Klimaneutralität müssen diese bis spätestens 2045 ausschließlich mit Wasserstoff bzw. treibhausgasneutralen Brennstoffen betrieben werden.

Europäische Integration: Der europaweite Ausgleich von Stromerzeugung und -verbrauch ist von zentraler Bedeutung für eine effiziente sowie bedarfsgerechte Ausgestaltung eines klimaneutralen Energiesystems. Dadurch wird der Bedarf an Flexibilitäten und Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland reduziert. Um eine Einordnung im europäischen Kontext zu ermöglichen, erfolgt eine Einbettung der nationalen Entwicklungspfade für Deutschland in das europäische Szenario „Distributed Energy“ des Ten-Year Network Development Plan 2022.

Marktsimulation: Erneuerbare Energien und flexible Nachfrage im Fokus

Die Ergebnisse der Marktsimulation unterstreichen die dominierende Rolle der erneuerbaren Energien im Energiemix Deutschlands. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien steigt in allen Szenarien im Jahr 2045 auf über 1.000 TWh. Der Einsatz von konventionellen Kraftwerkskapazitäten, Speichern und lastseitigen Flexibilitäten richtet sich sehr stark an der volatilen Erzeugung aus erneuerbaren Energien aus. Besonders die Photovoltaik prägt das Stromsystem in den Sommermonaten und begünstigt einen regelmäßigen Einsatz von Speichern und Elektrolyseuren. Gaskraftwerke kommen fast ausschließlich in den Wintermonaten zum Einsatz. Das deutsche Stromsystem wird besonders im Sommer in erheblichem Maße von der **Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien** getragen. Die Volllaststundenzahl der Gaskraftwerke liegt in den Szenarien teilweise deutlich unter 1.000 h/a.

Deutschland entwickelt sich in den Szenarien zu einem großen **Netto-Stromimporteur in Europa**. Dies ist insbesondere auf die vergleichsweise hohe inländische Stromnachfrage und die hohe installierte Leistung der erneuerbaren Energien im Ausland zurückzuführen. Die importierte Strommenge steigt von 2037 bis 2045 deutlich an und ist im Szenario C 2045 am größten. Insbesondere aus Frankreich, Österreich und Skandinavien werden in den Szenarien große Strommengen importiert.

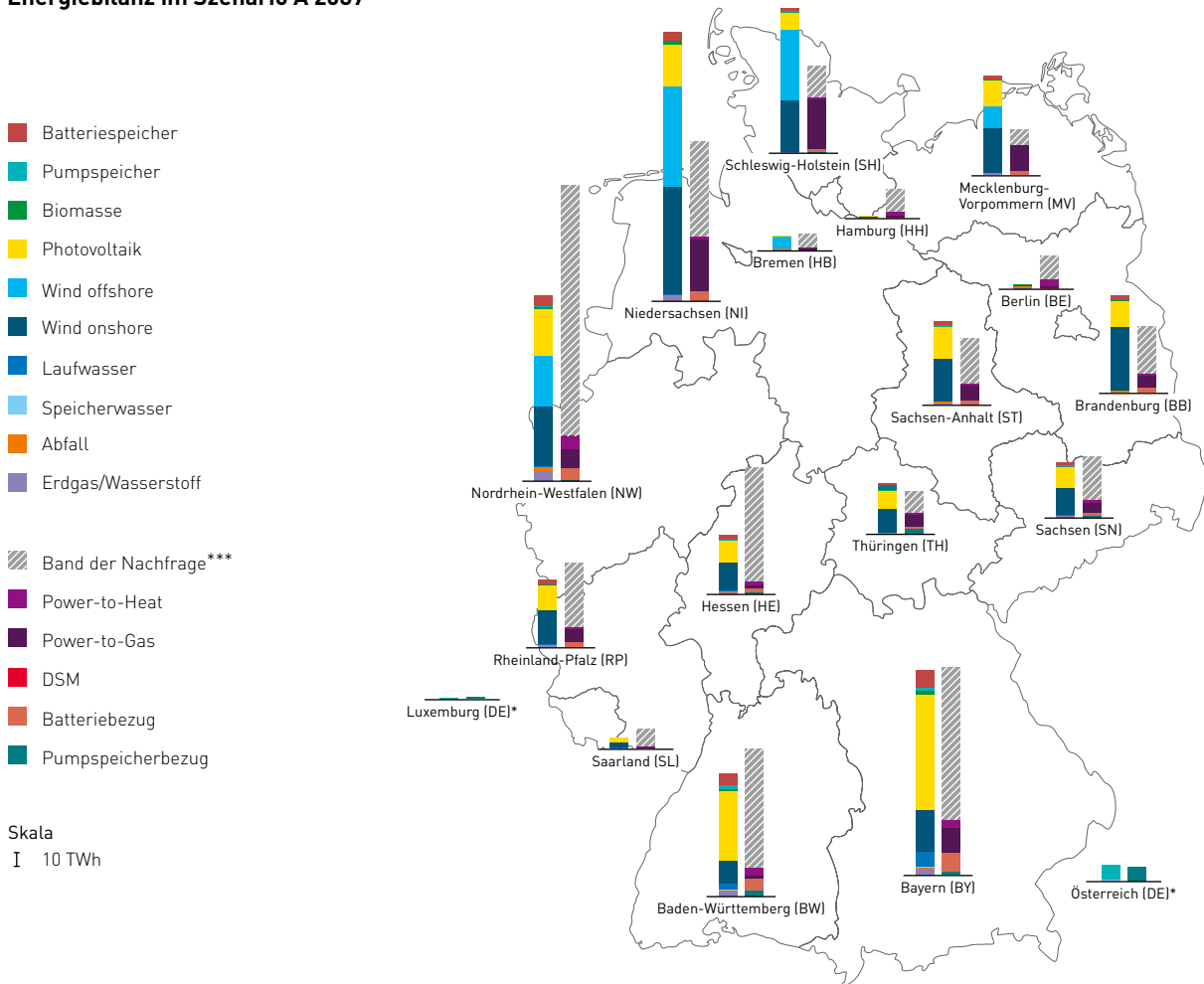
Ein signifikanter Anteil des **innerdeutschen Wasserstoffbedarfs** kann in den Szenarien über heimische Wasserelektrolyse gedeckt werden. Weil der Wasserstoffbedarf saisonalen Schwankungen unterliegt, muss in den Wintermonaten für den Betrieb von Gaskraftwerken auf langfristig eingespeicherten Wasserstoff oder auf Wasserstoffimporte zurückgegriffen werden.

Der **innerdeutsche Stromtransportbedarf steigt bis 2037 deutlich an**, wohingegen zwischen 2037 und 2045 in den Szenarien kein deutlicher Transportzuwachs mehr zu verzeichnen ist. Dabei weisen südliche und westliche Bundesländer in den Szenarien tendenziell ein Erzeugungsdefizit auf, während in nördlichen und östlichen Bundesländern ein Erzeugungsüberschuss vorliegt. Der innerdeutsche Transportbedarf wird maßgeblich durch eine hohe Windenergieeinspeisung im Norden und die Lage der Verbrauchszentren in West- und Süddeutschland bestimmt. Zudem treten Lastflüsse in umgekehrter Richtung bedingt durch Situationen mit hoher Photovoltaik-Einspeisung im Süden auf.

In Abhängigkeit des Anteils von treibhausgasneutralem Wasserstoff zur Stromproduktion im Jahr 2037 reduzieren sich die **verbleibenden CO₂-Emissionen**. Das Stromsystem ist in allen drei Szenarien im Jahr 2045 noch für geringe Restemissionen verantwortlich. Diese sind auf die Müllverbrennung in Kraftwerken zurückzuführen und müssen zur Erreichung von Treibhausgasneutralität anderweitig ausgeglichen werden.



Energiebilanz im Szenario A 2037



A 2037 in TWh	Erdgas/Wasserstoff	Abfall	Speicherwasser	Laufwasser	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Pumpspeicher	Batteriespeicher	Stromverbrauch***	PtH	PtG	DSM	Batteriebezug	Pumpspeicherbezug
BW	3,2	0,5	0,1	4,2	15,9	0,0	46,0	1,6	2,8	7,3	79,3	4,8	2,6	-0,1	7,7	3,5
BY	4,0	1,2	0,2	9,9	27,8	0,0	76,8	2,7	2,1	11,9	102,2	4,8	16,9	-0,1	12,5	1,9
BE	1,4	0,2	0,0	0,0	0,3	0,0	0,7	0,1	0,0	0,2	16,1	4,1	1,7	0,0	0,2	0,0
BB	0,6	0,7	0,0	0,0	41,9	0,0	18,0	0,7	0,0	2,8	32,1	0,7	8,7	0,0	2,9	0,0
HB	0,5	0,6	0,0	0,0	0,6	7,6	0,3	0,0	0,0	0,1	9,6	0,6	1,0	0,0	0,1	0,0
HH	0,4	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	0,1	0,0	0,1	15,3	2,5	1,2	0,0	0,1	0,0
HE	1,0	1,0	0,0	0,3	18,1	0,0	14,7	0,5	0,6	2,7	76,0	2,6	2,0	0,0	2,8	0,7
MV	0,2	0,1	0,0	0,0	31,2	13,9	17,6	0,6	0,0	2,2	10,0	0,5	17,6	0,0	2,3	0,0
NI	3,1	0,6	0,4	0,3	71,6	66,5	28,0	2,8	0,0	5,8	63,2	1,9	34,6	-0,1	6,1	0,0
NW	6,7	2,2	0,3	0,7	39,6	33,7	31,0	1,5	0,1	7,2	166,5	9,0	13,2	-0,1	7,6	0,2
RP	1,1	0,5	0,0	1,0	21,9	0,0	17,0	0,3	0,0	2,8	43,1	1,0	8,9	0,0	2,9	0,0
SL	0,4	0,2	0,0	0,1	3,2	0,0	3,1	0,0	0,0	0,6	12,3	0,4	0,2	0,0	0,6	0,0
SN	1,0	0,1	0,0	0,4	18,3	0,0	13,3	0,5	0,9	2,2	28,6	2,3	6,2	0,0	2,3	1,1
ST	0,8	1,0	0,0	0,1	28,7	0,0	20,7	0,9	0,1	2,7	30,9	0,9	9,8	0,0	2,9	0,1
SH	0,4	0,3	0,0	0,0	34,2	46,9	10,9	0,9	0,1	2,4	20,8	1,1	32,9	0,0	2,6	0,1
TH	0,5	0,1	0,0	0,1	15,5	0,0	12,5	0,4	2,7	1,7	14,9	0,7	7,4	0,0	1,8	3,3
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2
AT (DE)*	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,5
Summe**	25,3	9,2	2,0	17,3	368,9	168,5	310,6	13,5	19,4	52,6	746,0	37,7	164,9	-0,5	55,3	21,7

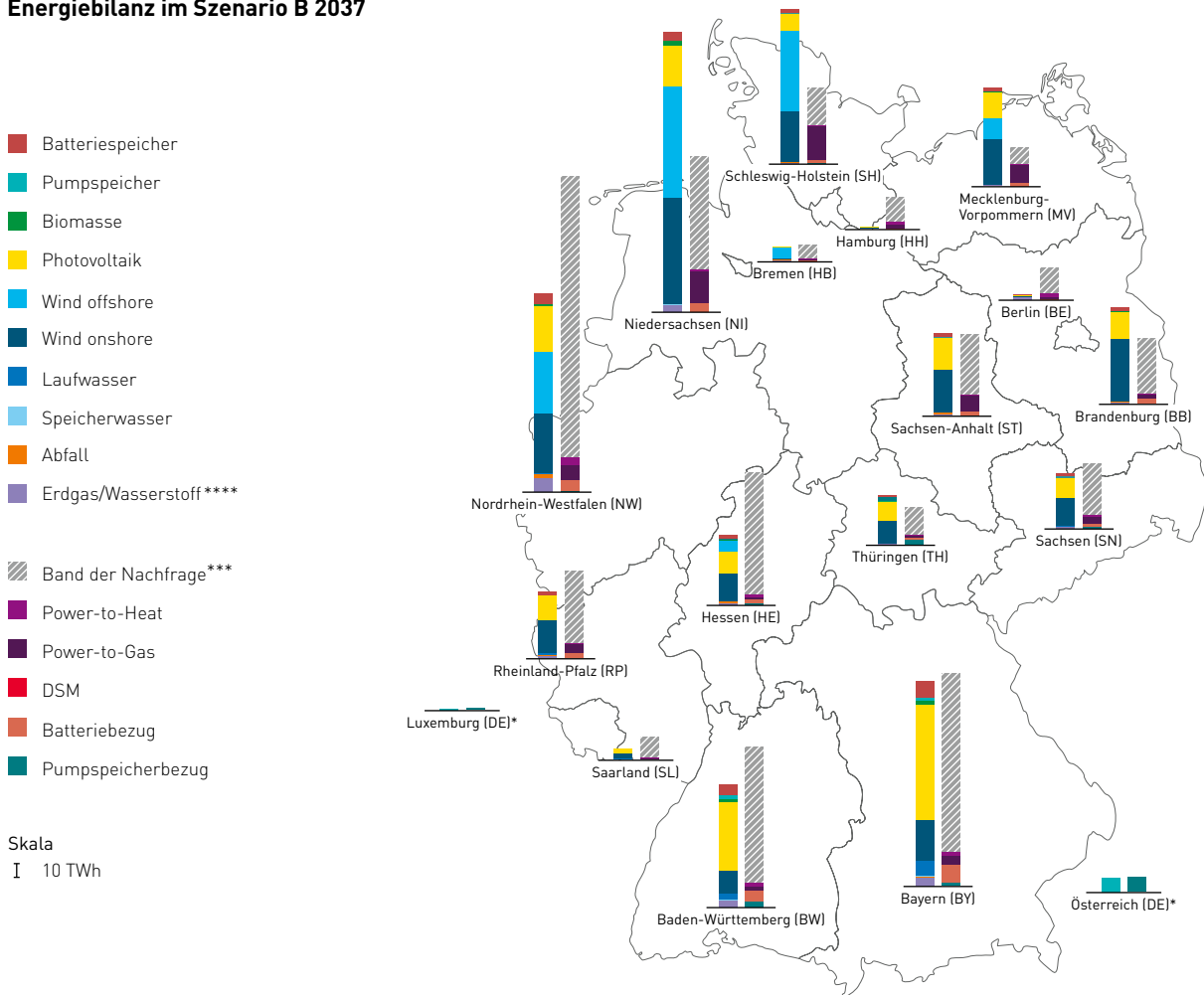
* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.

** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

*** Stromverbrauch umfasst in dieser Darstellung den Nettostromverbrauch inklusive aller Netzverluste ohne Berücksichtigung des nebenstehenden Stromverbrauchs durch Power-to-Wasserstoff- und Power-to-Heat-Anlagen (Fernwärme) sowie Demand Side Management. Netzverluste im Übertragungsnetz können den Bundesländern nicht eindeutig zugeordnet werden.



Energiebilanz im Szenario B 2037



B 2037 in TWh	Erdgas/Wasserstoff****	Abfall	Speicherwasser	Laufwasser	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Pumpspeicher	Batteriespeicher	Stromverbrauch***	PtH	PtG	DSM	Batteriebezug	Pumpspeicherbezug
BW	4,0	0,5	0,1	4,2	15,7	0,0	45,7	1,6	2,7	6,9	91,2	2,8	2,2	-0,2	7,3	3,5
BY	5,4	1,2	0,2	9,9	27,5	0,0	76,3	2,7	2,1	11,2	118,8	2,7	6,0	-0,2	11,8	1,9
BE	1,8	0,2	0,0	0,0	0,3	0,0	0,7	0,1	0,0	0,1	16,9	2,1	1,9	0,0	0,2	0,0
BB	0,8	0,8	0,0	0,0	41,5	0,0	17,9	0,7	0,0	2,6	36,8	0,4	3,5	0,0	2,8	0,0
HB	0,6	0,6	0,0	0,0	0,6	7,5	0,3	0,0	0,0	0,1	9,9	0,3	1,0	0,0	0,1	0,0
HH	0,5	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	0,1	0,0	0,1	16,9	1,4	2,7	0,0	0,1	0,0
HE	1,4	1,0	0,0	0,3	17,9	7,6	14,6	0,5	0,6	2,5	81,7	1,5	1,6	-0,1	2,7	0,7
MV	0,3	0,1	0,0	0,0	30,9	13,8	17,5	0,6	0,0	2,1	11,4	0,3	12,0	0,0	2,2	0,0
NI	4,1	0,6	0,4	0,3	70,8	73,4	27,8	2,8	0,0	5,5	75,2	1,1	21,3	-0,1	5,8	0,0
NW	9,1	2,3	0,3	0,7	39,2	40,9	30,9	1,5	0,1	6,8	187,4	5,1	10,0	-0,3	7,2	0,1
RP	1,5	0,5	0,0	1,0	21,6	0,0	16,9	0,3	0,0	2,6	47,8	0,6	6,4	-0,1	2,8	0,0
SL	0,5	0,2	0,0	0,1	3,2	0,0	3,0	0,0	0,0	0,5	14,2	0,2	0,2	0,0	0,6	0,0
SN	1,3	0,1	0,0	0,4	18,1	0,0	13,2	0,5	0,8	2,0	34,1	1,3	4,7	0,0	2,1	1,1
ST	1,1	1,0	0,0	0,1	28,4	0,0	20,5	0,9	0,1	2,6	40,3	0,5	10,5	0,0	2,7	0,1
SH	0,6	0,3	0,0	0,0	33,9	53,5	10,8	0,9	0,1	2,3	24,7	0,6	22,3	0,0	2,4	0,1
TH	0,6	0,1	0,0	0,1	15,3	0,0	12,4	0,4	2,5	1,6	18,1	0,4	1,4	0,0	1,7	3,1
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1
AT (DE)*	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,9
Summe**	33,7	9,4	2,0	17,3	365,2	196,6	308,7	13,5	19,4	49,8	854,4	21,4	108,0	-1,0	52,3	21,7

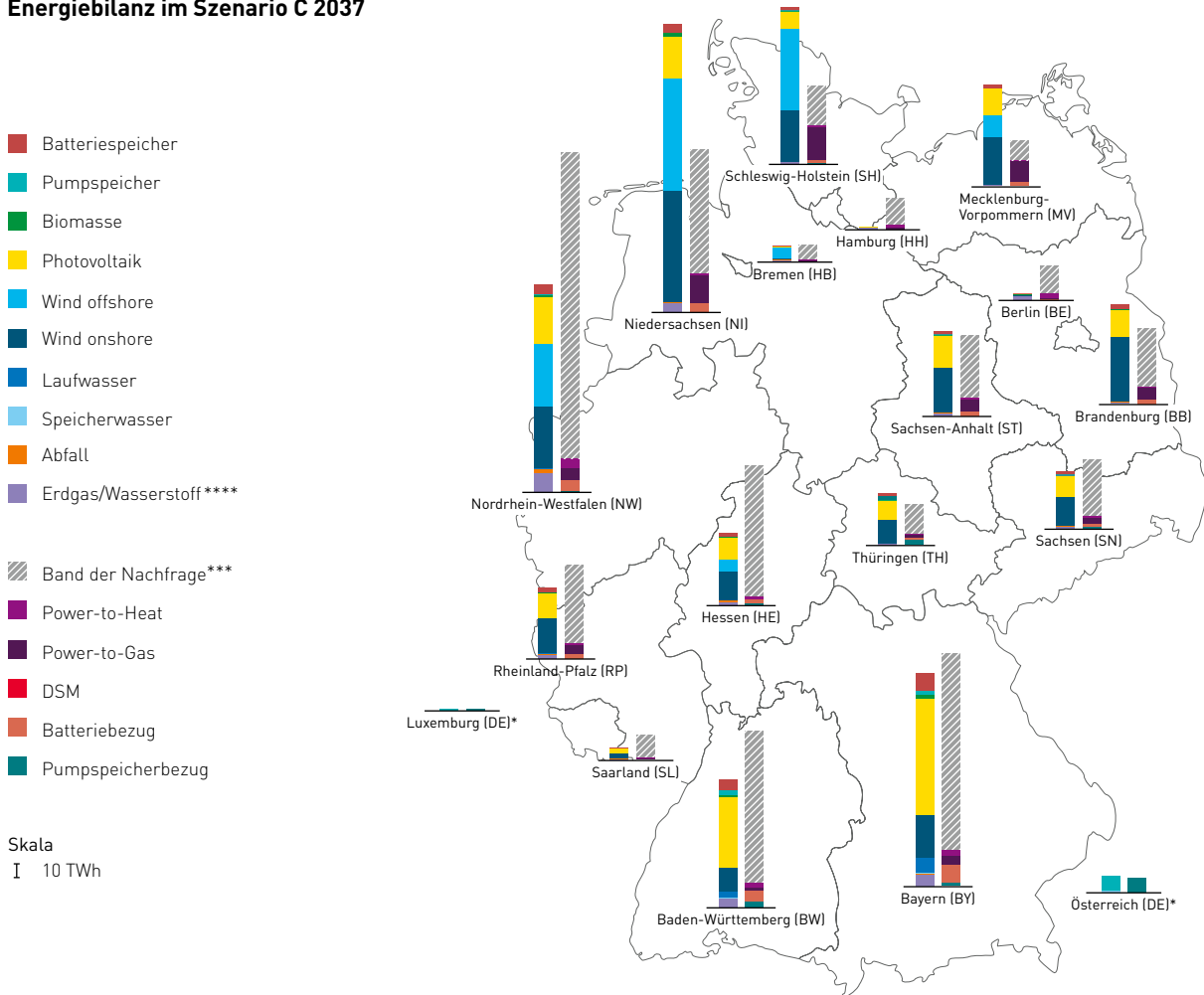
* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.

** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

*** Stromverbrauch umfasst in dieser Darstellung den Nettostromverbrauch inklusive aller Netzverluste ohne Berücksichtigung des nebenstehenden Stromverbrauchs durch Power-to-Wasserstoff- und Power-to-Heat-Anlagen (Fernwärme) sowie Demand Side Management. Netzverluste im Übertragungsnetz können den Bundesländern nicht eindeutig zugeordnet werden.

