
Aktueller Stand des Netzausbaus (Übertragungsnetz)

Inhalt

1	Einleitung.....	2
1.1	Technik	2
1.2	Die fünf Planungsschritte des Netzausbaus	2
1.3	Aktuelle Netzausbauvorhaben	4
1.4	Risiken und Herausforderungen im Verfahrensverlauf.....	10
2	Beschleunigungsansätze.....	10
3	Gleichstromvorhaben.....	13
3.1	Aktueller Stand	15
3.2	Verlauf und Vergleich	17
3.3	Ausblick.....	19
4	Drehstromvorhaben.....	19
4.1	Aktueller Stand	20
4.2	Verlauf und Vergleich	22
4.3	Ausblick.....	24
5	Offshore-Vorhaben.....	24
5.1	Aktueller Stand	24
5.2	Verlauf und Vergleich	25
5.3	Ausblick.....	27

1 Einleitung

Ein leistungsfähiges Stromnetz bildet das Rückgrat der Energiewende in Deutschland und wird gebraucht, damit der Strom aus den erneuerbaren Energien auch beim Verbraucher ankommt. Dafür ist es notwendig, das bestehende Stromnetz 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. Der Einsatz von AC-Erdkabeln wird zurzeit bei bestimmten Netzausbauvorhaben und dort auf Teilabschnitten im Rahmen von Pilotprojekten untersucht.

Gleichstrom (DC, Direct Current) wird als Übertragungstechnologie in sehr hohen Spannungsebenen und bei Offshore-Anbindungsleitungen in der Nordsee 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 nicht selten erdverkabelt. Der Vorteil der HGÜ-Leitungen: sie ermöglichen bis zu 50 % geringere Übertragungsverluste als Wechselstromleitungen und lassen sich besser regeln und steuern 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 NEP-Prozesse, die darauf aufbauenden (eigentlichen) Netzentwicklungspläne, der Bundesbedarfsplan, bei länderübergreifenden Vorhaben heute in der Regel eine Bundesfachplanung (bzw. bei allen anderen Vorhaben Raumordnungsverfahren) und die Planfeststellung.

Der **Szenariorahmen** als erster Teil und Grundlage dann für die Netzentwicklungspläne wird von den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) entworfen und umfasst Szenarien wahrscheinlicher Entwicklungen der Energielandschaft für ein 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 aktuelle Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan (NEP) 2023 betrachtet das Jahr 2037 sowie 2045. Damit stellt der NEP 2023 erstmals eine Betrachtung eines klimaneutralen Energiesystems dar und zeigt das dafür notwendige Stromnetz (Klimaneutralitätsnetz).

Auf Basis des von der Bundesnetzagentur 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. Der aktuelle NEP-Prozess begann mit dem am 10.01.2022 gemeinsam von den ÜNB vorgelegten Szenariorahmen-Entwurf und endet vsl. im ersten Quartal 2024 mit einer Bestätigung des NEP durch die BNetzA. 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. Parallel zum NEP entwickelt die BNetzA mit dem NEP 2023 erstmalig sogenannte Präferenzräume für HGÜ-Vorhaben ohne Bündelungsoption. Die Präferenzräume ersetzen die Trassenkorridorermittlung im Rahmen einer Bundesfachplanung.

Die bestätigten Maßnahmen werden dann mindestens alle vier Jahre, bei Bedarf auch früher, mit Zustimmung des Bundestages 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.

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, ähnlich im Raumordnungsverfahren, ROV) geht es bei als länder- oder grenzüberschreitend im BBPIG 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. Zuständige Behörde für die Bundesfachplanung ist die BNetzA, bei Raumordnungsverfahren sind es typischerweise Behörden des jeweiligen Bundeslandes. Ein Bundesfachplanungs- bzw. Raumordnungsverfahren muss nicht immer zwingend durchgeführt werden, bspw. wenn das Vorhaben mit einem anderen gebündelt werden kann oder ein

¹ Vor der Neuregelung 2022 in Rahmen des Energiesofortmaßnahmenpakets mind. ein weiteres Szenario mit Zeithorizont 15-20 Jahre anstelle des Zieljahres 2045.

Präferenzraum ermittelt wurde. Das Ergebnis des Raumordnungsverfahrens ist, anders als die Bundesfachplanung, nicht zwingend verbindlich für die Planfeststellung.

Im **Planfeststellungsverfahren** (PFV) als dem entscheidendem 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 (Quelle: BNetzA)



1.3 Aktuelle Netzausbauvorhaben

Aktuell gibt es insgesamt 119 gesetzlich festgeschriebene Vorhaben. Davon sollen 20 Vorhaben mit Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungstechnik (HGÜ-Leitungen) realisiert werden. Die übrigen

99 Vorhaben aus EnLAG und BBPIG sind dem Drehstromnetz zuzuordnen. 34 aller 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.

Tabelle 1: Übersicht der Vorhaben aus dem EnLAG und BBPIG

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	ca. 3.750 km	Änderungen bei BBPIG Nr. 6, 10, 12, 17, 22, 23, 32, 41, 44
2022 (BBPIG)	19	Ca. 1.000 km	Änderung bei BBPIG Nr. 5a, 10, 23, 38, 41, 42, 48, 49, 51- 53, 56-60, 64, 75

Die 119 Vorhaben summieren sich zu 13.889 Trassenkilometern.² Davon befinden sich 4.923 km vor oder im Raumordnungs- oder Bundesfachplanungsverfahren, 5.400 km in der Planfeststellung, 1.541 km im Bau und 2.025 km sind bereits vollständig in Betrieb (siehe Abbildung 2). Im ersten Quartal 2023 haben insgesamt 195 Leitungskilometer das ROV bzw. die BFP abgeschlossen, 150 km wurden planfestgestellt und 102 km Leitungen sind in Betrieb gegangen.

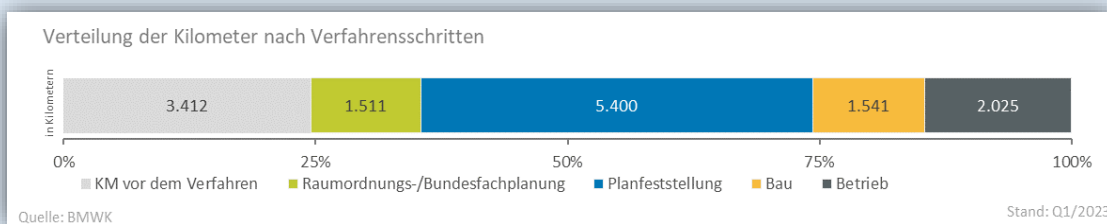


Abbildung 2: Verteilung der Kilometer aller Onshore-Vorhaben nach Verfahrensschritten

Zu den 119 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,

² Bis zur Planfeststellung sind die Kilometerangaben der jeweiligen Vorhaben nur Schätzwerte und für einige der neuen Vorhaben aus 2022 liegen noch keine Angaben vor.

auch DC-Vorhaben sein. Sechs der in EnLAG und BBPIG genannten 14 Interkonnektoren sind bereits im Betrieb.

Hinzu kommen zahlreiche Offshore-Netzanbindungen, von denen nur wenige im BBPIG enthalten sind. Offshore-Netzanbindungen werden in aller Regel durch die Länderbehörden bzw. in der AWZ durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) planfestgestellt. Insgesamt sind aktuell 15 Anbindungssysteme in der Nordsee und sechs in der Ostsee in Planung oder Bau (ca. 4.128 Kilometer³ Offshore-Anbindungsleitungen), 17 weitere Vorhaben befinden sich bereits im Betrieb (2.524 km). In der BBPIG Novelle 2021 wurden drei Offshore-Netzanbindungen ins BBPIG mitaufgenommen (BBPG Nr. 78, 79, 80).

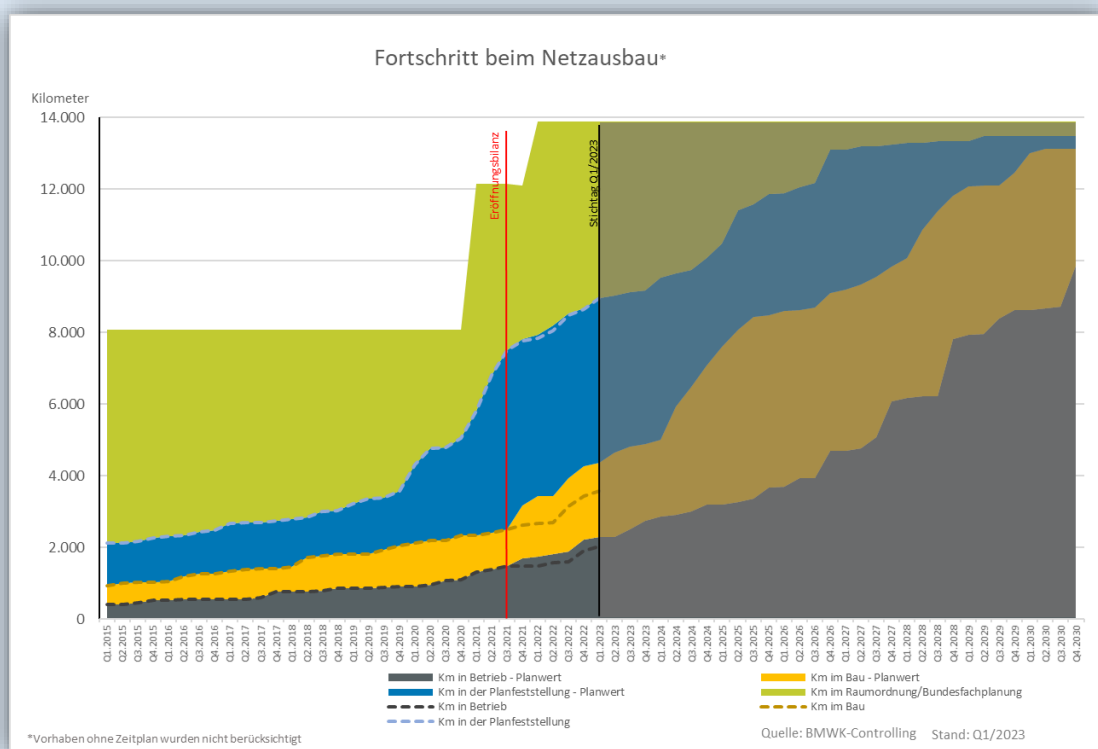


Abbildung 3: Fortschritt beim Netzausbau⁴

Abbildung 3 gibt einen Überblick über den bisherigen Netzausbau seit 2015 sowie eine Prognose auf Basis von Meldungen der Genehmigungsbehörden abgestimmt mit den ÜNB. Der vertikale schwarze Balken markiert den aktuellen Stand (Q1/2023). Die Flächen rechts des schwarzen Balkens sind Prognosewerte. Die grüne Fläche zeigt die Leitungskilometer, welche sich vor oder in der Bundesfachplanung bzw. Raumordnung befinden. Die Sprünge bilden die in 2021 bzw. 2022 neu in den Bundesbedarfsplan aufgenommenen Vorhaben ab. Die blaue Fläche verdeutlicht die Anzahl der Kilometer, welche sich in der Planfeststellung befinden, die orange Fläche die in Bau befindlichen Kilometer und die graue Fläche die bereits in Betrieb genommenen Kilometer. Die gestrichelten Linien verdeutlichen den jeweiligen Ist-Stand.

