



Aktueller Stand des Netzausbaus (Übertragungsnetz)

Arbeitsstand des BMWF zum 16. Mai 2025

Inhaltsverzeichnis

<i>Aktueller Stand des Netzausbaus (Übertragungsnetz)</i>	1
1. Einleitung.....	3
1.1. Technik.....	3
1.2. Die fünf Planungsschritte des Netzausbaus.....	4
1.3. Aktuelle Netzausbauvorhaben	6
1.4. Risiken und Herausforderungen im Verfahrensverlauf	13
2. Gleichstromvorhaben	14
2.1. Aktueller Stand.....	17
2.2. Verlauf und Vergleich	19
2.3. Ausblick.....	22
3. Drehstromvorhaben	23

3.1.	Aktueller Stand.....	24
3.2.	Verlauf und Vergleich.....	26
3.3.	Ausblick.....	26
4.	Offshore-Vorhaben.....	27
4.1.	Aktueller Stand.....	27
4.2.	Verlauf und Vergleich.....	29
4.3.	Ausblick.....	30
5.	Beschleunigungsansätze.....	30

1. Einleitung

Ein leistungsfähiges Stromnetz bildet das Rückgrat der Energiewende in Deutschland. Es wird gebraucht, damit der Strom aus den erneuerbaren Energien auch beim Verbraucher ankommt. Mit dem Ausstieg aus der Kernenergie und dem geplanten Ende der Kohleverstromung muss unser Stromnetz so leistungsfähig ausgelegt werden, dass weiterhin die Versorgungs- und Systemsicherheit gewährleistet werden kann. Dafür ist es notwendig, das bestehende Stromnetz bedarfsgerecht weiter auszubauen und zu optimieren. Nur so können die zunehmenden überregionalen Stromtransporte, etwa von Windstrom aus Norddeutschland in die Verbrauchszentren im Süden und Westen des Landes realisiert werden. Ein dezentraler Ausbau der erneuerbaren Energien in allen Landesteilen ist wichtig, er kann den überregionalen Transportbedarf aber nicht ersetzen.

1.1. Technik

Das Höchstspannungsnetz dient dazu, Strom über weite Strecken zu transportieren. Es wird meist mit 380 Kilovolt betrieben, geringere (220 kV) und höhere Spannungen (bis zu 525 kV) sind ebenfalls möglich. Der überwiegende Teil der Leitungen im Höchstspannungsnetz transportiert **Dreh- bzw. Wechselstrom** (AC, Alternating Current). Die Drehstromleitungen bilden ein stark vermaschtes Übertragungsnetz. Ein großer Vorteil von Drehstrom ist, dass er einfach auf verschiedene Spannungsebenen umgewandelt werden kann. Bei Drehstrom kommen bisher fast ausschließlich Freileitungen zum Einsatz. Erdverkabelung stellt bei Drehstromvorhaben auf Höchstspannungsebene aufgrund der starken Vermaschung des Netzes eine Herausforderung dar und ist bisher nahezu unerprobt. Der Einsatz von AC-Erdkabeln wird zurzeit bei bestimmten Netzausbauvorhaben auf Teilabschnitten im Rahmen von Pilotprojekten untersucht.

Gleichstrom (DC, Direct Current) wird als Übertragungstechnologie bisher nur ausnahmsweise in sehr hohen Spannungsebenen und bei Offshore-Anbindungsleitungen in der Nordsee und zukünftig auch in der Ostsee sowie generell über große Entfernungen eingesetzt. Man spricht dabei von Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ). Der Bau von HGÜs, insbesondere auch die 525 kV-Erdkabeltechnologie, ist innovativ. Technisch aufwendig sind insbesondere auch die Konverterstationen, mit denen Gleichstrom wieder in Wechselstrom umgewandelt wird, um diesen dann ins AC-Übertragungsnetz und von dort mit Umspannwerken in die Verteilnetze einzuspeisen. Gleichstromleitungen werden in der Regel erdverkabelt. Der Vorteil der HGÜ-Leitungen: sie ermöglichen bis zu 50 % geringere Übertragungsverluste als Wechselstromleitungen und eine bessere Regelung im Netz, da sie als aktives Netzelement zur Steuerung von Leistungsflüssen eingesetzt werden können. Zudem nimmt die DC-Technologie geringeren Raum in Anspruch als die etablierte Wechselstromtechnik. HGÜs sind typischerweise (großräumige) Punkt-zu-Punkt Verbindungen. Eine Leitung kann so auch nur insgesamt in Betrieb genommen werden und nicht in einzelnen Abschnitten (bis zu bestimmten Umspannwerken) wie bei Wechselstromvorhaben.

1.2. Die fünf Planungsschritte des Netzausbaus

Die Planung des künftigen Höchstspannungsnetzes läuft in fünf aufeinander aufbauenden Verfahrensschritten ab (Abbildung 1). Dies sind der Szenariorahmen als erste Stufe der jeweiligen Netzentwicklungsplan (NEP)-Prozesse, die darauf aufbauenden (eigentlichen) NEPs, der Bundesbedarfsplan, bei länderübergreifenden Vorhaben heute in der Regel eine Bundesfachplanung (bzw. bei allen anderen Vorhaben ein Raumordnungsverfahren/ eine Raumverträglichkeitsprüfung) und die Planfeststellung.

Der **Szenariorahmen** als erster Teil und Grundlage für die NEPs wird von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) entworfen und umfasst Szenarien wahrscheinlicher Entwicklungen der Energielandschaft für einen Zeithorizont von 10-15 Jahren in mindestens drei Szenarien. Drei weitere Szenarien betrachten das Jahr 2045.¹ Nach einer öffentlichen Konsultation wird der Szenariorahmen von der Bundesnetzagentur (BNetzA) genehmigt. Der zurückliegende Szenariorahmen für den NEP 2023 und auch der aktuelle Szenariorahmen für den NEP 2025 betrachten das Jahr 2037 sowie das Zieljahr für die Klimaneutralität 2045.

Auf Basis des von der BNetzA bestätigten Szenariorahmens legen die ÜNB entsprechend der gesetzlichen Vorgaben alle zwei Jahre einen **Netzentwicklungsplan** (NEP) vor; das gesamte NEP-Verfahren einschließlich Szenariorahmen erstreckt sich über diese zwei Jahre. Nachdem die BNetzA den Szenariorahmen am 30.04.2025 genehmigt hat, erarbeiten die ÜNB aktuell den NEP 2025-2037/2045. Der NEP beschreibt, welche Maßnahmen in Erfüllung der voraussichtlichen Marktergebnisse zur Verstärkung und zum Ausbau notwendig sind, damit das Stromnetz auch in Zukunft sicher betrieben werden kann. Dabei gilt das NOVA-Prinzip: NetzOptimierung vor NetzVerstärkung vor NetzAusbau. Nach öffentlichen Konsultationen und Prüfung durch die BNetzA erfolgt eine Einzelbestätigung oder -ablehnung der vorgeschlagenen Maßnahmen.

Die bestätigten Maßnahmen werden dann mindestens alle vier Jahre, bei Bedarf auch früher, durch den Bundestag in den Anhang des **Bundesbedarfsplangesetzes (BBPIG)** übernommen. Die Vorhaben aus dem BBPIG (ebenso wie die aus dem Energieleitungsausbaugesetz, EnLAG, von 2009) gelten wegen des überragenden öffentlichen Interesses und der öffentlichen Sicherheit als energiewirtschaftlich notwendig. Um den zuverlässigen Netzbetrieb gewährleisten zu können, besteht ein vordringlicher Bedarf, sie zügig zu realisieren. Mit der Aufnahme ins BBPIG (ebenso EnLAG) stehen die Anfangs- und Endpunkte der künftigen Höchstspannungsleitungen, nicht aber die Trassen, fest.

¹ Vor der Neuregelung 2022 des Energiesofortmaßnahmenpakets gab es mindestens ein weiteres Szenario mit Zeithorizont 15-20 Jahre anstelle des Zieljahres 2045.

Mit den genannten ersten drei Schritten ist die Bedarfsermittlung abgeschlossen. In den nächsten zwei Schritten erfolgt, unter Beteiligung der Öffentlichkeit, die Konkretisierung der Vorhaben.

In der mit dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) in 2011 zur Verfahrensbeschleunigung neu eingeführten **Bundesfachplanung** (BFP) geht es bei als länder- oder grenzüberschreitend im BBPlG gekennzeichneten Vorhaben darum, einen Trassenkorridor von etwa 500 bis 1.000 Metern Breite zu bestimmen, durch den später einmal die Leitung verlaufen soll. Bei der Planung der Trassenkorridore müssen neben den Belangen der Menschen in der Region vor allem der Naturschutz und das Landschaftsbild sowie technische und wirtschaftliche Aspekte berücksichtigt werden. Die Bundesfachplanung tritt anstelle von sonst länderseitig angewandten **Raumordnungsverfahren** (ROV). Zuständige Behörde für die Bundesfachplanung ist die BNetzA, bei Raumordnungsverfahren sind es typischerweise Behörden des jeweiligen Bundeslandes. Seit September 2023 ersetzt die **Raumverträglichkeitsprüfung** das Raumordnungsverfahren. Eine Bundesfachplanung oder ein Raumordnungsverfahren bzw. eine Raumverträglichkeitsprüfung muss nicht immer zwingend durchgeführt werden, bspw. wenn das Vorhaben mit einem anderen gebündelt werden kann oder ein Präferenzraum ermittelt wurde. Das Ergebnis des Raumordnungsverfahrens bzw. der Raumverträglichkeitsprüfung ist, anders als die Bundesfachplanung, nicht zwingend verbindlich für die Planfeststellung.

Im **Planfeststellungsverfahren** (PFV) als dem entscheidenden Genehmigungsverfahren mit Konzentrationswirkung für alle sonst erforderlichen Einzelgenehmigungen wird unter Beteiligung der Öffentlichkeit und der betroffenen Behörden über die flächenscharfe, konkrete Ausgestaltung der Ausbaumaßnahmen entschieden. Festgelegt werden unter anderem der konkrete Verlauf der Leitung und die konkrete technische Ausführung.

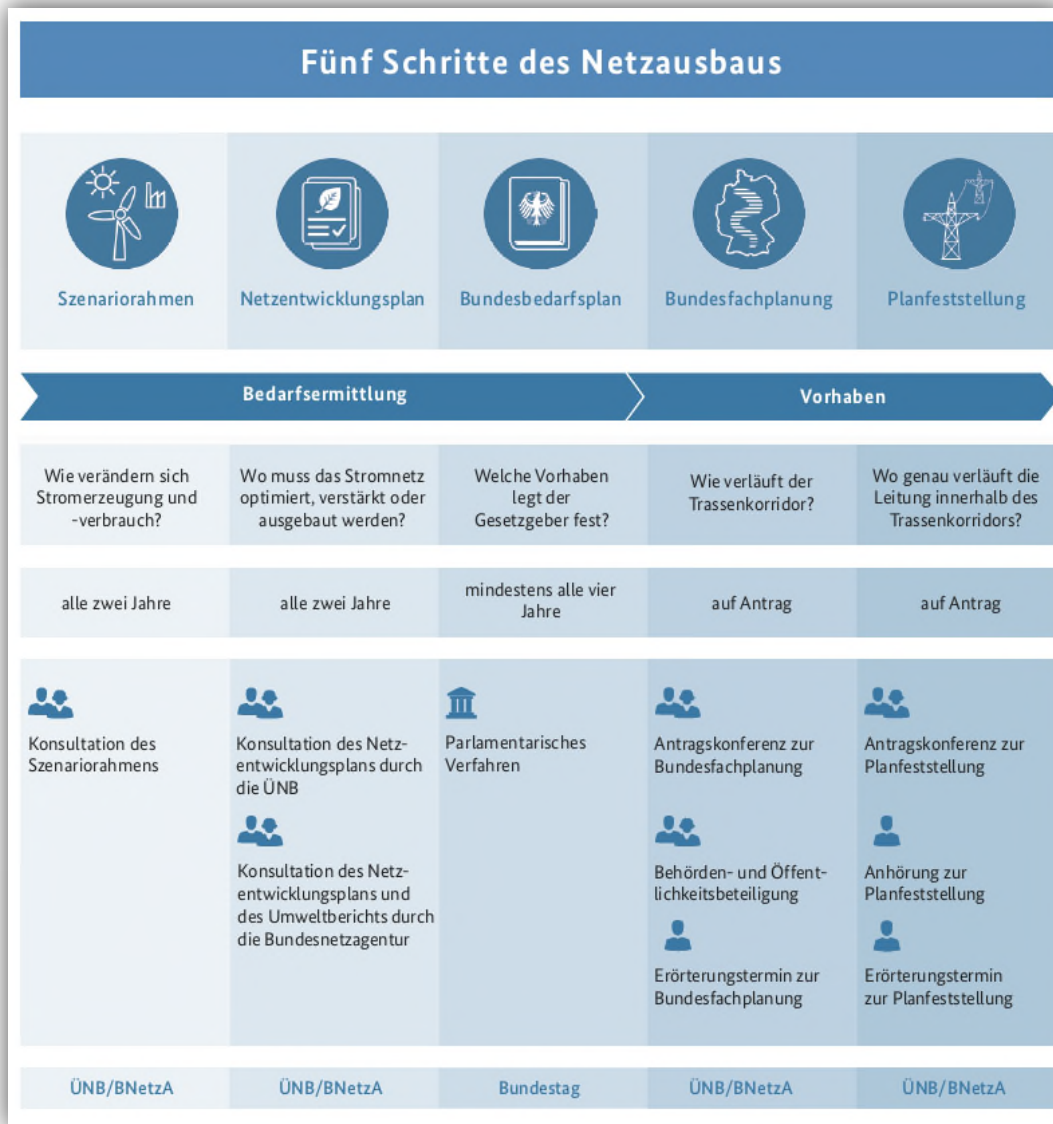


Abbildung 1: Die fünf Schritte des Netzausbaus für Vorhaben in Zuständigkeit der BNetzA (Quelle: BNetzA)

1.3. Aktuelle Netzausbauvorhaben

Aktuell gibt es insgesamt 128 gesetzlich festgeschriebene Vorhaben. Im Jahr 2009 wurde erstmals für 24 Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) festgestellt. Zwei Vorhaben wurden im Laufe der Zeit aus dem EnLAG gestrichen. Damit enthält das EnLAG aktuell 22 Vorhaben. Weitere 106 Netzausbauvorhaben wurden im Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) bei seinem Erlass im Jahr 2013 sowie Novellen in 2015, 2021, 2022 und 2024 gesetzlich festgelegt.² Dabei sollen 29 Vorhaben mit Hochspannungs-Gleichstrom-

² Drei Vorhaben wurden im Laufe der Zeit wieder gestrichen (vgl. Tabelle 1).