**** Enthält den Einsatz lastnaher Reserven.

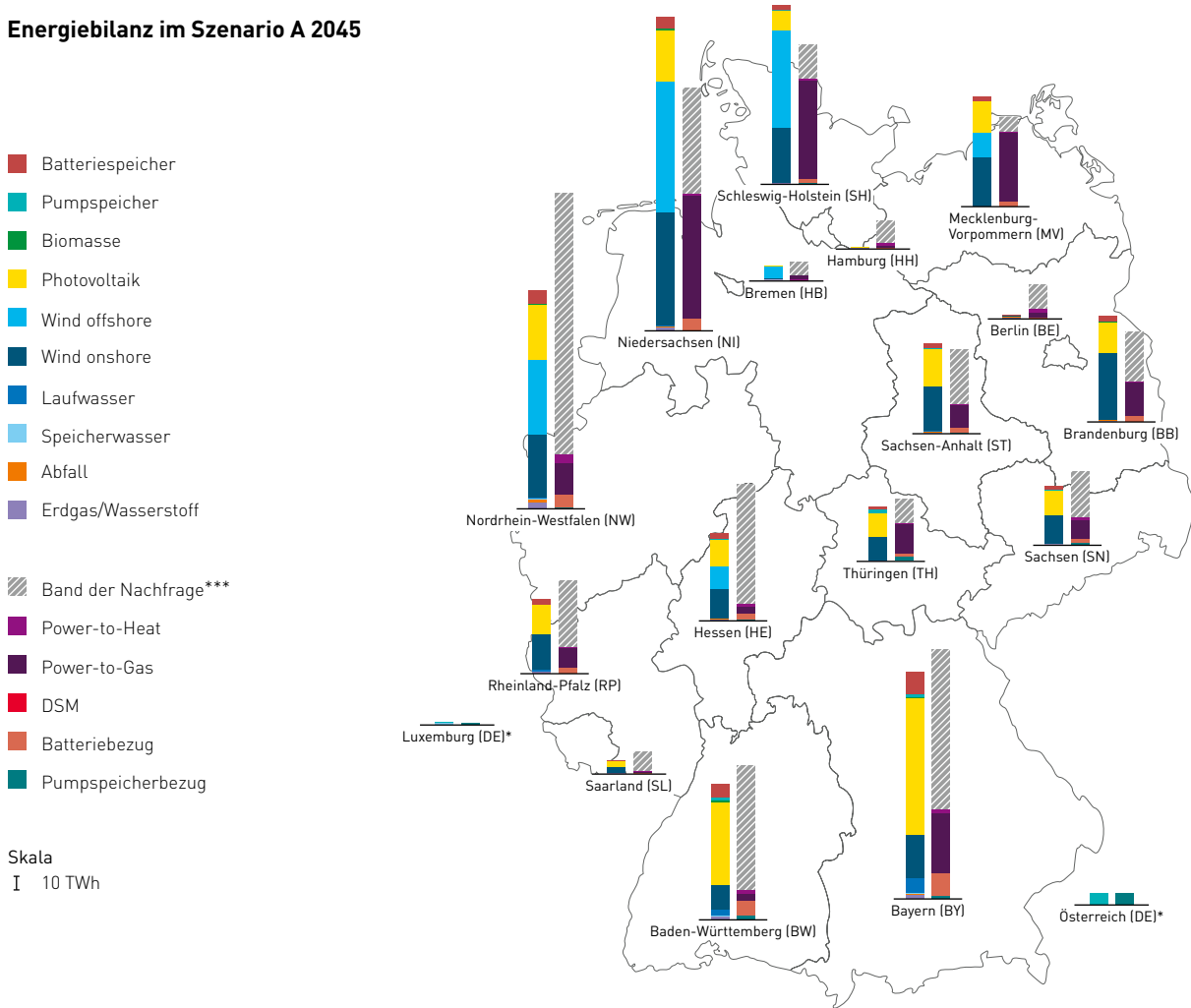
Energiebilanz im Szenario C 2037



C 2037 in TWh	Erdgas/Wasserstoff****	Abfall	Speicherwasser	Laufwasser	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Pumpspeicher	Batteriespeicher	Stromverbrauch***	PtH	PtG	DSM	Batteriebezug	Pumpspeicherbezug
BW	5,5	0,5	0,1	4,2	16,4	0,0	46,6	1,6	2,8	7,1	101,2	3,4	1,60	-0,2	7,5	3,6
BY	7,3	1,2	0,2	9,9	28,5	0,0	77,9	2,7	2,1	11,5	131,0	3,4	6,04	-0,3	12,1	1,9
BE	2,4	0,2	0,0	0,0	0,3	0,0	0,7	0,1	0,0	0,2	18,8	2,7	0,97	0,0	0,2	0,0
BB	1,2	0,8	0,0	0,0	42,6	0,0	18,3	0,7	0,0	2,7	38,8	0,5	8,38	0,0	2,8	0,0
HB	0,8	0,6	0,0	0,0	0,6	7,6	0,3	0,0	0,0	0,1	10,5	0,4	0,43	0,0	0,1	0,0
HH	0,7	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	0,1	0,0	0,1	18,1	1,8	0,74	0,0	0,1	0,0
HE	2,1	1,0	0,0	0,3	18,7	7,6	14,9	0,5	0,6	2,6	87,0	1,9	0,53	-0,1	2,7	0,7
MV	0,5	0,1	0,0	0,0	32,1	14,0	17,9	0,6	0,0	2,1	12,7	0,4	14,55	0,0	2,3	0,0
NI	5,7	0,6	0,4	0,3	73,4	74,3	28,4	2,8	0,0	5,6	82,7	1,3	18,08	-0,1	5,9	0,0
NW	12,8	2,3	0,3	0,7	40,4	41,4	31,5	1,5	0,1	7,0	203,4	6,3	8,43	-0,3	7,3	0,1
RP	2,3	0,5	0,0	1,0	22,5	0,0	17,2	0,3	0,0	2,7	52,0	0,7	6,37	-0,1	2,8	0,0
SL	0,7	0,2	0,0	0,1	3,3	0,0	3,1	0,0	0,0	0,5	15,3	0,3	0,19	0,0	0,6	0,0
SN	1,7	0,1	0,0	0,4	18,9	0,0	13,5	0,5	0,8	2,1	37,2	1,6	3,72	-0,1	2,2	1,1
ST	1,5	1,1	0,0	0,1	29,2	0,0	21,0	0,9	0,1	2,6	42,0	0,7	8,22	0,0	2,8	0,1
SH	0,8	0,3	0,0	0,0	34,8	54,1	11,0	0,9	0,1	2,4	26,6	0,8	21,68	0,0	2,5	0,1
TH	0,8	0,1	0,0	0,1	15,9	0,0	12,6	0,4	2,6	1,6	19,8	0,5	1,86	0,0	1,7	3,2
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2
AT (DE)*	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,9
Summe**	46,6	9,5	2,0	17,3	377,8	199,0	315,1	13,5	19,4	50,7	928,2	26,5	101,8	-1,3	53,4	21,8

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.
 ** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.
 *** Stromverbrauch umfasst in dieser Darstellung den Nettostromverbrauch inklusive aller Netzverluste ohne Berücksichtigung des nebenstehenden Stromverbrauchs durch Power-to-Wasserstoff- und Power-to-Heat-Anlagen (Fernwärme) sowie Demand Side Management. Netzverluste im Übertragungsnetz können den Bundesländern nicht eindeutig zugeordnet werden.
 **** Enthält den Einsatz lastnaher Reserven.

Energiebilanz im Szenario A 2045



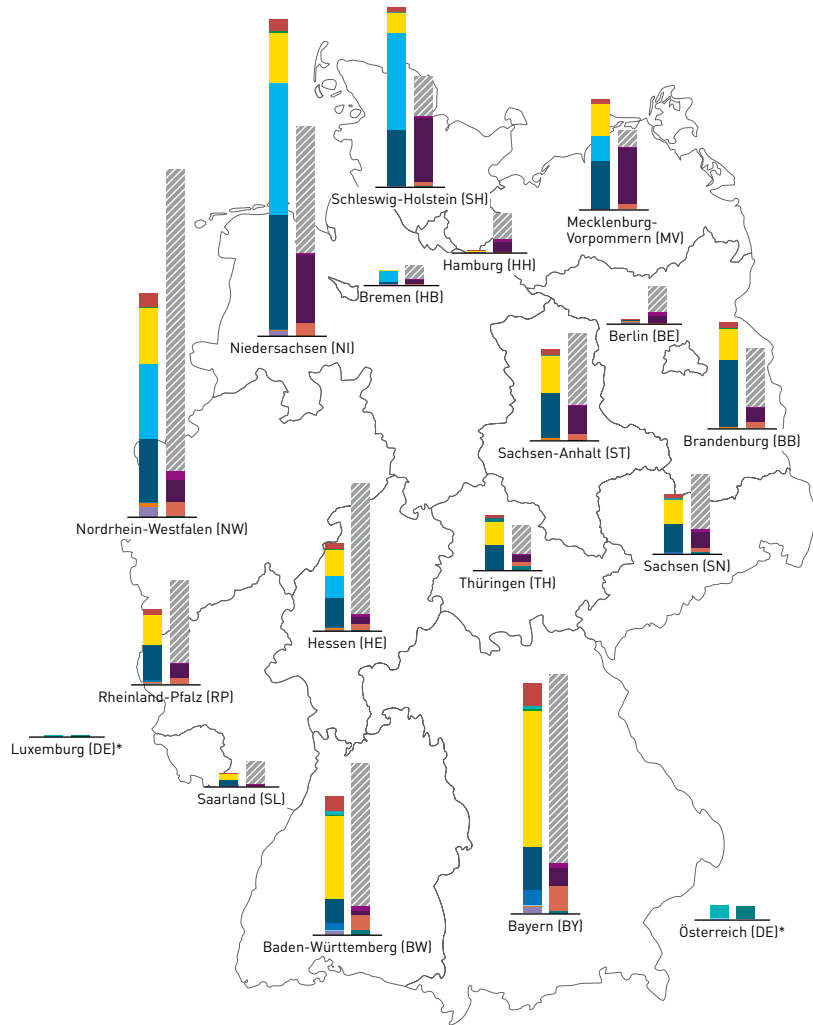
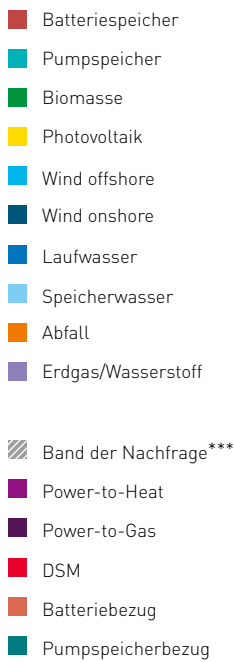
A 2045 in TWh	Erdgas/Wasserstoff	Abfall	Speicherwasser	Laufwasser	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Pumpspeicher	Batteriespeicher	Stromverbrauch***	PtH	PtG	DSM	Batteriebezug	Pumpspeicherbezug
BW	1,6	0,4	0,1	4,2	16,9	0,0	55,9	0,7	2,1	9,0	83,7	3,0	4,7	-0,2	9,5	2,6
BY	2,2	1,1	0,2	9,9	29,1	0,0	91,8	1,2	1,8	14,6	107,8	3,0	39,8	-0,2	15,4	1,5
BE	0,9	0,2	0,0	0,0	0,3	0,0	0,8	0,0	0,0	0,2	16,3	2,5	3,7	0,0	0,2	0,0
BB	0,3	0,7	0,0	0,0	44,4	0,0	21,2	0,3	0,0	3,6	33,9	0,4	22,4	0,0	3,8	0,0
HB	0,3	0,5	0,0	0,0	0,7	7,7	0,4	0,0	0,0	0,1	9,7	0,4	2,5	0,0	0,1	0,0
HH	0,1	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	0,0	0,0	0,1	15,6	1,6	1,8	0,0	0,1	0,0
HE	0,3	0,9	0,0	0,3	19,3	15,0	18,1	0,2	0,5	3,4	80,5	1,7	5,4	-0,1	3,6	0,5
MV	0,0	0,1	0,0	0,0	32,6	16,2	21,4	0,3	0,0	3,0	10,5	0,3	46,1	0,0	3,2	0,0
NI	1,8	0,6	0,4	0,3	76,3	87,8	34,5	1,3	0,0	7,4	71,4	1,2	82,6	-0,1	7,8	0,0
NW	4,0	2,2	0,3	0,7	42,2	50,0	37,6	0,7	0,1	8,6	176,1	5,6	20,9	-0,2	9,1	0,1
RP	0,7	0,5	0,0	1,0	23,4	0,0	20,7	0,1	0,0	3,5	44,3	0,6	13,2	0,0	3,7	0,0
SL	0,2	0,2	0,0	0,1	3,5	0,0	3,6	0,0	0,0	0,7	13,7	0,2	0,2	0,0	0,7	0,0
SN	0,3	0,1	0,0	0,4	19,0	0,0	16,1	0,2	0,6	2,7	31,0	1,4	13,2	0,0	2,9	0,8
ST	0,3	1,0	0,0	0,1	30,1	0,0	24,9	0,4	0,1	3,6	36,4	0,6	15,0	0,0	3,8	0,1
SH	0,2	0,3	0,0	0,0	37,3	65,3	13,1	0,4	0,1	3,0	23,2	0,7	66,2	0,0	3,2	0,1
TH	0,1	0,1	0,0	0,1	16,3	0,0	15,4	0,2	2,1	2,2	16,0	0,5	20,1	0,0	2,3	2,5
LU (DE)*	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,4
Summe**	13,3	9,0	2,0	17,3	391,7	242,0	375,8	6,0	15,4	65,9	801,4	23,5	357,8	-1,0	69,3	16,4

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.

** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

*** Stromverbrauch umfasst in dieser Darstellung den Nettostromverbrauch inklusive aller Netzverluste ohne Berücksichtigung des nebenstehenden Stromverbrauchs durch Power-to-Wasserstoff- und Power-to-Heat-Anlagen (Fernwärme) sowie Demand Side Management. Netzverluste im Übertragungsnetz können den Bundesländern nicht eindeutig zugeordnet werden.