³ Es liegen noch nicht für alle geplanten Anbindungsleitungen Kilometerangaben vor.

⁴ Es liegen noch nicht für alle Vorhaben aus der BBPIG-Novelle die Planwerte vor.

Zuständigkeiten bei Genehmigungsverfahren

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 grenzüberschreitend sind, liegen in der Zuständigkeit der BNetzA; und nur für sie gilt das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG). Aktuell befinden sich 82 Vorhaben mit einer Gesamtlänge von rund 7.118 km in der Zuständigkeit der jeweiligen Landesgenehmigungsbehörden (Abbildung 4). 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 7.288 km von der BNetzA zu genehmigen.

Die nachfolgende Übersichtskarte in Abbildung 5 stellt den Planungsstand zum ersten Quartal 2023 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.

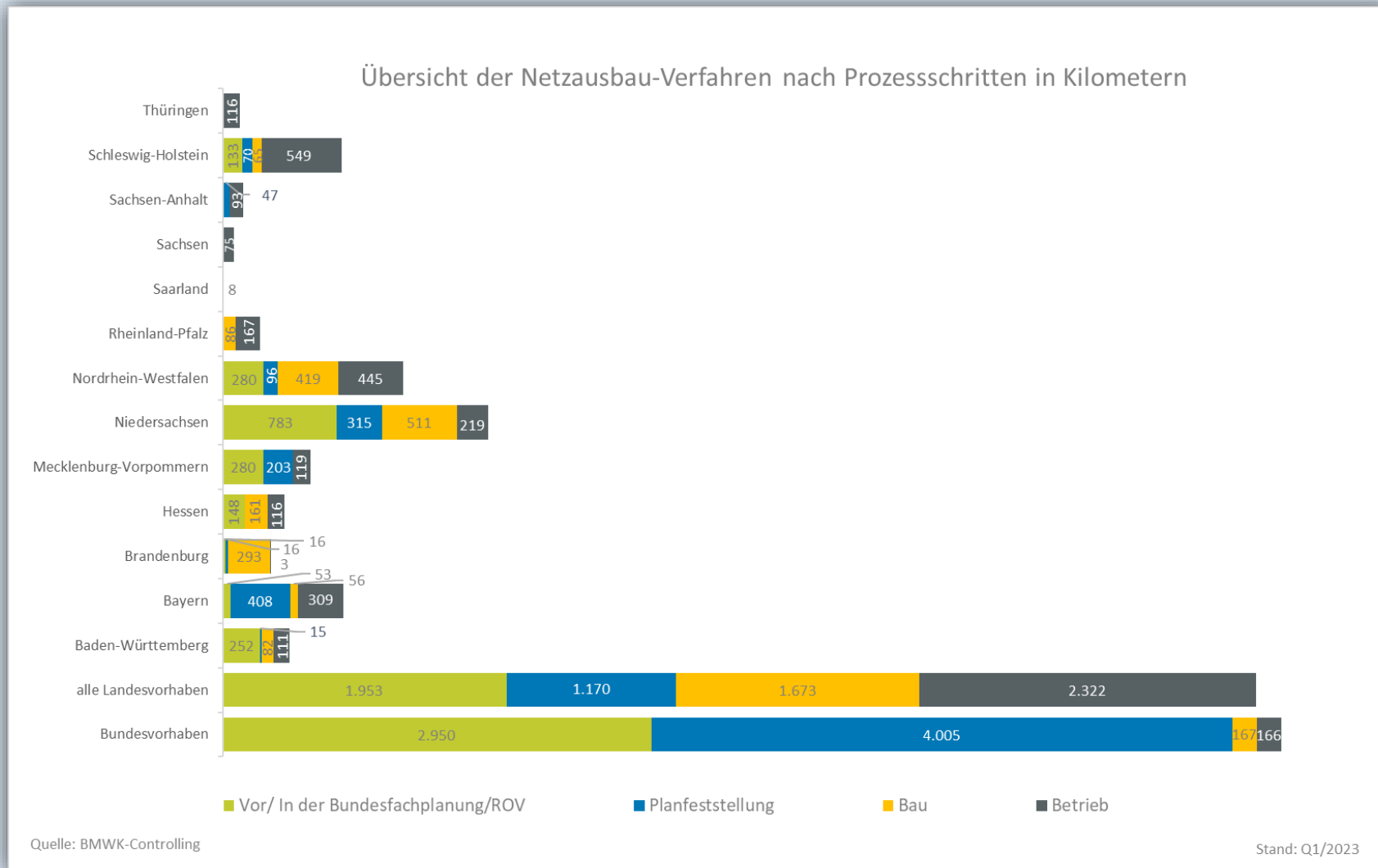


Abbildung 4: Übersicht der Vorhaben nach Prozessschritten und Zuständigkeit

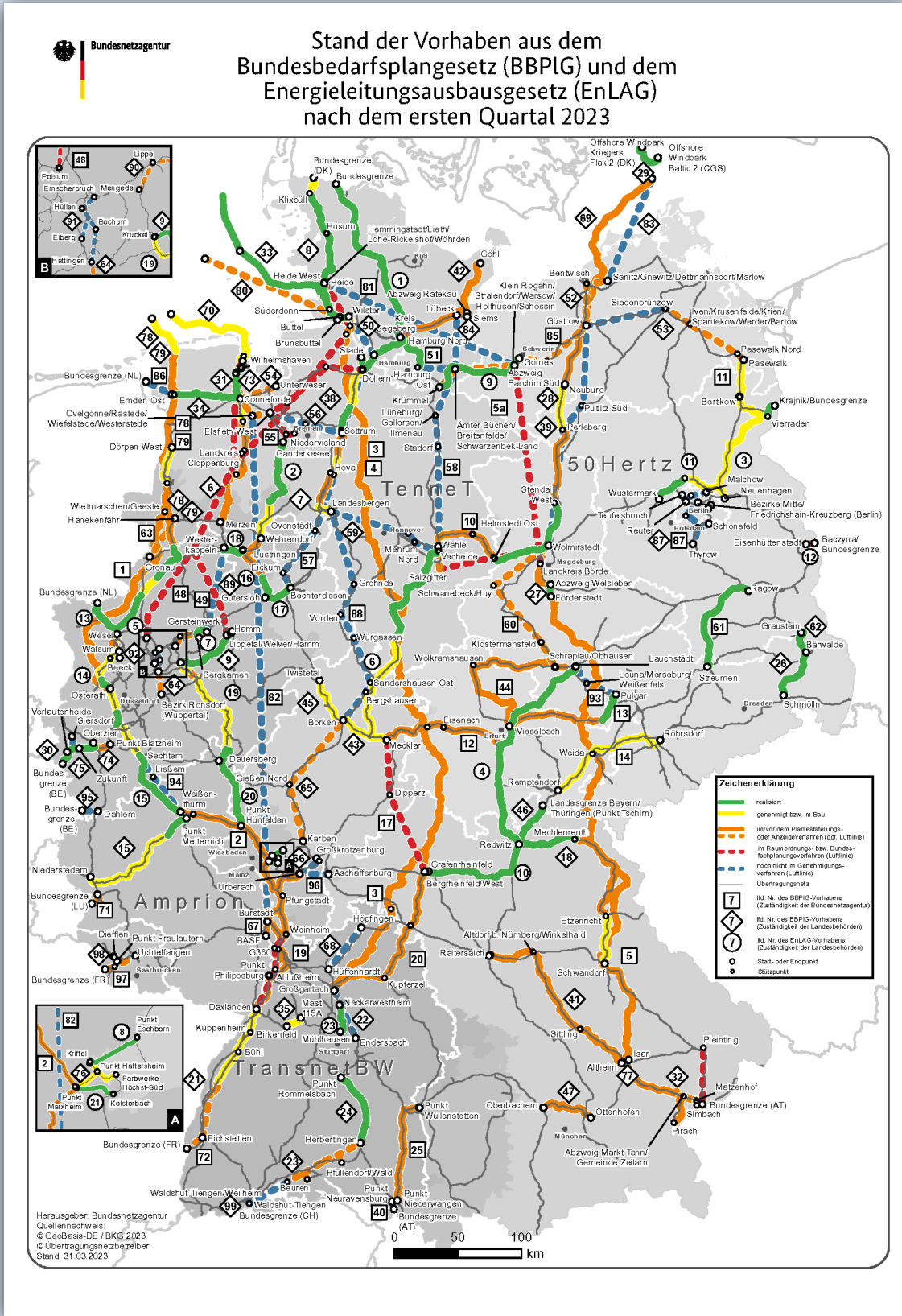


Abbildung 5: Übersichtskarte der Onshore-Vorhaben (Quelle: BNetzA)

1.4 Herausforderungen im Verfahrensverlauf

Im Verlauf des Planungs- und Genehmigungsprozesses, aber auch während der Bauzeit sind die Vorhabenträger (VHT) und Genehmigungsbehörden immer wieder mit Herausforderungen konfrontiert.. Abbildung 6 visualisiert die von den ÜNB meist genannten Gründe für eingetretene Verzögerungen. Dazu zählen maßgeblich die Folgen der Pandemie. Dazu gehören unter anderem ein erhöhter Ermittlungs-, Prüf- und Darlegungsaufwand sowie Umfang, Tiefe und Qualität der Unterlagen, eine hohe Anzahl an Einwendungen und Eingaben, Änderungen im Laufe des Verfahrens durch neue Prüfstandards sowie aufgrund von Einwendungen und Stellungnahmen, Planänderungen oder -ergänzungen, die Sicherung von Kompensationsflächen und der Fachkräftemangel.