Übertragungstechnik (HGÜ-Leitungen) realisiert werden. Die übrigen 99 Vorhaben aus EnLAG und BBPIG sind dem Drehstromnetz zuzuordnen. 44 Vorhaben können in Abschnitten oder bei HGÜ-Leitungen in der Regel auch gänzlich als Erdkabelprojekt realisiert werden (18 DC Vorhaben und 16 AC Vorhaben). Tabelle 1 gibt eine Übersicht über die verschiedenen Vorhaben.

Jahr der Gesetzesnovelle	Anzahl neuer Vorhaben	Zusätzliche Trassenkilometer	Änderungen
2009 (EnLAG)	22 (urspr. 24)	1.876 km	2013: Streichung Nr. 22; 2015: Streichung Nr. 24
2013 (BBPIG)	34 (urspr. 36)	4.208 km	2015: Änderung Nr. 1, 3-7, 31, 34; Streichung Nr. 16 und 36
2015 (BBPIG)	10 (urspr. 11)	1.083 km	Änderungen bei EnLAG Nr. 6 und Nr. 14 2022: Streichung Nr. 37
2021 (BBPIG)	34	3.223 km	Änderungen bei BBPIG Nr. 6, 10, 12, 17, 22, 23, 32, 41, 44
2022 (BBPIG)	19	1.730 km	Änderung bei BBPIG Nr. 5a, 10, 23, 38, 41, 42, 48, 49, 51-53, 56-60, 64, 75
2024 (BBPIG) ³	9	ca. 2.800 km	

Tabelle 1: Übersicht der Vorhaben aus dem EnLAG und BBPIG

Hinweis: Die sieben Offshore-Vorhaben aus der vorgezogenen BBPIG-Novelle 2024 werden bei den folgenden Grafiken und dazugehörigen Auswertungen noch nicht berücksichtigt. Weitere Vorhaben aus dem NEP 2023, die noch nicht ins BBPIG aufgenommen wurden, sind ebenfalls nicht berücksichtigt.

Zu den insgesamt 128 Vorhaben gehören auch 19 Interkonnektoren (4 aus dem EnLAG und 15 aus dem BBPIG). Als Interkonnektor (oder Grenzkuppelstelle) wird eine teilweise auch längere Stromleitung über Ländergrenzen hinweg bezeichnet. Interkonnektoren können AC- oder, insbesondere bei Seekabeln, auch DC-Vorhaben sein. Sechs der in EnLAG und BBPIG genannten 14 Interkonnektoren sind bereits im Betrieb⁴.

Hinzu kommen zahlreiche Offshore-Netzanbindungen, von denen nur wenige im BBPIG enthalten sind. Offshore-Netzanbindungen werden in aller Regel durch die

³ Diese Vorhaben wurden aufgrund ihrer Eilbedürftigkeit (Bündelung mit bestehenden Vorhaben, welche bereits am Anfang des Genehmigungsverfahrens stehen) bereits im Juli 2024 vor der regulären Novelle ins Gesetz aufgenommen.

⁴ Ein siebter Interkonnektor, die sog. Westküstenleitung nach Dänemark (BBPIG Nr. 8), ist auf deutscher Seite baulich abgeschlossen. Aufgrund von Verzögerungen auf der dänischen Seite ist der grenzüberschreitende Abschnitt aber noch nicht in Betrieb.

Länderbehörden bzw. in der Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ)⁵ durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) genehmigt. Insgesamt sind aktuell 15 Anbindungssysteme in der Nordsee und zwei Systeme in der Ostsee in Planung oder Bau (ca. 4.300 Kilometer⁶ Offshore-Anbindungsleitungen), 21 weitere Vorhaben befinden sich bereits im Betrieb. In den BBPlG Novellen 2021 und 2024 wurden zehn Offshore-Netzanbindungen aufgrund ihrer Bündelung mit landseitigen HGÜ-Vorhaben ins BBPlG mitaufgenommen (BBPlG Nr. 78-80 sowie 81b-f und 82b-c).

Mit Stand Q4/2024 summieren sich 117 Onshore-Vorhaben zu 14.101 Trassenkilometern.⁷ Davon befinden sich 1.429 km vor und 1.343 km im Raumordnungs- oder Bundesfachplanungsverfahren, 4.673 km in der Planfeststellung, 4.107 km im Bau und 2.549 km sind bereits vollständig in Betrieb (siehe Abbildung 2). In 2024 haben insgesamt 626 Leitungskilometer das ROV bzw. die BFP abgeschlossen, 1.799 km wurden planfestgestellt und 410 km sind in Betrieb gegangen.

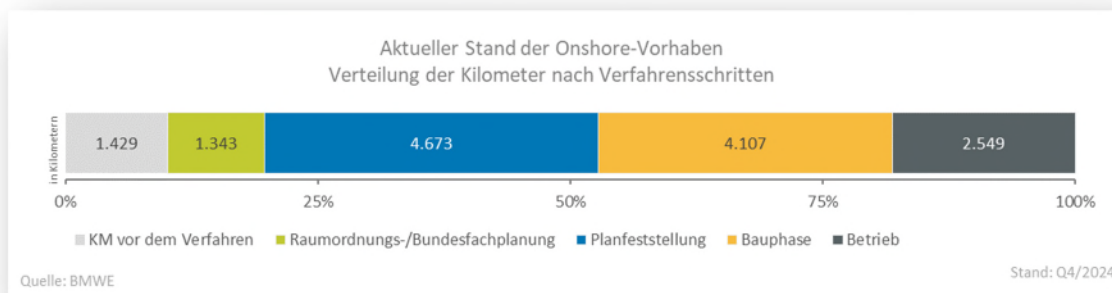


Abbildung 2: Verteilung der Kilometer aller Onshore-Vorhaben nach Verfahrensschritten

Abbildung 3 gibt einen Überblick über den bisherigen Netzausbau seit 2018 sowie eine Prognose auf Basis von Meldungen der Genehmigungsbehörden abgestimmt mit den ÜNB. Der vertikale schwarze Balken markiert den aktuellen Stand (Q4/2024). Die Flächen rechts des schwarzen Balkens sind Prognosewerte. Die graue Fläche zeigt die Leitungskilometer, welche noch keinen Genehmigungsantrag gestellt haben und die grüne Fläche zeigt, wie viele Leitungskilometer laut Plan in der Bundesfachplanung bzw. Raumordnung sein sollten. Die Sprünge bilden die in 2021 bzw. 2022 neu in den Bundesbedarfsplan aufgenommenen Vorhaben ab. Die blaue Fläche verdeutlicht die

⁵ Die Ausschließliche Wirtschaftszone ist ein Meergebiet, das sich bis zu 200 Seemeilen (etwa 370 km) vom Küstenstaat entfernt erstreckt und in dem der Küstenstaat besondere Rechte bei der Nutzung der Meeresressourcen hat.

⁶ Es liegen noch nicht für alle geplanten Anbindungsleitungen Kilometerangaben vor.

⁷ Bis zur Planfeststellung sind die Kilometerangaben der jeweiligen Vorhaben nur Schätzwerte. Das BBPlG enthält 11 Offshore-Vorhaben, die hier nicht berücksichtigt werden.

Anzahl der Kilometer, welche sich laut Plan in der Planfeststellung befinden, die orange Fläche die laut Plan in Bau befindlichen Kilometer und die graue Fläche die laut Plan in Betrieb genommenen Kilometer. Die gestrichelten Linien verdeutlichen den jeweiligen tatsächlichen Ist-Stand.

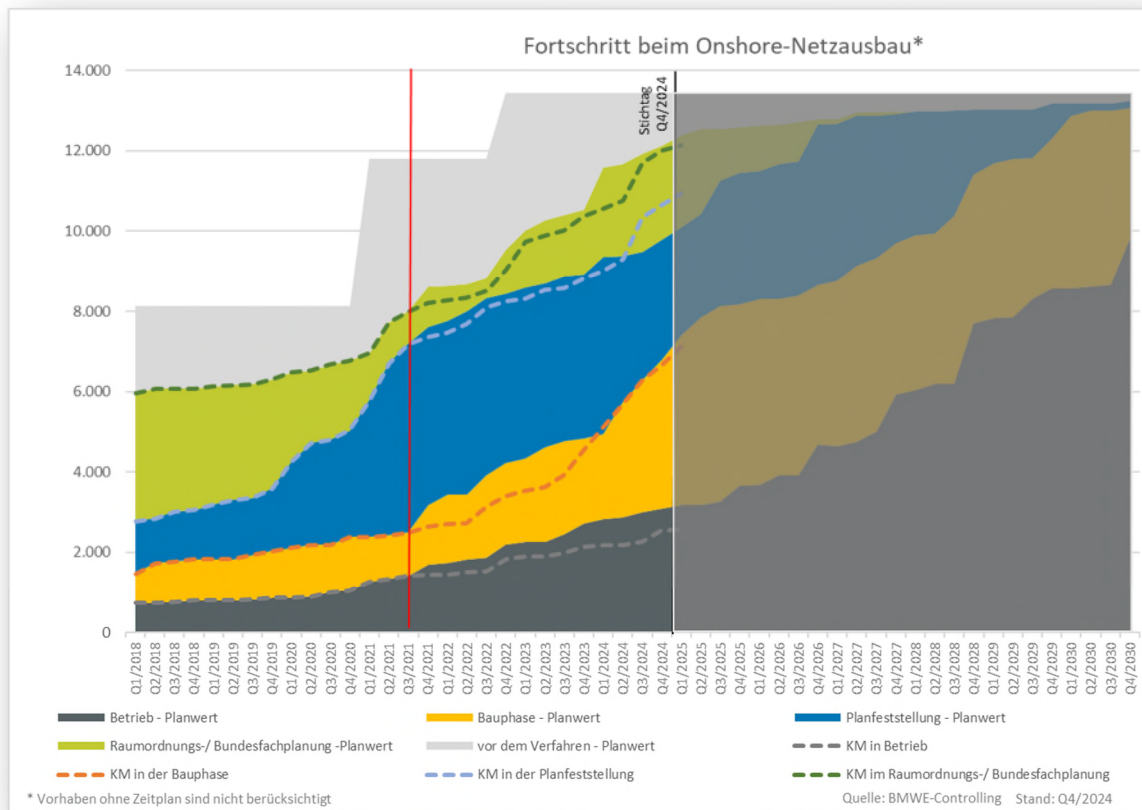


Abbildung 3: Fortschritt beim Netzausbau

Mit der Eröffnungsbilanz von Bundeswirtschaftsminister a.D. Habeck in Q1/2022 (roter vertikaler Balken) wurden die Zeitpläne für die Vorhaben aktualisiert. Dies wurde notwendig, weil die zuständigen Vorhabenträger (VHT) und Genehmigungsbehörden im Rahmen des BMW-Controllings Verzögerungen meldeten, die nicht mehr aufholbar waren. Die seitdem zunächst entstandenen Verzögerungen in der Planfeststellung und Bauphase konnten insbesondere durch den Verzicht auf die Bundesfachplanung bei den neuen HGÜ NordOstLink und Rhein-Main-Link und der Maßnahme des vorzeitigen Baubeginns aufgeholt werden. Die aktuellen Inbetriebnahmen bleiben jedoch noch leicht hinter der Planung zurück.