Energiebilanz im Szenario B 2045



Skala
I 10 TWh

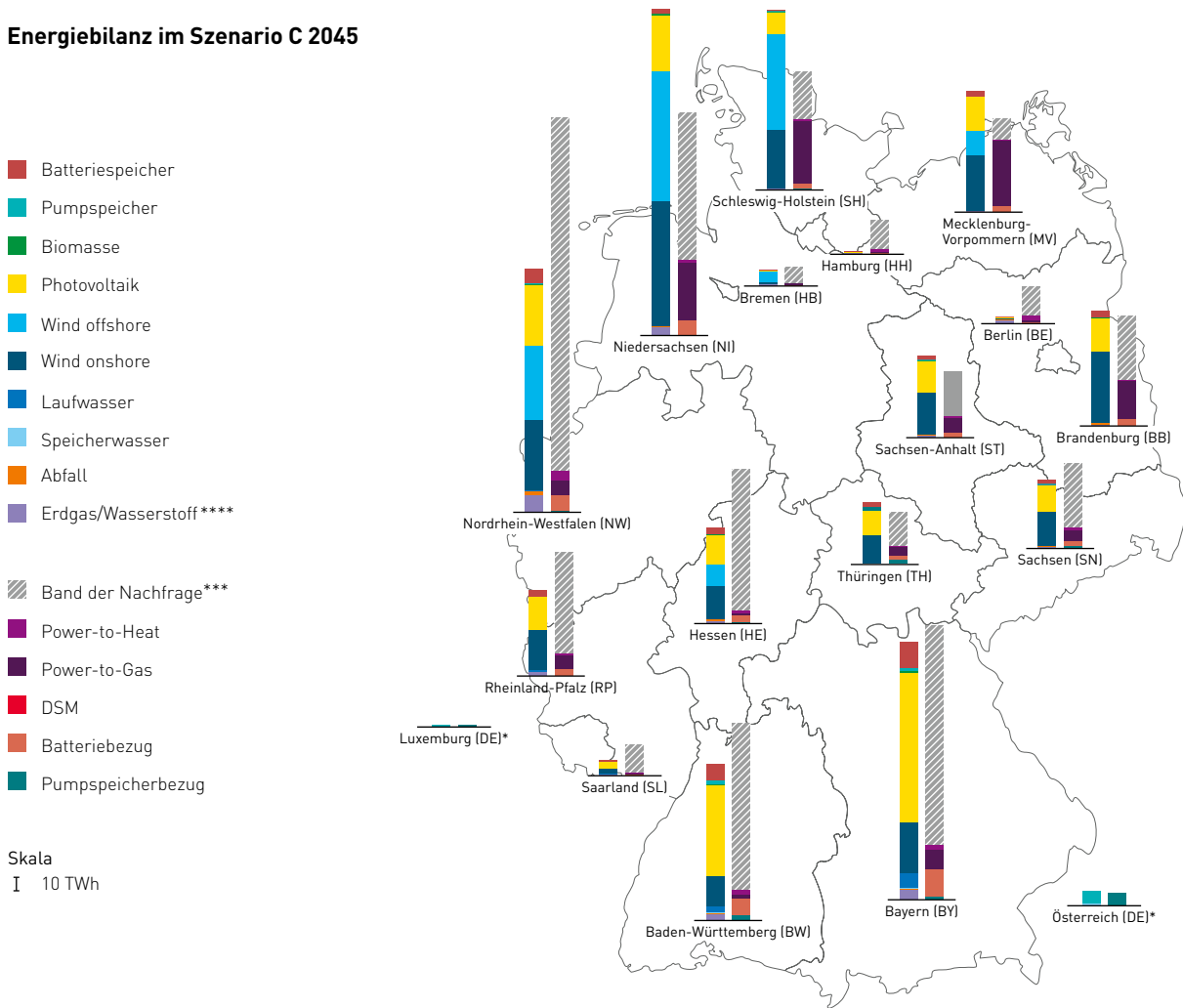
B 2045 in TWh	Erdgas/Wasserstoff	Abfall	Speicherwasser	Laufwasser	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Pumpspeicher	Batteriespeicher	Stromverbrauch***	PtH	PtG	DSM	Batteriebezug	Pumpspeicherbezug
BW	2,4	0,5	0,1	4,2	16,7	0,0	54,9	0,7	2,3	9,3	94,6	3,1	2,9	-0,2	9,8	2,9
BY	3,9	1,2	0,2	9,9	28,7	0,0	90,1	1,2	1,9	15,1	125,1	3,0	12,4	-0,3	15,9	1,6
BE	1,5	0,2	0,0	0,0	0,3	0,0	0,8	0,0	0,0	0,2	16,8	2,4	5,2	0,0	0,2	0,0
BB	0,5	0,7	0,0	0,0	43,9	0,0	20,8	0,3	0,0	3,7	38,9	0,4	9,7	0,0	3,9	0,0
HB	0,5	0,6	0,0	0,0	0,7	7,6	0,4	0,0	0,0	0,1	9,8	0,4	3,0	0,0	0,1	0,0
HH	0,2	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	0,0	0,0	0,1	17,1	1,6	7,1	0,0	0,1	0,0
HE	0,8	1,0	0,0	0,3	19,1	14,8	17,7	0,2	0,5	3,5	86,2	1,7	5,1	-0,1	3,7	0,6
MV	0,1	0,1	0,0	0,0	32,2	16,1	21,0	0,3	0,0	3,1	11,9	0,3	37,2	0,0	3,3	0,0
NI	3,1	0,6	0,4	0,3	75,3	86,7	33,8	1,3	0,0	7,6	83,8	1,2	45,5	-0,2	8,0	0,0
NW	6,7	2,2	0,3	0,7	41,7	49,5	36,9	0,7	0,1	8,9	199,6	5,7	15,0	-0,4	9,4	0,1
RP	1,1	0,5	0,0	1,0	23,1	0,0	20,3	0,1	0,0	3,6	54,3	0,6	9,9	-0,1	3,8	0,0
SL	0,4	0,2	0,0	0,1	3,5	0,0	3,6	0,0	0,0	0,7	15,4	0,2	0,2	0,0	0,7	0,0
SN	0,6	0,1	0,0	0,4	18,8	0,0	15,8	0,2	0,7	2,8	36,5	1,5	10,7	-0,1	2,9	0,9
ST	0,5	1,0	0,0	0,1	29,7	0,0	24,4	0,4	0,1	3,7	47,1	0,6	18,8	0,0	3,9	0,1
SH	0,3	0,3	0,0	0,0	36,8	64,6	12,8	0,4	0,1	3,1	26,9	0,7	42,0	0,0	3,3	0,1
TH	0,2	0,1	0,0	0,1	16,1	0,0	15,1	0,2	2,2	2,3	19,5	0,5	4,6	0,0	2,4	2,7
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9
AT (DE)*	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,5
Summe**	22,7	9,1	2,0	17,3	386,9	239,2	368,7	6,0	17,0	67,8	914,8	23,7	229,7	-1,4	71,4	18,5

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.

** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

*** Stromverbrauch umfasst in dieser Darstellung den Nettostromverbrauch inklusive aller Netzverluste ohne Berücksichtigung des nebenstehenden Stromverbrauchs durch Power-to-Wasserstoff- und Power-to-Heat-Anlagen (Fernwärme) sowie Demand Side Management. Netzverluste im Übertragungsnetz können den Bundesländern nicht eindeutig zugeordnet werden.

Energiebilanz im Szenario C 2045



C 2045 in TWh	Erdgas/Wasserstoff****	Abfall	Speicherwasser	Laufwasser	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Pumpspeicher	Batteriespeicher	Stromverbrauch***	PtH	PtG	DSM	Batteriebezug	Pumpspeicherbezug
BW	4,2	0,5	0,1	4,2	20,6	0,0	61,9	0,7	2,2	10,8	112,9	3,5	2,6	-0,3	11,3	2,8
BY	6,2	1,2	0,2	9,9	34,8	0,0	101,0	1,2	1,8	17,5	148,5	3,5	13,2	-0,4	18,4	1,5
BE	2,2	0,2	0,0	0,0	0,4	0,0	0,9	0,0	0,0	0,2	19,7	2,7	2,1	0,0	0,2	0,0
BB	0,9	0,8	0,0	0,0	47,7	0,0	23,1	0,3	0,0	4,4	43,8	0,5	25,3	-0,1	4,6	0,0
HB	0,7	0,6	0,0	0,0	0,7	7,7	0,4	0,0	0,0	0,1	10,7	0,4	1,0	0,0	0,1	0,0
HH	0,4	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,4	0,0	0,0	0,1	19,9	1,8	0,8	-0,1	0,1	0,0
HE	1,7	1,0	0,0	0,3	22,1	14,9	20,0	0,2	0,5	4,1	95,7	1,9	1,7	-0,1	4,3	0,5
MV	0,2	0,1	0,0	0,0	37,6	16,2	23,6	0,3	0,0	3,7	14,3	0,4	44,4	0,0	3,9	0,0
NI	5,1	0,6	0,4	0,3	84,1	87,4	38,3	1,3	0,0	8,9	100,2	1,4	39,5	-0,2	9,4	0,0
NW	11,5	2,3	0,3	0,7	47,2	49,8	41,8	0,7	0,1	10,2	239,2	6,5	10,3	-0,5	10,8	0,1
RP	2,1	0,5	0,0	1,0	26,8	0,0	22,9	0,1	0,0	4,3	68,8	0,7	9,4	-0,1	4,5	0,0
SL	0,7	0,2	0,0	0,1	3,9	0,0	4,0	0,0	0,0	0,8	19,2	0,3	0,2	0,0	0,8	0,0
SN	1,1	0,1	0,0	0,4	22,8	0,0	17,7	0,2	0,7	3,3	43,6	1,7	7,8	-0,1	3,5	0,8
ST	1,2	1,0	0,0	0,1	32,6	0,0	27,5	0,4	0,1	4,4	57,2	0,7	13,0	-0,1	4,6	0,1
SH	0,6	0,3	0,0	0,0	39,4	65,0	14,5	0,4	0,1	3,6	32,2	0,8	42,8	0,0	3,7	0,1
TH	0,4	0,1	0,0	0,1	18,6	0,0	17,0	0,2	2,2	2,7	23,0	0,5	6,0	-0,1	2,9	2,6
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,91
AT (DE)*	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,3
Summe**	39,2	9,3	2,0	17,3	439,5	241,0	414,9	6,0	16,6	78,9	1.080,2	27,2	220,1	-2,1	83,1	18,0

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.

** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

*** Stromverbrauch umfasst in dieser Darstellung den Nettostromverbrauch inklusive aller Netzverluste ohne Berücksichtigung des nebenstehenden Stromverbrauchs durch Power-to-Wasserstoff- und Power-to-Heat-Anlagen (Fernwärme) sowie Demand Side Management. Netzverluste im Übertragungsnetz können den Bundesländern nicht eindeutig zugeordnet werden.

**** Enthält den Einsatz lastnaher Reserven.

Offshore-Netz: Potenziale umfassend erschließen und vernetzen

Der NEP Strom und der Flächenentwicklungsplan (FEP) bilden mit den raumordnerischen Planungen der Küstländer ein zusammenhängendes Planwerk. Bei der Umsetzung dieser gesetzlichen Vorgaben kommt es im Prozess zur Erstellung des NEP und FEP regelmäßig zu **zeitlichen Überschneidungen**. Der Fortschreibungsprozess des FEP wurde am 20.01.2023 beendet. Die ÜNB haben im ersten Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) die Festlegung des FEP berücksichtigt. Allerdings fehlen im FEP 2023 räumliche und zeitliche Festlegungen zur Erreichung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie für die Jahre 2035 und 2045 gemäß WindSeeG. Vor dem Hintergrund, dass Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) eine lange Realisierungsdauer haben, fehlt somit derzeit die erforderliche Grundlage, um die Ausbauziele durch konkrete Vorhaben zeitnah zu bestätigen. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur orientiert sich daher der vorliegende erste Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) weitestgehend am Entwurf des FEP 2023 vom 01.07.2022. Dies gilt insbesondere bei der räumlichen Zuordnung von Flächen, Grenzkorridoren und für die geplanten Fertigstellungstermine für ONAS nach 2031.

Ausbauvolumen Offshore-Netzanbindungssysteme

Ausgehend von den im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigten ONAS wurde in diesem NEP 2037/2045 (2023) der weitere Bedarf von 20 neuen ONAS mit einer Trassenlänge von ca. 8.455 km und einem Investitionsvolumen in Höhe von 86,7 Mrd. EUR identifiziert.

Für das Offshore-Zubaunetz in Nord- und Ostsee ergibt sich eine Länge

- von etwa 6.600 km im Szenario A 2037 bei einer Übertragungsleistung von rund 36 GW,
- von etwa 9.300 km in den Szenarien B 2037 und C 2037 bei einer Übertragungsleistung von rund 44 GW
- und eine Länge von 13.300 km für die Langfrist-Szenarien A 2045, B 2045 und C 2045 bei einer Übertragungsleistung von rund 61,2 GW.

Die entsprechenden Netzverknüpfungspunkte (NVP) an Land wurden ermittelt.

Die Investitionen für die Offshore-Netzanbindungssysteme im Offshore-Zubaunetz werden auf Basis von spezifischen Kostensätzen ermittelt und haben einen vorläufigen Charakter.