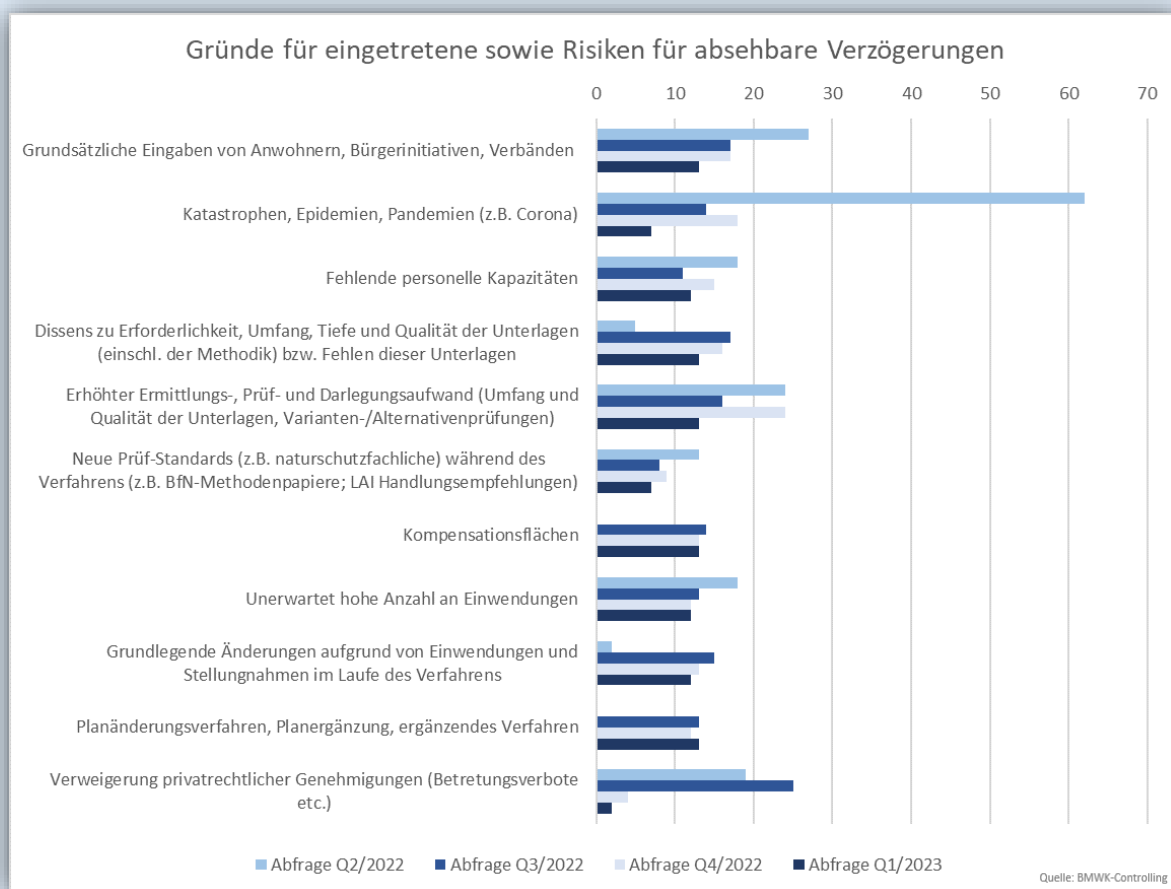


Abbildung 6: Risiken in der Planungs- und Genehmigungsphase

2 Beschleunigungsansätze

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

Mehr Netzausbau-Controlling

Seit 2019 gibt es für Onshore-Vorhaben das BMWK-Netzausbau-Controlling. Es ergänzt das bei der Bundesnetzagentur bestehende Netzausbau-Monitoring, woraus die BNetzA vierteljährlich Übersichten zum EnLAG, BBPIG, Netzoptimierung und Offshore auf www.netzausbau.de veröffentlicht. So kann sich auch die Öffentlichkeit jederzeit über den Fortschritt beim Netzausbau informieren. 2020 wurde das BMWK-Controlling auf die Offshore-Vorhaben erweitert. Im Rahmen des Netzausbau-Controlling informieren die VHT und zuständigen Genehmigungsbehörden das BMWK 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 BMWK hat im Herbst 2022 das Controlling neu aufgesetzt und zu einem vorausschauenden Controlling weiterentwickelt.

Mehr Orientierung an Best Practice

Im Auftrag des BMWK wurde ein „Praxisleitfaden Netzausbau“⁵ erarbeitet und im Oktober 2021 veröffentlicht, mit mehr als 100 Handlungsempfehlungen aus der Praxis für die Praxis. Ziel des Leitfadens ist es, Genehmigungsbehörden und Vorhabenträgern Best-Practice-Beispiele für eine Beschleunigung und Optimierung des Netzausbaus an die Hand zu geben. Es geht um Empfehlungen zum Projektmanagement, Ressourcenmanagement, zur Öffentlichkeitsbeteiligung, Zulassung und Projektrealisierung. Darüber hinaus lud das BMWK bereits zu drei Best-Practice-Foren ein, um die im Praxisleitfaden zusammengetragenen Erkenntnisse vorzustellen und ausgewählte Themen vertieft zu diskutieren. Anfang 2024 soll das 4. Best-Practice-Forum in gemeinsamer Organisation mit Brandenburg stattfinden. Die Best-Practice-Foren sollen insbesondere auch einen Erfahrungsaustausch und Wissenstransfer auf Fachebene zwischen den jeweils zuständigen Genehmigungsbehörden, der Bundesnetzagentur und den Vorhabenträgern ermöglichen. Beides soll dazu beitragen, die Zulassung und Realisierung von Netzausbauvorhaben effizienter zu gestalten.

Kürzere Planungs- und Genehmigungsverfahren

BMWK, 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. Aktuell wird geprüft, wie die Ziele eines möglichst schnellen, wirtschaftlichen, möglichst geradlinigen, technisch sicheren und umweltverträglichen Netzausbaus stärker im Planungs- und Genehmigungsverfahren berücksichtigt werden können.

Gezielte Regeln für schnelleren Netzausbau

Der Koalitionsvertrag sieht eine deutliche Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren bei der Realisierung von Stromnetzen vor. Im Rahmen des Energiesofortmaßnahmenpakets wurden hierfür durch entsprechende Änderungen im Netzausbaurecht das Bündelungsgebot gestärkt und somit vermehrt die Möglichkeit geschaffen auf eine Bundesfachplanung und eine umfangreiche

⁵ <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/praxisleitfaden-netzausbau.html>

Alternativenprüfung zu verzichten. Bei HGÜ-Vorhaben ohne Bündelungsoption wird nun bereits parallel zur Erstellung des Netzentwicklungsplans nach Präferenzräumen gesucht, so dass im späteren Genehmigungsverfahren ebenfalls auf die Bundesfachplanung verzichtet werden kann. Ebenfalls wurde die Anordnung zur Duldung von Vorarbeiten sowie die Zulassung des vorzeitigen Baubeginns erleichtert und witterungsbedingte Anlagengeräusche als seltenes Ereignis eingestuft. Verbessert wurde auch die Mitwirkungsmöglichkeiten von externen Projektmanagern.

Mit dem Gesetz zur Änderung des Energiesicherungsgesetzes und anderer energiewirtschaftlicher Vorschriften (sog. EnSiG 3.0) wurden weitere Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus getroffen. Insbesondere wurde die Zulassung des vorzeitigen Baubeginns weiter verbessert, das Anzeigeverfahren bei Um-, Zubeseilung und standortnahen Maständerungen erweitert und eine isolierte Planfeststellung für Nebenanlagen ermöglicht; Erörterungstermine liegen nun im Ermessen der Behörde. Zudem wurde eine Grundlage dafür geschaffen, das bestehende Stromnetz höher auszulasten zu können. Dadurch wird seine Transportkapazität seit Januar 2023 erheblich erhöht, was große CO₂-Einsparungen zur Folge hat. Dies soll durch das im parlamentarischen Verfahren befindliche Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften (sog. EnWG-Novelle) weiter erleichtert werden.

Weitere Erleichterungen konnten mit der EU-Verordnung 2022/2577 des Rates vom 22. Dezember 2022 („EU-Notfall-Verordnung“) erreicht werden. Mit der i.R.d. ROG-Novelle beschlossenen Umsetzung 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.

Effektivere öffentliche Beteiligung

Die digitale Öffentlichkeitsbeteiligung soll fortgesetzt werden. Sie wurde während der Corona-Pandemie 2020 eingeführt und gilt nur noch bis Ende 2023. Im Rahmen des Energiesofortmaßnahmenpakets (sog. Osterpaket) wurden im NABEG bereits Bestimmungen zur elektronischen Auslegung der Unterlagen vorgesehen. Auch im Rahmen der WindSeeG-Novelle wurden Online-Konsultationen für die Durchführung von Anhörungs- und Erörterungsterminen eingeführt.

Seit 2015 fördert das BMWK die Initiative „Bürgerdialog Stromnetz“ (www.buergerdialog-stromnetz.de). Sie organisiert Informations- und Dialogangebote vor Ort in den Regionen, die vom Netzausbau berührt werden. Im Fokus stehen dabei Orte mit besonders großem Informations- und Diskussionsbedarf. Mit fundierter Wissensvermittlung und einem breiten Dialog zu den grundsätzlichen Themen der Energiewende und des Netzausbaus ergänzt der Bürgerdialog Stromnetz dadurch die vorhabenbezogenen, formellen Beteiligungsverfahren und informellen Aktivitäten der BNetzA sowie der ÜNB.



3 Gleichstromvorhaben

20 der 119 in BBPIG und EnLAG genannten Vorhaben sind Gleichstromvorhaben: Die acht Vorhaben der Korridore A-D, zwei neue HGÜ-Projekte aus dem NEP 2021-2035, sieben Interkonnektoren und drei Offshore-Netzanbindungen (weitere Offshore-Anbindungsleitungen sind nicht Teil dieser Gesetze). Die HGÜ-Vorhaben der Korridore A-D sowie die zwei neuen HGÜ-Verbindungen des NEP 2021 gehören zu den anspruchsvollsten Projekten im derzeitigen Netzausbauprogramm.

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

Die Vorhaben BBPIG Nr. 1 *A-Nord* und BBPIG Nr. 2 *Ultranet* (zusammen Korridor A), BBPIG Nr. 3 und 4 *SuedLink* (zusammen Korridor C) und BBPIG Nr. 5 *SuedOstLink* (Korridor D) 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 BBPIG Nr. 81 *NordOstLink* und Nr. 82 *RheinMainLink* hinzu. Ein Kurzprofil der HGÜ-Vorhaben ist Tabelle 2 zu entnehmen.