Der aktuelle Fortschritt lässt sich auch aus den Rekordsummen der genehmigten Trassenkilometer ablesen: 2023 erging der Planfeststellungsbeschluss für 1.047 km, 2024 sogar für 1.799 km. Im Vergleich zu 2021 ist das eine Verdrei- bzw. eine Verfünffachung der Zahl der genehmigten Trassenkilometer pro Jahr. Für 2025 werden sogar knapp sieben Mal mehr genehmigte Kilometer prognostiziert.

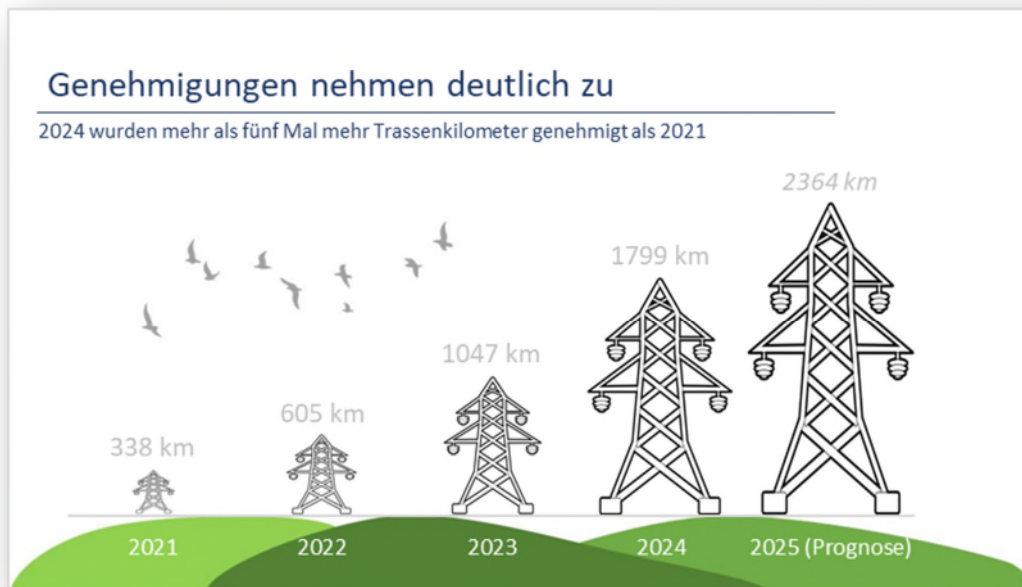


Abbildung 4: Genehmigte Trassenkilometer 2021 - 2025

Für die Genehmigungsverfahren sind grundsätzlich die Behörden des Bundeslandes zuständig, in welchem die Leitung verläuft. Nur entsprechend im BBPIG gekennzeichnete Vorhaben, die über mehrere Bundesländer verlaufen oder als grenzüberschreitend sind, liegen in der Zuständigkeit der BNetzA. Für sie gilt das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG). Aktuell befinden sich 81 Vorhaben mit einer Gesamtlänge von rund 6.240 km in der Zuständigkeit der jeweiligen Landesgenehmigungsbehörden (Abbildung 5). Die Länder Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Schleswig-Holstein und Bayern tragen hier die größte Last in Bezug auf zu genehmigende/realisierende Trassenkilometer. Im Vergleich dazu sind jedoch rund 7.861 km von der BNetzA zu genehmigen.

Die nachfolgende Übersichtskarte in Abbildung 6 stellt den Planungsstand zum vierten Quartal 2024 aller Vorhaben aus dem EnLAG und dem BBPIG dar. Weitere Karten mit detaillierten Streckenverläufen und Steckbriefen zu jedem Einzelvorhaben finden sich auf www.netzausbau.de.

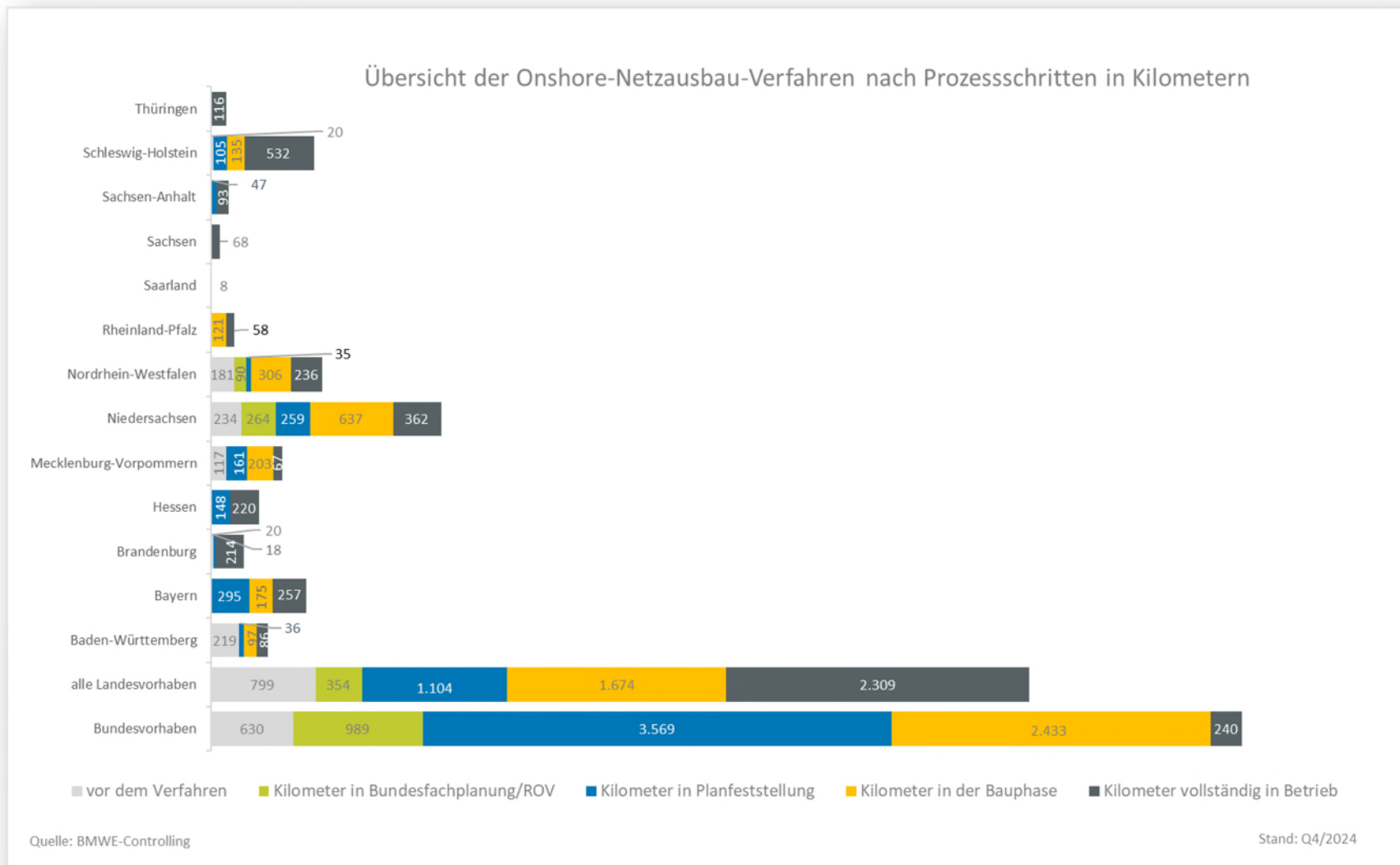


Abbildung 5: Übersicht der Vorhaben nach Prozessschritten und Zuständigkeit

Stand der Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) und dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) nach dem dritten Quartal 2024

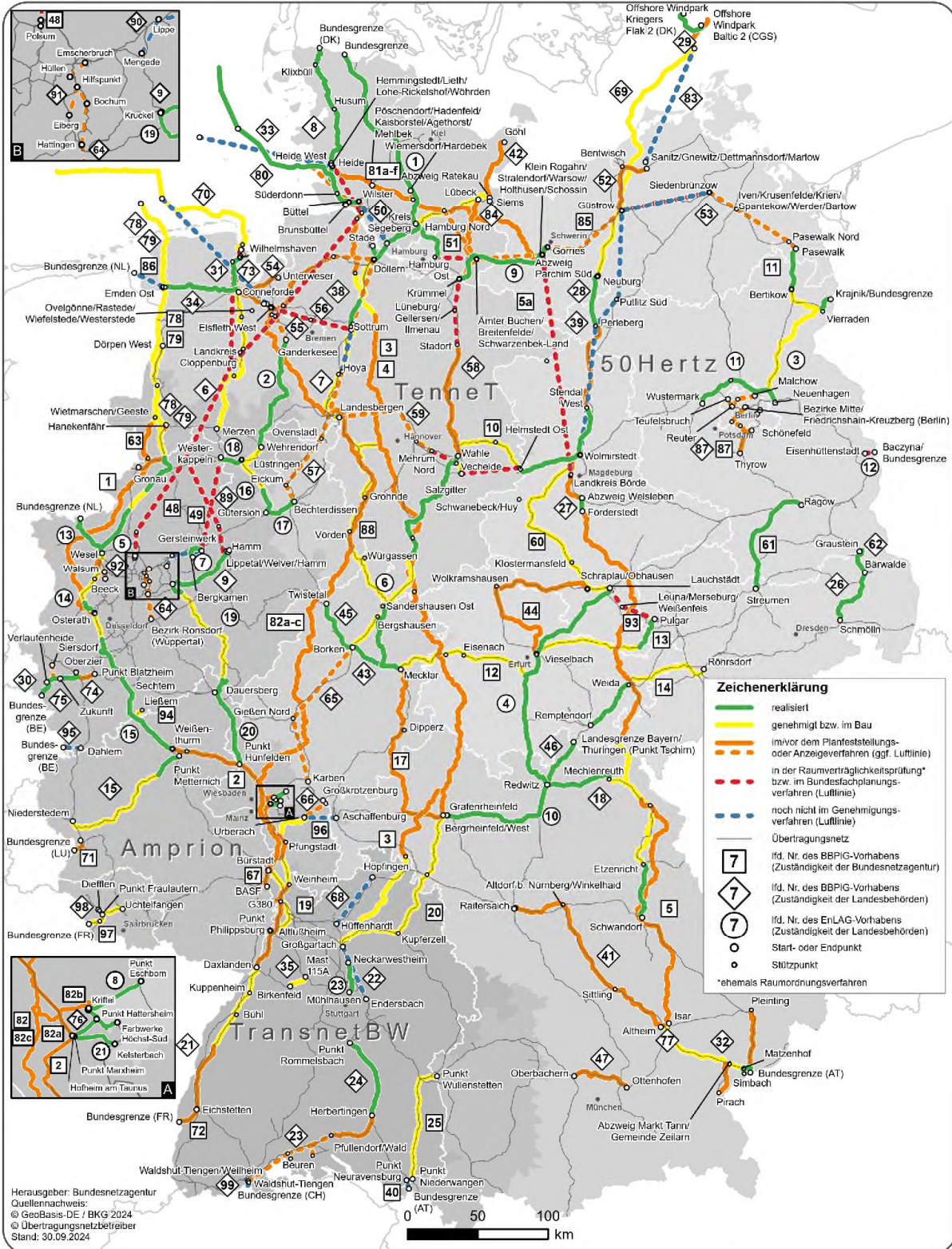


Abbildung 6: Übersichtskarte der Onshore-Vorhaben (Quelle: BNetzA)

1.4. Risiken und Herausforderungen im Verfahrensverlauf

Im Verlauf des Planungs- und Genehmigungsprozesses, aber auch während der Bauzeit sind die VHT und Genehmigungsbehörden immer wieder mit Herausforderungen konfrontiert, die zu Verzögerungen führen können. Abbildung 7 visualisiert die von den ÜNB meist genannten Gründe für eingetretene Verzögerungen. Spitzenreiter sind in dieser Abfrage erneut die Planänderungsverfahren, Planergänzung sowie ergänzendes Verfahren. Auffällig ist der starke Anstieg bei den eingeschränkten Marktkapazitäten, dem erhöhten Ermittlungs-, Prüf- und Darlegungsaufwand sowie zum Umfang und der Tiefe der benötigten Unterlagen.