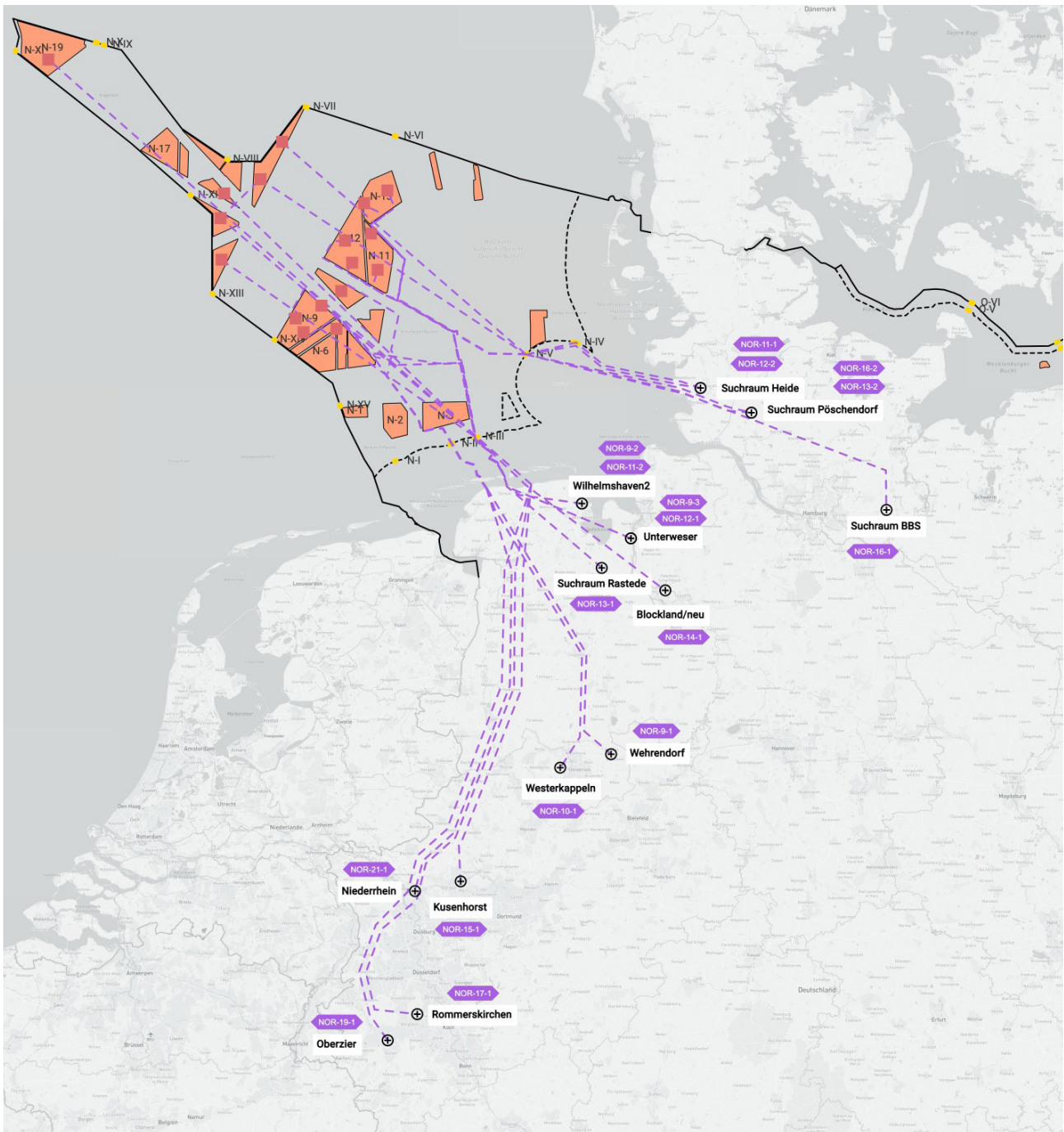
- Für das Szenario A 2037 beträgt das geschätzte Investitionsvolumen für das Offshore-Zubaunetz bis 2037 rund 77 Mrd. EUR.
- Die Szenarien B 2037 und C 2037 erfordern Investitionen von etwa 103,5 Mrd. EUR.
- Für die Langfrist-Szenarien A 2045, B 2045 und C 2045 beträgt das geschätzte Investitionsvolumen rund 145,1 Mrd. EUR.
- Das Investitionsvolumen für die bereits in der Realisierung befindlichen Offshore-Netzausbaumaßnahmen des Offshore-Startnetzes beträgt darüber hinaus für alle Szenarien rund 12,4 Mrd. EUR.

Für die zu installierenden Erzeugungsleistungen für Offshore-Windenergie des genehmigten Szenariorahmens wurden alle erforderlichen Übertragungsleitungen bzw. ONAS ermittelt. Dadurch gehen die Anzahl und somit die erforderlichen Investitionen für die Szenarien 2037 und 2045 über den im FEP 2023 abgebildeten Ausbaupfad für Offshore-Windenergie hinaus, und stellen einen möglichen Weg zur Erreichung der weiteren gesetzlichen Ausbauziele von mindestens 40 GW bis 2035 und mindestens 70 GW bis 2045 dar.

Erstmalig wird im NEP 2037/2045 (2023) die **nationale Offshore-Vernetzung** betrachtet, deren Nutzen aufgezeigt und ein Projekt mit zwei Maßnahmen ausgewiesen. Bei der Offshore-Vernetzung handelt es sich um die seeseitigen Verbindungen zwischen ONAS. Es wird eine seeseitige Übertragungskapazität zwischen zwei landseitigen NVP der ONAS geschaffen. Diese zusätzliche Übertragungskapazität kann als flexibler Bypass zur Entlastung des landseitigen Übertragungsnetzes genutzt werden, womit Redispatch-Eingriffe minimiert werden. Insgesamt zeigt sich die nationale Offshore-Vernetzung als netzdienliche und kosteneffiziente Ausbaumaßnahme zur Minimierung von weiträumigen Netzengpässen. Weitere Kernergebnisse der Untersuchung zur nationalen Offshore-Vernetzung und der Offshore-Vernetzungsstudie zum internationalen Vernetzungsbedarf sind in einem separaten Bericht veröffentlicht.

Die Realisierung einer hohen Anzahl an ONAS in einem kurzen Zeitraum bedeutet eine große Herausforderung hinsichtlich Herstellermarkt, Logistik und Genehmigungsverfahren. Dies gilt insbesondere für die zu realisierenden langen see- und landseitigen Kabeltrassen und die damit verbundenen Planungs-, Genehmigungs- sowie Errichtungszeiten.

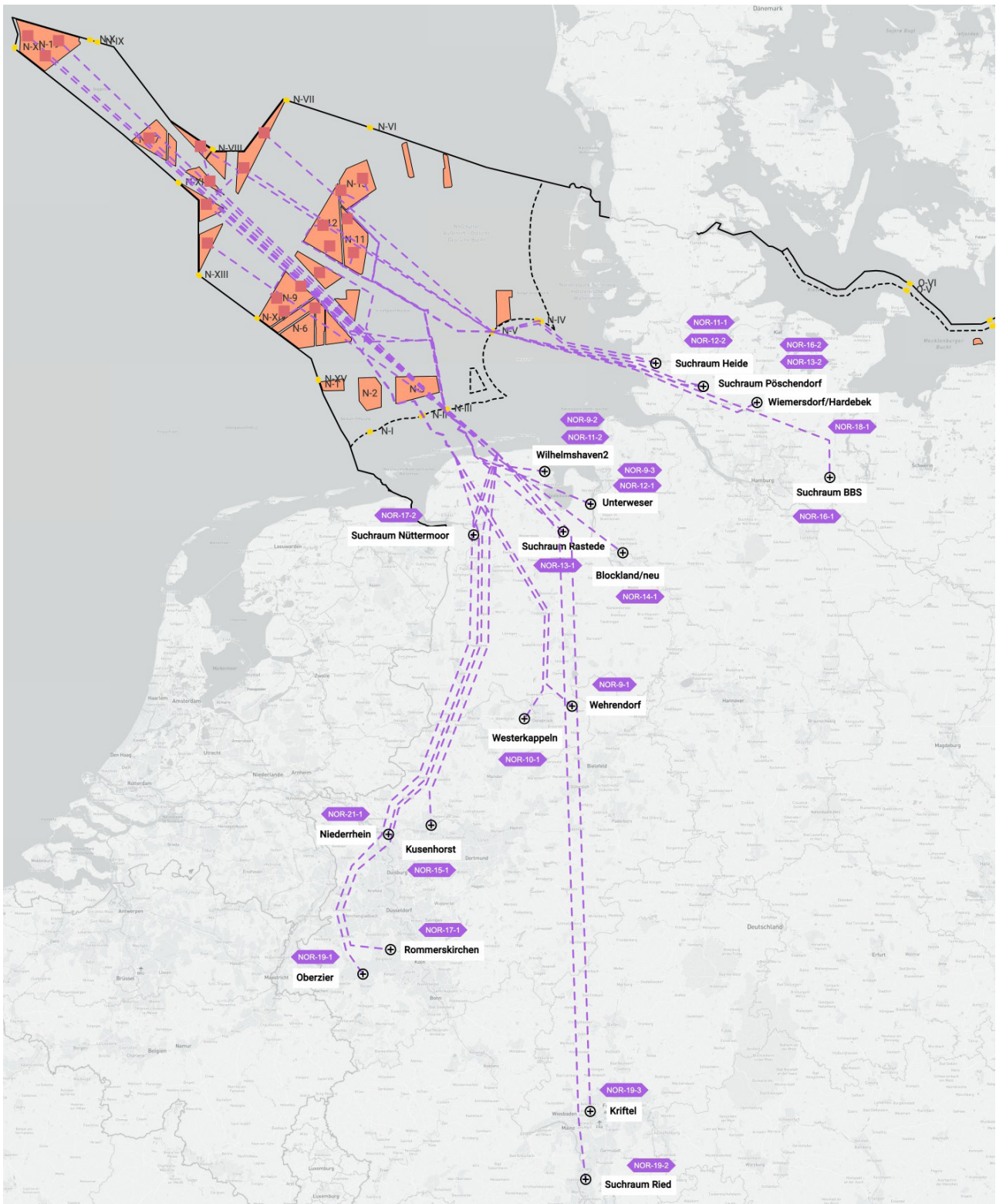
Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Nordsee im Szenario A 2037



- DC-Netzausbau
 - AC-Netzausbau
- Projektname
- Offshore-Windpark-Gebiet
 - Konverterplattform
 - Umspannplattform
 - Netzverknüpfungspunkt
- Grenzkorridor
 - Grenze des Küstenmeeres
 - Grenze der ausschließlichen Wirtschaftszone

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

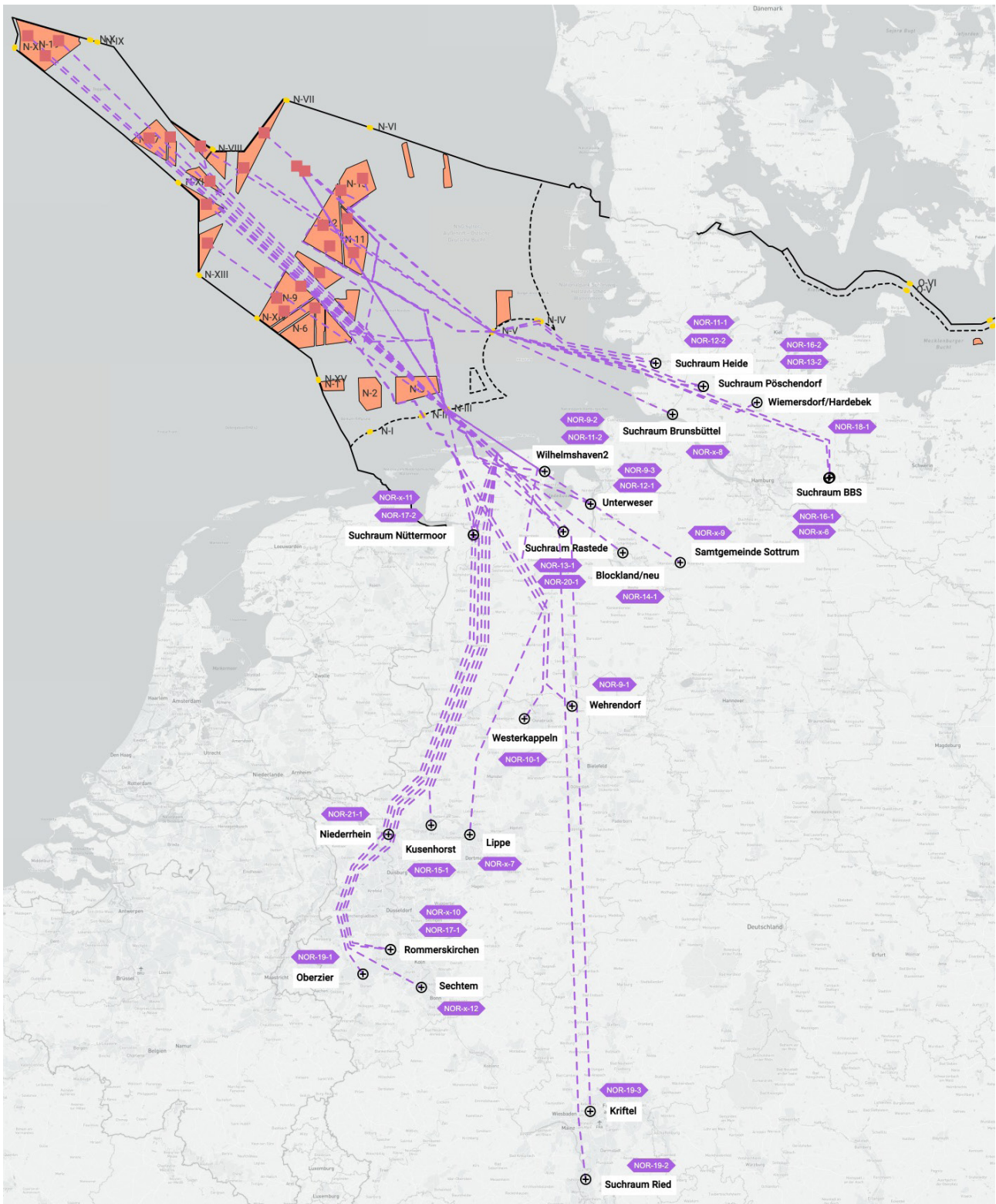
Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Nordsee in den Szenarien B/C 2037