Tabelle 2: Kurzprofil der HGÜ-Vorhaben

Korridor A	<p>A-Nord (BBPIG 1)</p>		<ul style="list-style-type: none"> • Gesamtlänge ca. 300 km • Emden Ost (NS) nach Osterath (NRW) • Erdkabelvorhaben • VHT ist Amprion • Nördlichen Teil des Korridor A, bei Osterath schließt sich das Vorhaben 2 (Ultranet) an
	<p>Ultranet (BBPIG 2)</p>		<ul style="list-style-type: none"> • Gesamtlänge ca. 340 km • Osterath (NRW) nach Philippsburg (BW) • Freileitung bzw. teilweise auch Hybridgestänge (Leitenseile für Gleich- und Wechselstrom an demselben Mast) • VHT sind Amprion und TransnetBW • Südlicher Teil des Korridor A, bei Osterath schließt sich das Vorhaben 1 (A-Nord) an

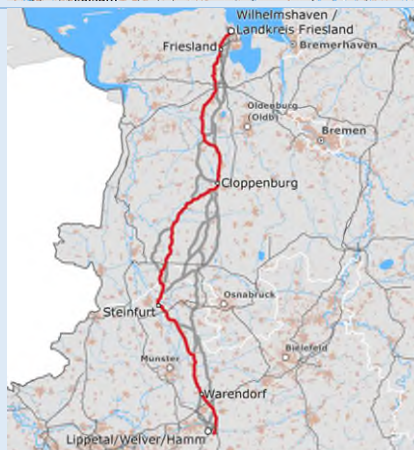
Korridor B

BBPIG 48



- Gesamtlänge ca. 408 km
- Heide/West (SH) nach Polsum (NRW)
- 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 (NRW)
- Erdkabelvorhaben
- VHT ist Amprion
- Soll in weiten Teilen zusammen mit Vorhaben 48 als paralleles Erdkabel realisiert werden.
- Leerrohre

Korridor C

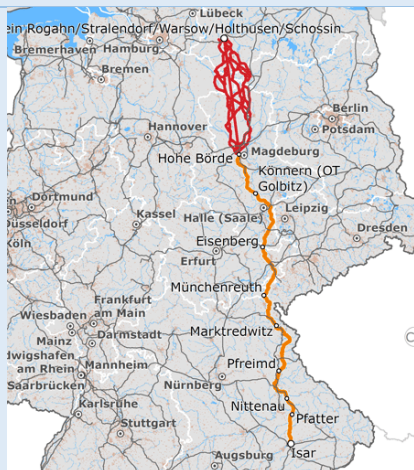
SuedLink (BBPIG 3 und BBPIG 4)



- Vorhaben 3
 - 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

SuedOst-Link (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)



- Gesamtlänge ca. 212 km
- Hemmingstedt/Lieth/Lohe-Rickelshof/Wöhrden (SH) nach Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/ Schossin (MV)
- Im Suchraum Heide soll ein Multiterminal-Konverter zusammen mit zwei Offshore-Anbindungssystemen errichtet werden.
- Erdkabelvorhaben.
- Leerrohre
- VHT sind TenneT und 50Hertz.

RheinMainLink

(BBPIG 82)



- Gesamtlänge ca. 528 km
- Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede (NI) nach Bürstadt (HE)
- Erdkabelvorhaben
- Leerrohre
- VHT ist Amprion.

3.1 Aktueller Stand

Die Vorhaben A-Nord, Ultranet, SuedLink und SuedOstLink haben die Bundesfachplanung (BFP) abgeschlossen und befinden sich in der Planfeststellung. Am 21. März 2023 starteten die ersten Bauaktivitäten an den HGÜ-Vorhaben mit dem Spatenstich für den nördlichen SuedOstLink-Konverter in Wolmirstedt (ST); am 27. Juli 2023 folgt der Baustart für den südlichen Konverter des SuedLinks in Leingarten (BW). Am 25. Mai 2023 erging der erste Planfeststellungsbeschluss für den Leitungsabschnitt E3 des Vorhabens SuedLink und am 29. Juni 2023 der erste Planfeststellungsbeschluss für den Leitungsabschnitt A1 des Vorhabens Ultranet.

Abbildung 7 verdeutlicht den Stand der Vorhaben für alle HGÜ-Vorhaben (inkl. Interkonnektoren).

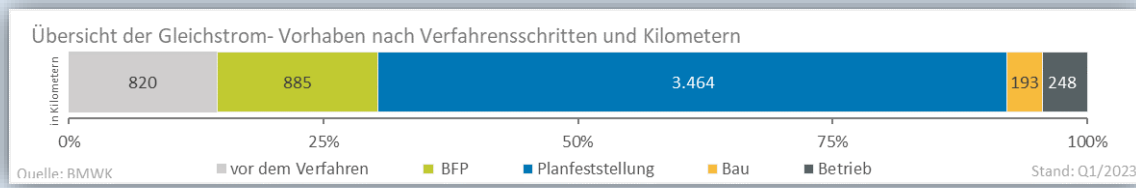


Abbildung 7: Verteilung der Kilometer der HGÜ-Vorhaben nach Verfahrensschritten

Im Monitoringbericht zum Stromnetzausbau der BNetzA für das dritte Quartal 2021 sowie in der am 11.01.2022 vorgestellten Eröffnungsbilanz des Ministers wurden aktualisierte Annahmen zu geplanten Inbetriebnahmen veröffentlicht.⁶ Dies wurde notwendig, weil durch das BMWK-Controlling bereits mehrjährige Verzögerungen erkennbar wurden, die bei ambitioniert-realistischen Annahmen nicht mehr aufgeholt hätten werden können. Seitdem konnte durch gesetzliche Änderungen im Rahmen des sog. Osterpakets die Inbetriebnahme von Ultranet wieder 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 um ein Jahr auf 2032.

Tabelle 3: Inbetriebnahmedaten der HGÜs

HGÜ	Solldaten (Eröffnungsbilanz)	Aktuelle Prognosen (Q1/2023)
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
RheinMainLink	N/A	2033

Drei der sieben HGÜ-Interkonnektoren wurden in den letzten zwei Jahren fertig gestellt: *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 aktuell kurz vor Beginn der Bauphase. Die Inbetriebnahme ist für 2028 vorgesehen. Zur Stärkung der Verbindung nach Belgien ist nach *Alegro* seit 2022 ein weiterer

⁶ https://data.netzausbau.de/Vorhaben/Monitoring/Monitoringbericht_Q3-21.pdf und https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220111_eroeffnungsbilanz_klimaschutz.pdf?blob=publicationFile&v=14.

Interkonnektor nach Belgien geplant, der sich aktuell noch ganz am Anfang des Planungs- und Genehmigungsverfahrens befindet.

3.2 Verlauf und Vergleich

Abbildung 8 verdeutlicht den bisherigen Fortschritt der HGÜs (seit 2015, inkl. Interkonnektoren) sowie eine Prognose auf Basis von Meldungen der Genehmigungsbehörden abgestimmt mit den ÜNB (bis 2030). Da die HGÜs nur jeweils im Ganzen in Betrieb genommen werden können, steigt der graue Balken mit der Inbetriebnahme jedes Vorhabens sprunghaft an. Die Sprünge des grünen Balkens zum Zeitpunkt Q1/2021 und Q2/2022 illustrieren die Aufnahme neuer HGÜ-Verbindungen in das BBPIG.

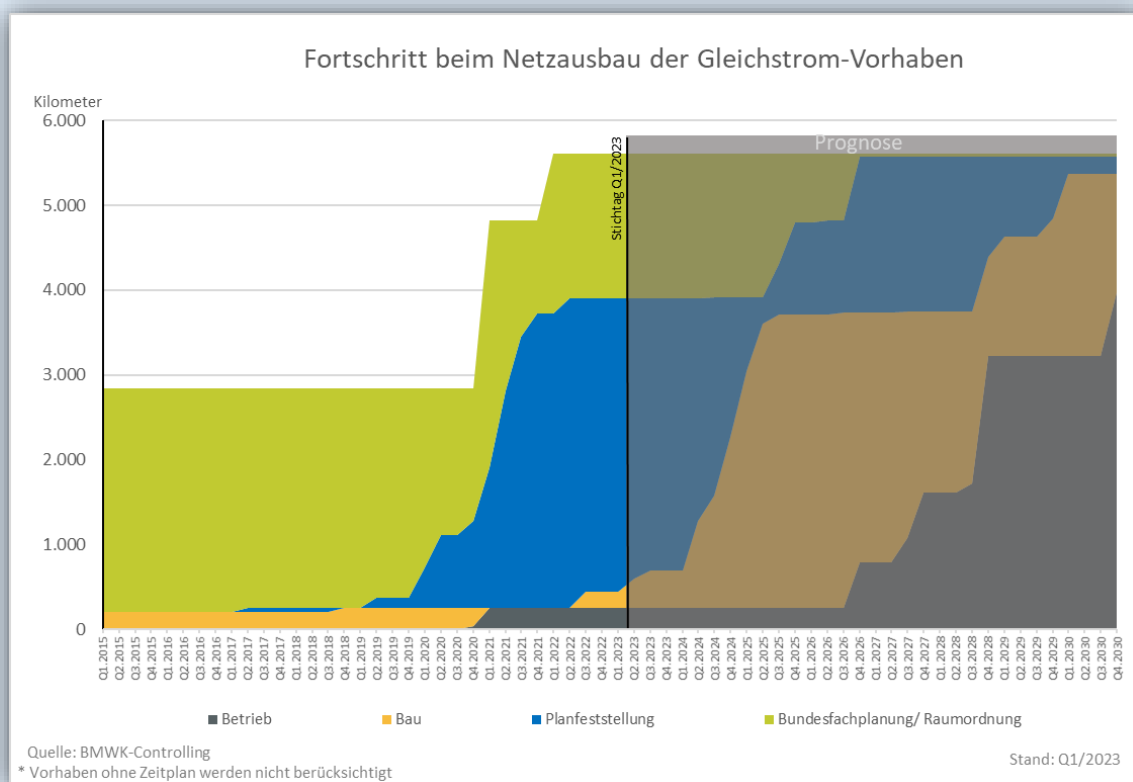


Abbildung 8: Fortschritt beim Netzausbau der HGÜ-Vorhaben

Abbildung 9 zeigt schematisch die Dauer der einzelnen Verfahrensschritte für die HGÜs (ohne Interkonnektoren) ab dem Zeitpunkt der Festschreibung im Bundesbedarfsplan. Nach aktuellem Planungsstand brauchen die HGÜs, welche bereits 2013 in das BBPIG aufgenommen wurden, im Schnitt ca. 172 Monate (ca. 14 Jahre) bis zur Fertigstellung. Der prognostizierte Mittelwert bei den neuen HGÜs aus den BBPIG-Novellen 2021 und 2022 liegt bei ca. 133 Monaten (ca. 11 Jahre). Alle in grau hinterlegten Werte sind Prognosen nach derzeitigem Kenntnisstand.

Bei den neuen Vorhaben *NordOstLink* (Vorhaben 81) und *RheinMainLink* (Vorhaben 82) laufen aktuell Diskussionen über weitere Beschleunigungsmöglichkeiten. Sie sind daher noch nicht in die Übersicht integriert.