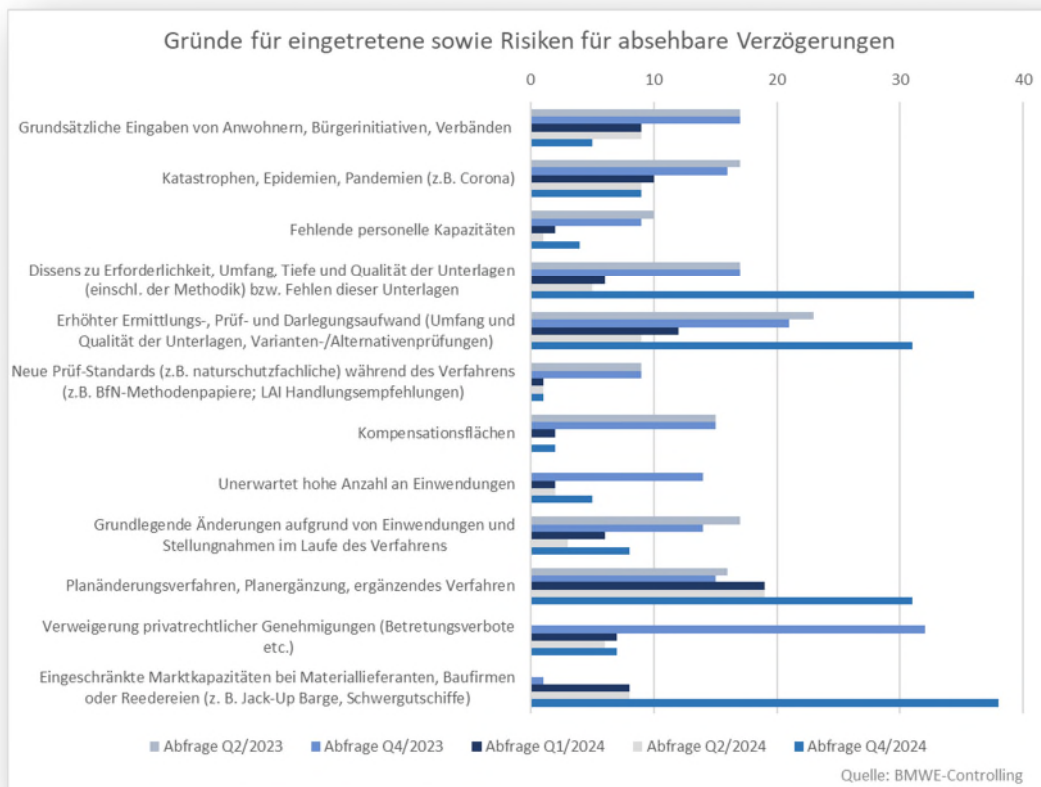


Abbildung 7: Risiken in der Planungs- und Genehmigungsphase

Eine Auswertung der bis Mitte 2023 abgeschlossenen Klagen vor dem Bundesverwaltungsgericht gegen Zulassungsentscheidungen für Stromnetzausbauvorhaben (EnLAG, BBPIG) zeigt, dass die Entscheidung der Behörde fast immer bestätigt wird. Nur in vier der 45 Verfahren wurde dem Kläger bzw. der Klägerin (teilweise) Recht gegeben. Zuletzt wurden im Juni 2024 eine Klage gegen den Planfeststellungsbeschluss in Abschnitt A1 des Vorhaben Ultranet (BBPIG Nr. 2), im September 2024 zwei Klagen gegen das Vorhaben BBPIG Nr. 19, im Oktober 2024 eine Klage gegen das Vorhaben BBPIG Nr. 6, sowie im Januar 2025 drei Klagen gegen das Vorhaben EnLAG Nr. 16 vom Bundesverwaltungsgericht abgewiesen.

2. Gleichstromvorhaben

29 der 128 in BBPlG und EnLAG genannten Vorhaben sind Gleichstromvorhaben:

- Die acht Vorhaben der Korridore A bis D,
- vier HGÜ-Projekte aus dem NEP 2021
- die beiden vorzeitig aufgenommenen Vorhaben aus dem NEP 2023
- sieben Interkonnektoren
- zehn Offshore-Netzanbindungen

Weitere Offshore-Anbindungsleitungen sind nicht Teil dieser Gesetze. Die HGÜ-Vorhaben der Korridore A-D sowie die vier HGÜ-Verbindungen des NEP 2021 und NEP 2023 gehören zu den anspruchsvollsten Projekten im derzeitigen Netzausbauprogramm.

Aufgrund ihrer Bedeutung für die Energiewende stehen diese Vorhaben im Fokus dieses Kapitels.

Die Vorhaben BBPlG Nr. 1 *A-Nord* und BBPlG Nr. 2 *Ultranet* bilden zusammen Korridor A, BBPlG Nr. 3 und 4 *SuedLink* bilden zusammen Korridor C und BBPlG Nr. 5 *SuedOstLink* (Korridor D). Sie sind seit 2013 Bestandteil des Bundesbedarfsplans. 2021 wurde *SuedOstLink* um das Vorhaben Nr. 5a erweitert und die Vorhaben Nr. 48 und 49 (Korridor B) aufgenommen. 2022 kamen dann die Vorhaben BBPlG Nr. 81 *NordOstLink* und Nr. 82 *Rhein-Main-Link* hinzu, welche 2024 mit den Vorhaben Nr. 81a-f und Nr. 82a-c um weitere Systeme erweitert wurden. Ein Kurzprofil der HGÜ-Vorhaben ist nachfolgend zu finden.

Korridor A

A-Nord (BBPlG 1)



- Gesamtlänge ca. 300 km
- Emden Ost (NS) nach Osterath (NW)
- Erdkabelvorhaben
- VHT ist Amprion.
- Nördlichen Teil des Korridor A, bei Osterath schließt sich das Vorhaben 2 (Ultranet) an.
- Auf einer Teilstrecke in gemeinsamer Streckenführung mit Vorhaben 78 und 79 (Offshore-Netzanbindung)

Ultranet (BBPIG 2)



- Gesamtlänge ca. 340 km
- Osterath (NW) nach Philippsburg (BW)
- Freileitung bzw. teilweise auch Hybridgestänge
- VHT sind Amprion und TransnetBW.
- Südlicher Teil des Korridor A, bei Osterath schließt sich das Vorhaben 1 (A-Nord) an

Korridor B

BBPIG 48



- Gesamtlänge ca. 408 km
- Heide/West (SH) nach Polsum (NW)
- Erdkabelvorhaben
- VHT ist Amprion.
- Soll in weiten Teilen zusammen mit Vorhaben 49 als paralleles Erdkabel realisiert werden.
- Leerrohre

BBPIG 49



- Gesamtlänge ca. 266 km
- Wilhelmshaven 2 (NS) nach Uentrop (NW)
- Erdkabelvorhaben
- VHT ist Amprion.
- Soll in weiten Teilen zusammen mit Vorhaben 48 als paralleles Erdkabel realisiert werden.
- Leerrohre

Korridor C

SuedLink (BBPIG 3 und BBPIG 4)



Vorhaben 3 (Abbildung)

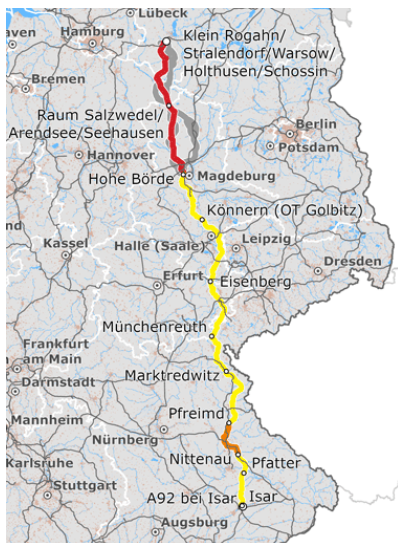
- Gesamtlänge ca. 689 km
- Brunsbüttel (SH) nach Großgartach (BW)

Vorhaben 4

- Gesamtlänge ca. 538 km
- Wilster (SH) nach Bergrheinfeld/West (BY)
- Gemeinsame Verlegung auf einem Großteil der Strecke
- Erdkabelvorhaben
- VHT sind TenneT und TransnetBW.

Korridor D

SuedOstLink (BBPIG 5 und BBPIG 5a)



Vorhaben 5

- Gesamtlänge ca. 538 km
- Wolmirstedt (SA) nach Isar (BY)

Vorhaben 5a

- Gesamtlänge ca. 758 km
- Klein Rogahn (MV) nach Isar (BY)
- Ersetzt auf dem Teil Wolmirstedt nach Isar die urspr. für Vorhaben 5 geplanten Leerrohre.
- Erdkabelvorhaben
- VHT sind TenneT und 50Hertz.

NordOstLink (BBPIG 81 und BBPIG 81a)



Vorhaben 81

- Gesamtlänge ca. 190 km
- Hemmingstedt/Lieth/Lohe-Rickelshof/Wöhrden (SH) nach Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin (MV)

Vorhaben 81a

- Gesamtlänge ca. 153 km

- Pöschendorf/Hadenfeld/Kaisborstel/Agethorst/Mehlbek (SH) nach Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin (MV)
- Ersetzt die ursprünglich für Vorhaben 81 geplanten Leerrohre.
- Auf einer Teilstrecke in gemeinsamer Streckenführung mit Vorhaben 81b-f (Offshore-Netzanbindungen).
- Im Suchraum Heide soll ein Multiterminal-Konverter zusammen mit zwei Offshore-Anbindungssystemen errichtet werden.
- Erdkabelvorhaben
- Präferenzraumermittlung
- VHT sind TenneT und 50Hertz

Rhein-Main-Link (BBPIG 82 und BBPIG 82a)



Vorhaben 82

- Gesamtlänge ca. 568 km
- Ovelgönne/Rastede/ Wiefelstede/Westerstede (NI) nach Bürrstadt (HE)

Vorhaben 82a

- Gesamtlänge ca. 513 km
- Ovelgönne/Rastede/ Wiefelstede/Westerstede (NI) nach Hofheim am Taunus (HE)
- Ersetzt die urspr. für Vorhaben 82 geplanten Leerrohre.
- Auf einer Teilstrecke gemeinsame Streckenführung mit Vorhaben 82b-c (Offshore-Netzanbindungen)
- Erdkabelvorhaben
- Präferenzraumermittlung
- VHT ist Amprion.

2.1. Aktueller Stand

Die Vorhaben Ultranet, SuedLink und SuedOstLink befinden sich teilweise noch in der Planfeststellung. Seit 2023 ergingen die ersten Beschlüsse in einigen Abschnitten dieser Vorhaben. Für A-Nord erging im April 2025 bereits der letzte Planfeststellungsbeschluss, so

dass das Vorhaben nun vollständig genehmigt ist. Folgende Abschnitte sind bereits planfestgestellt und befinden sich teilweise bereits im Bau:

- A-Nord: NDS1, NDS2, NDS3, NRW1, NRW2, NRW3a, NRW3b
- Ultranet: A1, A2, B1, C1, E2
- SuedLink: A2, A3, A4, B2, D3, E1, E2, E3
- SuedOstLink / SuedOstLink+: A1, A2, B, C1, C2, D2, D3a, D3b

Die Vorhaben des B-Korridors befinden sich bis auf den Abschnitt Elbe noch in der Bundesfachplanung, ebenso wie die nördliche Erweiterung des SuedOstLinks. Die Vorhaben NordOstLink und Rhein-Main-Link konnten aufgrund der Präferenzraumermittlung direkt ins Planfeststellungsverfahren starten (Antragsstellung im Juni 2024 erfolgt).

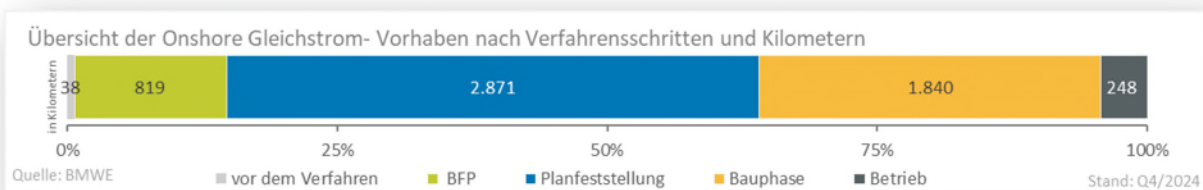


Abbildung 8: verdeutlicht den Stand der Vorhaben für alle HGÜ-Vorhaben (inkl. Interkonnektoren)

Tabelle 2 zeigt eine Übersicht über die geplanten Inbetriebnahmen der HGÜ-Vorhaben laut Eröffnungsbilanz 2022 sowie nach aktuellem Prognosestand. Gegenüber der Eröffnungsbilanz konnte durch gesetzliche Änderungen im Rahmen des sog. Osterpakets in 2022 die Inbetriebnahme von Ultranet um ein Jahr auf 2026 vorgezogen werden. Die Inbetriebnahme des B-Korridors verschiebt sich nach aktuellen Planungen aufgrund der Kapazitätserweiterung um 2 GW im Rahmen der BBPIG-Novelle 2022 und der damit aufwändigeren Bautätigkeiten sowie der Verzögerungen bei der RED III-Umsetzung. Beim SuedOstLink+ kommt es voraussichtlich ebenfalls zu Verzögerungen bei der Inbetriebnahme aufgrund der bislang fehlenden nationalen Umsetzung der RED III. Für die Vorhaben NordOstLink und Rhein-Main-Link haben sich BMW, VHT und BNetzA auf ambitionierte Zeitpläne verständigt: Das Vorhaben NordOstLink soll 2032 und das Vorhaben Rhein-Main-Link 2033 (statt 2035) in Betrieb gehen.