- DC-Netzausbau
 - AC-Netzausbau
- ▬ Projektname
- Offshore-Windpark-Gebiet
 - Konverterplattform
 - Umspannplattform
 - ⊕ Netzverknüpfungspunkt
- Grenzkorridor
 - Grenze des Küstenmeeres
 - Grenze der ausschließlichen Wirtschaftszone

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

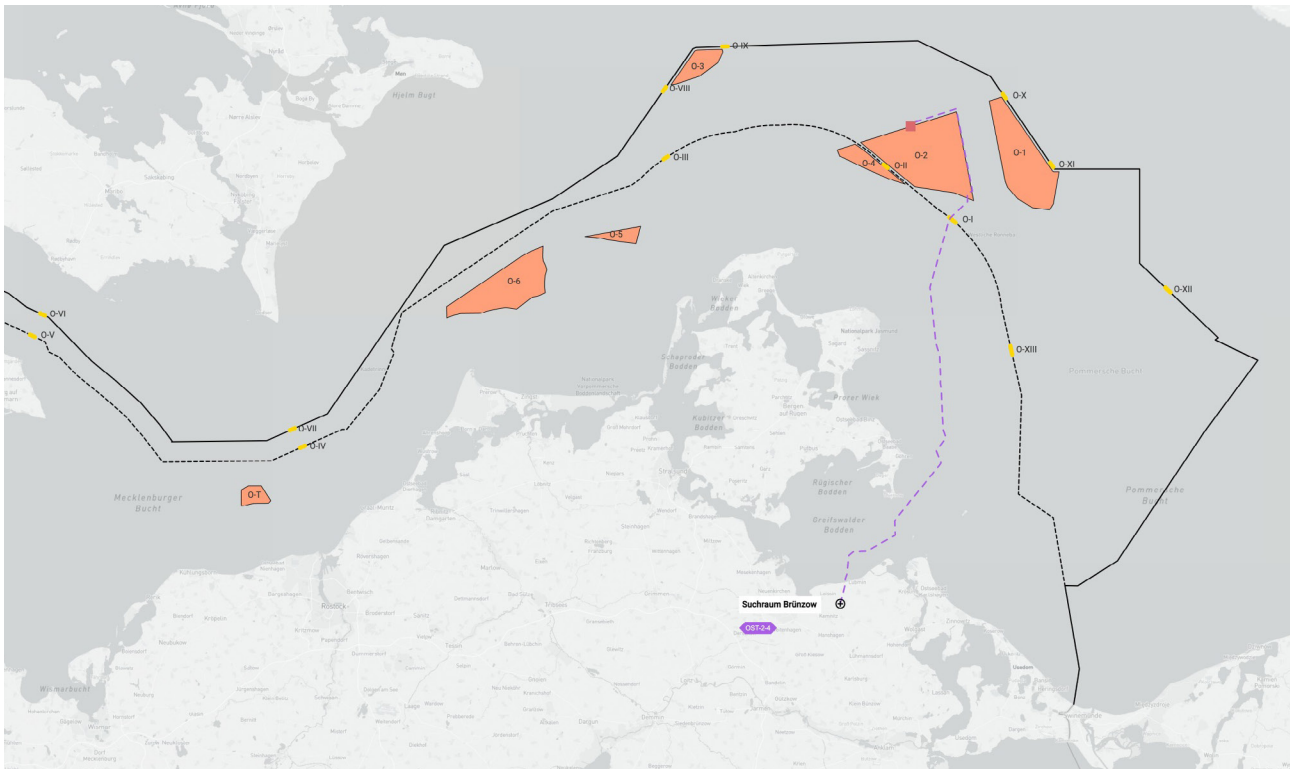
Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Nordsee in den Szenarien A/B/C 2045



- DC-Netzausbau
 - AC-Netzausbau
- ▬ Projektname
- Offshore-Windpark-Gebiet
 - Konverterplattform
 - Umspannplattform
 - ⊕ Netzverknüpfungspunkt
- Grenzkorridor
 - Grenze des Küstenmeeres
 - Grenze der ausschließlichen Wirtschaftszone

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

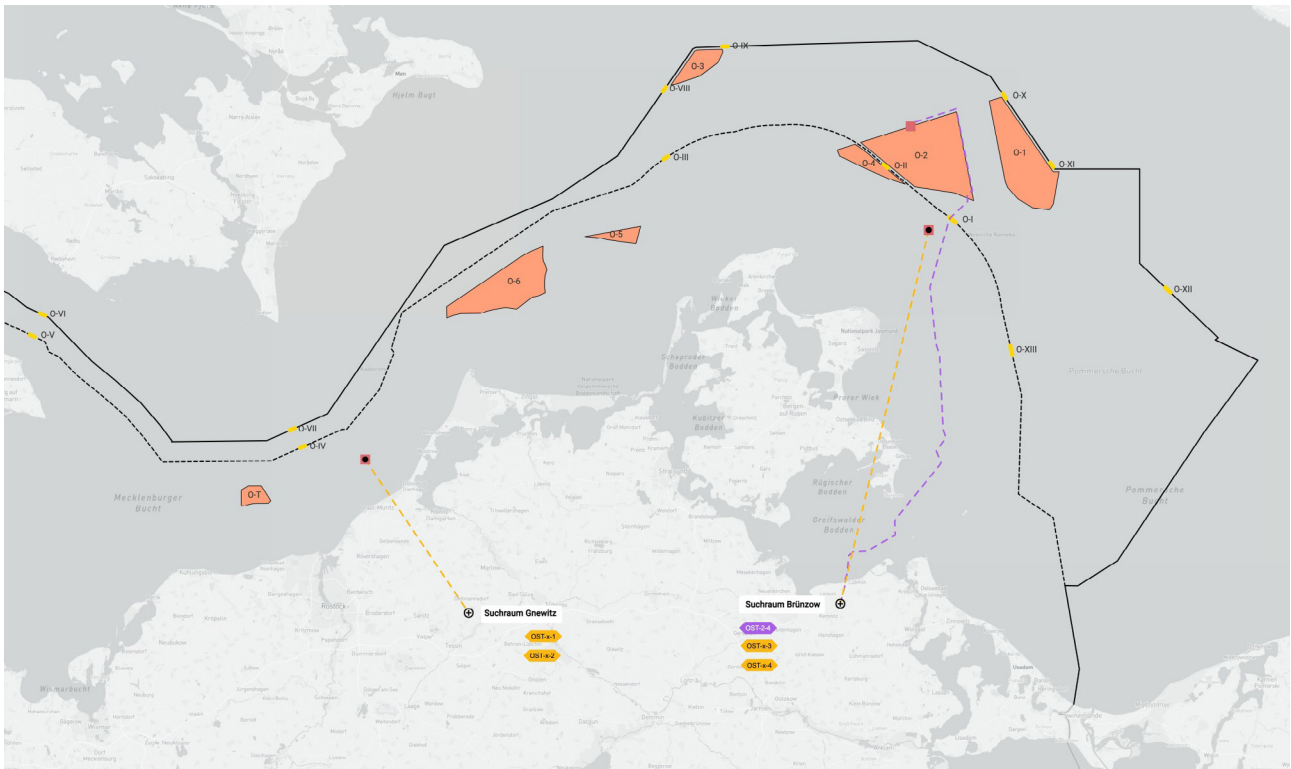
Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Ostsee in den Szenarien A/B/C 2037



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © [Mapbox](#), © [OpenStreetMap \(ODbL\)](#), BSH (© [GeoSeaPortal](#))



Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Ostsee in den Szenarien A / B / C 2045

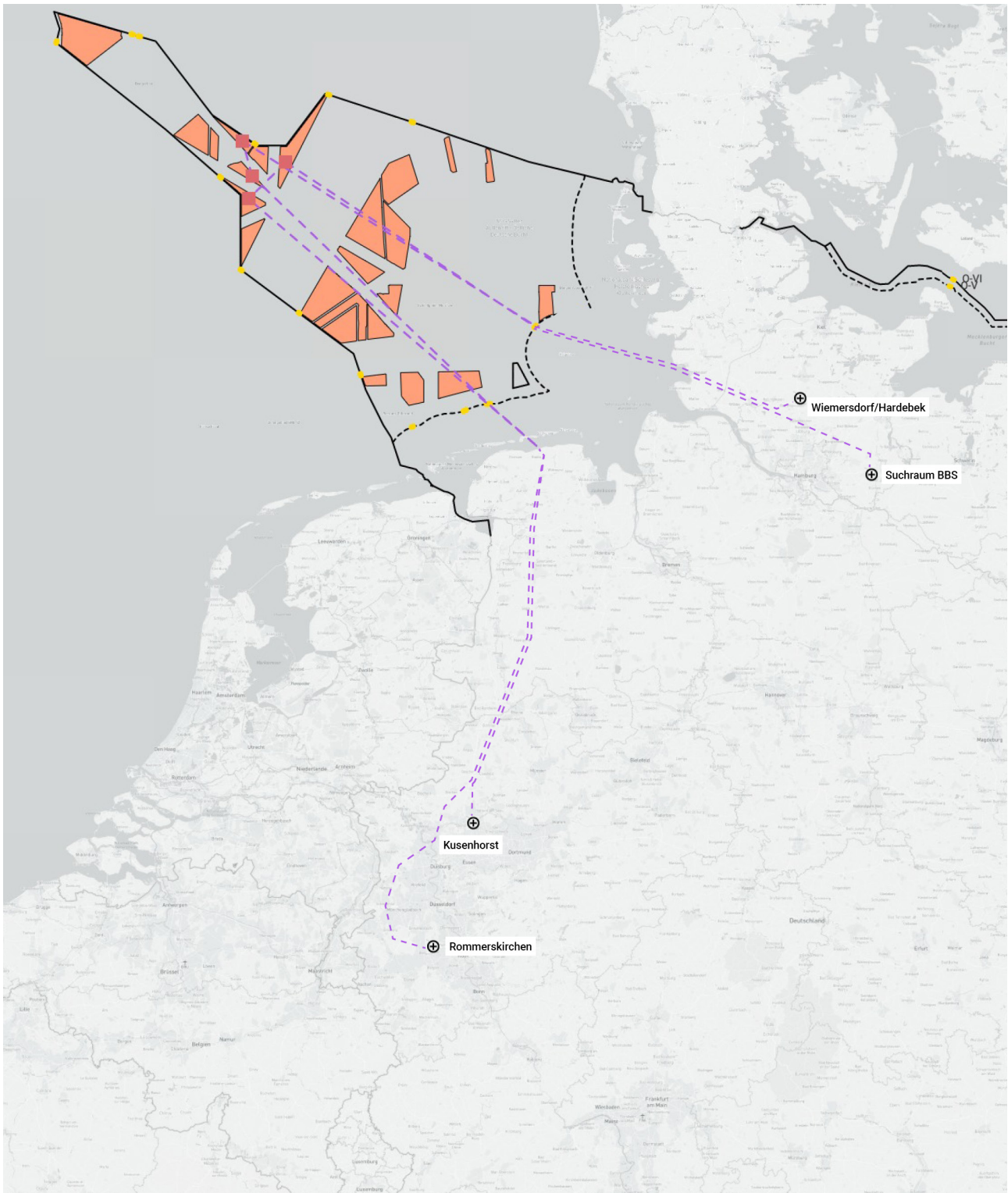


- DC-Netzausbau
 - AC-Netzausbau
- Projektname
- Offshore-Windpark-Gebiet
 - Konverterplattform
 - Umspannplattform
 - Netzverknüpfungspunkt
- Grenzkorridor
 - Grenze des Küstenmeeres
 - Grenze der ausschließlichen Wirtschaftszone

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © [Mapbox](#), © [OpenStreetMap \(ODbL\)](#), BSH (© [GeoSeaPortal](#))



Nationale Offshore-Vernetzung



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)



Onshore-Netz: Erheblicher Ausbaubedarf für ein Klimaneutralitätsnetz bereits bis 2037

Die gesetzlichen Planungen sehen den überwiegenden Anteil des notwendigen Ausbaus der erneuerbaren Energien bereits bis Mitte der 2030er Jahre vor. In Folge des wesentlichen **Anstiegs des innerdeutschen Transportbedarfs auf rund 87,7 GW bis 2037** ist auch ein maßgeblicher Anteil des landseitigen Klimaneutralitätsnetzes bis dahin zu realisieren. Bis 2045 bleiben die Spitzenwerte des Nord-Süd-Lastflusses auf einem ähnlichen Niveau. Der weitere Zubau der erneuerbaren Energien zwischen 2037 und 2045 kann dabei weitgehend über den Ausbau von Flexibilitäten insbesondere von Elektrolyseuren, zentralen und dezentralen Batteriespeichern und durch Demand Side Management kompensiert werden. Aufgrund des hohen Zubaus an Photovoltaikanlagen treten erstmals auch signifikante Süd-Nord-Lastflüsse auf. Während diese regional teilweise zusätzliche Maßnahmen erfordern, kann der weiträumige Transport durch das bislang primär für den Nord-Süd-Transport erweiterte Übertragungsnetz erfüllt werden.