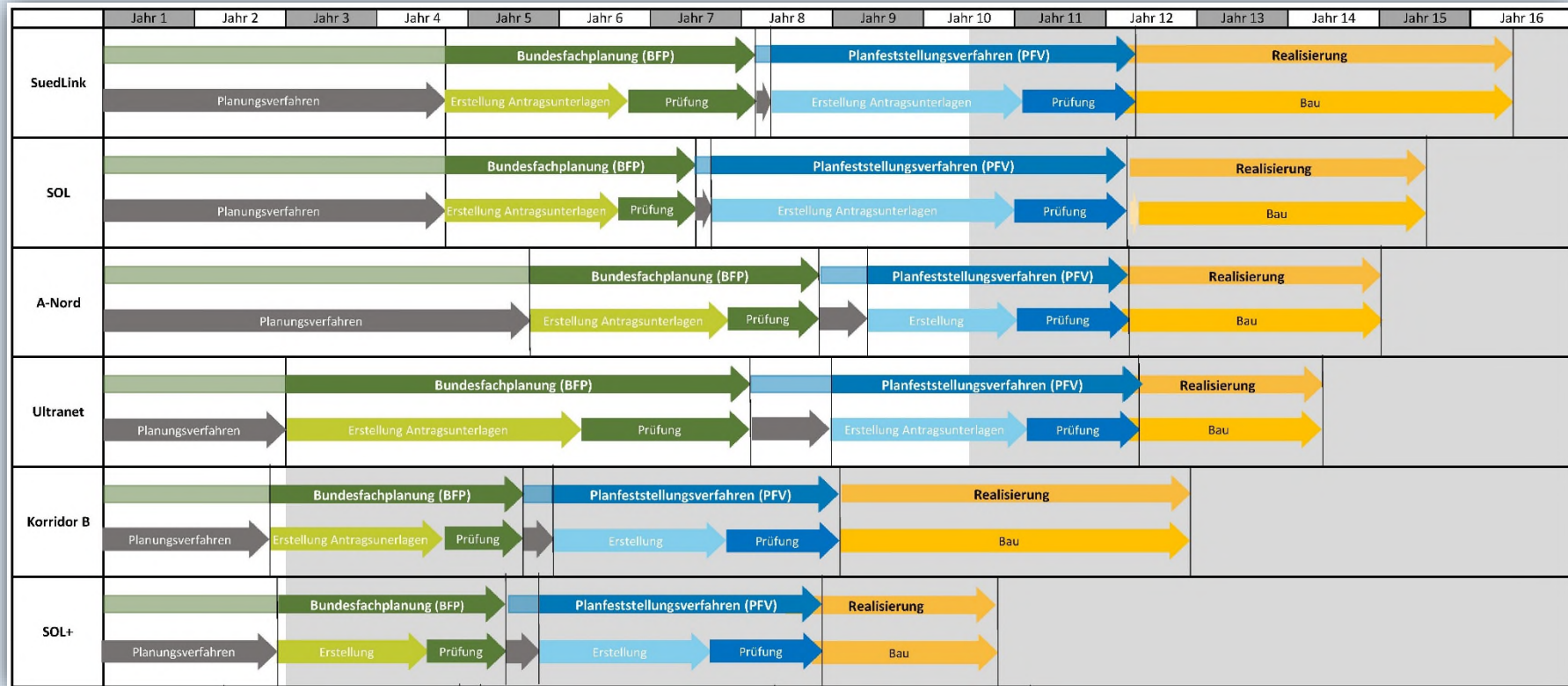


Abbildung 9: Verlauf der HGÜ-Vorhaben

3.3 Ausblick

Der aktuelle Netzentwicklungsplan (NEP) 2023-2037/2045 bildet erstmals die großen Transportbedarfe für ein treibhausgasneutrales Energiesystem 2045 ab. Den 2. Entwurf des NEPs haben die ÜNB am 12. Juni 2023 veröffentlicht und dabei, wie schon im ersten Entwurf, einen weiteren großflächigen Ausbau der Stromnetze ausgewiesen (sowohl im Dreh- als auch im Gleichstrombereich): ca. 7.400 km zusätzliche Maßnahmen, darunter ca. 2.800 km im Gleichstrombereich (5 neue HGÜ-Projekte). Die finale Bestätigung durch die BNetzA erfolgt vsl. Anfang 2024. Anschließend werden die neuen bestätigten Vorhaben in das BBPIG aufgenommen.

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

- So soll im dritten Quartal 2023 der erste Spatenstich bei Ultranet (Abschnitt B1) erfolgen. In Q4/2023 soll dann in einem weiteren Abschnitt (A1) mit dem Bau begonnen werden. Ultranet ist die erste DC-Freileitung in Deutschland auf Hybridgestänge (Leitenseile für Gleich- und Wechselstrom an demselben Mast).
- Nach dem bereits erfolgten Baustart des nördlichen Konverters des SuedOstLink in Wolmirstedt im März 2023 folgt der Baustart des südlichen Konverters Ende dieses Jahres.
- Auch beim SuedLink beginnen die ersten Bautätigkeiten am Konverter in Leingarten im Juli 2023. Mit den bereits erteilten Planfeststellungsbeschlüssen für Abschnitte des SuedLink und Ultranet wird noch 2023 mit dem Bau der ersten Leitungsabschnitte begonnen werden.
- Bei SuedOstLink starten die Bautätigkeiten für die Leitungsabschnitte 2024.
- Für A-Nord sind die ersten Beschlüsse für Mitte 2024 prognostiziert, die ersten Bautätigkeiten sollen schon in Q2/24 im Rahmen eines vorzeitigen Baubeginns erfolgen.
- Seit Anfang 2023 sind für Korridor B alle Anträge auf Bundesfachplanung gestellt worden. Das Bundesfachplanungsverfahren wird vsl. 2025 abgeschlossen sein.
- Die Gleichstromverbindung *NeuConnect* nach Großbritannien geht planmäßig im Herbst 2023 in Bau.

4 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. 4.705 Kilometer sind Ersatzneubau, 2.157 km Zu- oder Umbeseilungen, 2.821 km Neubauten in neuer Trasse, 1.073 km Parallelneubauten und bei 137 km liegt eine Änderung des Betriebskonzeptes vor.⁷

Beispiel *Mittelachse*: Das EnLAG Vorhaben 1 verläuft von Kassø in Dänemark nach Dollern in Niedersachsen. Hierfür wurde z.T. eine bestehende 220-kV-Freileitung durch eine 380-kV-Leitung ersetzt und z.T. die bestehende 380-kV-Freileitung durch eine Zubeseilung verstärkt. Die Leitung ist seit 2020 in Betrieb und hat eine Länge von 195 km.

Beispiel *Thüringer Strombrücke*: Das EnLAG-Vorhaben 4 von Lauchstädt (Sachsen-Anhalt) nach Redwitz (Bayern) schließt als Teil der sogenannten Südwest-Kuppelleitung von Halle nach Schweinfurt zusammen mit dem EnLAG-Vorhaben 10 die historisch bedingte Lücke zwischen den Netzen der alten und der neuen Bundesländer. Das Vorhaben war abschnittsweise als Drehstrom-Erdkabelprojekt

⁷ Abschnitte können in mehrere Kategorien fallen.

gekennzeichnet, wurde dann aber als reine Freileitung ausgeführt. Die Leitung ist seit 2017 in Betrieb und hat eine Länge von 190 km. (Das Vorhaben 10 ist bereits seit 2015 in Betrieb mit einer Länge von 95 km.)

4.1 Aktueller Stand

Abbildung 10 illustriert den aktuellen Stand der 99 Drehstromvorhaben in Deutschland. Von insgesamt 8.213 km befinden sich 2.592 km vor dem Verfahren, 560 km im Raumordnungsverfahren bzw. in der Bundesfachplanung, 1.936 km in der Planfeststellung, 1.348 km im Bau und 1.777 km sind bereits fertiggestellt. 22 Vorhaben sind bereits komplett fertiggestellt (12 Vorhaben aus dem EnLAG und 10 Vorhaben aus dem BBPIG).

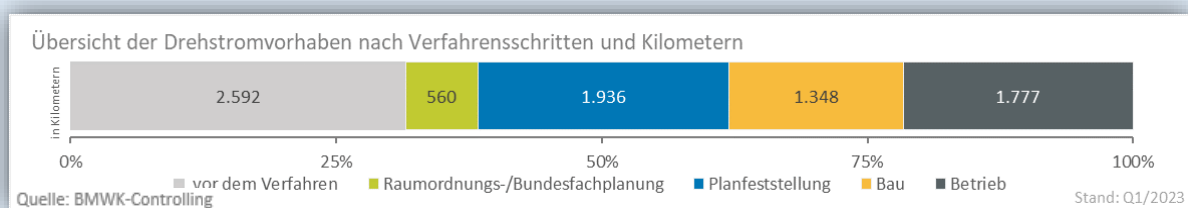


Abbildung 10: Verteilung der Kilometer aller Drehstromvorhaben nach Verfahrensschritten

Abbildung 11 zeigt die Aufteilung der Vorhaben in Zuständigkeit der Bundesländer mit ihrem aktuellen Stand. Kumuliert liegt die Zuständigkeit der meisten Trassenkilometer bei den Bundesländern (5.640 km). Darunter haben die Länder Niedersachsen (1.563 km), Nordrhein-Westfalen (806 km), Bayern (731 km) und Schleswig-Holstein (459 km) die höchste Anzahl an Trassenkilometern zu verantworten. In Schleswig-Holstein sind bereits die meisten Trassenkilometer fertiggestellt (324 km), gefolgt von NRW (269 km), Niedersachsen (217 km) und Bayern (214 km). In der Zuständigkeit der BNetzA liegen 2.639 km.

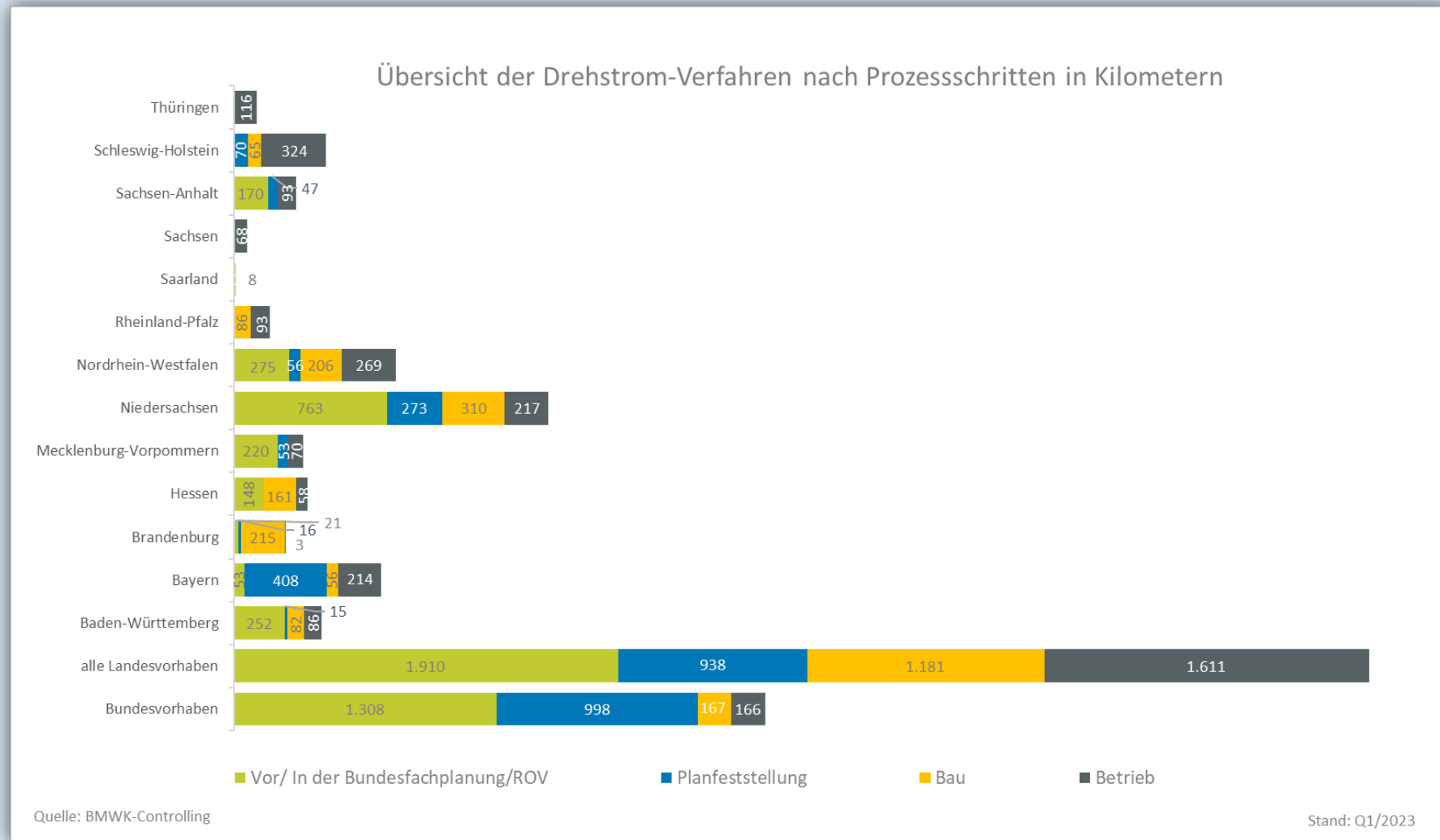


Abbildung 11: Übersicht der Drehstromvorhaben nach Prozessschritten und Zuständigkeit

4.2 Verlauf und Vergleich

Abbildung 12 verdeutlicht den bisherigen Fortschritt der Drehstromvorhaben (seit 2015) sowie eine Prognose auf Basis von Meldungen der Genehmigungsbehörden abgestimmt mit den ÜNB (bis 2030). Im Vergleich zu Abbildung 3 und Abbildung 8 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.

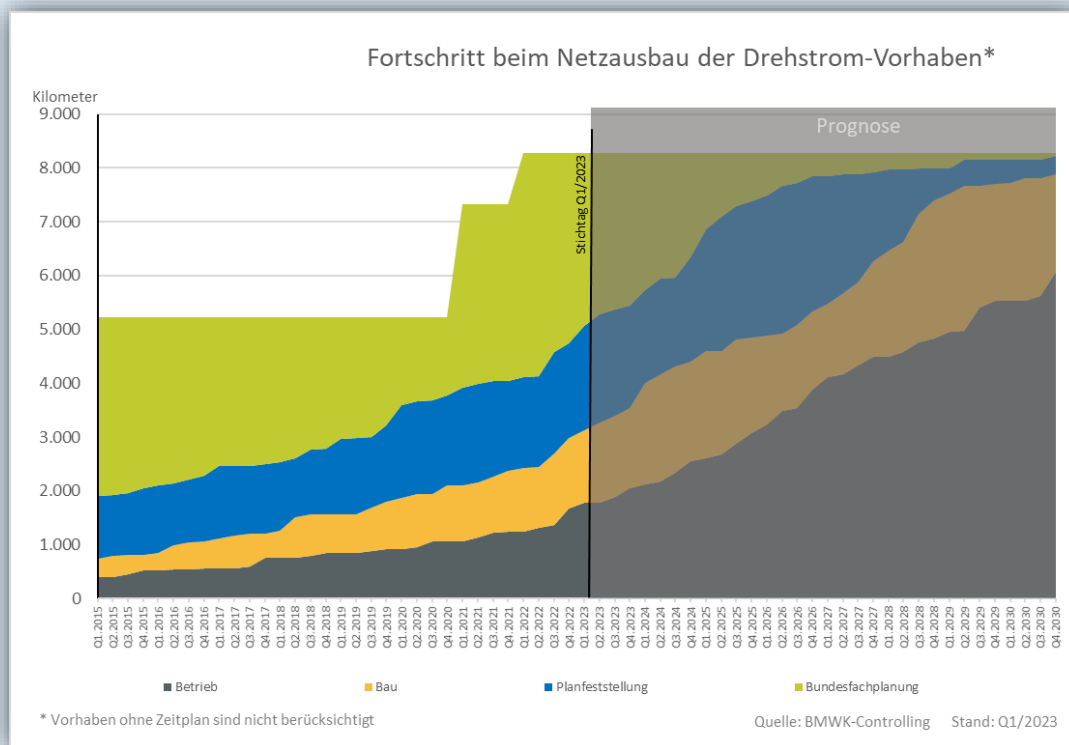


Abbildung 12: Fortschritt beim Netzausbau (Drehstromvorhaben)

Abbildung 13 illustriert den durchschnittlichen Verfahrensverlauf der laufenden Drehstromvorhaben. Dabei wird unterschieden zwischen bereits fertiggestellten und noch nicht abgeschlossenen Vorhaben aus dem EnLAG sowie dem BBPIG 2013 und 2015. Unterschieden wird zudem nach Bundes- und Landesvorhaben.⁸ Der Verfahrensverlauf wird im Vergleich zu dem der HGÜs weniger detailliert dargestellt, da für die bereits seit einigen Jahren abgeschlossenen Vorhaben aus dem EnLAG nicht alle Meilensteinzwischenritte vorliegen (diese werden erst seit 2019 im Zuge des BMWK-Controlling erhoben) und da aufgrund der z.T. vereinfachten Verfahrensschritte bei Um- oder Zubeseilungen einzelne Prozessschritte entfallen. Ebenfalls dargestellt wird die Verfahrensdauer für Vorhaben, bei denen der erste Genehmigungsschritt (das Raumordnungsverfahren bzw. die Bundesfachplanung) entfällt. Die letzte Zeile illustriert einen idealtypischen Verlauf der Planungs- und Genehmigungsverfahren nach dem NABEG nach heutigen Rahmenbedingungen und ohne

⁸ Da bisher erst ein Vorhaben in Bundeszuständigkeit komplett in Betrieb genommen wurde, wird auf die Darstellung der abgeschlossenen Bundesvorhaben verzichtet.

Verzögerungen. Die vergleichsweise lange Verfahrensdauer der aktuellen Vorhaben (ohne BBPIG 2021 und 2022) mit 14-15 Jahren ist auf die Vielfältigkeit der Vorhaben und die damit verbundenen Herausforderungen zurückzuführen. Beispielhaft sei hier die Uckermarkleitung (EnLAG 3) oder auch das Vorhaben EnLAG 2 (Ganderkesee – Wehrendorf) mit überproportional langen Genehmigungsphasen genannt. Die lange Planungsdauer bis zum Start des ersten Genehmigungsverfahrensschrittes ist auch darauf zurückzuführen, dass für die Vorhaben bei gleichzeitiger Aufnahme in den Bundesbedarfsplan unterschiedliche Inbetriebnahmedaten anvisiert werden. Somit wird nicht bei allen Vorhaben direkt mit der Planung begonnen.

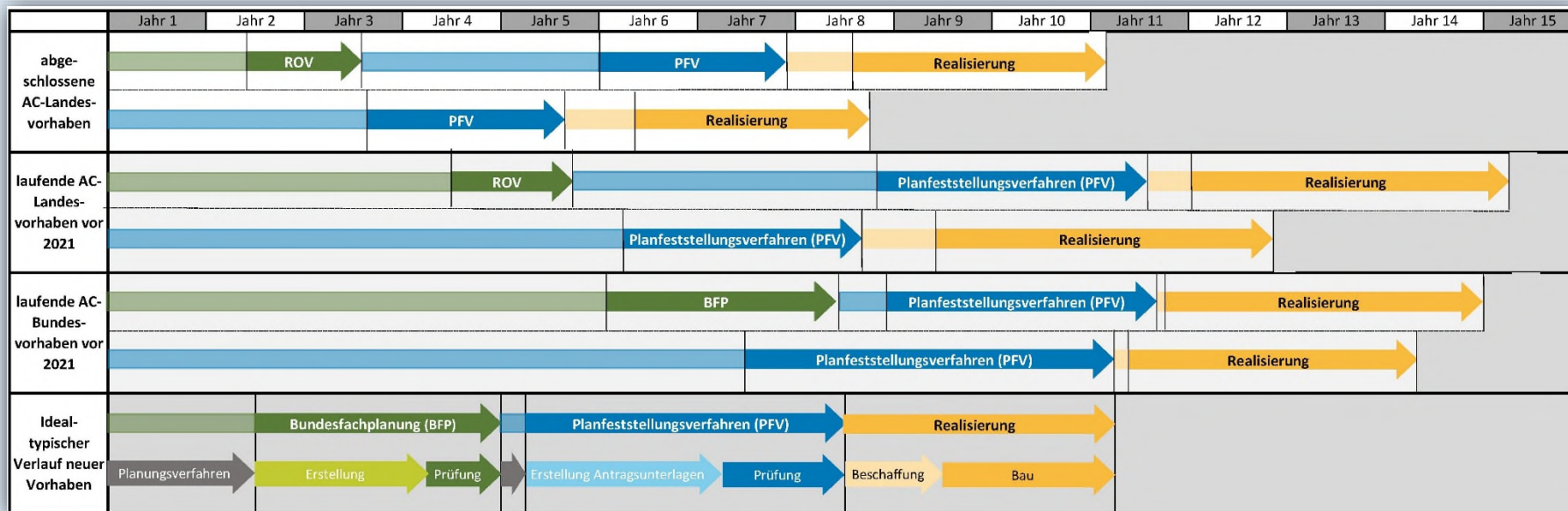


Abbildung 13: Verlauf der Drehstromvorhaben

4.3 Ausblick

Abbildung 14 zeigt eine Auswahl an Meilensteinen bei den aktuellen Drehstromvorhaben, welche in 2023 erreicht werden sollen. Dazu gehören bspw. der Erlass des Planfeststellungsbeschlusses in Abschnitt 2S des Ostbayernrings in Q2/23 oder der Baustart in Abschnitt A2 der Ostküstenleitung in Q2/24.

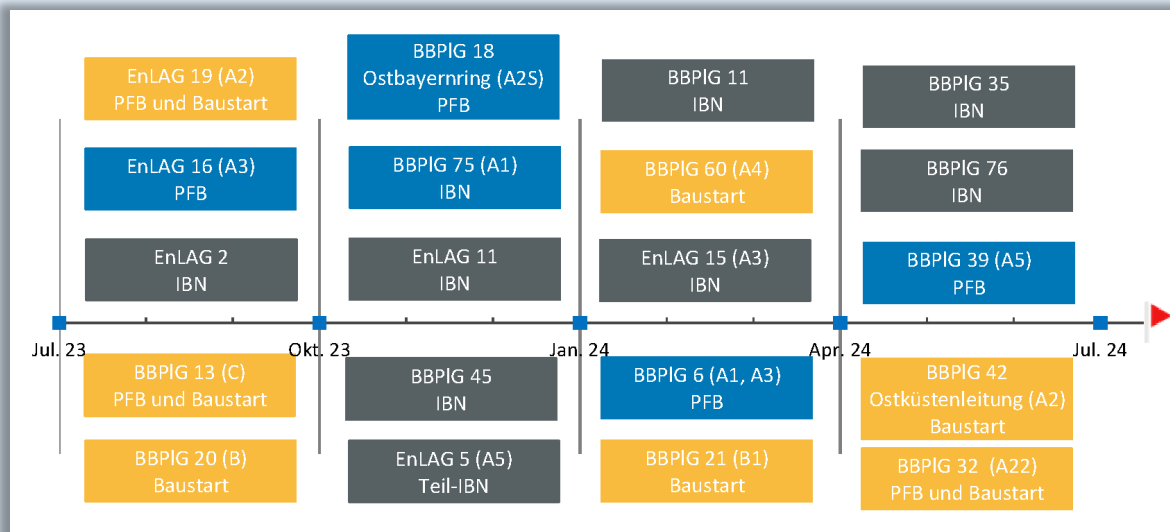


Abbildung 14: Ausgewählte Meilensteine Drehstromvorhaben 2023 und 2024

5 Offshore-Vorhaben

Anbindungsleitungen von der Nord- und Ostsee bis mehr oder weniger tief ins Binnenland verbinden die Offshore-Windparks an bestimmten Netzverknüpfungspunkten (NVP) mit dem Übertragungsnetz auf dem Festland. Der Bedarf an Offshore-Anbindungsleitungen wird im Netzentwicklungsplan 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 i.d.R. aus verschiedenen Abschnittskomponenten: Konverter- bzw. Umspannplattform AWZ, Seekabel AWZ, Kabel Küstenmeer und landseitig, Konverter landseitig.

5.1 Aktueller Stand

In der Nordsee sind bisher 12 Anbindungsleitungen (1.654 km) mit einer Übertragungsleistung von insgesamt rund 7,1 GW fertiggestellt. Drei weitere mit einer Übertragungsleistung von 2,7 GW und Gesamtlänge von 425 km sind derzeit in der Bauvorbereitung mit geplanter Inbetriebnahme 2023 und

2025. Darüber hinaus befinden sich 12 weitere Leitungen vor oder im Genehmigungsverfahren (ca. 3.357 km). Geplante Inbetriebnahme liegt hier je nach Leitung zwischen 2025 und 2031. Die Netzanbindung in der Nordsee erfolgt mit Gleichstromkabeln.

In der Ostsee sind bisher fünf Anbindungsleitungen (504 km) mit einer Übertragungsleistung von insgesamt rund 1,1 GW fertiggestellt. Geplant sind darüber hinaus sechs weitere Systeme, drei mit geplanter Inbetriebnahme 2023 (Gesamtlänge ca. 256 km, Übertragungsleistung insgesamt 750 MW). Drei weitere Leitungen befinden sich vor oder im Genehmigungsverfahren, mit geplanten Inbetriebnahmen zwischen 2026 und 2030 (Gesamtlänge ca. 223 km).⁹ Die Netzanbindung in der Ostsee erfolgt mit Wechselstromkabeln mit Ausnahme des Anbindungssystems OST-2-4, welches in Gleichstromtechnik ausgeführt wird.

Netzverknüpfungspunkte für Offshore-Anbindungsleitungen finden sich mittlerweile nicht mehr nur in Küstennähe. Bei der Suche nach geeigneten Netzverknüpfungspunkten müssen die Länge der Anbindungsleitung sowie die resultierende Überlastung 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 Offshore-Vorhaben nach Prozessschritten und Kilometern. Dabei werden nur die Leitungsabschnitte, nicht die Konverter und Plattformen betrachtet. Etwa 60 Prozent der noch zu genehmigenden Leitungen befindet sich aktuell noch vor dem Genehmigungsverfahren, 40 Prozent im Verfahren. 588 km befinden sich aktuell im Bau und 2.251 km sind bereits fertiggestellt.

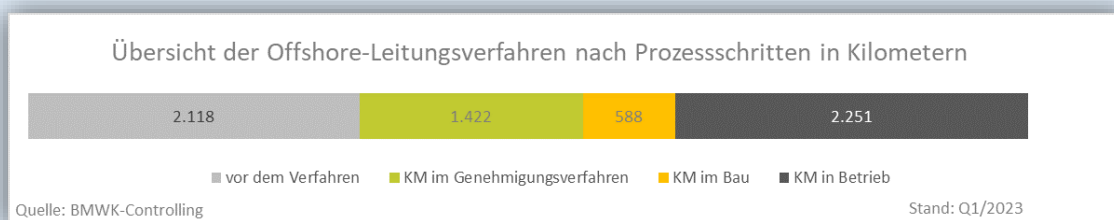


Abbildung 15: Verteilung der Kilometer aller Offshore-Vorhaben nach Verfahrensschritten

5.2 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

⁹ Die Testfeldanbindung OST-T-1 (Länge ca. 40 km) wurde bisher nur vorbehaltlich bestätigt und ist daher in Abbildung 15 und 16 nicht berücksichtigt.

sind. Bis 2045 werden weitere Anbindungsleitungen nötig sein. Es werden darüber hinaus nur Leitungskilometer, nicht die zugehörigen Konverter und Plattformen betrachtet.

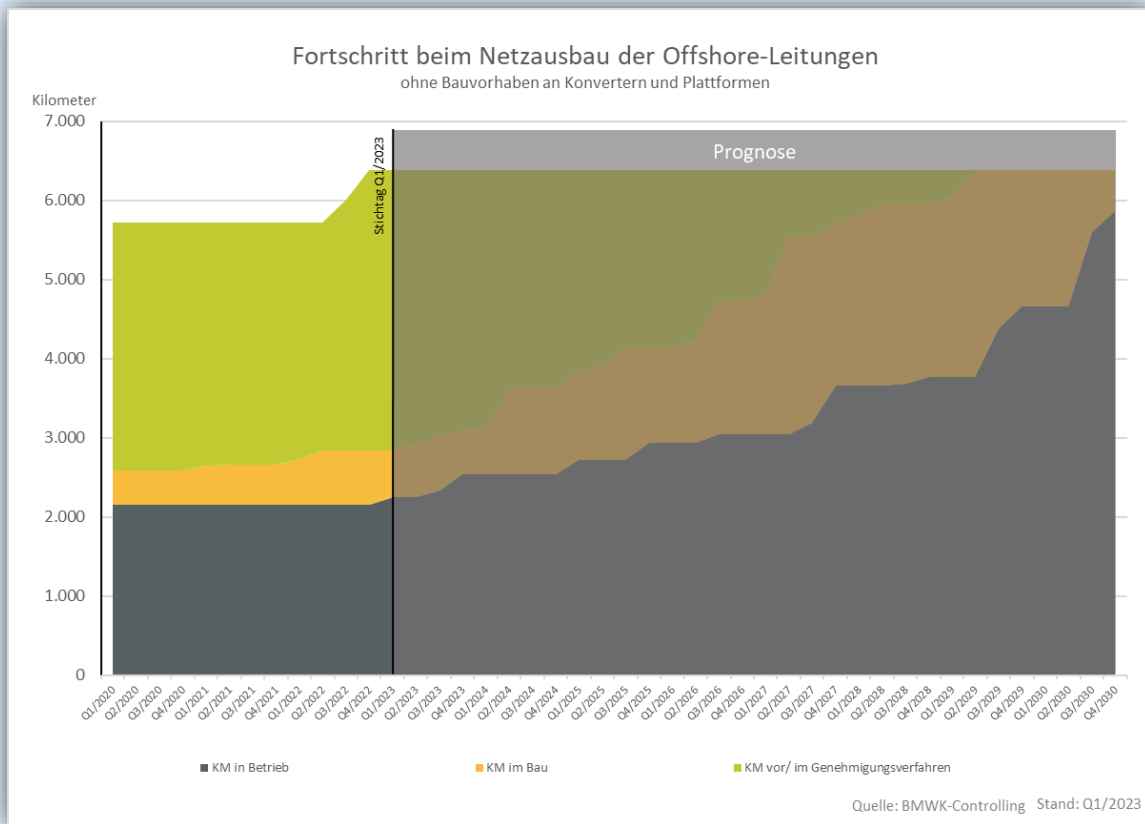


Abbildung 16: Fortschritt beim Netzausbau (Offshore-Vorhaben)

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.

Im 2. Entwurfs des NEP 2023-2037/2045 gehen die ÜNB von einem Zeitbedarf ab Projektstart von ca. 114 Monaten (9-10 Jahre) für eine AC Leitung und 132-144 Monaten (11-12 Jahre) für eine DC-Leitung aus. Abbildung 17 illustriert diesen Verlauf grafisch.

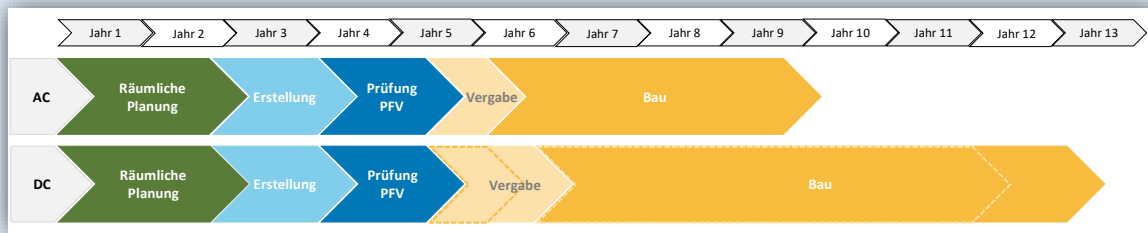


Abbildung 17: Verlauf Offshore-Vorhaben laut ÜNB-Angaben

5.3 Ausblick

In der Nordsee kommen bis 2035 sechs weitere Anbindungen mit einer Übertragungskapazität von je 2 GW hinzu. Bis 2040 sind es weitere vier Anbindungssysteme zu je 2 GW Kapazität.

Die bestätigte Anbindungsleitung NOR-11-1 (LanWin3, 2 GW, 525kV) mit NVP Heide/West liegt in der Vorhabenträgerschaft von 50 Hertz. Damit gibt es neben Amprion und TenneT erstmals einen dritten ÜNB, welcher in der Nordsee aktiv ist. In der Ostsee ist eine weitere Leitung mit Inbetriebnahme 2026 und einer Kapazität von 300 MW vorgesehen (OST-1-4) und eine DC-Anbindung mit Inbetriebnahme 2030 und einer Kapazität von 2 GW (OST-2-4). Beide wurden bereits im NEP 2019-2030 vorbehaltlich bestätigt. Die im NEP 2021-2035 bestätigten Anbindungssysteme spiegeln jedoch nicht mehr die im Rahmen des novellierten Windenergie-auf-See-Gesetzes erhöhten Ausbauziele (30 GW bis 2030, 40 GW bis 2035 und 70 GW bis 2045) wieder. Der 2. Entwurf des NEP 2023-2037/2045 ermittelt einen weiteren Bedarf von 20 neuen Anbindungssystemen mit einer Trassenlänge von ca. 8.455 km.

Am 20.01.2023 hat das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie den neuen Flächenentwicklungsplan veröffentlicht. Dieser setzt das am 10.01.2023 in Kraft getretene WindSeeG unmittelbar um und trifft verbindliche Festlegungen für das 30 GW-Ziel bis 2030. Unter anderem trifft der Plan räumliche Festlegungen für die Windparks und Netzanbindungen, legt die Zeitpunkte von Ausschreibungen und Inbetriebnahme fest und setzt transparente Vorgaben und technische Standards für die Genehmigungsverfahren. Eine Übersicht zu den im FEP festgelegten Netzanbindungssystemen findet sich in Abbildung 18 und Abbildung 19.

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. Die Zeitpläne sind zugleich ambitioniert und realistisch.

¹⁰ https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/neue-offshore-realisierungsvereinbarung-30-gw-bis-2030pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=4

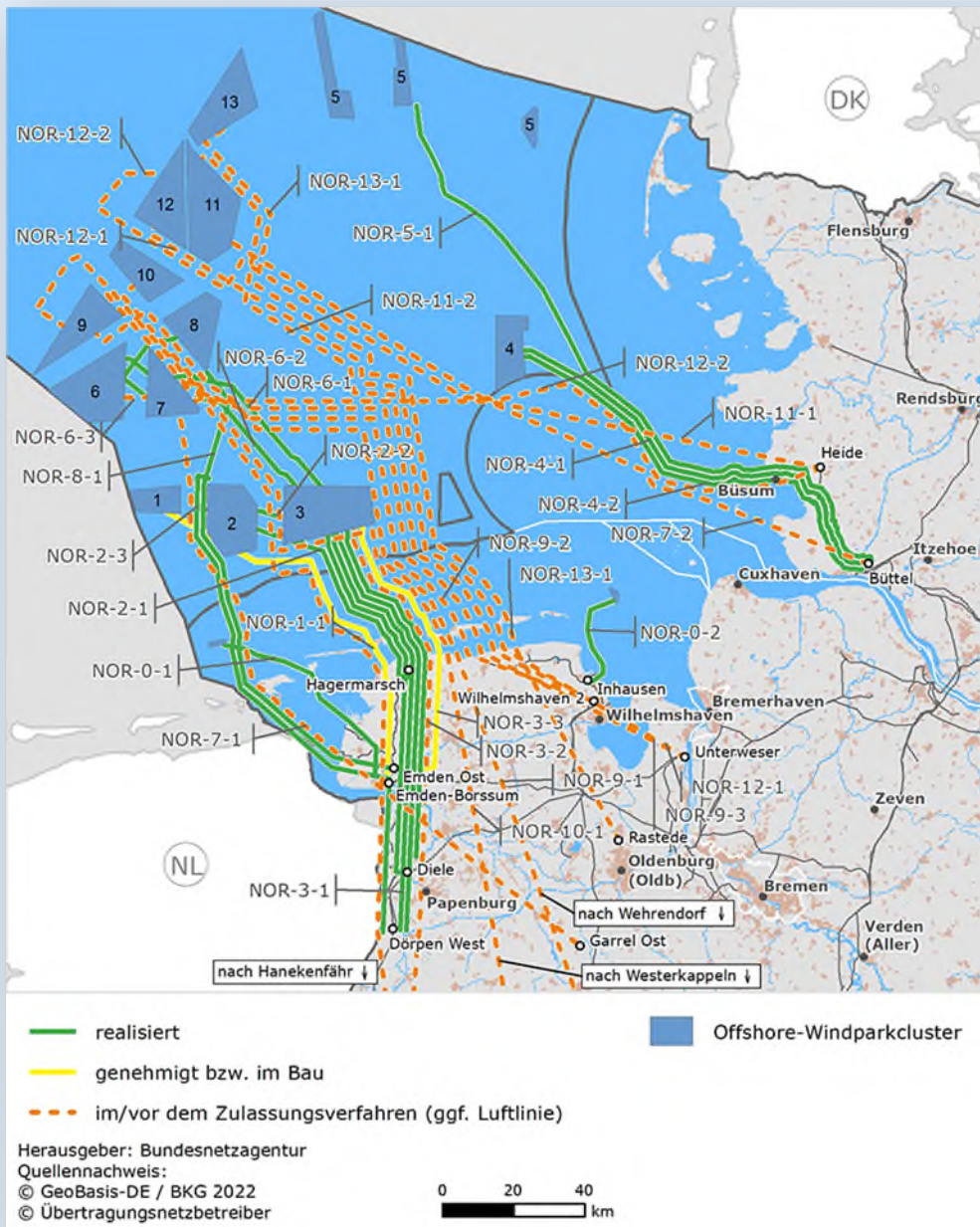


Abbildung 18: Übersichtskarte der Offshore-Vorhaben in der Nordsee (Quelle: BNetzA)

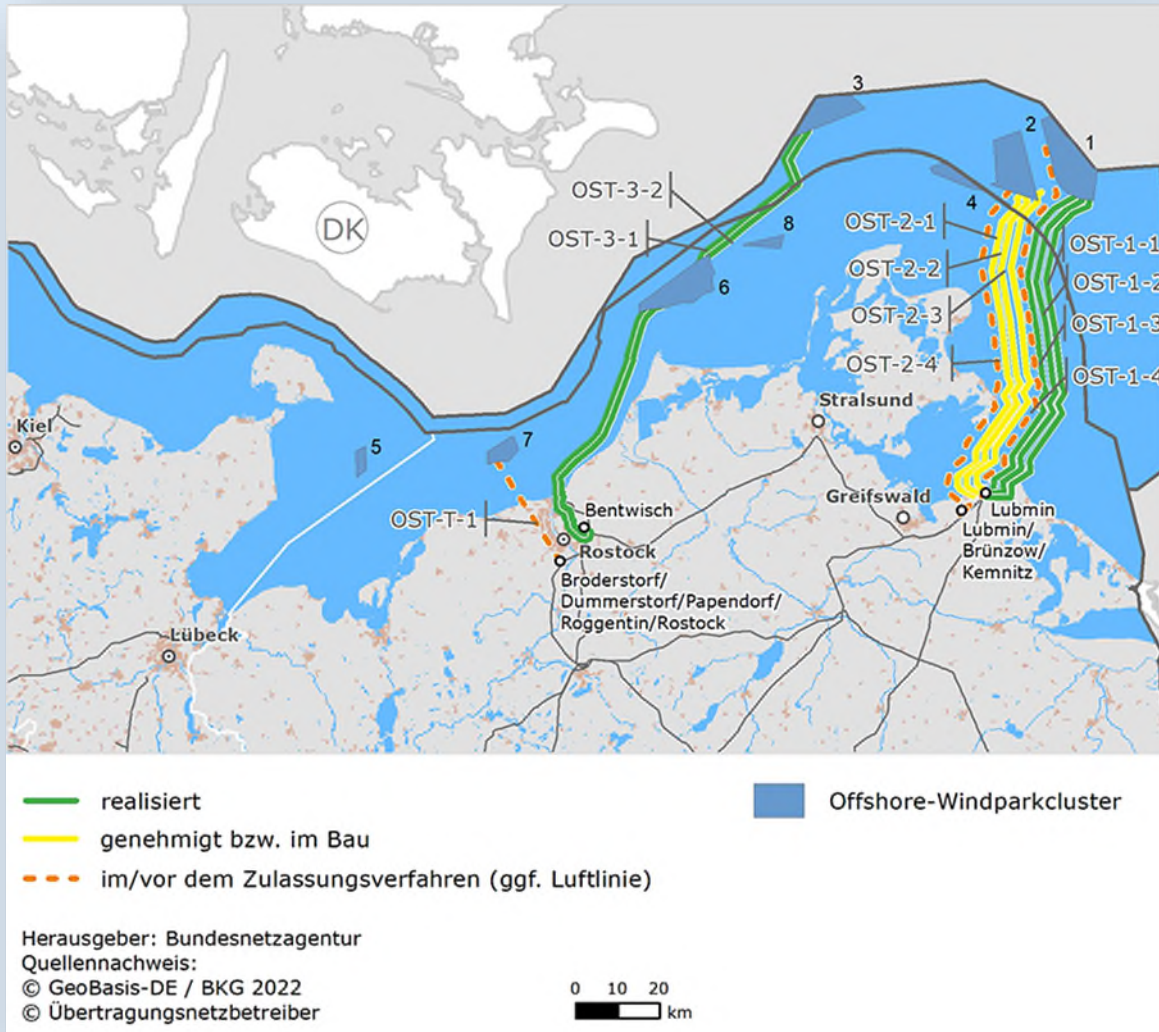


Abbildung 19: Übersichtskarte der Offshore-Vorhaben in der Ostsee (Quelle: BNetzA)

Bei den aktuell laufenden Offshore-Vorhaben werden 2023 folgende Inbetriebnahmen erwartet:

- Q2/2023: Anbindungsleitung OST-2-1 (Ostwind 2), welche den Windpark Arcadis Ost 1 mit dem NVP Lubmin über ein 250 MW AC-Seekabel (220 kV) verbindet.
- Q3/2023: Anbindungsleitung OST-2-2 (Ostwind 2), welche den Windpark Baltic Eagle mit dem NVP Lubmin über ein 250 MW AC-Seekabel (220 kV) verbindet.
- Q4/2023: Anbindungsleitung OST-2-3 (Ostwind 2), welche den Windpark Baltic Eagle mit dem NVP Lubmin über ein 250 MW AC-Seekabel (220 kV) verbindet.
- Q4/2023: Anbindungsleitung NOR-3-3 (DoIWin6), welche den Windpark Gode Wind 3 (N-3) mit dem NVP Emden Ost über ein 900 MW DC-Seekabel (320 kV) verbindet.

In Q2/23 haben die Bauarbeiten für NOR-1-1 des AWZ-Kabels und des Konverters begonnen. Ebenso soll in Q3/23 bei der Anbindungsleitung NOR-7-2 (BorWin6) die Verlegung des 980 MW-DC-Kabels im Küstenmeer beginnen.