HGÜ	Solldaten (Eröffnungsbilanz Q1/2022)	Aktuelle Prognosen (Q4/2024)
SuedLink	2028	2028
SuedOstLink	2027	2027
SuedOstLink+ (BBPIG 5a)	2030	2030
A-Nord	2027	2027
Ultranet	2027	2026

Korridor B	2031	2032
NordOstLink	N/A	2032
Rhein-Main-Link	N/A	2033

Tabelle 2: Inbetriebnahmedaten der HGÜs

Drei der sieben HGÜ-Interkonnektoren wurden in den letzten drei Jahren fertiggestellt: *Combined Grid Solution* nach Dänemark, *ALEGrO* nach Belgien und *NordLink* nach Norwegen. Die anderen wurden 2021 und 2022 in das BBPIG aufgenommen. Die beiden Vorhaben *Hansa PowerBridge I* und *II* sind aktuell auf Wunsch Schwedens ausgesetzt. Das Vorhaben *NeuConnect* mit Großbritannien wurde 2022 planfestgestellt und befindet sich im Bau. Die Inbetriebnahme ist für 2028 vorgesehen. Zur Stärkung der Verbindung nach Belgien ist nach *ALEGrO* seit 2022 ein weiterer Interkonnektor nach Belgien geplant, der sich aktuell noch ganz am Anfang des Planungs- und Genehmigungsverfahrens befindet. Die Inbetriebnahme ist aktuell für 2035 vorgesehen.

2.2. Verlauf und Vergleich

Abbildung 9 verdeutlicht den bisherigen Fortschritt der HGÜ (seit 2018, inklusive der Interkonnektoren) sowie eine Prognose auf Basis von Meldungen der Genehmigungsbehörden abgestimmt mit den ÜNB (bis 2035). Da die HGÜ nur jeweils im Ganzen in Betrieb genommen werden können, steigt der dunkelgraue Balken mit der Inbetriebnahme jedes Vorhabens sprunghaft an. Die Sprünge des hellgrauen Balkens zum Zeitpunkt Q1/2021 und Q2/2022 illustrieren die Aufnahme neuer HGÜ-Verbindungen in das BBPIG. Deutlich wird, dass bis Mitte 2025 viele Kilometer das Planfeststellungsverfahren abschließen und in den Bau übergehen werden. Anschließend ist wiederum bis Mitte 2026 ein starker Anstieg der Kilometer im Planfeststellungsverfahren zu erwarten.

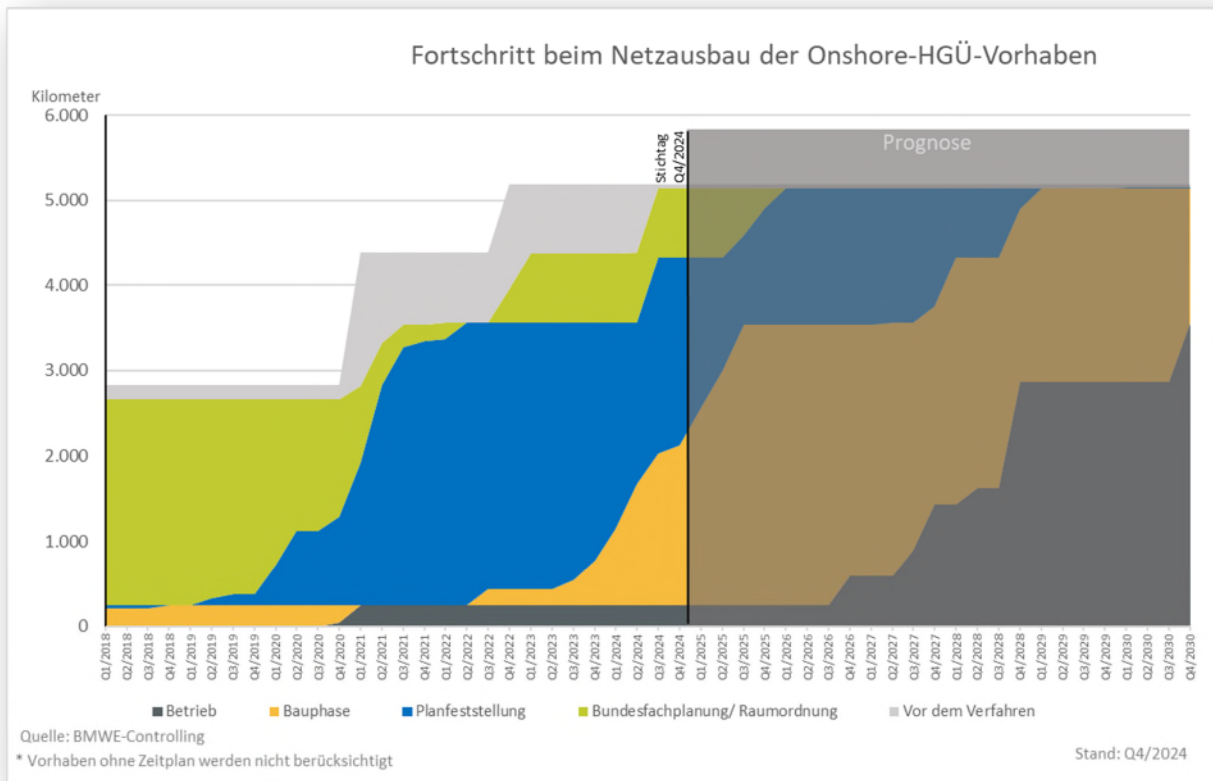


Abbildung 9: Fortschritt beim Netzausbau der HGÜ-Vorhaben

Abbildung 10 zeigt schematisch die Dauer der einzelnen Verfahrensschritte für die HGÜ (ohne Interkonnektoren) ab dem Zeitpunkt der Festschreibung im Bundesbedarfsplan. Nach aktuellem Planungsstand brauchen die HGÜ, welche bereits 2013 in das BBPIG aufgenommen wurden, im Schnitt ca. 165 Monate (ca. 14 Jahre) bis zur Fertigstellung. Die prognostizierte Realisierungsdauer des B-Korridors liegt bei 141 Monaten (ca. 12 Jahre). Die neuen HGÜ NordOstLink (Vorhaben Nr. 81a) und Rhein-Main-Link (Vorhaben Nr. 82a) brauchen nach aktuellem Planungsstand zwischen 125 bzw. 128 Monate (ca. 10,5 Jahre). Alle grau hinterlegten Werte sind Prognosen nach derzeitigem Kenntnisstand.

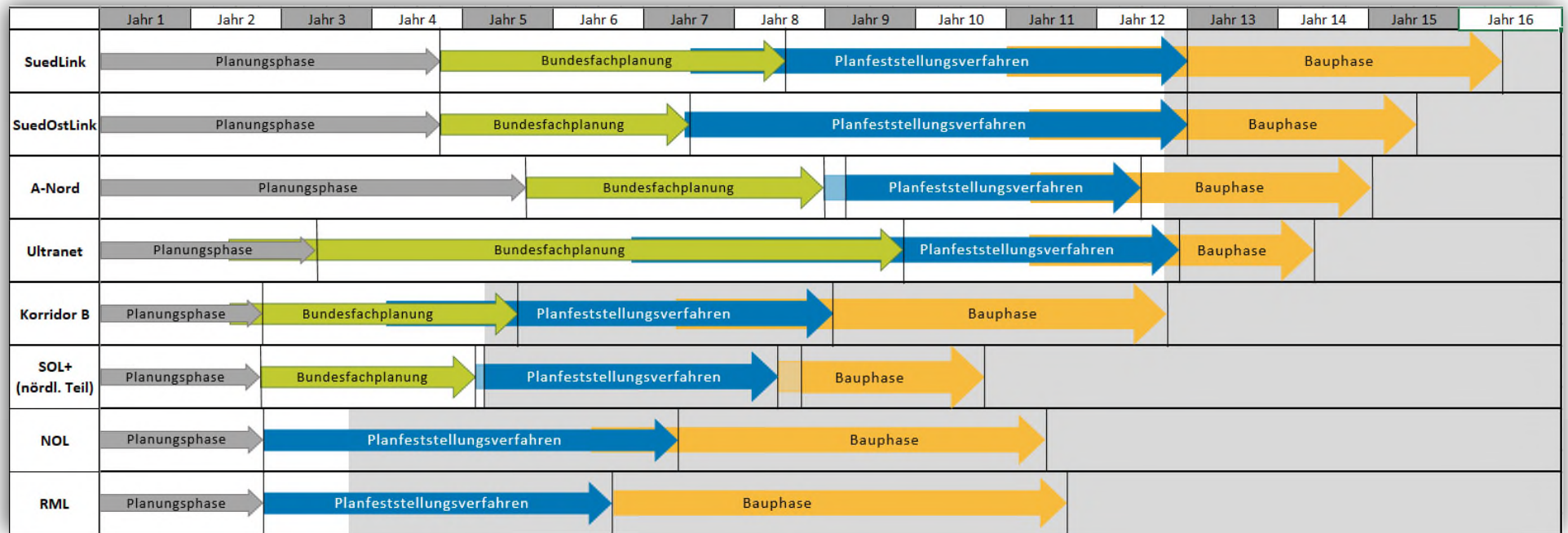


Abbildung 10: Verlauf der HGÜ-Vorhaben

2.3. Ausblick

Der am 01.03.2024 von der BNetzA bestätigte NEP 2023-2037/2045 bildet erstmals die großen Transportbedarfe für ein treibhausgasneutrales Energiesystem 2045 ab. Er weist einen weiteren großflächigen Ausbau der Stromnetze aus (sowohl im Dreh- als auch im Gleichstrombereich):

- Insgesamt ca. 7.300 km Netzausbau- und verstärkungsmaßnahmen
- Darunter 116 neue Wechselstrommaßnahmen
- Sowie sieben neue HGÜ-Verbindungen
 - DC32 von SH – MV, Bündelung mit NordOstLink
 - DC35 von NI – HE, Bündelung mit Rhein-Main-Link
 - DC40 von NI – SN, Bündelung mit DC40+, sog. OstWestLink
 - DC40+ von NI – ST, Bündelung mit DC40, sog. OstWestLink
 - DC41 von NI – BW, sog. NordWestLink
 - DC42 von SH – BW, Bündelung mit DC42+, sog. SuedWestLink
 - DC42+ von SH – BY, Bündelung mit DC42, sog. SuedWestLink

Die bestätigten Vorhaben sollen nun in das BBPlG aufgenommen werden. Dabei wurden zwei der neuen landseitigen HGÜ-Projekte (DC32, DC35) sowie sieben weitere Offshore-Anbindungsleitungen bereits mit einer vorgezogenen Novelle (Bundestagsbeschluss Juli 2024) aufgenommen. Diese beiden Vorhaben werden mit bestehenden im Vorhaben im NordOstLink und Rhein-Main-Link gebündelt und sind aufgrund des bereits weit fortgeschrittenen Planungsstand dieser Vorhaben besonders eilbedürftig.

In den nächsten Jahren werden weitere Meilensteine bei den bereits laufenden Vorhaben erreicht:

- A-Nord befindet sich nach Erlass des letzten Planfeststellungsbeschlusses vollständig in der Bauphase. Die Inbetriebnahme des Vorhabens ist für Mitte 2027 geplant.
- Bei Ultranet sollen die beiden letzten Abschnitte in der 2. Jahreshälfte 2025 das Planfeststellungsverfahren abschließen und in den Bau gehen. Ultranet ist die erste DC-Freileitung in Deutschland auf Hybridgestänge⁸.
- Bei SuedLink stehen bis zur vollständigen Genehmigung in 2025 noch sieben Planfeststellungsbeschlüsse an. Bis Ende des Jahres soll sich das gesamte Vorhaben in der Bauphase befinden.
- Beim SuedOstLink soll der letzte noch ausstehende Planfeststellungsbeschluss (Abschnitt D1) in der 2. Jahreshälfte ergehen. Die Bautätigkeiten haben bereits in allen Abschnitten begonnen, teilweise im Rahmen des vorzeitigen Baubeginns.
- Beim SuedOstLink+ und bei den Vorhaben des Korridors B ergehen die Bundesfachplanungsentscheide planmäßig in 2025.

⁸ Ein Hybridgestänge trägt Leiterseile für Gleich- und Wechselstrom an demselben Mast.