Das Übertragungsnetz ist so umzubauen, dass es bereits bis 2037 eine installierte Leistung zwischen 565 und 576 GW an erneuerbaren Energien integrieren und im Vergleich zu heute nahezu den doppelten Bruttostromverbrauch in Höhe von rund 900 bis zu 1.050 TWh decken kann.

Im Ergebnis zeigt sich:

- > Sämtliche Vorhaben des BBP 2022 sind sowohl in den Szenarien A/B/C 2037 als auch in allen Szenarien mit dem Zieljahr 2045 erforderlich. Die Erforderlichkeit dieser Maßnahmen wird damit im NEP 2037/2045 (2023) erneut nachgewiesen. Sie sind für ein bedarfsgerechtes Netz angesichts der steigenden Transportaufgabe allerdings bei Weitem nicht ausreichend.
- > Im Vergleich zum bestätigten Netz aus dem NEP 2035 (2021) (BBP-Netz 2022), steigt der Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf im NEP 2037/2045 (2023) um rund 7.400 km an zusätzlichen Maßnahmen in den Szenarien A/B/C 2037 und A/B/C 2045 deutlich an (s. Kapitel 5.2.5). Davon entfallen ca. 2.800 km auf DC-Neubau und DC-Verstärkungen (fünf zusätzliche DC-Projekte), 1.300 km auf AC-Neubau (rund 20 zusätzliche AC-Projekte) und 3.300 km auf Netzverstärkungsmaßnahmen. Das Verhältnis DC- zu AC-Neubau beträgt 1,6.
- > Das Onshore-Startnetz umfasst AC- und DC-Maßnahmen in Summe von rund 6.950 km bei einem geschätzten Investitionsvolumen von 50 Mrd. EUR. Für das Onshore-Zubaunetz ergeben sich Netzverstärkungen im AC-Bereich von 6.125 km. Hinzu kommen rund 180 km an DC-Verstärkungsmaßnahmen. Weitere 1.714 km entfallen auf AC-Neubaumaßnahmen und 4.396 km auf DC-Neubaumaßnahmen. In Summe ergibt sich ein Onshore-Zubaunetz für alle Szenarien von rund 12.413 km Länge. Für die Szenarien A/B/C 2037 beläuft sich das Investitionsvolumen auf rund 106,1 Mrd. EUR. Die Investitionskosten für das Onshore-Zubaunetz der Szenarien A/B/C 2045 liegen um 0,1 Mrd. EUR höher. Gegenüber dem ersten Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) sind im zweiten Entwurf des NEP die Investitionskosten um ca. 12,5 Mrd. EUR angestiegen. Dies ist im Wesentlichen durch die Berücksichtigung weiterer Projekte auf Basis zusätzlicher Bedarfe an Transformatoren und Umspannwerken zwischen Verteil- und Übertragungsnetz, einer Aktualisierung des Umfangs und der Kosten bestehender Projekte sowie die Aktualisierung des Bedarfs an Anlagen zur Blindleistungskompensation sowie zur Bereitstellung von Momentanreserve begründet.
- > Gegenüber dem im NEP 2035 (2021) vorgeschlagenen Projektportfolio identifiziert der vorliegende NEP 2037/2045 (2023) neue Onshore-Projekte mit einer Trassenlänge von 5.620 km und zusätzlichen Investitionen in Höhe von 52,3 Mrd. EUR.
- > Die Ergebnisse der Netzanalysen zeigen für **alle Szenarien ein identisches Klimaneutralitätsnetz**. Dieses unterscheidet sich lediglich hinsichtlich des verbleibenden Redispatch-Bedarfs. Das Klimaneutralitätsnetz besteht aus einem robusten Portfolio an Netzverstärkungs- und ausbaumaßnahmen unter den getroffenen Annahmen. Die ÜNB gehen davon aus, dass diese Maßnahmen im Sinne eines „no-regret“-Ansatzes in den betrachteten Szenarien des NEP 2037/2045 (2023) erforderlich sind.



- > Aufgrund des langen Zeithorizonts bis 2045 und den damit verbundenen Unsicherheiten wurden identifizierte Engpässe nicht vollständig durch Netzverstärkungs- und ausbaumaßnahmen beseitigt. Daher **bleibt in den Szenarien ein Redispatch-Volumen in Höhe von 1,5 bis 5,9 TWh bestehen**. Eine weitere Engpassminderung ist durch die Hebung möglicher Potenziale zukünftiger innovativer Technologien denkbar. So wurde in diesem NEP explizit das Potenzial von kurativen Redispatch für das Szenario B 2037 untersucht.

Zur Bewertung geeigneter Netztopologien haben die ÜNB ihre Simulationswerkzeuge u. a. in Form einer **Heuristik** weiterentwickelt. Diese erlaubt eine noch effizientere und umfangreichere Untersuchung der möglichen Lösungsoptionen sowie den Vergleich und die Bewertung einer großen Menge von Netzausbaukombinationen.

Vor dem Hintergrund einer deutlichen Steigerung des Ausbaus von erneuerbaren Energien bereits bis 2030 (EEG-Novelle 2023) und der damit einhergehenden kurz- bis mittelfristigen erhöhten Belastung des Übertragungsnetzes haben die deutschen Übertragungsnetzbetreiber weitere geeignete Maßnahmen (**Ad-hoc-Maßnahmen**) identifiziert, die bereits kurz- bis mittelfristig realisiert werden können und die erwartete Situation entschärfen. Die Bewertung und Ermittlung dieser Maßnahmen erfolgte auf Basis des Szenarios und Netzmodells der gemäß § 34 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes erstellten Langfristanalyse mit Betrachtungsjahr 2030.

Längenangaben Start- und Zubaunetz im NEP 2037 / 2045 (2023)

Angaben in km	AC-Verstärkung		DC-Verstärkung		AC-Neubau	DC-Neubau	Summe
	Zu-/Umbeseilung	Ersatz-/Parallelneubau	Zu-/Umbeseilung	Ersatz-/Parallelneubau			
Startnetz	919	2.081	321	560	599	2.466	6.945
Zubaunetz							
A 2037	2.279	3.846	0	179	1.714	4.396	12.413
B 2037	2.279	3.846	0	179	1.714	4.396	12.413
C 2037	2.279	3.846	0	179	1.714	4.396	12.413
A 2045	2.279	3.846	0	179	1.714	4.396	12.413
B 2045	2.279	3.846	0	179	1.714	4.396	12.413
C 2045	2.279	3.846	0	179	1.714	4.396	12.413
Start- und Zubaunetz							
A 2037	3.198	5.927	321	739	2.312	6.861	19.358
B 2037	3.198	5.927	321	739	2.312	6.861	19.358
C 2037	3.198	5.927	321	739	2.312	6.861	19.358
A 2045	3.198	5.927	321	739	2.312	6.861	19.358
B 2045	3.198	5.927	321	739	2.312	6.861	19.358
C 2045	3.198	5.927	321	739	2.312	6.861	19.358

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



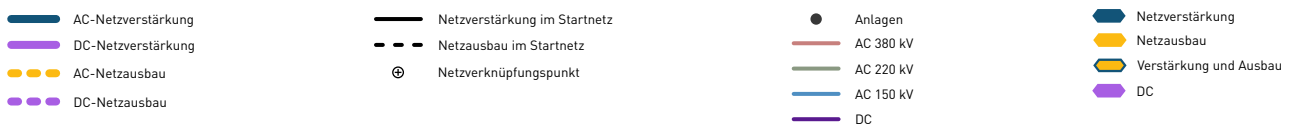
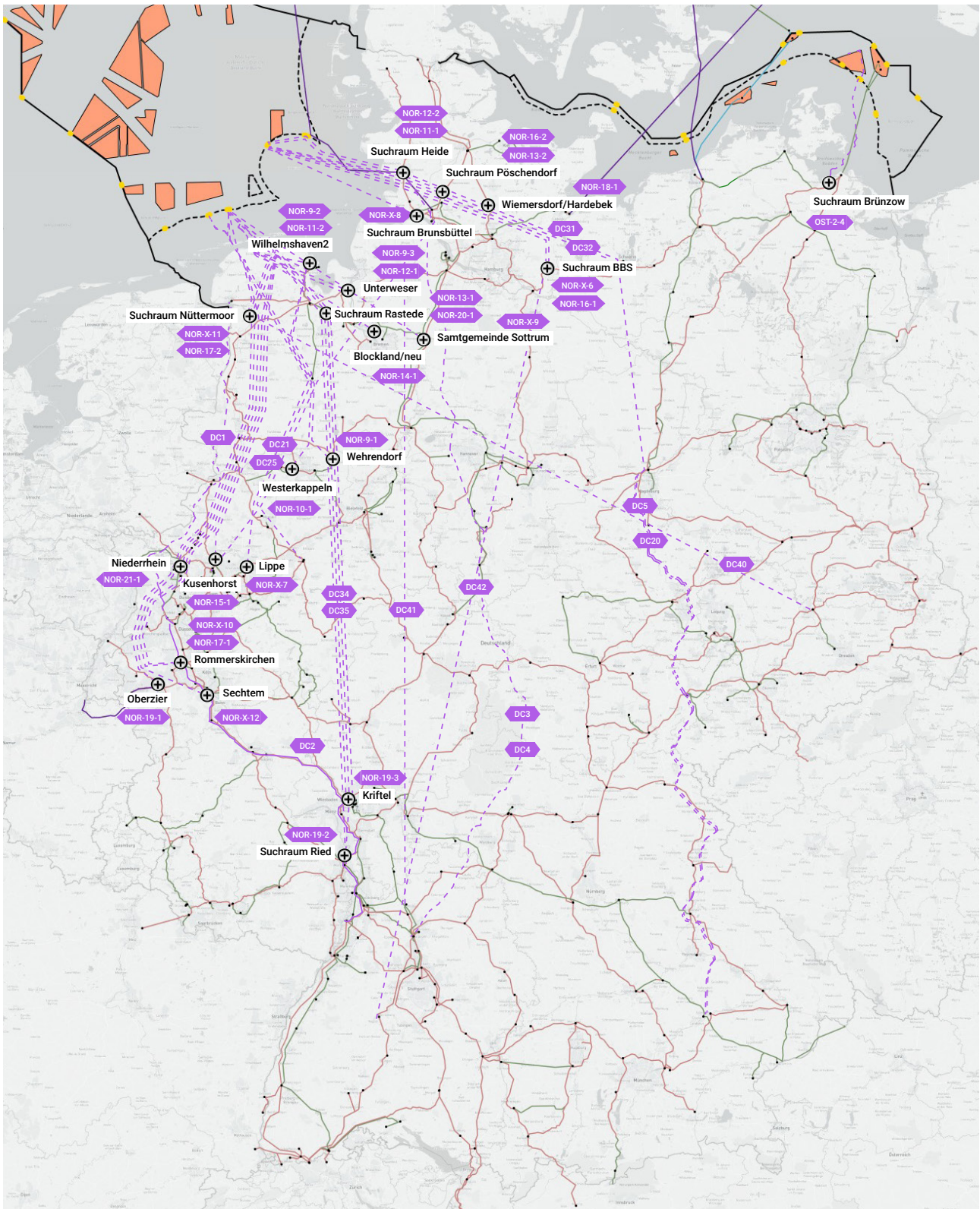
Mögliche Bündelungsoptionen neuer landseitiger DC-Projekte und von Offshore-Netzanbindungssystemen

Gemäß § 12b Abs. 3a EnWG sind die ÜNB erstmalig dazu verpflichtet, Bündelungsoptionen für neu identifizierte DC-Netzausbaumaßnahmen und den länderübergreifenden landseitigen Teil der Offshore-Anbindungsleitungen zu nennen. Dabei ist aufzuzeigen, wie diese mit bestehenden oder zumindest verfestigt geplanten Trassen ganz oder weitgehend in einem Trassenkorridor realisiert werden können.

Die Bündelung ermöglicht die Führung sowohl von Offshore-Anbindungssystemen als auch von neu identifizierten DC-Projekten in derselben Trasse und damit eine möglichst geringe Rauminanspruchnahme. Entsprechend den im NEP 2035 (2021) bereits bestätigten bzw. im NEP 2037/2045 (2023) zur Bestätigung eingebrachten HGÜ-Vorhaben, ergeben sich nach aktuellem Planungsstand drei zentrale Energiekorridore. Aufgrund der bislang fehlenden Anlandungspunkte einzelner Offshore-Projekte ist die Umsetzung der Bündelung für diese noch näher zu bestimmen.