- Die neuen HGÜ-Vorhaben NordOstLink und Rhein-Main-Link konnten aufgrund der Ermittlung von Präferenzräumen in Rahmen des NEP2023 – 2037/2045 direkt in die Planfeststellung starten. Aktuell arbeiten die VHT an der Erstellung der Planunterlagen nach § 21 NABEG. Die Einreichung der Unterlagen für die ersten Abschnitte ist in der 2. Jahreshälfte 2026 geplant.

3. Drehstromvorhaben

Alle 22 Vorhaben aus dem EnLAG sowie 77 Vorhaben aus dem BBPIG sind Drehstromvorhaben. Gerade die Drehstromvorhaben unterscheiden sich untereinander stark in ihrer Länge (von 1 bis 439 km) sowie Komplexität. 4.750 Kilometer werden als Ersatzneubau realisiert, 2.609 km als Zu- oder Umbeseilung, 8.740 km als Neubauten in neuer Trasse, 158 km als Parallelneubauten und bei 135 km liegt eine Änderung des Betriebskonzeptes vor.⁹

Beispiel Westküstenleitung: Das BBPIG Vorhaben 8 verläuft entlang der Küste in Schleswig-Holstein von Brunsbüttel an die Bundesgrenze mit Dänemark. Es umfasst den Neubau einer 380-kV-Leitung auf rund 140 km. Die Lseitung ermöglicht den Transport des an der Küste erzeugten Windstroms Richtung Süden und erhöht die Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Dänemark. Die Leitung wurde auf deutscher Seite in Q3/2023 fertiggestellt und ist abschnittsweise bereits in Betrieb. Aufgrund von Verzögerungen auf dänischer Seite erfolgt die Gesamtinbetriebnahme mit Anschluss an das dänische Netz jedoch erst Ende 2027.

Beispiel BBPIG Nr. 11: Das BBPIG-Vorhaben 11 von Bertikow (Brandenburg) nach Pasewalk (Mecklenburg-Vorpommern) soll durch einen Ersatzneubau einer 380-kV-Leitung eine bestehende 220-kV-Leitung aus den 50er Jahren ersetzen. Die neue Leitung versechsfacht in etwa die bisherige Transportkapazität. Der neue Trassenkorridor verläuft überwiegend gebündelt mit der Autobahn 20 und trägt somit zur Entlastung der Region bei. Die Leitung ist weitgehend fertiggestellt. Nach erfolgter Inbetriebnahme der neuen Leitung Ende 2024 wird die alte Leitung nun zurückgebaut. Die Gesamtlänge des Vorhabens beträgt 31 km.

⁹ Abschnitte können in mehrere Kategorien fallen.

3.1. Aktueller Stand

Abbildung 11 illustriert den aktuellen Stand der 99 bereits gesetzlich verankerten Drehstromvorhaben in Deutschland. Von insgesamt 8.468 km befinden sich 1.391 km vor dem Verfahren, 524 km im Raumordnungsverfahren bzw. in der Bundesfachplanung, 1.802 km in der Planfeststellung, 2.235 km im Bau und 2.301 km sind bereits vollständig in Betrieb. 34 Vorhaben haben den Betrieb aufgenommen (15 Vorhaben aus dem EnLAG und 19 Vorhaben aus dem BBPlG).

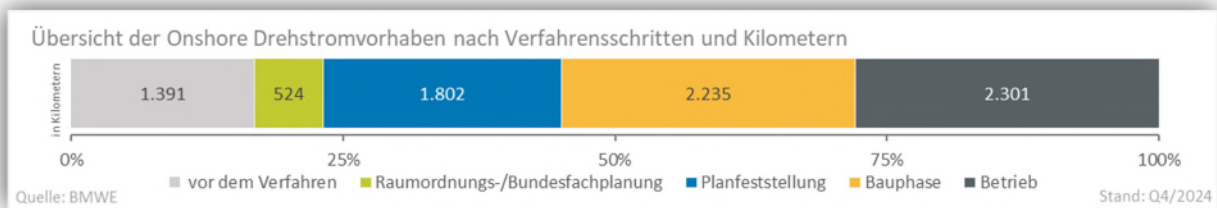


Abbildung 11: Verteilung der Kilometer aller Drehstromvorhaben nach Verfahrensschritten

Abbildung 12 zeigt die Aufteilung der Vorhaben in Zuständigkeit der Bundesländer mit ihrem aktuellen Verfahrensstand. Kumuliert liegt die Zuständigkeit der meisten Drehstrom-Trassenkilometer bei den Bundesländern (5.517 km). Darunter haben die Länder Niedersachsen (1.563 km), Nordrhein-Westfalen (808 km), Bayern (658 km) und Schleswig-Holstein (584 km) die höchste Anzahl an Trassenkilometern zu verantworten. In Niedersachsen sind bereits die meisten Trassenkilometer fertiggestellt (362 km), gefolgt von Schleswig-Holstein (324 km), Bayern (257 km) und Hessen (220 km). In der Zuständigkeit der BNetzA liegen 2.655 km der Drehstrom-Trassenkilometer.

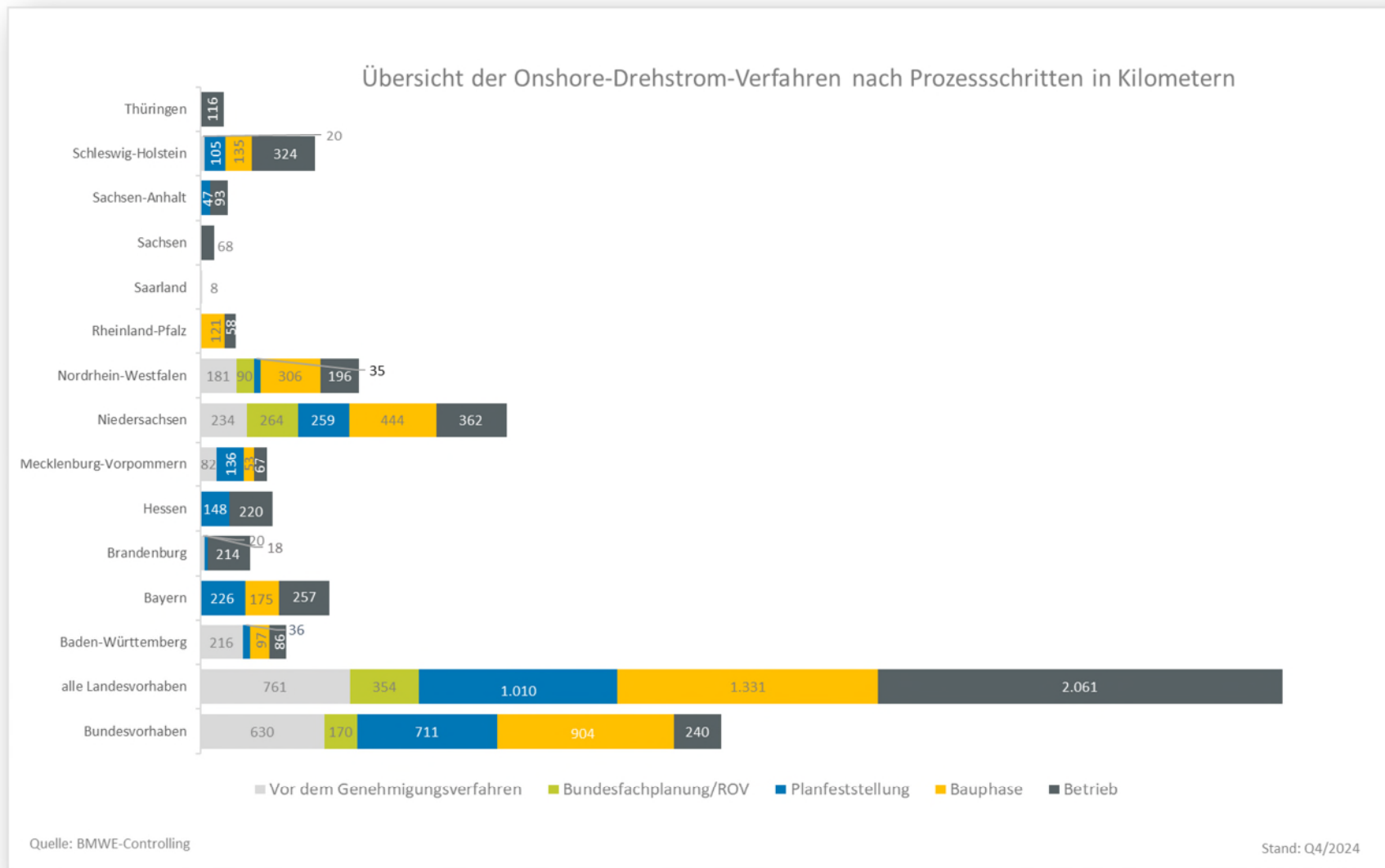


Abbildung 12: Übersicht der Drehstromvorhaben nach Prozessschritten und Zuständigkeit

3.2. Verlauf und Vergleich

Abbildung 13 verdeutlicht den bisherigen Fortschritt der Drehstromvorhaben (seit 2018) sowie eine Prognose auf Basis von Meldungen der Genehmigungsbehörden abgestimmt mit den VHT (bis 2030). Im Vergleich zu Abbildung 3 und Abbildung 9 zeigt sich hier ein gleichmäßigerer Anstieg der Trassenkilometer in den Prozessschritten Planfeststellung und Bau. Dies ist auf die größere Anzahl an Vorhaben im Drehstrombereich und ihre bereits erwähnte Diversität mit Blick auf Planungsbeginn und Komplexität zurückzuführen. In den nächsten Jahren kann mit einer deutlichen Zunahme der in Betrieb genommenen Trassenkilometern gerechnet werden.

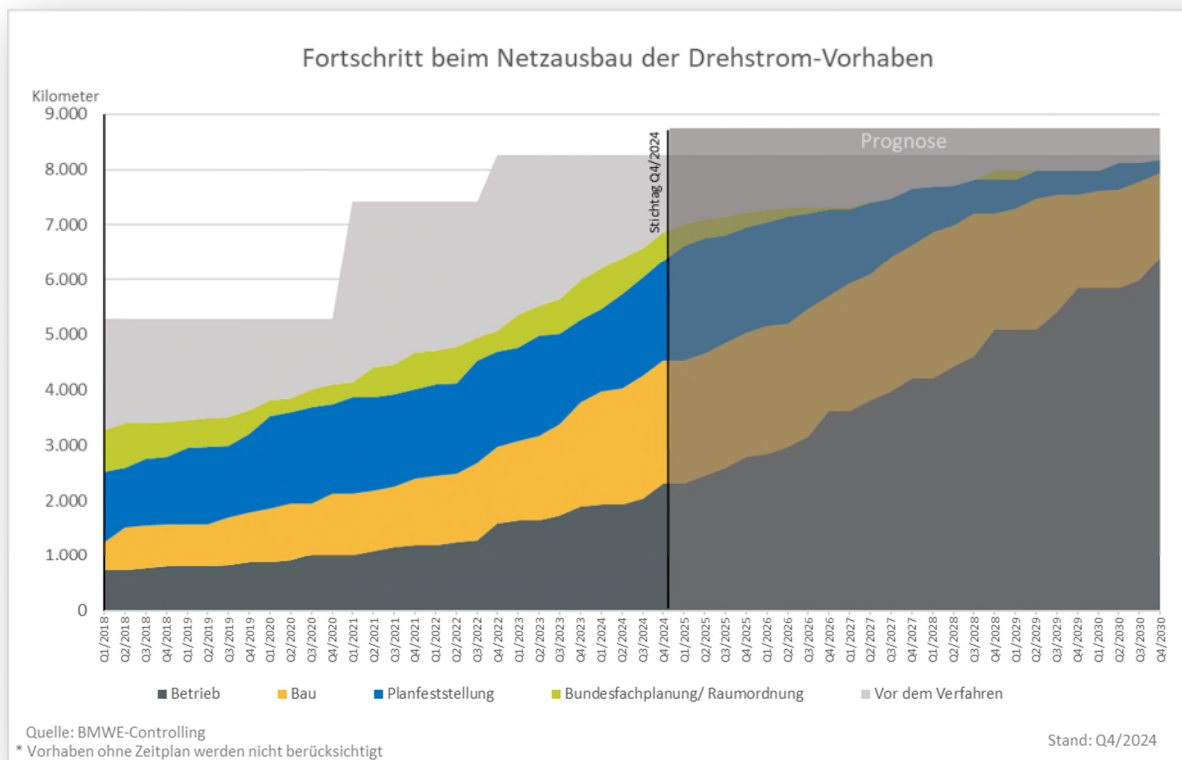


Abbildung 13: Fortschritt beim Netzausbau (Drehstromvorhaben)

3.3. Ausblick

Abbildung 14 zeigt eine Auswahl an Meilensteinen bei den aktuellen Drehstromvorhaben, welche bis April 2026 erreicht werden sollen. Dazu gehören bspw. die Gesamtinbetriebnahmen von vier Vorhaben aus dem BBPIG (Nr. 13, Nr. 14 und Nr. 35) und EnLAG (Nr. 15).

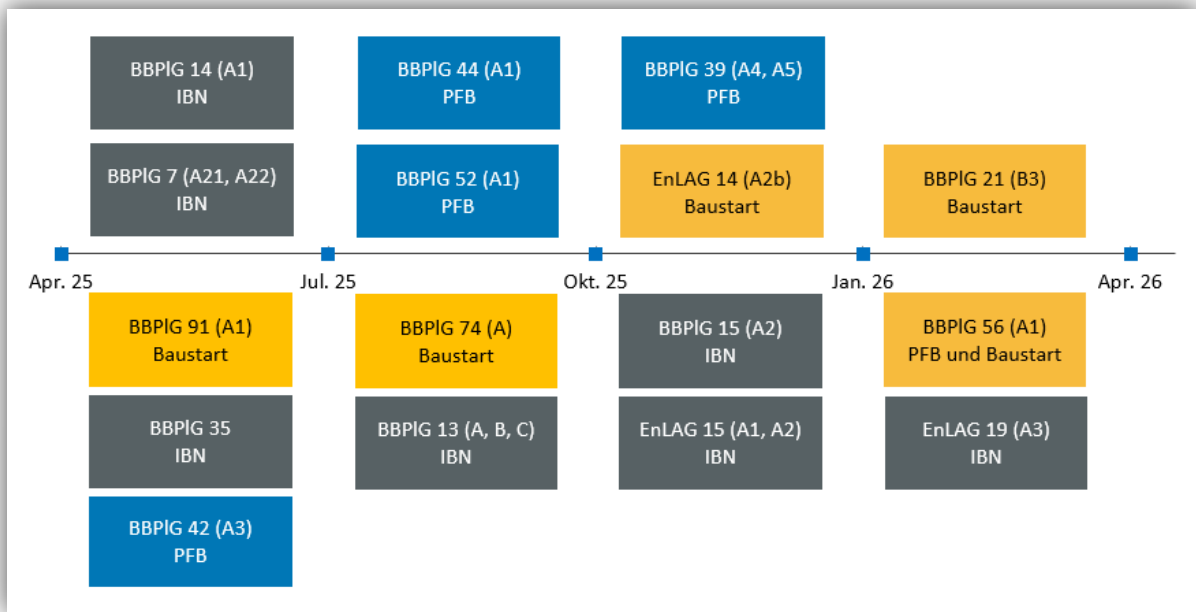


Abbildung 14: Auswahl erwarteter Meilensteine von Drehstromvorhaben bis Anfang 2026

4. Offshore-Vorhaben

Anbindungsleitungen von der Nord- und Ostsee verbinden teilweise Offshore-Windparks bis tief ins Binnenland an bestimmten Netzverknüpfungspunkten (NVP) mit dem Übertragungsnetz auf dem Festland. Der Bedarf an Offshore-Anbindungsleitungen wird im NEP bestimmt, wobei die Vorgaben des Flächenentwicklungsplans (FEP) des BSH zugrunde gelegt werden. Der FEP legt auch die Zeitpunkte für die Inbetriebnahmen von Anbindungssystemen fest, die für die rechtzeitige Erschließung der jeweiligen Flächen erforderlich sind. Zudem gibt der FEP technische Standards für die Offshore-Anbindungssysteme vor. Hiernach sind Anbindungssysteme in der Nordsee als 320 kV-DC-Systeme mit mind. 900 MW Übertragungskapazität (bis 2028) bzw. ab 2029 als 525 kV-DC-Systeme mit einer Kapazität von 2 GW auszuführen. In der Ostsee sind Anbindungssysteme als 220 kV-AC-Systeme auszuführen mit einer Übertragungskapazität in Höhe von 300 MW, ab 2029 ebenfalls als 525-kV-DC-Systeme mit einer Kapazität von 2 GW. Ein Offshore-Anbindungssystem besteht meist aus verschiedenen Abschnittskomponenten: Konverter- bzw. Umspannplattform in der AWZ, Seekabel AWZ, Kabel Küstenmeer und landseitig, Konverter landseitig.

4.1. Aktueller Stand

In der Nordsee sind bisher 13 Anbindungsleitungen (1.745 km) mit einer Übertragungsleistung von insgesamt rund 8 GW fertiggestellt. Vier weitere mit einer Übertragungsleistung von 3,6 GW und Gesamtlänge von 1.562 km sind derzeit im Bau oder in der Bauvorbereitung mit geplanter Inbetriebnahme 2025 und 2028. Darüber hinaus befinden sich 11 weitere Leitungen vor oder im Genehmigungsverfahren (ca. 2.194 km). Geplante Inbetriebnahme liegt hier je nach Leitung zwischen 2027 und 2032. Die Netzanbindung in der Nordsee erfolgt mit

Gleichstromkabeln. Die Anbindungsleitung NOR-11-1 (LanWin3, 2 GW, 525kV) mit NVP Heide/West liegt in der Vorhabenträgerschaft von 50Hertz. Damit gibt es neben Amprion und TenneT erstmals einen dritten VHT, welcher in der Nordsee aktiv ist.

In der Ostsee sind bisher acht Anbindungsleitungen (760 km) mit einer Übertragungsleistung von insgesamt rund 1,8 GW fertiggestellt. Ein Anbindungssystem befindet sich derzeit im Bau (206 km). Geplant ist darüber hinaus ein weiteres System (109 km). Im 2. Quartal 2024 hat das Ostsee-System OST-2-2 den Betrieb aufgenommen. Die Netzanbindung in der Ostsee erfolgt mit Wechselstromkabeln mit Ausnahme des Anbindungssystems OST-2-4, welches in Gleichstromtechnik ausgeführt wird.

Um das erste Ausbauziel des novellierten Windenergie-auf-See-Gesetzes von mind. 30 GW im Jahr 2030 zu erreichen, wurde am 03.11.2022 eine Offshore-Realisierungsvereinbarung¹⁰ zwischen dem Bund, den Ländern Hansestadt Bremen, Hansestadt Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Schleswig-Holstein sowie den Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz, Amprion und TenneT geschlossen. Die Vereinbarung enthält u.a. eine Einigung zu konkreten Zeitplänen für festgelegte Meilensteine für die hinzukommenden, beschleunigten oder im Vergleich zur bisherigen Planung geänderten Offshore-Anbindungsleitungen. Die Meilensteine umfassen den geplanten Beginn und das geplante Ende der relevanten Planungs- und Genehmigungsverfahren sowie den geplanten Baubeginn und die Inbetriebnahme.

Netzverknüpfungspunkte für Offshore-Anbindungsleitungen finden sich mittlerweile nicht mehr nur in Küstennähe. Bei der Suche nach geeigneten Netzverknüpfungspunkten müssen die Länge der Anbindungsleitung sowie mögliche Engpässe im landseitigen Netz und damit einhergehender Netzausbaubedarf abgewogen werden. Darüber hinaus gibt es Ausschlusskriterien, wie die Flächenverfügbarkeit an bestehenden Umspannanlagen oder die Möglichkeit des Umbaus der Schaltanlage für die Anbindung mehrere Leitungen.

Abbildung 15 verdeutlicht den aktuellen Stand der 32 im BMW-Controlling enthaltenen Offshore-Vorhaben (11 Vorhaben im und 21 Vorhaben außerhalb des BBPIG) nach Prozessschritten und Kilometern. Dabei werden nur die Leitungsabschnitte, nicht die Konverter und Plattformen betrachtet. Etwa 28 Prozent der noch zu genehmigenden Leitungen befindet sich aktuell noch vor dem Genehmigungsverfahren, 38 Prozent im Verfahren. 1.189 km (11 Prozent) befinden sich aktuell im Bau und 2.514 km (23 Prozent) sind bereits fertiggestellt.

¹⁰ [https://www.BMWE.de/Redaktion/DE/Downloads/neue-offshore-realisierungsvereinbarung-30-gw-bis-2030pdf.pdf? blob=publicationFile&v=4](https://www.BMWE.de/Redaktion/DE/Downloads/neue-offshore-realisierungsvereinbarung-30-gw-bis-2030pdf.pdf?blob=publicationFile&v=4)



Abbildung 15: Verteilung der Kilometer aller Offshore-Vorhaben nach Verfahrensschritten

4.2. Verlauf und Vergleich

Abbildung 16 verdeutlicht den bisherigen Fortschritt der Offshore-Vorhaben (seit 2020) sowie eine Prognose auf Basis von Meldungen der Genehmigungsbehörden abgestimmt mit den ÜNB (bis 2030). Einhergehend mit dem starken Zuwachs an installierter Offshore-Leistung bis 2030 zeigt sich künftig auch ein steiler Anstieg der Kilometer in allen Verfahrensschritten.

Die Abbildung zeigt nur die Vorhaben, welche für die Erreichung des Offshore-Ausbauziels von mind. 30 GW bis 2030 notwendig sind. Bis 2045 werden weitere Anbindungsleitungen nötig sein. Es werden darüber hinaus nur Leitungskilometer betrachtet, nicht die zugehörigen Konverter und Plattformen.

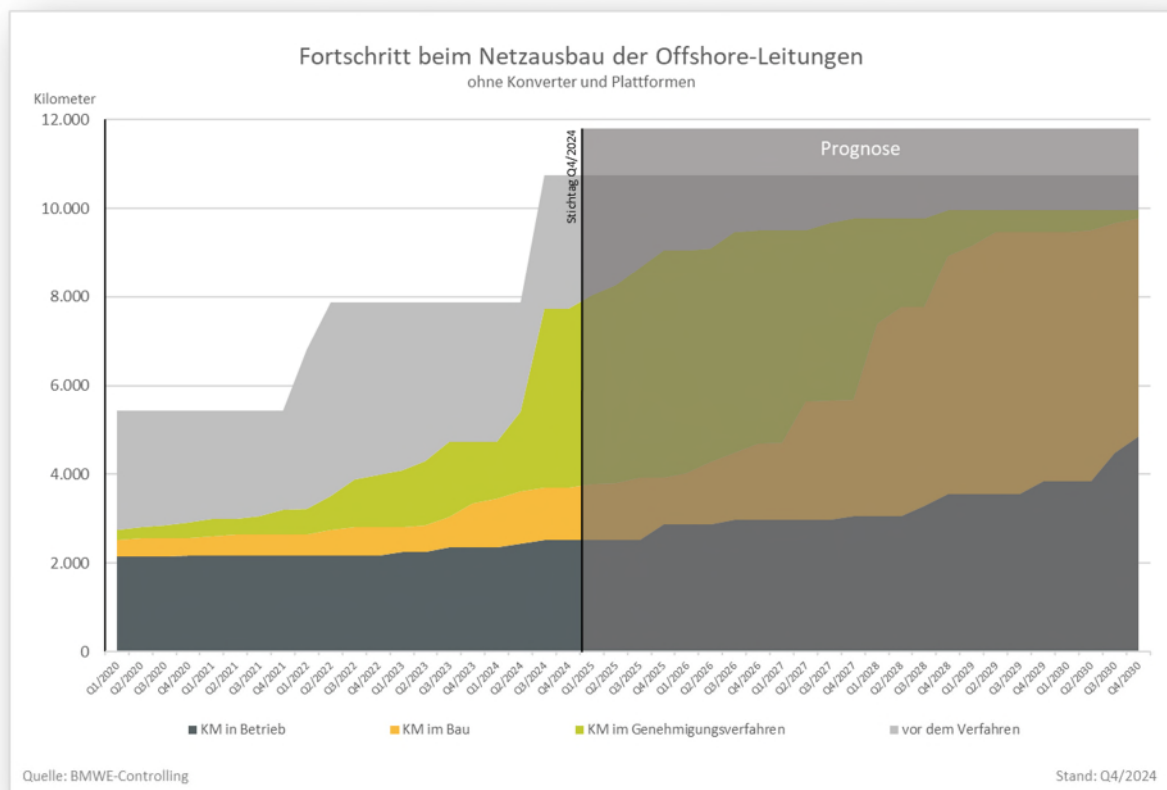


Abbildung 16: Fortschritt beim Netzausbau (Offshore-Vorhaben)

Der NEP orientiert sich an den Festschreibungen des FEP und schlägt Lösungen für die Anlandung und Abführung der Windenergie vor. So werden an Land Netzverknüpfungspunkte für die Offshore-Anbindungen identifiziert und anderweitige Planungsmöglichkeiten (bspw. Technologiekonzepte, Ausbauszenarien oder alternative Netzverknüpfungspunkte) für den Ausbau der Offshore-Anbindungsleitungen erörtert. Damit wird eine koordinierte Planung der Offshore-Netzanbindungen sichergestellt.

Aufgrund der Vielseitigkeit der verschiedenen Komponenten eines Offshore-Anbindungssystems unterscheiden sich die Genehmigungsschritte in den verschiedenen Abschnitten und verlaufen teilweise parallel.

4.3. Ausblick

Am 30.01.2025 hat das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie den neuen Flächenentwicklungsplan veröffentlicht. Dieser legt Flächen und Netzanbindungssysteme für den Ausbau der Windenergie auf See von 43 GW bis 2034 verbindlich fest. Unter anderem trifft der Plan räumliche Festlegungen für die Windparks und Netzanbindungen, legt die Zeitpunkte von Ausschreibungen und Inbetriebnahmen fest und setzt transparente Vorgaben und technische Standards für die Genehmigungsverfahren. Als Pilotierung der geplanten Optimierung des Netzausbaus wird kurzfristig die Leistung auf zwei Flächen reduziert. Dies verringert Abschattungseffekte und ermöglicht durch den Wegfall einer Anbindungsleitung bereits Einsparungen von mehreren Milliarden Euro. Der informatorische Anhang weist den Weg zum gesetzlichen Ausbauziel von 70 GW.

Gemäß der Genehmigung des Szenariorahmens durch die BNetzA soll der NEP weitere Offshore-Optimierungen prüfen, um zusätzliche Offshore-Anbindungen einsparen zu können und somit die Netzausbaukosten zu senken. Der NEP soll hierbei prüfen, auf welche Offshore-Anbindungen und somit welche Netzverknüpfungspunkte gegebenenfalls verzichtet werden kann, um den größten gesamtwirtschaftlichen Nutzen erzielen zu können.

5. Beschleunigungsansätze

Um den Stromnetzausbau zu beschleunigen, wurden in der Vergangenheit auf verschiedenen Ebenen Maßnahmen ergriffen. Neben gesetzlichen Änderungen wurde auch in ein verstärktes Controlling, mehr Öffentlichkeitskommunikation sowie in eine Verbesserung der Prozesse investiert.

Netzausbau-Controlling

Seit 2019 gibt es für Onshore-Vorhaben das BMW-Netzausbau-Controlling. Es ergänzt das bei der Bundesnetzagentur bestehende Netzausbau-Monitoring, aus dem die BNetzA vierteljährlich Übersichten zum EnLAG und BBPIG, zur Netzoptimierung und zu Offshore auf www.netzausbau.de veröffentlicht. So kann sich auch die Öffentlichkeit jederzeit über den Fortschritt beim Netzausbau informieren. In 2020 wurde das BMW-Controlling auf die Offshore-Vorhaben erweitert. Im Rahmen des Netzausbau-Controllings informieren die VHT

und zuständigen Genehmigungsbehörden das BMWÉ quartalsweise über den aktuellen Stand und die Planungen zu den Einzelvorhaben. Zusätzlich finden insbesondere zu den HGÜ-Vorhaben Einzelgespräche statt, die durch regelmäßige, anlassbezogene Gespräche zu den weiteren Bundes-, Landes- und Offshore-Vorhaben ergänzt werden. Das BMWÉ hat im Herbst 2022 das Controlling neu aufgesetzt und zu einem vorausschauenden Controlling weiterentwickelt. Im März 2024 haben sich BMWÉ, BNetzA und ÜNB auf weitere Meilensteine für die Phase der Unterlagenerstellung nach §21 NABEG sowie die Bauphase für Bundesvorhaben verständigt. Diese wurden Ende 2024 in das Controlling integriert. Seit Ende 2024 findet die Datenerhebung und -aktualisierung der Netzausbauzustände im Rahmen des Netzausbau-Controllings über eine Datenbank, die sog. DANA, statt.

Best Practice-Austausch und Praxisleitfaden

Im Auftrag des BMWÉ wurde ein „Praxisleitfaden Netzausbau“¹¹ erarbeitet und im Oktober 2021 veröffentlicht. Er beinhaltet mehr als 100 Handlungsempfehlungen aus der Praxis für die Praxis. Darüber hinaus hat das BMWÉ gemeinsam mit jeweils einem Bundesland bereits zu fünf Best-Practice-Foren eingeladen, um die im Praxisleitfaden zusammengetragenen Erkenntnisse vorzustellen und ausgewählte Themen vertieft zu diskutieren. Die letzten beiden Foren fanden in gemeinsamer Organisation mit Brandenburg im Februar 2024 in Cottbus und mit Baden-Württemberg im Mai 2025 in Stuttgart statt. Das nächste Forum wird zusammen mit Niedersachsen in 2026 organisiert. Die Best-Practice-Foren sollen insbesondere auch einen Erfahrungsaustausch und Wissenstransfer auf Fachebene zwischen den jeweils zuständigen Genehmigungsbehörden, der BNetzA und den VHT ermöglichen. Beides soll dazu beitragen, die Zulassung und Realisierung von Netzausbauvorhaben effizienter zu gestalten.

Änderung der Planungs- und Genehmigungspraxis

BMWÉ, BNetzA und ÜNB stehen kontinuierlich in einem engen Dialog, um den Prüfumfang und die Prüftiefe im Genehmigungsverfahren unter Wahrung der gesetzlichen Vorgaben zu reduzieren und dadurch die Verfahrensdauer zu verkürzen. Das Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften (sog. EnWG-Novelle) enthält u.a. einen Regelungsvorschlag, mit dem die Ziele eines möglichst schnellen, wirtschaftlichen und geradlinigen Netzausbaus stärker im Planungs- und Genehmigungsverfahren berücksichtigt werden sollen. Die Regelungen traten Ende 2023 in Kraft.

¹¹ <https://www.BMWE.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/praxisleitfaden-netzausbau.html>

Gesetzliche Initiativen zur Beschleunigung

In der zurückliegenden Legislaturperiode wurden in mehreren Gesetzespaketen Änderungen im Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG), im Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) und im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) beschlossen, die zur Beschleunigung beigetragen haben:

Im Rahmen des Energiesofortmaßnahmenpakets (sog. Osterpaket) wurde das Bündelungsgebot gestärkt und somit vermehrt die Möglichkeit geschaffen, auf eine Bundesfachplanung und eine umfangreiche Alternativenprüfung zu verzichten. Bei HGÜ-Vorhaben ohne Bündelungsoption wird nun bereits parallel zur Erstellung des NEP nach Präferenzräumen gesucht, so dass im späteren Genehmigungsverfahren ebenfalls auf die Bundesfachplanung verzichtet werden kann. Darüber hinaus wurden die Anordnung zur Duldung von Vorarbeiten sowie die Zulassung des vorzeitigen Baubeginns erleichtert und witterungsbedingte Anlagengeräusche als seltenes Ereignis eingestuft. Verbessert wurden auch die Mitwirkungsmöglichkeiten von externen Projektmanagern.

Mit dem Gesetz zur Änderung des Energiesicherungsgesetzes und anderer energiewirtschaftlichen Vorschriften (sog. EnSiG 3.0) wurden weitere Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus umgesetzt. Die Möglichkeit des vorzeitigen Baubeginns wurde gestärkt, Um- und Zubeseilung, sowie standortnahe Maständerungen sind nunmehr im Anzeigeverfahren möglich. Ferner wird eine isolierte Planfeststellung für Nebenanlagen ermöglicht, sowie Erörterungstermine in das Ermessen der Behörde gestellt. Zudem wurde eine Grundlage dafür geschaffen, das bestehende Stromnetz höher auslasten zu können. Dadurch wurde die Transportkapazität des Bestandnetzes seit Januar 2023 erheblich erhöht. Somit mussten weniger EE-Anlagen abgeregelt werden, was eine Erhöhung der Versorgungssicherheit und große CO₂-Einsparungen zur Folge hat. Zugleich konnten erhebliche Einsparungen im Bereich der Kosten des Netzengpassmanagements (Netzentgelte) erzielt werden.

Weitere Erleichterungen konnten mit der EU-Verordnung 2022/2577 des Rates vom 22. Dezember 2022 („EU-Notfall-Verordnung“) erreicht werden. Mit der ROG-Novelle kann befristet auf eine Umweltverträglichkeitsprüfung und eine artenschutzrechtliche Prüfung verzichtet werden, wenn die Netzausbauvorhaben in Gebieten errichtet werden, für die eine Strategische Umweltprüfung durchgeführt wurde. Im Dezember 2023 hat der Rat beschlossen, wesentliche Teile der EU-Notfall-Verordnung bis zum 30.06.2025 zu verlängern. Dies wurde Anfang 2024 im nationalen Recht umgesetzt.

Auf Entschließungsantrag des Bundestages wurde bis Juni 2023 in einer „Task Force Netze“ ein Bericht mit Maßnahmenvorschlägen zur Beschleunigung des Stromnetzausbaus erarbeitet. Die Federführung lag beim Bundesministerium für Umwelt- und Verbraucherschutz, beteiligt waren auch das Bundeswirtschaftsministerium, das Bundesamt für Naturschutz und die BNetzA. Ein Großteil der Vorschläge wurde mit der Änderung des Energiewirtschaftsrechts umgesetzt, weitere Maßnahmen befinden sich in der Prüfung bzw. Umsetzung. So wurde bspw.

ein Leitfaden für die Auswahl artenschutzrechtlicher Minderungsmaßnahmen beim Stromnetzausbau¹² erarbeitet.

Die Ende 2023 in Kraft getretene EnWG-Novelle enthält weitere Regelungen: Das Bündelungsgebot wird gestärkt und das bisher zweistufige Planfeststellungsverfahren des NABEG soll wie das Verfahren des EnWG zukünftig einstufig sein. Vorgesehen sind zudem eine effizientere Durchführung der Öffentlichkeitsbeteiligung und eine stärkere Digitalisierung sowie Erleichterungen bei der Durchführung während der Planergänzung. Schließlich wird die Optimierung der Bestandsnetze weiter vereinfacht. Hierzu zählen Erleichterungen bei der Genehmigung von sogenannten Provisorien¹³. Ebenfalls umgesetzt wurde eine Duldungspflicht für Grundstückseigentümer, um den Transport wichtiger Netzkomponenten zu vereinfachen, sowie eine Regelung zur effizienteren Abschichtung von Trassenalternativen. Die EnWG-Novelle enthält zudem auch weitere Beschleunigungen für den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen (auch Heißleiterseile genannt) sowie für Schutz- und Sicherungsmaßnahmen im Zusammenhang mit der Höherauslastung des Bestandsnetzes.

Durch das Anfang Februar 2024 in Kraft getretene Gesetz zur Änderung der Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes zu Füllstandsvorgaben für Gasspeicheranlagen und zur Anpassung weiterer energiewirtschaftlicher Vorschriften wird die Möglichkeit zur temporären Höherauslastung des Höchstspannungsnetzes bis Ende März 2027 verlängert. Damit kann in diesem Zeitraum weiterhin eine Höherauslastung auf Basis vereinfachter rechtlicher und technischer Anforderungen erfolgen. Gleichzeitig wird der Übergang zu einer nachhaltigen, an strengere Voraussetzungen anknüpfenden Höherauslastung vereinfacht.

Die Revision der europäischen Erneuerbaren Energien Richtlinie (sog. RED III) ist am 20.11.2023 in Kraft getreten. Danach können nationale Regelungen vorgesehen werden, wonach Pläne zur Ausweisung spezieller Gebiete für Netzinfrastruktur angenommen werden. Sind die in der RED III näher bezeichneten Voraussetzungen an diese Gebiete erfüllt, können Projekte, die in den durch die Pläne ausgewiesenen Gebieten liegen, von der Prüfung der Umweltverträglichkeit (UVP), der FFH-Verträglichkeitsprüfung sowie der artenschutzrechtlichen Prüfung ausgenommen werden. Die Umsetzung in nationales Recht konnte in der zurückliegenden Legislaturperiode allerdings nicht mehr abgeschlossen werden. Im Koalitionsvertrag von Union und SPD wurde eine zeitnahe Umsetzung vereinbart. Der Gesetzentwurf wird derzeit von der neuen Bundesregierung erarbeitet.

Der Koalitionsvertrag sieht darüber hinaus weitere Maßnahmen zur Planungs- und Genehmigungsbeschleunigung vor. Im Bereich des Übertragungsnetzes wurden die meisten

¹²<https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Methodik/Arbeitshilfe%20Artenschutz.pdf?blob=publicationFile>

¹³ Provisorien sind temporäre Hochspannungsleitungen, die beispielsweise während der Bauphase einer dauerhaften Hochspannungsleitung errichtet werden, um für diesen Zeitraum weiterhin einen stabilen Netzbetrieb zu ermöglichen

Maßnahmen bereits umgesetzt. Der Fokus liegt daher insbesondere auf Vorschlägen zur Beschleunigung der Vorhaben in der Bauphase.

Öffentlichkeitskommunikation

Neben den formellen Beteiligungsformaten für betroffene Stakeholder und Bürgerinnen und Bürger bieten die VHT und die BNetzA informelle Dialogveranstaltungen sowie ein breites Portfolio an Informationsmöglichkeiten im Internet an. Darüber hinaus gibt es in vielen Regionen Informationsbüros der VHT.