Mögliche Bündelung der neuen DC-Projekte und der Offshore-Netzanbindungssysteme in A/B/C 2045



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap 222



Innovationen: Fortschreitende Vernetzung

Die Anforderungen an das Übertragungsnetz werden zunehmend komplexer. Das Übertragungsnetz muss zukünftig insbesondere den Anforderungen höherer Volatilität der EE-Einspeisung sowie weiträumiger Transportwege gerecht werden. Damit der **Umbau zu einem klimaneutralen Energiesystem** gelingt, setzen die vier ÜNB auf eine Bandbreite an innovativen Lösungen und Technologien.

Die ÜNB untersuchen technische Lösungen sowie Betriebskonzepte, die eine Erhöhung der Transportkapazität der bestehenden Netzinfrastruktur unter Wahrung der Systemstabilität ermöglichen. Im Kontext der Netzoptimierung wird der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb sowie die Umbeseilung auf **Hochtemperaturleiterseile** auch in diesem Netzentwicklungsplan berücksichtigt.

Zudem haben die Übertragungsnetzbetreiber auch dieses Mal mögliche Potenziale zukünftiger innovativer Technologien der **kurativen Systemführung**, die in Pilotprojekten erprobt werden müssen, implizit unterstellt. Erste **Netzbooster** werden voraussichtlich im Jahr 2025 in Betrieb gehen können. Weitere kurative Maßnahmen für eine mögliche Pilotierung sind in der Prüfung.

Für den Umbau des Energiesystems und den damit einhergehenden veränderten Anforderungen an das Übertragungsnetz ermöglicht die HGÜ-Technologie eine verlustarme Übertragung hoher Leistung über weite Distanzen. Die betriebliche Erfahrung mit der HGÜ-Technologie in Deutschland und Europa beschränkt sich bislang im Wesentlichen auf Punkt-zu-Punkt-Verbindungen. Bis zum Ende dieses Jahrzehnts sollen weitere HGÜ-Verbindungen in Deutschland umgesetzt werden. Die Weiterentwicklung zu **vermaschten DC-Strukturen** ermöglicht es, weitere Netzflexibilitätspotenziale zu heben, während die begleitende technologische Standardisierung Chancen bietet, dabei die zugehörigen Investitionskosten zu senken. Zudem haben vernetzte DC-Strukturen das Potenzial,

die Zuverlässigkeit der Energieübertragung zu erhöhen. Sie können so ausgelegt werden, dass redundante Übertragungssysteme entstehen. Zur Realisierung eines solchen Ansatzes sind noch technologische, betriebliche und regulatorische Hemmnisse sowie weitere Risiken beispielsweise im Hinblick auf Haftungsfragen abzubauen. Vor diesem Hintergrund verfolgen die Übertragungsnetzbetreiber die Strategie, zukünftige vermaschte Systeme mit technologischen Rückfallebenen zu planen.

Parallel zum Netzentwicklungsplan untersuchen 50Hertz, Amprion und TenneT in einer gemeinsamen Offshore-Studie das internationale Vernetzungspotenzial und mögliche Offshore-Netztopologien. Die Offshore-Studie zeigt, dass die **nationale Offshore-Vernetzung** eine Option bietet, weitere HGÜ-Netzflexibilität kostenminimal zu heben und damit den Redispatch-Bedarf zu senken. Zudem ist für Deutschland ein internationaler Offshore-Vernetzungsbedarf identifiziert worden, der effizient über die Vernetzung von deutschen mit ausländischen ONAS erschlossen werden kann.

Der derzeitige **Regulierungsrahmen** setzt nicht ausreichende Anreize für kosteneffiziente und technologieorientierte Innovationen im Übertragungsnetz sowie digitale und klimafreundliche Lösungen. Daher ist ein regulatorischer Rahmen für innovative Lösungen im Übertragungsnetz erforderlich, der Technologieoffenheit auf dem Weg zur Klimaneutralität fördert. Es besteht die Notwendigkeit, diese Herausforderungen zu adressieren und die Wirtschaftlichkeitslücke von neuen Technologien zu schließen.

Für ein klimaneutrales Energiesystem bis 2045 sollten die Sektoren Strom, Gas und Wasserstoff gemeinsam betrachtet und stärker miteinander verzahnt werden. Eine **integrierte Systemplanung** ermöglicht es, Synergiepotenziale zu heben. Ziel sollte es sein, eine robuste Infrastrukturplanung der Sektoren Gas, Wasserstoff und Strom zu gewährleisten.



Öffentliche Konsultation des NEP 2037/2045 (2023)

Die Konsultation zum NEP 2037/2045 (2023) durch die ÜNB fand vom 24.03. bis zum 25.04.2023 statt. In dieser Zeit erreichten die ÜNB 288 Einsendungen, davon 207 unterschiedliche Stellungnahmen. Die Differenz beruht auf der Mitzeichnen-Funktion. Über die Hälfte der Stellungnahmen kam von Privatpersonen. Aber auch Unternehmen der Energiebranche und Behörden nahmen zahlreich an der Konsultation teil. Weitere Hinweise erhielten die ÜNB von Bürgerinitiativen und Umweltschutzvereinen.

Die ÜNB haben die Stellungnahmen zum ersten Entwurf kategorisiert und eingehend geprüft. Anschließend haben sie den Netzentwicklungsplan entsprechend überarbeitet und ergänzt. In den jeweiligen Kapiteln wurden weitergehende Erläuterungen zu den angesprochenen Themen eingefügt und die Projektsteckbriefe im Anhang gegebenenfalls ergänzt. Die Stellungnahmen thematisieren ein breites Spektrum an Aspekten – eine Auswahl:

Während die vorherige Konsultation zeigte, dass sehr vielen Menschen das Erreichen des 1,5-Grad-Zieles am Herzen liegt, war in diesem Jahr vielen Einsendern wichtig, dass es bei der Bezeichnung „Klimaneutralitätsnetz“ keinen „Etikettenschwindel“ gibt.

Viele Konsultationsbeiträge beziehen sich auf die Eingangsdaten des Szenariorahmens. Beispielsweise wird das den Berechnungen zugrundeliegende Wetterjahr 2012 als veraltet angesehen. In Zukunft sei mit extremeren Wetterlagen zu rechnen, und neben Wärme der Faktor Kühlung stärker zu berücksichtigen. Die ÜNB werden für den nächsten Szenariorahmen prüfen, ob künftig andere Wetterparameter angewendet werden können.

Ebenfalls im Zusammenhang mit den Eingangsdaten wurde in vielen Stellungnahmen angemerkt, dass eine breitere Spreizung der Szenarien wünschenswert wäre. Wenn alle drei Pfade – A, B und C – in das gleiche Zielnetz münden, würde der Einfluss der jeweiligen Faktoren nicht sichtbar. Das in allen drei Pfaden annähernd gleiche Zielnetz dieses NEP zeigt, dass die hier enthaltenen Maßnahmen zwingend erforderlich sind. Der Beurteilung der Auswirkungen verschiedener Einflussfaktoren können Sensitivitätsberechnungen dienen, für die die ÜNB im Rahmen des NEP keinen Auftrag haben.

Versorgungssicherheit rückt als Thema in dieser Konsultation stärker als bisher in den Vordergrund. Besonders Privatpersonen machen sich Sorgen, ob die Stromversorgung auch in Zukunft gesichert ist. Analysen der Versorgungssicherheit erfolgen im Rahmen des nationalen Monitoringberichts zur Versorgungssicherheit der BNetzA nach §§ 51 Abs. 3, 63 Abs. 2 Nr. 2 EnWG und auf europäischer Ebene im Rahmen des ERAA. Die Untersuchung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit ist nicht Aufgabe des NEP.

Das oberste Thema aus den Bereichen Wirtschaft und Politik ist die Elektrolyseurverortung. Viele Unternehmen haben ehrgeizige Klimaziele und sind bei ihrer Umsetzung auf die entsprechende Energieinfrastruktur angewiesen.

Auch Städte und Gemeinden melden ihren Bedarf an. Da es hier noch viele Ungewissheiten gibt, sind unterschiedliche Lösungen denkbar. Die ÜNB haben in dieser Konsultation viel Zustimmung für ihr Vorgehen erfahren.

In vielen Stellungnahmen wurde eine stärkere Verzahnung der Strom- und Gasinfrastruktur gefordert. Dies ist für eine effiziente Planung des Energiesystems sinnvoll. Die ÜNB bringen sich konstruktiv in die integrierte Systementwicklungsplanung ein.

Sowohl Landkreise und Kommunen als auch Interessenverbände sind daran interessiert, nach welchen Kriterien die ÜNB bei den HGÜ-Bündelungen vorgegangen sind.

Die nachfolgende Übersicht gibt einen Überblick über die verschiedenen Beteiligungsschritte und die jeweiligen Fragestellungen bei der Planung des Übertragungsnetzes.

Weitere Information zu konkreten Projekten finden Sie auf den Internetseiten Ihres zuständigen ÜNB sowie der BNetzA:

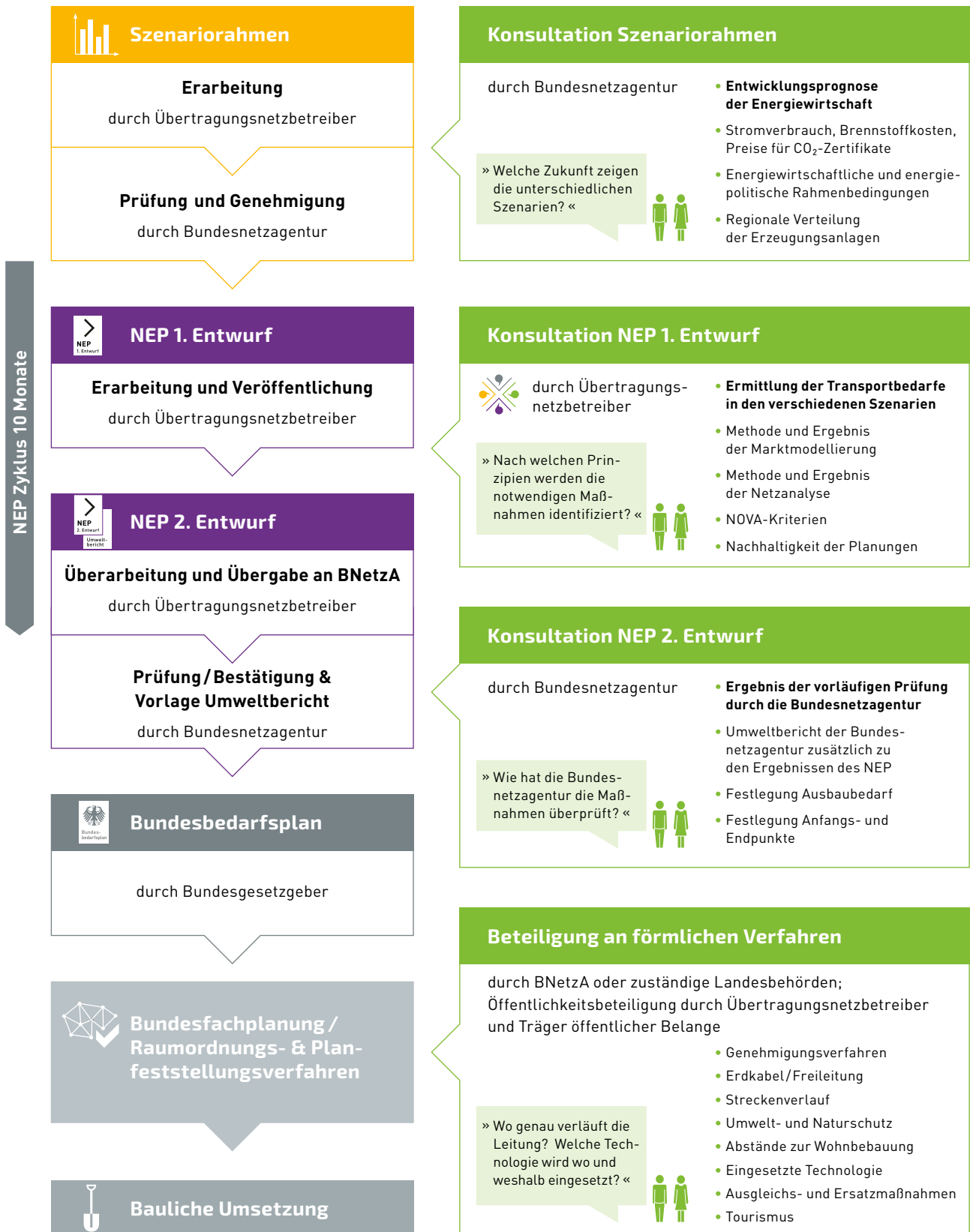
- 50Hertz Transmission GmbH: www.50hertz.com
- Amprion GmbH: www.amprion.net
- TenneT TSO GmbH: www.tennet.eu
- TransnetBW GmbH: www.transnetbw.de
- Bundesnetzagentur: www.netzausbau.de



Beteiligung an der Planung des Übertragungsnetzes

Netzentwicklung

Beteiligung



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber