



Bundesnetzagentur

NETZAUSBAU

Bedarfsermittlung 2021-2035

Zusammenfassung zum Start der Konsultation



AUGUST 2021



Bedarfsermittlung 2021-2035

Zusammenfassung zum Start der Konsultation

Inhalt

Einleitung	7
Gesamtverfahren	8
1. Szenariorahmen	8
2. Netzentwicklungsplan	8
3. Bundesbedarfsplan	8
4. Bundesfachplanung	9
5. Planfeststellung	9
A Zum Netzentwicklungsplan Strom 2021-2035	10
1. Methodik	10
1.1 Szenariorahmen	10
1.2 Regionalisierung	12
1.3 Marktmodellierung	12
1.4 Netzplanung	12
2. Prüfung	13
2.1 Wirksamkeit	13
2.2 Erforderlichkeit	13
3. Vorläufige Prüfungsergebnisse	14
B Prüfung Offshore-Anbindungssysteme	14
1. Methodik	14
2. Prüfung	14
2.1 Berücksichtigung des Szenariorahmens	14
2.2 Berücksichtigung der Bundesfachpläne Offshore	14
2.3 Ausbaubedarf	15
2.4 Realisierungsreihenfolge und Zeitpunkt der Fertigstellung der Anbindungssysteme	15
2.5 Testfeldanbindung	15
2.6 Netzverknüpfungspunkte	16
2.6.1 Konsistenz landseitiger Ausbau	16
3. Vorläufige Prüfungsergebnisse	16

C Umweltbericht	
Zusammenfassung	26
Was umfasst die Strategische Umweltprüfung?	26
Wie läuft das Verfahren der Bedarfsermittlung ab?	26
Was ist die Aufgabe der Strategischen Umweltprüfung?	26
Werden Alternativen geprüft?	26
Was ist der Umweltbericht?	26
Wie ist der Stand des laufenden Verfahrens der Bedarfsermittlung?	27
Was hat die Bundesnetzagentur für den Umweltbericht genau geprüft?	27
Wie ist die Bundesnetzagentur bei der Umweltprüfung vorgegangen?	28
Schritt 1: Wirkfaktoren und Umweltziele ermitteln	28
Schritt 2: Auswahl der Flächenkategorien und Ermittlung ihrer potenziellen Konflikte	29
Schritt 3: Bewertung der potenziellen Konflikte	29
Schritt 4: Ableitung des Konfliktrisikos für die Flächenkategorien	30
Schritt 5: Bildung von Untersuchungsräumen für die Maßnahmen	30
Schritt 6: Maßnahmenbetrachtung	31
Schritt 7: Gesamtplanbetrachtung	32
Schritt 8: Vergleich von Alternativen	33
Berücksichtigung der Schutzgüter Fläche und Wechselwirkung	33
Schutzgut Fläche	33
Schutzgut Wechselwirkung	34
Welche erheblichen Umweltauswirkungen sind voraussichtlich zu erwarten?	34
Gesamtplanauswirkungen	34
Kumulative Auswirkungen	38
Verbindung mit anderen Prüfungen	38
Vergleich alternativer Maßnahmen	38
Alternative Gesamtpläne	42



Einleitung

Das Stromübertragungsnetz muss regelmäßig an den technischen Wandel angepasst werden. Auch die Anforderungen, die an das Stromnetz gestellt werden, verändern sich ständig. Der Strombedarf steigt, gleichzeitig ändert sich die Erzeugung. Kleinere Ergänzungen reichen daher nicht mehr aus. Das liegt vor allem an drei Zielen, die Deutschland sich gesetzt hat: den Umstieg auf erneuerbare Energien, eine weiterhin hohe Versorgungssicherheit und den Stromhandel innerhalb Europas.

Das Ziel der Bundesnetzagentur ist es, dass nicht mehr, aber auch nicht weniger neue Leitungen entstehen als nötig. Dafür sind möglichst genaue Voraussagen des energiewirtschaftlichen Bedarfs notwendig.

Welchen Bedarf es für den Ausbau des Stromnetzes gibt, wird regelmäßig neu ermittelt. Die Ermittlung startet mit einem Szenariorahmen. Der skizziert die wahrscheinlichen Entwicklungen der deutschen Energielandschaft in den kommenden Jahren.

Damit bildet er die Grundlage für den folgenden Netzentwicklungsplan. Darin listen die Übertragungsnetzbetreiber konkrete Ausbaumaßnahmen auf. Ist der Netzentwicklungsplan bestätigt, steht fest, welche Ausbaumaßnahmen notwendig sind.

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben nun erneut die Bedarfsermittlung für den Netzausbau ermittelt. Dabei haben sie das Zieljahr 2035 betrachtet.

Sie haben in ihrem Netzentwicklungsplan ermittelt, welche Ausbaumaßnahmen für das Übertragungsnetz und welche Anbindungsleitungen für Offshore-Windparks aus ihrer Sicht bis 2035 notwendig werden.

Auf Grundlage des aktuellen Netzentwicklungsplans führt die Bundesnetzagentur eine Strategische Umweltprüfung (SUP) durch. Die dient der Vorbereitung des Bundesbedarfsplans, der im nächsten Schritt die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Ausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan feststellt.

Die SUP beginnt mit der Festlegung des Untersuchungsrahmens. Der gibt unter anderem die Methode und die Detailschärfe der Prüfung vor. Die Bundesnetzagentur hat den Untersuchungsrahmen im Mai 2021 festgelegt.

Zuvor hatte sie unter anderem Behörden beteiligt, deren umwelt- und gesundheitsbezogener Aufgabenbereich durch den Plan berührt wird.

Auf dieser Basis hat die Bundesnetzagentur einen Umweltbericht entworfen. Der steht mit dem Netzentwicklungsplan zur Konsultation. Vom 9. August bis zum 20. Oktober 2021 können sich alle Interessierten dazu äußern.

Bei Informationstagen erläutert die Bundesnetzagentur die ausgelegten Dokumente, ihre Arbeitsweise und die bisherigen Prüfungsergebnisse. Dazu finden zwei Veranstaltungen vor Ort statt, in Lübeck und Münster. Zwei Online-Veranstaltungen ergänzen das Informationsangebot.

Der erste Entwurf des Netzentwicklungsplans 2021-2035 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern am 29. Januar 2021 veröffentlicht und zur Konsultation gestellt. Den anschließend von ihnen überarbeiteten zweiten Entwurf hat die Bundesnetzagentur am 26. April 2021 erhalten und prüft ihn seitdem.

Alle Beteiligten sind aufgerufen, ihre Einschätzungen, Ideen und Hinweise einzubringen. Dazu werden der Entwurf des Umweltberichts, der zweite Entwurf des Netzentwicklungsplans 2021-2035 sowie die vorläufigen Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur zum zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans vom 9. August bis zum 20. September 2021 am Sitz der Bundesnetzagentur (Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) ausgelegt und im Internet veröffentlicht unter: www.netzausbau.de/nep. Stellungnahmen können bis zum 20. Oktober 2021 eingereicht werden.

Mit Start der Konsultation sind die Prüfungen und die Meinungsbildung der Bundesnetzagentur keineswegs abgeschlossen. Die Bundesnetzagentur ist offen für Hinweise, neue Argumente und andere Lösungen. Ihre eigenen Berechnungen und Begleituntersuchungen setzt sie während der Konsultation fort.

Im Anschluss an die Konsultation wertet die Bundesnetzagentur die eingegangenen Stellungnahmen aus und berücksichtigt sie in ihrer Bestätigung des Netzentwicklungsplans und bei der Überarbeitung ihres Umweltberichts.

Gesamtverfahren

Abbildung 1: Fünf Schritte zum Netzausbau (Quelle: Bundesnetzagentur)



Um den bundesweit erforderlichen Netzausbau voranzutreiben, wird in einem transparenten Verfahren regelmäßig mit fünf aufeinander aufbauenden Schritten und unter breiter Beteiligung der Öffentlichkeit der bundesweite Ausbaubedarf für die Höchstspannungsnetze geprüft und festgelegt. Ziel ist es, das Stromnetz möglichst effektiv für den Umstieg auf erneuerbare Energien zu rüsten und dabei die erforderlichen Entscheidungen gemeinsam mit der Gesellschaft zu treffen.

1. Szenariorahmen

Wie viel Strom werden wir in zehn bis fünfzehn Jahren verbrauchen? Welche Rolle spielen künftig Kohlekraftwerke und Windenergieanlagen? Mögliche Antworten liefert der Szenariorahmen. Er beschreibt die wahrscheinlichen Entwicklungen der deutschen Energielandschaft in den kommenden Jahren. Die Übertragungsnetzbetreiber entwerfen den Szenariorahmen, die Bundesnetzagentur genehmigt ihn.

2. Netzentwicklungspläne

Die Übertragungsnetzbetreiber berechnen den Ausbaubedarf für die kommenden zehn bis 15 Jahre. Als Grundlage dafür dient ihnen der Szenariorahmen, den sie zuvor erstellt haben. Das Ergebnis ihrer Berechnungen ist der Netzentwicklungsplan.

Die Bundesnetzagentur bestätigt den Netzentwicklungsplan. Das muss nicht im Ganzen passieren. Ausbaumaßnahmen, die sie nicht für notwendig hält, bestätigt sie nicht. Darüber hinaus hält die Bundesnetzagentur mögliche Umweltbelastungen in einem Umweltbericht fest. Bürger, Verbände und Behörden können sich beim Netzentwicklungsplan und der Umweltprüfung einbringen.

3. Bundesbedarfsplan

Der Gesetzgeber hält im Bundesbedarfsplangesetz verbindlich fest, welche Ausbaumaßnahmen notwendig sind. Netzentwicklungsplan und Umweltbericht bilden zusammen den Entwurf eines Bundesbedarfsplans. Die Bundesnetzagentur legt der Bundesregierung regelmäßig einen solchen Entwurf vor. Der Bundesbedarfsplan listet die benötigten Leitungsvorhaben auf. Bei Neubauprojekten gibt er dabei jeweils Start- und Endpunkte an. Er enthält aber keine konkreten Trassenverläufe. Die Bundesregierung startet daraufhin den Gesetzgebungsprozess.

Der Bundestag beschließt den Bundesbedarfsplan im Bundesbedarfsplangesetz. Dabei bindet er den Bundesrat ein. Der kann Einspruch einlegen. Am Ende des Prozesses ist die Notwendigkeit aller Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplan gesetzlich festgestellt.

Diese Vorhaben zu realisieren, ist im überragenden öffentlichen Interesse. Außerdem ist es für die öffentliche Sicherheit erforderlich. Die gesetzliche Festlegung soll die nachfolgenden Verwaltungsverfahren beschleunigen. Schließlich müssen diese Voraussetzungen nun nicht mehr geprüft werden. Eine ähnliche Funktion hatte bereits das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) von 2009 für die darin genannten Vorhaben.

Am Ende der Bedarfsermittlung steht fest, von wo nach wo eine neue Stromleitung führen soll. Wie die Leitung zwischen diesen Punkten verläuft, wird in zwei aufeinanderfolgenden Verfahrensschritten festgelegt: der Bundesfachplanung und der Planfeststellung.

4. Bundesfachplanung

Der oder die zuständigen Übertragungsnetzbetreiber schlagen in der Bundesfachplanung einen Korridor vor, durch den die neue Höchstspannungsleitung führen soll. Die Entscheidung über diesen Korridor trifft die Bundesnetzagentur. Zuvor untersucht sie den Verlauf des Korridors. Wenn die geplante Leitung keine Staats- oder Ländergrenzen überquert, ist statt der Bundesnetzagentur eine Landesbehörde zuständig. In diesem Fall wird keine Bundesfachplanung, sondern ein Raumordnungsverfahren durchgeführt.

5. Planfeststellung

Der in der Bundesfachplanung ermittelte Korridor bildet die Grundlage für das Planfeststellungsverfahren. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen dabei zunächst mehrere alternative Leitungsverläufe betrachten. Ihre Vorschläge werden öffentlich diskutiert und auf ihre Umweltverträglichkeit geprüft. Am Ende steht ein Planfeststellungsbeschluss mit dem Trassenverlauf, der die geringsten Belastungen für Mensch und Umwelt verspricht.



Netzentwicklungsplan

Einleitung

Am 24. Juni 2021 hat der Bundestag eine Novellierung des Bundes-Klimaschutzgesetzes (KSG) verabschiedet. Die darin enthaltene Verschärfung des Emissionsminderungspfades hat Einfluss auf den gesamten weiteren Verlauf der Energiewende. Hierdurch werden sich auch die Rahmenbedingungen der zukünftigen Netzentwicklungsplanung ändern. Die Bundesnetzagentur wird diese im kommenden Netzentwicklungsprozess umfassend und vollständig berücksichtigen. In dem jetzt laufenden Prozess wird sich die Bestätigung des Netzausbaubedarfs an den hinsichtlich des Ausbaus der Erneuerbaren ambitionierten Szenarien orientieren, um den neuen Klimaschutzziele Rechnung zu tragen. Dies gilt insbesondere auch für das Ziel von 40 GW Wind auf See bis zum Jahr 2040.

Wenngleich die Erzeugung von Strom dezentraler und der Verbrauch flexibler wird, findet der Ausgleich von Angebot und Nachfrage zwar auch regional, aber auch deutschlandweit und grenzüberschreitend statt.

Verfügbare und wettbewerbsfähige Speichertechnologien werden in der Netzentwicklungsplanung in einem nach den energiewirtschaftlichen und ordnungsrechtlichen Rahmenbedingungen realistischen Umfang berücksichtigt.

Durch eine netzorientierte Flexibilisierung von Lasten können Netze effizienter ausgelastet werden. Im Netzentwicklungsplan 2021-2035 wird das Abrufen steuerbarer Lasten im Bereich von Industrie und Gewerbe in einem angemessenen Umfang angenommen.

Die Kopplung des Stromsektors mit dem Verkehrs- und dem Wärmesektor ist über die Einbeziehung von Elektromobilität und Wärmepumpen bei der Netzplanung berücksichtigt. Es wäre jedoch falsch, die Sektorenkopplung dabei nur auf „netzentlastende“ Auswirkungen zu reduzieren. Denn unter dem Strich läuft ein vermehrter Einsatz elektrischer Energie im Verkehrs- und im Wärmebereich auch auf einen höheren Verbrauch an Strom hinaus. Die in diesen beiden Sektoren bisher eingesetzten fossilen Energieträger (Benzin, Diesel, Öl, Erdgas, Kohle) müssen unter anderem durch CO₂-freien Strom ersetzt werden, um die Dekarbonisierung in diesen Sektoren zu ermöglichen.

A Zum Netzentwicklungsplan Strom 2021-2035

1. Methodik

Mit dem Netzentwicklungsplan wird ermittelt, welcher Netzausbaubedarf in den kommenden Jahrzehnten notwendig sein wird. Die Bestimmung des erforderlichen Netzausbaus im Übertragungsnetz richtet sich nach der zu erwartenden Netzbelastung. Netzbereiche mit gleichbleibender oder geringerer Netzbelastung müssen nicht erweitert werden. Hier besteht kein Bedarf für eine Erhöhung der Transportfähigkeit. Netzbereiche mit einem hohen Transportbedarf, der die gegenwärtigen Transportkapazitäten überschreitet, müssen dagegen bedarfsgerecht erweitert oder ausgebaut werden. Maßgeblich für die Netzbelastung und damit für den Netzausbaubedarf sind die Einspeisungen und die Entnahmen aus dem Übertragungsnetz im Zieljahr 2035 wie auch 2040. Der Ausbaubedarf wird in einem mehrstufigen Entwicklungsprozess ermittelt, der sich in regelmäßigen Abständen wiederholt und der im Folgenden skizziert wird.

1.1 Szenariorahmen

Die Feststellung des notwendigen Netzausbaubedarfs beginnt mit der Erstellung des Szenariorahmens. Der Szenariorahmen beschreibt unterschiedliche Entwicklungspfade (Szenarien) der Stromerzeugungskapazitäten und des Stromverbrauchs in der Zukunft. Den für den Netzentwicklungsplan 2021-2035 maßgeblichen Szenariorahmen 2021-2035 hat die Bundesnetzagentur am 26. Juni 2020 genehmigt. Er enthält insgesamt vier Szenarien. Drei Szenarien beschreiben Entwicklungspfade bis zum Jahr 2035 und ein Szenario bis zum Jahr 2040.

Das Szenario A 2035 beschreibt eine stetige Transformation des Stromsektors, wobei die Sektorenkopplung und das stromnetzorientierte Einsatzverhalten eher eine untergeordnete Rolle spielt. Neue Stromanwendungen erfolgen größtenteils endkundenorientiert und unabhängig von der Situation am Strommarkt und der Netzauslastung. Der Kohleausstieg ist in diesem Szenario im Jahr 2035 noch nicht vollständig abgeschlossen, sodass noch rund 7,8 GW Braunkohlekraftwerke im Szenario enthalten sind.

Im Szenario B 2035 und C 2035 spielt die Sektorenkopplung sowie das stromnetzorientierte Einsatzverhalten eine zunehmende Rolle. In diesen beiden Szenarien ist bereits im Jahr 2035 der vollständige Ausstieg aus der Kohleverstromung vollständig abgeschlossen.

Tabelle 1: Dem Netzentwicklungsplan 2021-2035 sind folgende Szenarien der energiewirtschaftlichen Entwicklung zugrunde zu legen:

Installierte Leistung [GW]					
Energieträger	Referenz 2019	Szenario A 2035	Szenario B 2035	Szenario C 2035	Szenario B 2040
Kernenergie	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	20,9	7,8	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	22,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	30,0	38,1	42,4	46,7	42,4
Öl	4,4	1,3	1,3	1,3	1,1
Pumpspeicher	9,8	10,2	10,2	10,2	10,2
sonstige konv. Erzeugung	4,3	3,8	3,8	3,8	3,7
Summe konv. Erzeugung	100,1	61,2	57,7	62,0	57,4
Wind Onshore	53,3	81,5	86,8	90,9	88,8
Wind Offshore	7,5	28,0	30,0	34,0	40,0
Photovoltaik	49,0	110,2	117,8	120,1	125,8
Biomasse	8,3	6,8	7,5	8,7	8,2
Wasserkraft	4,8	5,6	5,6	5,6	5,6
sonstige reg. Erzeugung	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Summe reg. Erzeugung	124,2	233,4	249,0	260,6	269,7
Summe Erzeugung	224,3	294,6	306,7	322,6	327,1
Stromverbrauch [TWh]					
Nettostromverbrauch ¹⁾	524,3 ³⁾	603,4	621,5	651,5	653,2
Bruttostromverbrauch ²⁾	570,9 ³⁾	639,8	656,9	686,9	688,6
Treiber Sektorenkopplung					
Haushaltswärmepumpen [Anzahl in Mio.]	1,0	3,0	5,0	7,0	6,5
Elektromobilität [Anzahl in Mio.]	0,2	9,1	12,1	15,1	14,1
Power-to-Heat (Fernwärme/Industrie) [GW]	0,8 ³⁾	4,0	6,0	8,0	7,0
Power-to-Gas [GW]	< 0,1 ³⁾	3,5	5,5	8,5	10,5
Weitere Speicher und nachfrageseitige Flexibilitäten [GW]					
PV-Batteriespeicher	0,6	11,0	14,1	16,8	14,9
Großbatteriespeicher	0,4	3,6	3,8	3,8	3,8
DSM (Industrie und GHD)	1,5 ³⁾	4,0	5,0	8,0	7,0
Marktmodellierung					
CO ₂ -Vorgabe [Mio. t CO ₂]	---	120	120	120	60

¹⁾ Inklusive der Summe der Netzverluste in TWh im Verteilnetz.

²⁾ rein informatorisch: Der Bruttostromverbrauch ist
– anders als der Nettostromverbrauch
– nicht Bestandteil des unter Ziffer 1 genehmigten Stromverbrauchs.

³⁾ Referenz 2018

Das Szenario C 2035 ist weiterhin geprägt von einem im Vergleich zu den anderen 2035er-Szenarien ambitionierten Ausbauziel der Erneuerbaren auf einen Anteil am Bruttostromverbrauch von 74,1 Prozent. Dieser Anteil beträgt im Szenario B 2040 77,3 Prozent.

Durch die Novellierung des Bundes-Klimaschutzgesetzes (KSG) vom 24.06.2021 werden sich auch die Rahmenbedingungen der zukünftigen Netzentwicklungsplanung ändern. Die Bundesnetzagentur wird diese im kommenden Netzentwicklungsprozess, welcher bereits jetzt mit Erstellung des Entwurfs des Szenariorahmens durch die Übertragungsnetzbetreiber in diesem Sommer startet, umfassend und vollständig berücksichtigen. Mit Blick auf den laufenden Netzentwicklungsprozess ist es von großer Bedeutung, möglichst schnell den Netzausbaubedarf auf Basis der bisherigen Annahmen zu bestätigen, um keine weiteren Verzögerungen bei dem Netzausbau zu riskieren, der in Umsetzung des KSG ohnehin erforderlich ist. Hierbei wird bei der Bestätigung des Netzausbaubedarfs ein Schwerpunkt auf die hinsichtlich des Ausbaus der Erneuerbaren ambitionierten Szenarien C 2035 und B 2040 gelegt, um den neuen Klimaschutzziele Rechnung zu tragen. Dies gilt ebenso für das Ziel von 40 GW Wind auf See bis zum Jahr 2040. Eine weitere Verzögerung der Bestätigung des benötigten Netzausbaubedarfs wäre insoweit das falsche Signal.

Im kommenden Netzentwicklungsprozess kann dann möglicherweise zusätzlich entstehender Netzausbaubedarf in der gegebenen Sorgfalt und mit Hilfe von öffentlich konsultierten Annahmen untersucht werden.

1.2 Regionalisierung

Der Szenariorahmen legt bundesweit aggregierte und nach Energieträgern aufgegliederte Daten zur Erzeugungsleistung, zum Energieverbrauch und zur Jahreshöchstlast fest. Im Rahmen der Modellierung des zukünftigen Stromtransports ist eine regionale Auflösung erforderlich, um zu ermitteln, wo sich welche Belastungen in den Betriebsmitteln des Übertragungsnetzes im Jahre 2035 bzw. 2040 einstellen. Hier werden soweit vorhanden konkrete Standortdaten, insbesondere bei den kleineren und schnell zu errichtenden erneuerbaren Erzeugern, aber auch Prognoseverfahren genutzt, um eine Zuordnung zu den einzelnen Knoten zu ermöglichen.

1.3 Marktsimulation

Nach der erfolgten regionalen Zuordnung auf einzelne Netzknoten des Übertragungsnetzes wird im dritten Schritt die Einspeisung der Erzeuger in das

Stromnetz zur Deckung der künftigen Nachfrage ermittelt. Dieser Schritt ist erforderlich, um die Höhe des Transportbedarfs und die dadurch entstehenden Anforderungen an das in fünfzehn Jahren benötigte Netz abschätzen zu können. Bei der Marktsimulation ist als ein gewichtiger Faktor auch das Wetter zu berücksichtigen. Denn es wirkt sich sowohl auf die Produktion der erneuerbaren Energien aus Wind und Sonne, als auch auf die in bestimmten Situationen zu erwartende Nachfrage (z. B. lange Frostperioden) aus. Hierfür wird ein „historisches“ Wetterjahr (2012) zugrunde gelegt, also mit realen Erfahrungswerten gearbeitet. Das Ergebnis der Marktsimulation ist ein stunden- und netzknotenscharfes Modell, wo im Jahre 2035 bzw. 2040 wann wie viel Strom produziert und verbraucht beziehungsweise importiert oder exportiert wird. Damit sind die vom Netz zu bewältigenden Transportaufgaben beschrieben.

1.4 Netzplanung

Zur Planung des zukünftigen Netzes werden für alle 8.760 Stunden des Jahres Lastflussrechnungen durchgeführt mit den Einspeise- und Lastsituationen, die in der Marktsimulation ermittelt wurden. Aus diesen Berechnungen ergeben sich die Netzbelastungen beziehungsweise mit Hilfe von Ausfallsimulationen auch die Überlastungen des Netzes. Ausgangspunkt ist hierfür zunächst das Startnetz. Das besteht aus dem heute vorhandenen Übertragungsnetz. Es wird ergänzt durch Maßnahmen, die sich bereits in weit fortgeschrittenen Planungsstadien oder im Bau.

Auf Grundlage dieser Netzanalysen identifizieren die Übertragungsnetzbetreiber die Netzausbaumaßnahmen, die zur Wahrung der Netzsicherheit in den jeweiligen Szenarien notwendig sind. Dies geschieht grundsätzlich nach dem NOVA-Prinzip (Netz-Optimierung vor -Verstärkung vor -Ausbau). Das heißt, dass die Übertragungsnetzbetreiber zunächst Optimierungsmaßnahmen ergreifen, beispielsweise durch Schalthandlungen. Erst wenn das Optimierungspotenzial erschöpft ist, werden netzverstärkende Maßnahmen ergriffen, zum Beispiel der Austausch einer 220-kV-Beseilung gegen eine 380-kV-Beseilung. Wenn auch dieses Verstärkungspotenzial ausgeschöpft ist, sind Netzausbaumaßnahmen zulässig, also zum Beispiel der Neubau von Höchstspannungsleitungen. Technisch orientiert sich die Ausbauplanung an den Planungsgrundsätzen der Übertragungsnetzbetreiber. Diese verlangen unter anderem die Sicherstellung des uneingeschränkten Netzbetriebs auch bei Ausfall einzelner Betriebsmittel, auch (n-1)-Sicherheit genannt. Instrumente zur Flexibilität im Netzbetrieb wie Redispatch, die in der Vergangenheit als Sicherheitsreserve

zur Verfügung standen, werden nicht berücksichtigt. Durch Ausnutzung dieser Instrumente bei der Netzplanung würde der spätere Betrieb eingeschränkt. Das hätte schwer vorherzusehende Folgen für die historisch hohe Zuverlässigkeit der deutschen Energieversorgungsinfrastruktur. Das aus diesen Netzberechnungen resultierende Ergebnis stellt den notwendigen Netzausbaubedarf bis zum Jahr 2035 beziehungsweise 2040 dar.

Mit der Veröffentlichung des zweiten Entwurfs der Netzentwicklungspläne startet die Bundesnetzagentur die Prüfung der Netzausbaumaßnahmen, die die Übertragungsnetzbetreiber im NEP vorgeschlagen haben. Dabei berücksichtigt die Bundesnetzagentur alle Szenarien. Als bestätigungsfähig werden solche Projekte bewertet, die die Kriterien der Wirksamkeit und der Erforderlichkeit oder sonstigen Erwägungen erfüllen. Von diesen Projekten werden darüber hinaus nur diejenigen bestätigt, die sich als robust gegenüber veränderten Rahmenbedingungen erweisen – schließlich bestehen immer Unsicherheiten bei der Prognose künftiger Entwicklungen. Dennoch können Maßnahmen, die derzeit nicht bestätigungsfähig sind, durchaus in den kommenden Jahren aufgrund veränderter Rahmenbedingungen als wirksam und erforderlich anzusehen sein. Als ersten Schritt überprüft die Bundesnetzagentur alle Maßnahmen des Bundesbedarfsplangesetzes, die noch nicht Teil des Startnetzes sind, erneut, um sicherzustellen, ob diese weiterhin bestätigungsfähig sind. Erst dann werden in der weiteren Prüfung verbleibende, in allen Szenarien häufig auftretende Engpässe identifiziert und die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen geprüft, die in der Lage sind, diese Engpässe zu beheben. Mit Einleitung der Konsultation ist die Prüfung der Bundesnetzagentur nicht abgeschlossen. Sie setzt ihre Berechnungen und Begleituntersuchungen fort und wird dabei alle relevanten Konsultationsbeiträge sorgfältig prüfen und mit einbeziehen. Das Gleiche gilt für die Ergebnisse der von ihr beauftragten externen Gutachter für den NEP 2021-2035, dem Lehrstuhl für Energiewirtschaft der Universität Duisburg-Essen und die DlgSILENT GmbH.

2. Prüfung

2.1 Wirksamkeit

Das Kriterium der Wirksamkeit ermittelt, ob eine Maßnahme zur Wahrung des sicheren Netzbetriebs in der modellierten Situation im Netz des Jahres 2035 bzw. 2040 notwendig ist. Deshalb wird überprüft, inwieweit der sichere Netzbetrieb mit und ohne diese Maßnahme möglich ist. Dazu wird die Maßnahme in einem Netzmodell zunächst entfernt beziehungsweise

abgeschaltet und eine Netzanalyse durchgeführt. Anschließend wird die gleiche Netzanalyse mit der betrachteten Maßnahme durchgeführt. Beide Ergebnisse werden auf unzulässige Betriebszustände und Überlastungen hin überprüft. Wird festgestellt, dass die zu überprüfende Maßnahme die Anzahl der Überlastungen und unzulässigen Betriebszustände reduziert oder sogar komplett behebt, wird die Maßnahme als wirksam bewertet. Darüber hinaus gibt es Maßnahmen, deren Wirksamkeit sich ausschließlich über sonstige Erwägungen ergeben kann. In diesen Fällen werden weitere Indikatoren zur Bewertung herangezogen. So lassen sich einige Projekte nur durch Behebung von Überlastung der unterlagerten Netzebenen begründen. Zur Überprüfung der Wirksamkeit dieser Maßnahmen werden deshalb Netzdaten der unterlagerten 110-kV-Netze untersucht. Ein Ausbau des Übertragungsnetzes kann unter Umständen einen massiven Ausbau im unterlagerten Netz vermeiden, sodass ein alleiniger Ausbau des unterlagerten Netzes nicht sinnvoll ist. Bei grenzüberschreitenden Maßnahmen, den sogenannten Interkonnektoren, wird deren Nutzen im nationalen sowie internationalen Kontext analysiert. Dazu werden neben externen Gutachten auch Analysen der Übertragungsnetzbetreiber zum EU-weiten Netzentwicklungsplan (TYNDP) hinzugezogen. Neben der volkswirtschaftlichen Analyse werden hierbei auch Auswirkungen auf die Umwelt sowie die Kosten der Maßnahme betrachtet.

2.2 Erforderlichkeit

Bei der Prüfung der Erforderlichkeit einer Maßnahme geht die Bundesnetzagentur über die Planungskriterien der Übertragungsnetzbetreiber hinaus. Die ausschließliche Prüfung der Wirksamkeit ist nach Auffassung der Bundesnetzagentur nicht ausreichend, um den Auftrag der Bundesnetzagentur zu erfüllen, eine hinreichende Basis für eine parlamentarische Bestätigung des Ausbaubedarfs in Form eines Gesetzes zu schaffen. Die zu bestätigenden Maßnahmen müssen deshalb zusätzlich eine hinreichende Robustheit aufweisen, weshalb das Kriterium der Erforderlichkeit gewählt wurde. Für die Erforderlichkeit wird die Auslastung der zu überprüfenden Leitung ermittelt. Eine Leitung wird nur als erforderlich bestätigt, wenn sie ausreichend hoch ausgelastet ist. Allerdings sollte die Auslastung von neuen Leitungen in der Planung auch nicht zu hoch angenommen werden, um im späteren Netzbetrieb auch bei betriebsbedingten Abschaltungen oder anderen Vorkommnissen für den Fehlerfall gerüstet zu sein. Im Ergebnis ist als Robustheitsindikator eine Auslastung einer Leitung im Bereich von 20 Prozent angemessen. Eine solche Auslastung indiziert einen Grenzbereich, weil unterhalb einer Auslastung von 20 Prozent

technisch gesehen auch eine 110-kV-Leitung zur Bewältigung des Transportbedarfs in Frage kommt. Ist dies gegeben, so wird der Ausbau des Verteilnetzes als Alternative untersucht.

3. Vorläufige Prüfungsergebnisse

Die Bundesnetzagentur hält nach derzeitigem Stand die meisten der von den Übertragungsnetzbetreibern beantragten Maßnahmen für bestätigungsfähig. Bisher deutet alles darauf hin, dass die Vorhaben, die bereits im Bundesbedarfsplangesetz von 2021 enthalten sind, grundsätzlich auch unter der Annahme von 65 Prozent erneuerbarer Energien im Jahr 2030 und eines vollständigen Kohleausstiegs bis zum Jahr 2038 unverändert wichtig sind. Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Netzentwicklungsplan 2021-2035 bis zum Jahr 2035 beziehungsweise bis zum Jahr 2040 zusätzliche HGÜ-Korridore vorgeschlagen.

Die Bundesnetzagentur hat in den vergangenen Prozessen die Gleichstromprojekte DC1 – DC5 als wirksam und erforderlich genehmigt. Dabei wurden bei der Genehmigung an eine Gleichstrommaßnahme (HGÜ) insbesondere aufgrund ihrer Länge und der Kosten höhere Anforderungen gestellt als an Wechselstromprojekte. Die Realisierung einer HGÜ sollte in Erwägung gezogen werden, falls deutliche überregionale Engpässe auftreten, die durch einzelne Wechselstromprojekte nicht mehr effizient behoben werden können. Durch den Zubau einer HGÜ, die viel Leistung über große Distanzen übertragen kann, ist es möglich, die Übertragungsaufgabe im Wechselstromnetz so zu reduzieren. Die Bundesnetzagentur hat sich deshalb im aktuellen Prozess dazu entschieden, vor der iterativen Prüfung eine Abwägung vorzunehmen, ob weitere HGÜ-Projekte notwendig sind. Darauf aufbauend kann dann identifiziert werden, an welchen Stellen weiterer lokaler Zubau von Wechselstrommaßnahmen notwendig ist. Bei der Prüfung der im Netzentwicklungsplan 2021-2035 beantragten Punktmaßnahmen liegen noch nicht in allen Fällen vorläufige Ergebnisse vor.

B Prüfung Offshore-Anbindungssysteme

1. Methodik

Der NEP 2021-2035 beinhaltet neben den landseitigen Maßnahmen auch die Planung der Offshore-Anbindungssysteme. Dabei legt er die Vorgaben des Flächenentwicklungsplans (FEP) zugrunde. Der FEP wiederum legt die Reihenfolge der Flächen fest, die zur Ausschreibung für Offshore-Windparks kommen sollen, ebenso wie die Inbetriebnahmejahre von Anbindungssystemen, die für die rechtzeitige Erschlie-

ßung der jeweiligen Flächen erforderlich sind. Der NEP ermittelt auf Basis dieser Vorgaben die erforderlichen Offshore-Anbindungssysteme einschließlich der jeweiligen Inbetriebnahmejahre und landseitigen Netzverknüpfungspunkte. Da in den Seegebieten kein Verbrauch im Sinne einer Abnahme der erzeugten Energie erfolgt, muss die erzeugte elektrische Energie zu nahezu 100 Prozent an Land transportiert werden. Der NEP muss dabei alle Maßnahmen – einschließlich der Zeitpunkte der geplanten Fertigstellung sowie der landseitigen Netzverknüpfungspunkte – vorsehen, die für einen bedarfsgerechten Ausbau an Offshore-Anbindungssystemen erforderlich sind. Die Prüfung erfolgt somit nicht auf Basis der Erforderlichkeits- und Wirksamkeits-Kriterien, sondern orientiert sich am Ausbau der Offshore-Windenergie, welche an das landseitige Netz angebunden werden muss.

2. Prüfung

Die Prüfung der Offshore-Anbindungssysteme erfolgt anhand der nachfolgend genannten Schritte:

2.1 Berücksichtigung des Szenariorahmens

Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Erzeugungslleistung aus Offshore-Windenergie gemäß dem genehmigten Szenariorahmen 2021-2035 übernommen. Für die der Prüfung zugrundeliegenden Szenarien haben die Übertragungsnetzbetreiber demnach die gesamte Erzeugungslleistung aus Offshore-Windenergie aufgeteilt: in Szenario A 2035 auf 25,6 Gigawatt (GW) in der Nordsee und 2,4 GW in der Ostsee, in den Szenarien B und C 2035 auf 27,6 GW sowie 31,6 GW in der Nordsee und 2,4 GW in der Ostsee. Im Szenario B2040 wird das im Wind-auf-See-Gesetz vorgegebene Ziel von 40 GW abgebildet, das sich aufteilt auf 37,6 GW in der Nordsee und 2,4 GW in der Ostsee.

2.2 Berücksichtigung des Flächenentwicklungsplans

Die Übertragungsnetzbetreiber müssen im Entwurf zum NEP bei Ermittlung des Ausbedarfs an Offshore-Anbindungsleitungen den FEP zugrunde legen. Bei der Prüfung des NEP sind insbesondere die folgenden Angaben des FEP relevant:

- Gebiete (ehemals Cluster) und Flächen innerhalb der Gebiete für die Ausschreibung von Offshore-Windenergie, die zeitliche Reihenfolge, in der diese Flächen zur Ausschreibung kommen sollen, sowie die voraussichtlich zu installierende Leistung der Flächen,
- die Kalenderjahre, in denen auf den festgelegten Flächen jeweils die bezuschlagten Offshore-Wind-

parks und das entsprechende Offshore-Anbindungssystem in Betrieb genommen werden sollen, Grenzkorridore, an denen die Offshore-Anbindungssysteme die Grenze zwischen der ausschließlichen Wirtschaftszone und dem Küstenmeer überschreiten Testfelder für Pilotwindenergieanlagen, die Kalenderjahre, in denen auf den Testfeldern erstmals Pilotwindenergieanlagen und die entsprechende Testfeld-Anbindungsleitung in Betrieb genommen werden sollen, sowie die Kapazität der entsprechenden Testfeld-Anbindungsleitung.

Der FEP beruht hinsichtlich des Ausbaupfades für Offshore-Windenergie auf den bestehenden Regelungen des novellierten WindSeeG. Mithin geht der FEP von einem Ausbau in Höhe von 20 GW Offshore-Windenergie bis 2030 aus, wovon 17,9 GW in der Nordsee und 2,1 GW in der Ostsee realisiert würden. Allerdings stellt der FEP im Anhang informatorisch eine Entwicklung entsprechend den Szenarien A 2035, B 2035 und C 2035 dar sowie Flächen, die nach 2030 noch für Ausschreibungen zur Verfügung stehen.

2.3 Ausbaubedarf

Der Ausbaubedarf wird grundsätzlich ermittelt anhand der Vorgaben des FEP zu den Gebieten und Flächen, die zur Ausschreibung kommen sollen, sowie der voraussichtlich zu installierenden Leistung der festgelegten Flächen und zur Übertragungskapazität der Anbindungssysteme. D.h. sieht der FEP Flächen vor, die nicht bereits durch eine Anbindung erschlossen werden, ist ein Ausbaubedarf im Rahmen des NEP gegeben. Die Anzahl der notwendigen Anbindungssysteme ergibt sich aus der Größe der zu erschließenden Flächen eines Gebiets. Die Technik wird ebenfalls im FEP vorgegeben. So sind alle Anbindungssysteme der weiter entfernten Küstenentfernungszonen der Nordsee 3, 4 und 5 mit 525-kV Systemen und einer Übertragungskapazität von 2000 MW zu realisieren. Bei den küstennahen Zonen werden 320 kV Systeme mit einer Übertragungskapazität von 900 MW vorgegeben.

Beispiel: Der FEP sieht vor, dass in der Nordsee in Gebiet N-6 der Zone 2 zwei Flächen N-6.6 und N-6.7 mit einer voraussichtlich zu installierenden Leistung in Höhe von insgesamt 900 MW zur Ausschreibung kommen sollen. Weitere unerschlossene Flächen liegen in dem Gebiet nicht vor. Daher ist die Erschließung der Flächen durch ein Anbindungssystem mit einer Übertragungskapazität in Höhe von 900 MW erforderlich. Dies wäre das Anbindungssystem NOR-6-3 (die beiden bestehenden Anbindungssysteme NOR-6-1 und NOR-6-2 werden bereits durch bestehende Windparks genutzt).

Die entsprechenden Anbindungssysteme können nach derzeitiger Einschätzung der Bundesnetzagentur auch bestätigt werden. Für die Anbindungssysteme zur Einbindung der Flächen ab 2030 gilt die Bestätigung jedoch nur vom landseitigen NVP bis zum jeweiligen Grenzkorridor zwischen Küstenmeer und der AWZ. Die vorbehaltlose Bestätigung der Anbindungssysteme nach 2030 bis zum Grenzkorridor ist jedoch ebenfalls von der raumplanerischen Einschätzung der beiden betroffenen Küstenländer Niedersachsen und Schleswig-Holstein abhängig.

2.4 Realisierungsreihenfolge und geplanter Zeitpunkt der Fertigstellung der Anbindungssysteme

Die Zeitpunkte der geplanten Fertigstellung der Anbindungssysteme werden anhand der Vorgaben des FEP zur Reihenfolge der festgelegten Flächen und zu den Inbetriebnahmejahren der Anbindungssysteme ermittelt, die zur Erschließung der jeweiligen Flächen erforderlich sind. Hierdurch ergibt sich dann automatisch auch die Realisierungsreihenfolge aller erforderlichen Anbindungssysteme.

Beispiel: Der FEP legt fest, dass die Anbindungssysteme zur Erschließung der Flächen N-6.6 und N-6.7 in Gebiet N-6 2 im Jahr 2029 in Betrieb genommen werden müssten. Daher wäre als Inbetriebnahmejahr für das entsprechend erforderliche Anbindungssystem NOR-6-3 im Rahmen des NEP die geplante Fertigstellung für 2029 vorzusehen.

2.5 Testfeldanbindung

Der FEP sieht vor, dass ein Gebiet im Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommerns als Testfeld für Pilotwindenergieanlagen ausgewiesen werden soll. Die Bundesnetzagentur erachtet die im zweiten Entwurf des NEP 2021-2035 durch die Übertragungsnetzbetreiber beantragte Anbindung OST-T-1 (ehemals OST-7-1) nach dem derzeitigen Stand der Prüfung ebenfalls für bestätigungsfähig. In der Fortschreibung des FEP wurde der räumliche Umriss des Testfelds, welches durch die Anbindung erschlossen werden soll, nicht konkret festgelegt. Jedoch hat das BSH eine Teilfortschreibung des FEP angekündigt, um das Testfeld nachträglich festzulegen. Die Bestätigungsfähigkeit des Anbindungssystems steht demnach noch unter dem Vorbehalt, dass in der Fortschreibung des FEP die konkrete Ausgestaltung des Testfelds, welches durch die Anbindung erschlossen werden soll, festgelegt wird.

2.6 Netzverknüpfungspunkte

Im NEP werden zudem die Netzverknüpfungspunkte festgelegt, die erforderlich sind, um die Offshore-Anbindungssysteme in das landseitige Netz zu integrieren. Hierzu legen die Übertragungsnetzbetreiber im Entwurf zum NEP entsprechende Netzverknüpfungspunkte vor. Allerdings bedarf es möglicherweise bei einigen Anbindungssystemen alternativer Netzverknüpfungspunkte. Dafür ist eine synchrone Umsetzung der jeweiligen Maßnahmen erforderlich, d. h., sollte zur Einbindung eines Anbindungssystems die Realisierung einer oder mehrerer landseitiger Maßnahmen erforderlich sein, so sollte deren anvisierte Inbetriebnahme zur geplanten Fertigstellung des jeweiligen Anbindungssystems passen.

2.6.1 Konsistenz landseitiger Ausbau

Der Ausbau der erforderlichen Anbindungssysteme muss im Einklang stehen mit dem Ausbau landseitiger Maßnahmen. Schnittstellen sind insbesondere die Netzverknüpfungspunkte an Land. Eine Konsistenz

zwischen landseitigem und seeseitigem Netzausbau ist dann gegeben, wenn die einzubindende Offshore-Erzeugungskapazität auch an Land abtransportiert werden kann. Insoweit besteht zwar derzeit grundsätzlich Konsistenz zwischen land- und seeseitigem Ausbau. Allerdings könnte es in Abhängigkeit vom jeweiligen Szenario bei einzelnen Anbindungen gegenüber den entsprechenden landseitigen Maßnahmen zu einer ein bis zwei Jahre früheren Realisierung kommen. Dies heißt jedoch nicht, dass in diesem Fall eine Einspeisung des seeseitig erzeugten Stroms vollständig unmöglich ist, jedoch kann es temporär bis zur Fertigstellung der landseitigen Maßnahmen zu Engpassmanagement insbesondere zu einer Einschränkung der Offshore-Windenergie kommen.

3. Vorläufige Prüfungsergebnisse

Die vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse als bestätigungsfähig angesehenen Anbindungssysteme sind in Abbildung 1 für die Nordsee und in Abbildung 2 für die Ostsee dargestellt.

Tabelle 2: NEP 2021-2035 Statistik

Übersicht Kilometer				
	NEP 2021-2035 (gemäß Beantragung)	davon derzeit bestätigungsfähig	davon derzeit nicht bestätigungsfähig	zum Vergleich: Bundesbedarfsplan
AC-Neubau	500 km	450 km	50 km	200 km
DC-Neubau	2.150 km	1.950 km	200 km	1.450 km
AC-Interkonnectoren	50 km	50 km	-	-
DC-Interkonnectoren	250 km	250 km	-	200 km
AC-Netzverstärkung	3.700 km	3.400 km	300 km	2.800 km
gesamt	6.650 km	6.100 km	550 km	9.900 km ¹

¹ mittlerweile im Startnetz: 5.250 km

Tabelle 3: Liste der bestätigungsfähigen Maßnahmen

Projekt	Maßnahme	Netzverknüpfungspunkte
DC1a	DC1a	Emden / Ost – Osterath
DC20	DC20	Klein Rogahn – Isar
DC21	DC21b	Wilhelmshaven 2 – Region Hamm
DC25	DC25	Heide / West – Polsum
DC34	DC34	Suchraum Rastede – Bürstadt
P20	M69	Emden / Ost – Halbmond
P22	M80	Elsfleth / West – Ganderkesee (über Niedervieland)
P22	M92	Conneforde – Unterweser
P23	M20	Dollern – Elsfleth / West
P26	M432	Brunsbüttel – Büttel
P26	M76	Büttel – Wilster / West
P26	M89	Wilster / West – Stade / West
P33	M24b	Wolmirstedt – Helmstedt – Gleidingen / Hallendorf – Kreuzung M24b/ TTG-006 – Mehrum / Nord
P37	M25a	Vieselbach – Landesgrenze TH/HE
P37	M25b	Landesgrenze TH/HE – Mecklar
P43	M74a	Mecklar – Dipperz
P43	M74b	Dipperz – Bergheinfeld / West
P51	M37	Großgartach – Endersbach
P52	M94b	Punkt Neuravensburg – Punkt Bundesgrenze (AT)
P53	M350	Ludersheim – Sittling – Suchraum Stadt Rottenburg/Gemeinde Neufahrn – Altheim
P53	M54	Raitersaich/West – Ludersheim
P72	M49	Lübeck / West – Siems
P72	M351	Abzweig Göhl
P84	M367	Hamburg / Nord – Hamburg / Ost
P84	M368	Hamburg / Ost – Krümmel
P112	M201	Pleinting – Bundesgrenze DE / AT
P112	M212	Abzweig Pirach
P113	M202a	Krümmel – Lüneburg – Stadorf
P113	M203	Stadorf – Wahle
P116	M206	Dollern – Samtgemeinde Sottrum – Wechold – Punkt Landesbergen
P116	M494	Punkt Landesbergen – Ovenstädt
P119	M90	Conneforde – Suchraum Rastede – Elsfleth / West mit Anschluss Huntorf
P119	M535	Elsfleth / West – Abzweig Blockland – Samtgemeinde Sottrum
P124	M209a	Wolmirstedt – Klostermansfeld
P124	M209b	Klostermansfeld – Schraplau / Obhausen – Lauchstädt

Tabelle 3: Liste der bestätigungsfähigen Maßnahmen

Projekt	Maßnahme	Netzverknüpfungspunkte
P133	M253	Borken – Gießen / Nord
P135	M255	Ovenstädt – Eickum – Bechterdissen
P150	M352a	Schraplau / Obhausen – Wolframshausen
P150	M463	Wolframshausen – Vieselbach
P159	M62	Bürstadt – BASF
P161	M91	Großkrotzenburg – Urberach
P170	M380	Uchtelfangen – Ensdorf – Bundesgrenze
P175	M385	Wilhelmshaven 2 – Fedderwarden
P175	M466	Wilhelmshaven 2 – Conneforde
P176	M387	Eichstetten – Bundesgrenze [FR]
P200	M425	Punkt Blatzheim – Oberzier
P206	M417	Herbertingen – Kreis Konstanz – Beuren – Gurtweil / Tiengen
P211	M434	Gießen / Nord – Karben
P212	M797	Landesbergen – Grohnde
P212	M435	Grohnde – Vörden – Würgassen
P212	M472	Würgassen – Sandershausen / Ost – Bergshausen
P212	M473	Bergshausen – Borken
P215	M454	Güstrow – Bentwisch – Suchraum Gemeinden Sanitz/ Dettmannsdorf
P216	M455	Güstrow – Siedenbrünzow – Iven/Krusenfelde/Krien/ Spantekow/Werder/Bartow
P216	M523	Iven/Krusenfelde/Krien/ Spantekow/ Werder/Bartow – Pasewalk / Nord – Pasewalk
P221	M461a	DC-Kabel Hansa Power-Bridge 2
P222	M461	Oberbachern – Ottenhofen
P223	M462a	Güstrow – Wessin – Görries – Klein Rogahn – Krümmel
P225	M464a	Altheim – Isar
P227	M468	Lübeck / West – Krümmel
P228	M469a	Landesbergen – Lehrte / Lahe – Mehrum / Nord
P252	M534a	(Marzahn –) Punkt Biesdorf / Süd – Wuhlheide
P302	M511	Höpfingen – Hüffenhardt
P313	M488	2. Interkonnektor Deutschland – Belgien
P315	M491	Hanekenfähr – Gronau
P328	M534	Fedderwarden – Großbritannien
P359	M571	Stendal / West – Wolmirstedt
P367	M714	Emden / Ost – Eemshaven (Grenze DE / NL)
P402	M602	Westerkappeln – Gersteinwerk
P403	M603	Hattingen – Linde
P406	M606	Aach – Bofferdange
P408	M621	Eiberg – Bochum

Tabelle 3: Liste der bestätigungsfähigen Maßnahmen

Projekt	Maßnahme	Netzverknüpfungspunkte
P408	M622	Bochum – Hattingen
P408	M744	Emscherbruch – Bochum / Eiberg
P450	M678	Putlitz / Süd – Putlitz – Perleberg – Stendal / West
P450	M786	Güstrow – Siedenbrünzow – Putlitz / Süd
P451	M681	Graustein – Bärwalde
P500	M737	Aschaffenburg – Urberach
P501	M740	Gersteinwerk – Lippe – Mengede
P502	M741	Walsum – Beeck
P504	M743	Sechtem – Weissenthurm
P528	M750	Netzverstärkung Lauchstädt – Leuna / Merseburg / Weißenfels – Pulgar
P531	M531a	Thyrow – Mahlow – Berlin / Südost / Lichterfelde – Mitte
P531	M531b	Malchow – Moabit – Reuter
P314	M489	Querregeltransformatoren (PST) im Saarland
P327	M522	Querregeltransformatoren (PST) in der Region Siegerland
P353	M532	Querregeltransformatoren (PST) Twistetal
P365	M583	Netzbooster Pilotanlage Audorf / Süd – Ottenhofen
P367	M716	PST in Emden / Ost
P410	M624	Querregeltransformatoren (PST) in Enniger
P428	M700	UW Kühmoos
P429	M632 SA1	Netzverstärkung der 380-kV-Schaltanlage Wendlingen
P430	M646	Netzbooster Pilotanlage Kupferzell

Tabelle 4: Liste der nicht bestätigungsfähigen Maßnahmen

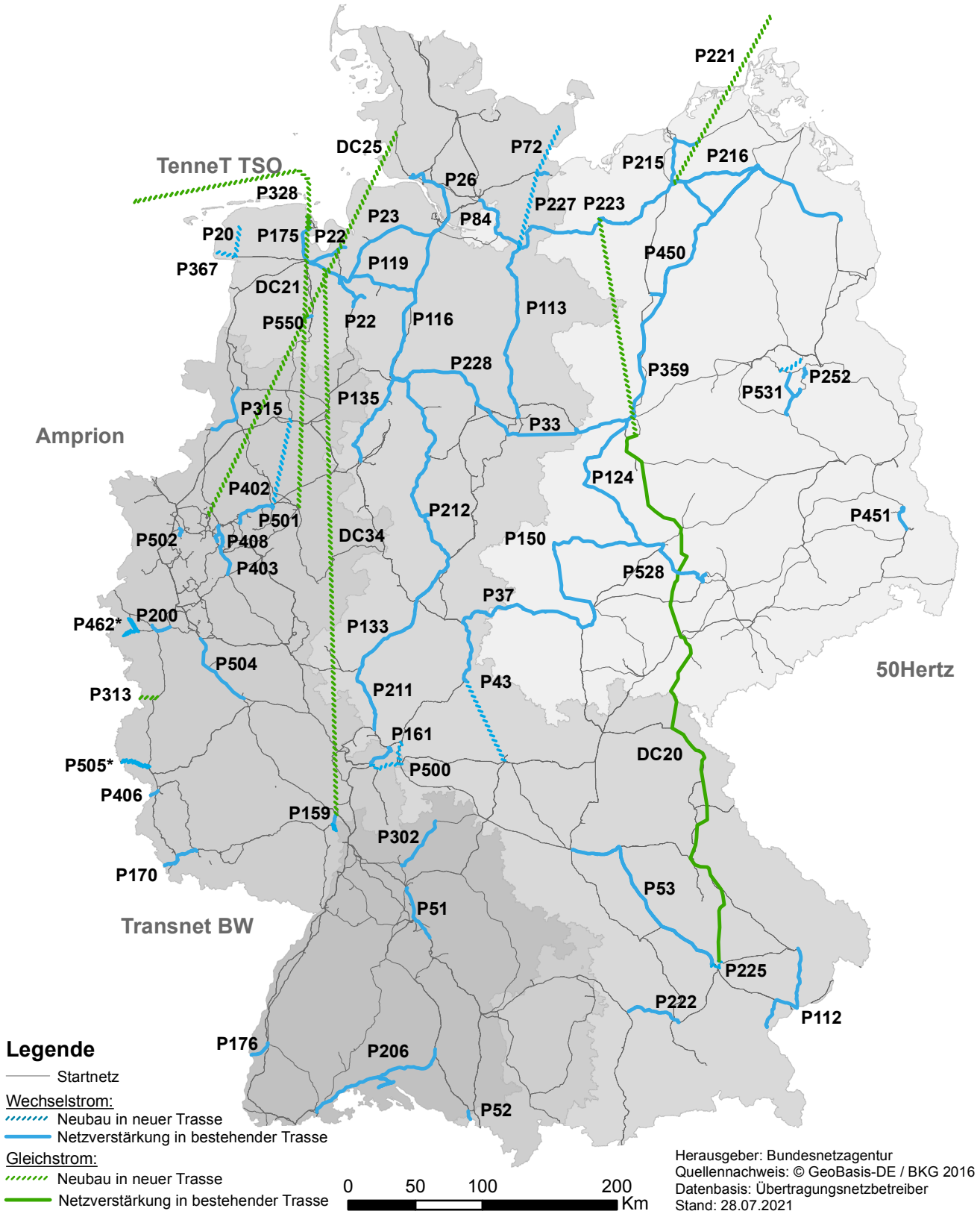
Projekt	Maßnahme	Netzverknüpfungspunkte
DC31	DC31	Heide / West – Klein Rogahn
P74	M96	Vöhringen – Punkt Bundesgrenze (AT)
P204	M430	380-kV-Umstellung zwischen Tiengen und Beznau
P306	M518	Großgartach – Pulverdingen
P330	M550	Punkt Rittershausen – Höpfingen
P355	M599	Netzverstärkung Neuenhagen – Heinersdorf – Eisenhüttenstadt – Preilack
P414	M414	hybridge (Hanekenfähr/ Öchtel)
P464	M691	Saarland – Saarwellingen – Netzerweiterung
P503	M742	Niederrhein – Walsum
P509	M784	Limburg – Eschborn – Kriftel
P510	M787	Dezentraler Netzbooster Bayerisch-Schwaben

Abbildung 1



Bundesnetzagentur

Netzentwicklungsplan Strom 2021 - 2035: bestätigungsfähige Maßnahmen



Legende

- Startnetz
- Wechselstrom:**
- Neubau in neuer Trasse
- Netzverstärkung in bestehender Trasse
- Gleichstrom:**
- Neubau in neuer Trasse
- Netzverstärkung in bestehender Trasse

*Bei diesen Projekten ist das endgültige Ergebnis noch offen.

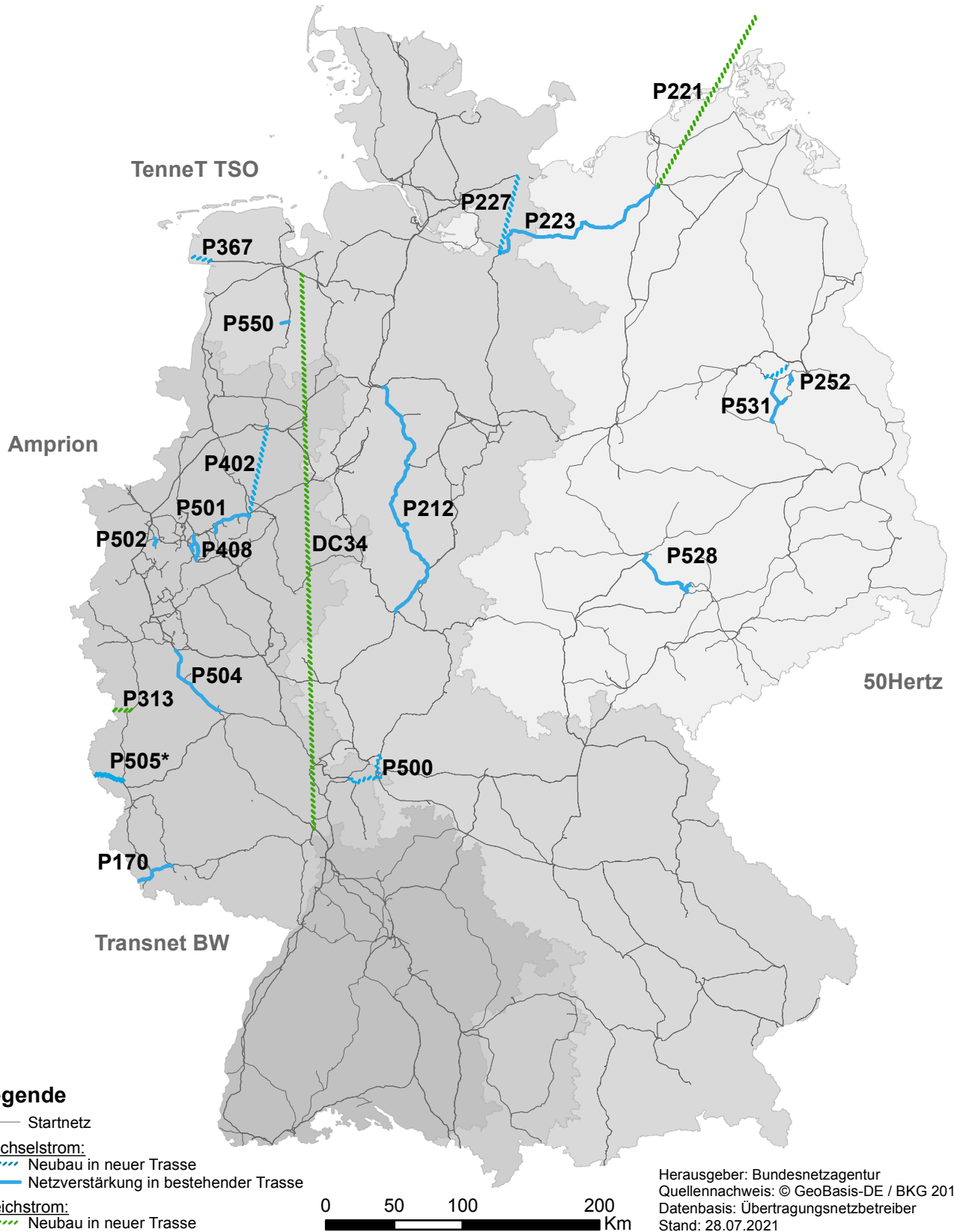
Herausgeber: Bundesnetzagentur
 Quellennachweis: © GeoBasis-DE / BKG 2016
 Datenbasis: Übertragungsnetzbetreiber
 Stand: 28.07.2021

Abbildung 2



Bundesnetzagentur

Netzentwicklungsplan Strom 2021 - 2035: neu bestätigungsfähige Maßnahmen



Legende

- Startnetz
- Wechselstrom:
- Neubau in neuer Trasse
- Netzverstärkung in bestehender Trasse
- Gleichstrom:
- Neubau in neuer Trasse

*Bei diesen Projekten ist das endgültige Ergebnis noch offen.

Herausgeber: Bundesnetzagentur
 Quellennachweis: © GeoBasis-DE / BKG 2016
 Datenbasis: Übertragungsnetzbetreiber
 Stand: 28.07.2021

Abbildung 3



Bundesnetzagentur

Netzentwicklungsplan Strom 2021 - 2035: nicht bestätigungsfähige Maßnahmen

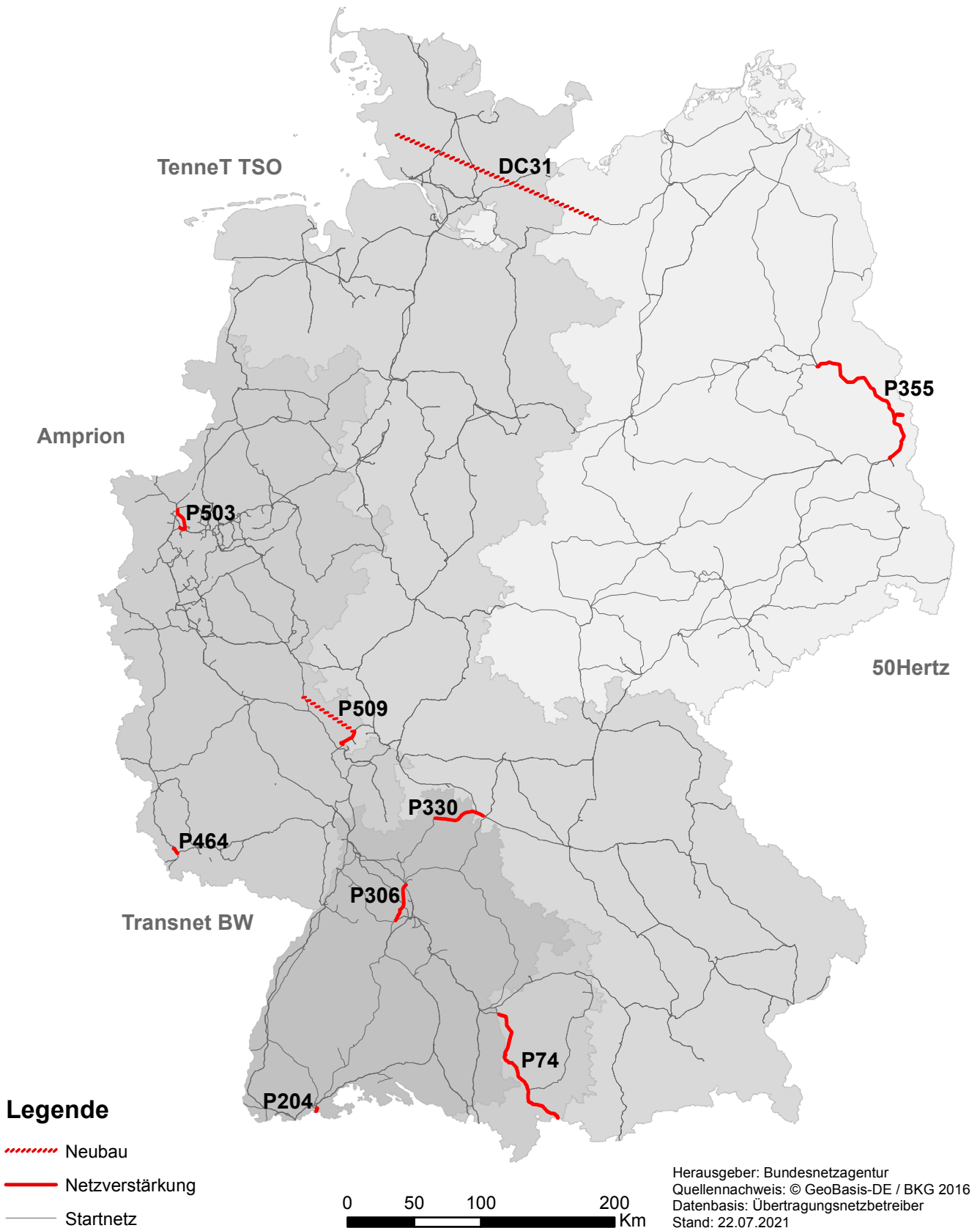


Tabelle 5: Nach derzeitigem Stand voraussichtlich bestätigungsfähige Anbindungssysteme

Projekt	Maßnahme	Netzverknüpfungspunkt	geplanter Zeitpunkt der Inbetriebnahme
OST-1-4	M73: AC-Verbindung	Suchraum Gemeinden Brünzow/Kemnitz	2026
NOR-7-2	M32: HGÜ-Verbindung NOR-7-2 (BorWin6)	Büttel	2027
NOR-3-2	M14: HGÜ-Verbindung NOR-3-2 (DolWin 4)	Haneckenfähr	2028
NOR-6-3	M29: HGÜ-Verbindung NOR-6-3 (BorWin4)	Haneckenfähr	2029
NOR-9-1	M234: HGÜ-Verbindung NOR-9-1 (BalWin1)	Unterweser	2029
NOR-10-1	M231: HGÜ-Verbindung NOR-10-1 (BalWin 2)	Unterweser	2030
NOR-9-2	M234: HGÜ-Verbindung NOR-9-2 (BalWin2)	Wilhelmshaven 2	2030
NOR-12-1	M231: HGÜ-Verbindung NOR-12-1 (LanWin1)	Wehrendorf	2031
NOR-12-2 ²⁾	M233: HGÜ-Verbindung NOR-12-2 (LanWin2)	Klein Rogahn	2032
NOR-11-1	M43: HGÜ-Verbindung NOR-13-1 (LanWin 5)	Suchraum Westerkappeln	2033
NOR-11-2 ¹⁾	M242: HGÜ-Verbindung NOR-11-2 (LanWin 4)	Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede	2034
NOR-13-1 ¹⁾	M43: HGÜ-Verbindung NOR-13-1 (LanWin 5)	Suchraum Zensenbusch	2035
NOR-x-1 ¹⁾	M284: HGÜ-Verbindung NOR-x-1 (Zone 4)	Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede	2036
NOR-x-2 ¹⁾	M246: HGÜ-Verbindung NOR-x-2 (Zone 4)	Rommerskirchen	2037
NOR-x-3 ²⁾	M249: HGÜ-Verbindung NOR-x-3 (Zone 4)	Heide/West	2038
NOR-x-4 ¹⁾	M284: HGÜ-Verbindung NOR-x-4 (Zone 4)	Oberzier	2039
NOR-x-5 ¹⁾	M284: HGÜ-Verbindung NOR-x-5 (Zone 4)	Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede	2040
OST-T-1 ³⁾	M85: AC-Verbindung	Suchraum Gemeinde Papendorf	-

¹ Bestätigungsfähig unter dem Vorbehalt einer Klärung, ob eine Führung über Grenzkorridor N-II oder N-III im Hinblick auf das Küstenmeer nach gegenwärtiger Einschätzung der zuständigen Behörden des Landes Niedersachsen in Betracht kommt.

² Bestätigungsfähig unter dem Vorbehalt einer Klärung, ob eine Führung über Grenzkorridor N-IV oder N-V im Hinblick auf das Küstenmeer nach gegenwärtiger Einschätzung der zuständigen Behörden des Landes Schleswig-Holstein in Betracht kommt.

³ Bestätigungsfähig unter dem Vorbehalt einer Festlegung in der laufenden Teilfortschreibung des Flächenentwicklungsplans.

Abbildung 4: Derzeit als bestätigungsfähig anzusehende Anbindungssysteme in der Nordsee

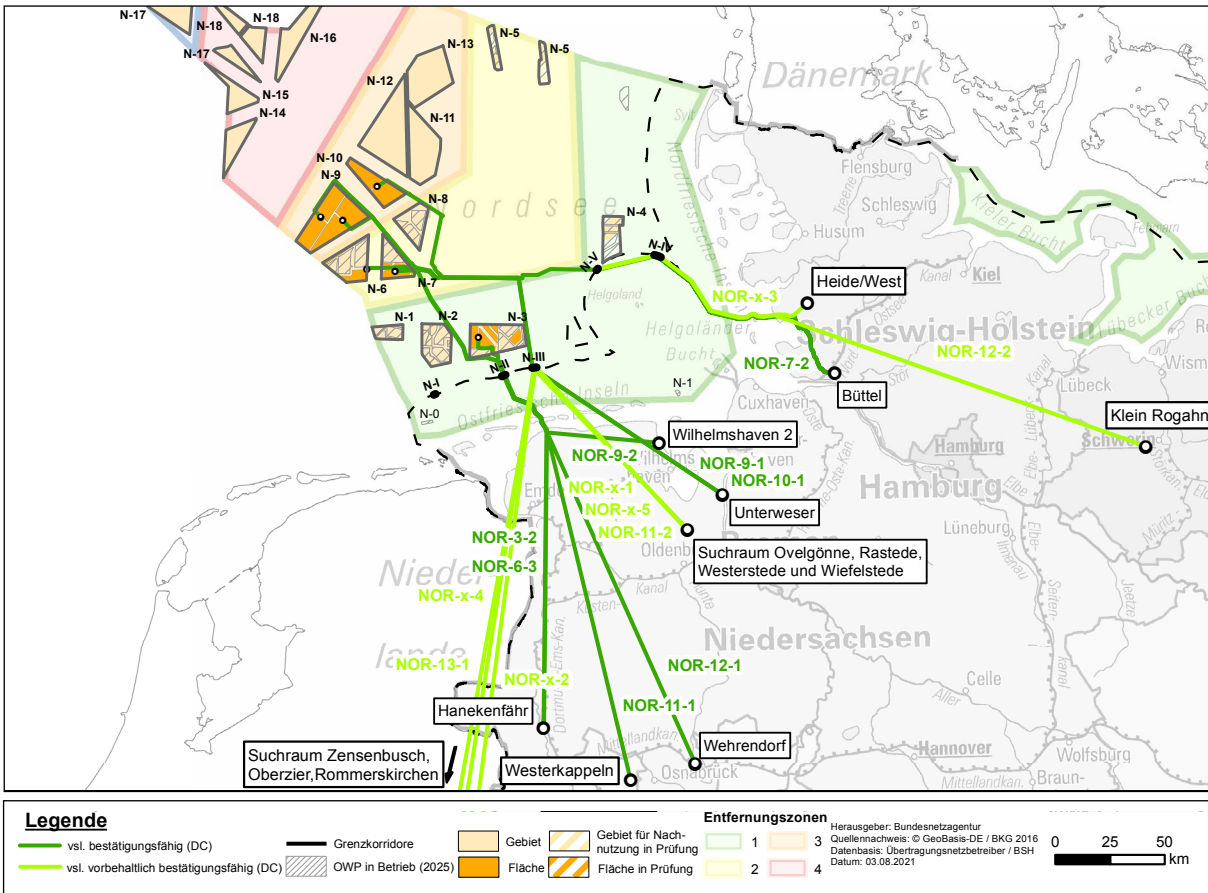
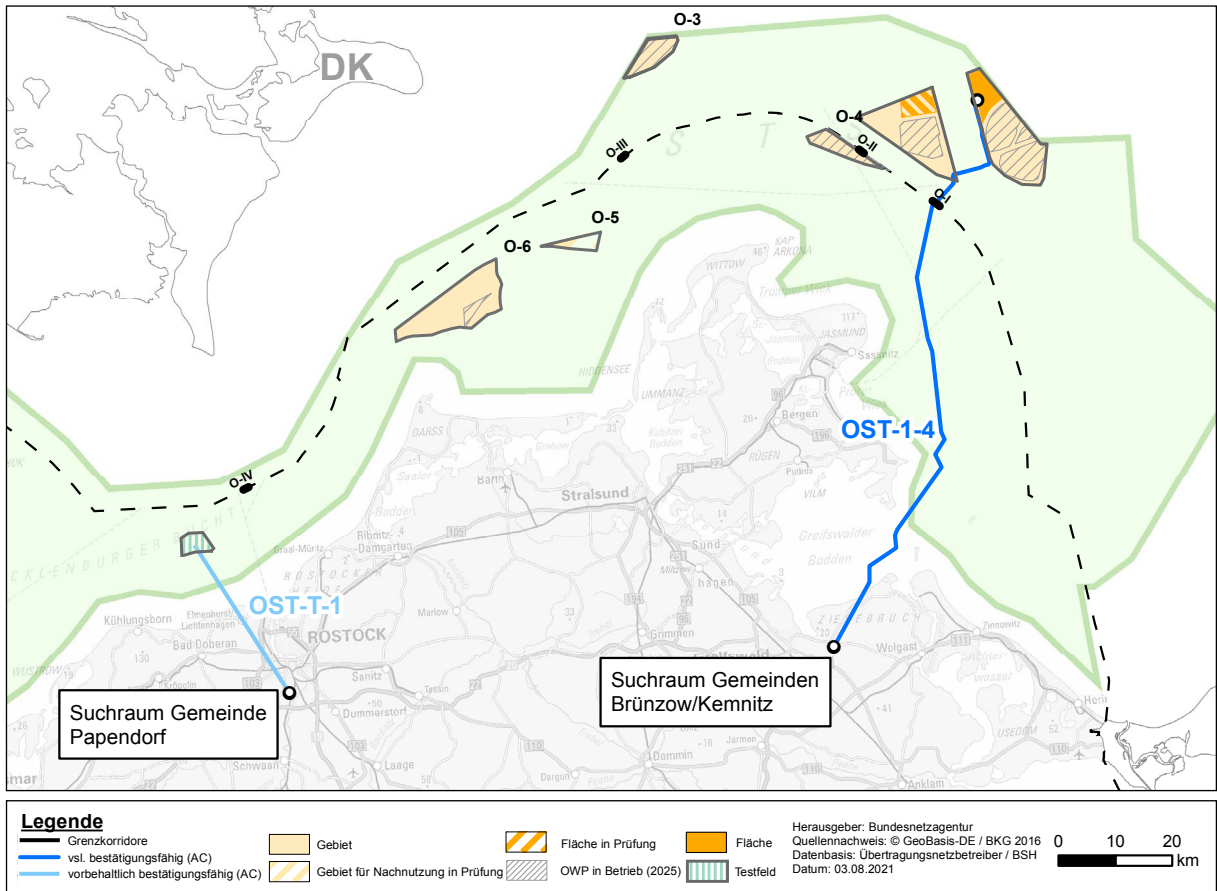


Abbildung 5: Derzeit als bestätigungsfähig anzusehende Anbindungssysteme in der Ostsee



Umweltbericht

Zusammenfassung

Ein wichtiger Teil der Bedarfsermittlung ist die Strategische Umweltprüfung (SUP). In der SUP werden die mit dem Netzausbaubedarf verbundenen voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen ermittelt, beschrieben und bewertet. Dabei werden auch Behörden und die Öffentlichkeit beteiligt.

In den Jahren, in denen kein Netzentwicklungsplan vorzulegen ist, müssen die Übertragungsnetzbetreiber einen Umsetzungsbericht vorlegen. Er enthält Angaben zum Stand der Umsetzung des zuletzt bestätigten Netzentwicklungsplans¹.

Gegenstand des diesjährigen Prozesses ist die Bedarfsermittlung für die Zieljahre 2021-2035. Die Ergebnisse der SUP sind in diesem Umweltbericht dokumentiert.

Was umfasst die Strategische Umweltprüfung?

Wie läuft das Verfahren der Bedarfsermittlung ab?

Die Grundlage der Netzausbauplanung ist der sogenannte Szenariorahmen. In ihm wird die voraussichtliche energiewirtschaftliche Entwicklung festgelegt. Auf dieser Basis wurde seit 2012 der Netzausbaubedarf jährlich dargestellt: Für das Festland im NEP und für das Küstenmeer seit 2013 im O-NEP. Den NEP erstellen die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) TenneT TSO GmbH, Amprion GmbH, 50Hertz Transmission GmbH und TransnetBW GmbH gemeinsam. Die Bundesnetzagentur prüft und bestätigt ihn.

Der Bundesbedarfsplan soll letztlich nur energiewirtschaftlich erforderliche und auf ihre Umweltauswirkungen geprüfte Vorhaben enthalten. Dies soll das Verfahren der Bedarfsermittlung gewährleisten. Seit 2019 wird dieser Prozess nicht mehr jährlich durchlaufen, sondern wurde auf einen zweijährigen Planungszeitraum umgestellt. Wegen der Gesetzesänderung übermittelt die Bundesnetzagentur den Plan aktuell mindestens alle vier Jahre der Bundesregierung. Der Plan dient als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan.

Was ist die Aufgabe der Strategischen Umweltprüfung?

Wenn Pläne wie der Bundesbedarfsplan umgesetzt werden, wirkt sich das auf die Umwelt einschließlich des Menschen aus. Umweltprüfungen sollen sicherstellen, dass die möglichen Auswirkungen auf die Umwelt einschließlich des Menschen dabei berücksichtigt

werden. Eine SUP setzt bereits auf der Ebene der Planung an und nicht erst, wenn ein einzelnes Vorhaben umgesetzt wird. Schon bei der Vorbereitung des Bundesbedarfsplans soll also gezeigt werden, welche Wirkungen durch den Ausbau des Höchstspannungsübertragungsnetzes auftreten können. Die SUP erfüllt damit die Funktion eines Frühwarnsystems.

Werden Alternativen geprüft?

In einer SUP müssen Alternativen untersucht werden, um eine effektive Umweltvorsorge zu betreiben. Es sind nur die Alternativen zu prüfen, die vernünftig sind. Das heißt Alternativen müssen

- realisierbar sein,
- mit einem zumutbaren Aufwand ermittelt werden können und
- die durch den Plan verfolgten Ziele im Wesentlichen erreichen können.

Auch von anderen Aspekten hängt ab, welche Vorhaben in den Bundesbedarfsplan kommen. Ein Beispiel ist die wirtschaftliche Effizienz. Dieser Aspekt ist nicht Gegenstand der Umweltprüfung. Im Zuge der Verabschiedung des Bundesbedarfsplans obliegt es dem Gesetzgeber, alle bedeutsamen Aspekte mit- und gegeneinander abzuwägen.

Was ist der Umweltbericht?

In der SUP werden die möglichen Auswirkungen auf die Umwelt durch den Netzausbau ermittelt und bewertet. Der vorliegende Umweltbericht beschreibt diese Umweltauswirkungen.

Betrachtet wurden nur potenziell erhebliche, das heißt voraussichtlich schwerwiegende, Umweltauswirkungen auf die so genannten Schutzgüter. Die Schutzgüter werden im Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG)² genannt:

- Menschen, insbesondere die menschliche Gesundheit³
- Tiere, Pflanzen und die biologische Vielfalt,
- Fläche, Boden, Wasser, Luft, Klima und Landschaft,
- kulturelles Erbe und sonstige Sachgüter,
- Wechselwirkungen zwischen den vorgenannten Schutzgütern.

¹ Vgl. § 12d EnWG.

² § 2 Abs. 1 UVPG

³ Im weiteren Textverlauf wird auch die Bezeichnung ‚Schutzgut Mensch‘ verwendet.

Wie ist der Stand des laufenden Verfahrens der Bedarfsermittlung?

Um den Bedarf zu den Zieljahren 2021-2035 zu ermitteln, wurde der Szenariorahmen am 26. Juni 2020 genehmigt¹. Ende Januar 2021 stellten die ÜNB den ersten Entwurf zum Netzentwicklungsplan Strom zur Konsultation. Die überarbeiteten Pläne legten sie am 26. April 2021 der Bundesnetzagentur zur Prüfung vor. Die Bundesnetzagentur wird den NEP 2021-2035 voraussichtlich im Dezember 2021 bestätigen.

Die Grundlage des Netzentwicklungsplans bildet der von den ÜNB erarbeitete und von der Bundesnetzagentur zur Konsultation gestellte und später genehmigte Szenariorahmen vom 26. Juni 2020. Zum Zeitpunkt der Genehmigung des Szenariorahmens hatte der Bundesgesetzgeber mit dem Klimaschutzgesetz vom 12.12.2019 konkrete sektorspezifische CO₂-Minderungsziele vorgegeben, die im Szenariorahmen aufgegriffen und zu einer CO₂-Obergrenze für die im Netzentwicklungsplan betrachteten Kraftwerke für die Zieljahre 2035 und 2040 umgesetzt wurden. Am 24. Juni 2021 hat der Bundestag jedoch eine Novellierung des KSG verabschiedet. Die darin enthaltene Verschärfung des Emissionsminderungspfades hat einen direkten Einfluss auf die zulässigen Emissionen des im Netzentwicklungsplan betrachteten konventionellen Kraftwerksparks sowie auf den gesamten weiteren Verlauf der Energiewende. Für die Emissionen des Kraftwerksparks ergibt sich dabei eine starke Reduzierung der zulässigen Emissionen in beiden Zieljahren. Die Bundesnetzagentur wird die Änderung der Rahmenbedingungen im kommenden Prozess der Bedarfsermittlung, welcher bereits jetzt mit Erstellung des Entwurfs des Szenariorahmens durch die Übertragungsnetzbetreiber vorbereitet wird, umfassend und vollständig berücksichtigen.

Um bereits in diesem Prozess mit den gegebenen Szenarien einen Netzausbaubedarf zu ermitteln, der möglichst nah an den bevorstehenden Änderungen der Planungsgrundlagen liegt, wird der Schwerpunkt in der energiewirtschaftlichen Prüfung des Netzentwicklungsplans auf die hinsichtlich des Ausbaus der erneuerbaren Energien ambitionierteren Szenarien C 2035 (und B 2040) gelegt. Im Entwurf der Strategischen Umweltprüfung wurde das Szenario C 2035 zugrunde gelegt.

Die Bundesnetzagentur bereitet einen Bundesbedarfsplan vor, indem sie eine SUP auf Grundlage des Netzentwicklungsplans durchführt. Die SUP beginnt mit der Festlegung des Untersuchungsrahmens. Dieser

legt unter anderem die Methode und die Detailschärfe der Prüfung fest. Am Entwurf des Untersuchungsrahmens wurden verschiedene Träger öffentlicher Belange beteiligt. Das waren hauptsächlich Behörden, deren umwelt- und gesundheitsbezogener Aufgabenbereich durch den Plan berührt wird. Nach der Beteiligung wurde der Untersuchungsrahmen festgelegt und im April 2021 veröffentlicht². Auf dieser Basis wurde der Entwurf des Umweltberichts erstellt. Zum Entwurf des Umweltberichts wird vom 9. August bis zum 20. Oktober 2021 die Fachöffentlichkeit und die betroffene Öffentlichkeit konsultiert.

Die Strategische Umweltprüfung wird mit Blick auf die finale Bestätigung der Maßnahmen, die Ende 2021 unter Berücksichtigung der Konsultationsbeiträge vorgelegt werden soll, angepasst. Die SUP wird alle Maßnahmen berücksichtigen, die bestätigt werden und in das BBPl-Gesetz aufgenommen werden sollen.

Was hat die Bundesnetzagentur für den Umweltbericht genau geprüft?

Die voraussichtliche energiewirtschaftliche Entwicklung als Grundlage der Netzentwicklungsplanung wird im Szenariorahmen mithilfe von bestimmten Annahmen (u. a. Anteile an fossilen und Erneuerbaren Energien, Zubau an Photovoltaik sowie Windkraftanlagen, Jahresverbrauch) festgelegt. Der von der Bundesnetzagentur genehmigte Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan 2021-2035 umfasst ein konservatives Szenario (A 2035), ein Transformationsszenario (B 2035) und ein Innovationsszenario (C 2035).

Im Entwurf der diesjährigen SUP wurden

- 101 Maßnahmen geprüft. Davon sind 76 Freileitungen, 8 Erdkabel und 17 Erdkabel/Seekabel.
- Zudem gab es für 21 Maßnahmen räumliche Alternativen. Sie wurden mit den Vorschlagsvarianten der ÜNB verglichen.

Wegen der geringen Unterschiede zwischen den Netzen der Szenarien wurde auf eine separate Darstellung der Szenarien A 2035, B 2035 und C 2035 als alternative Gesamtpläne in diesem Durchgang verzichtet.

Nicht geprüft wurden sogenannte Startnetzmaßnahmen. Sie sind entweder bereits realisiert, befinden sich in einem laufenden Planfeststellungsverfahren oder der Bedarf ist für diese Vorhaben bereits im EnLAG gesetzlich festgestellt. Ebenfalls nicht geprüft wurden sogenannte „Punktmaßnahmen“, hierunter fallen

¹ Bundesnetzagentur (2020).

² Bundesnetzagentur (2019).

z.B. Umspannwerke. Sie sind nicht Bestandteil eines Bundesbedarfsplans. Daher sind sie auch nicht Gegenstand der SUP und des Umweltberichts. Vorhaben, die in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) von Nord- und Ostsee liegen, werden einer SUP durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) unterzogen, wenn der Flächenentwicklungsplan erstellt wird.

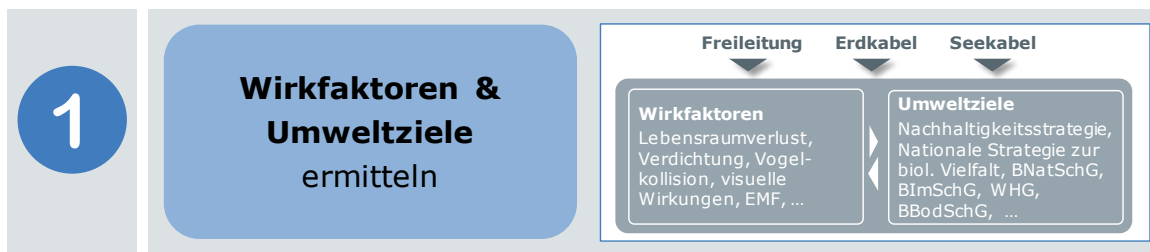
Wie ist die Bundesnetzagentur bei der Umweltprüfung vorgegangen?

In einer SUP wird geprüft, wo und in welchem Ausmaß potenzielle Auswirkungen auf die Umwelt zu erwarten

sind. Und sie prüft, inwiefern diese Auswirkungen auf die Umwelt als erheblich angesehen werden.

Das methodische Vorgehen bei der SUP umfasst acht Arbeitsschritte. In den Schritten 1-5 werden die Grundlagen ermittelt. Darauf aufbauend werden in den Schritten 6-8 die Ergebnisse abgeleitet. Kapitel 6 des Umweltberichts erklärt die weiterentwickelte Methode ausführlich. Im Folgenden werden die einzelnen Arbeitsschritte kurz vorgestellt.

Abbildung 1: Methodischer Arbeitsschritt Nr. 1



Schritt 1: Wirkfaktoren und Umweltziele ermitteln (siehe Kapitel 6.1 des Umweltberichts)

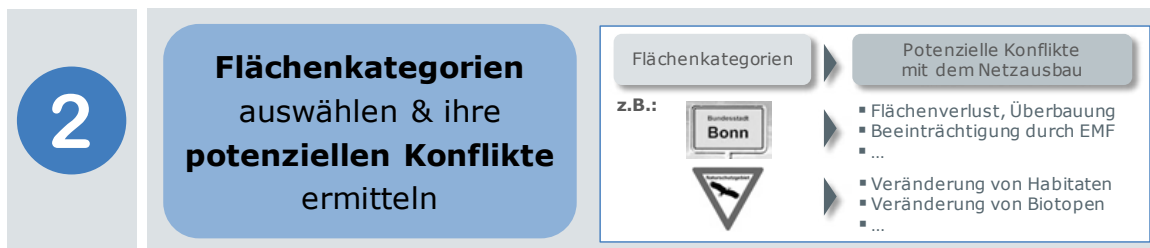
Der Umweltbericht soll mögliche Folgen des Netzausbaus auf die Schutzgüter des UVPG abschätzen. Dazu wird berücksichtigt, wie und wie stark die Wirkungen der verschiedenen Ausführungsarten des Netzausbaus (Freileitung, Erdkabel, Seekabel) sind: Diese sogenannten Wirkfaktoren werden zuerst abstrakt und ohne Raumbezug beschrieben. Dann werden sie im Zusammenhang mit den einzelnen Schutzgütern bewertet. Beispielsweise betrachtet die Bundesnetzagentur, wie sich eine Freileitung in der Regel auf das Schutzgut Tiere/Pflanzen/biologische Vielfalt auswirkt. Das geschieht z. B. durch die Beeinträchtigung von Lebens-

räumen. Kapitel 7 des Umweltberichts (im Folgenden auch UB) informiert in den Tabellen 5-7 über die Wirkfaktoren.

Auf der Plattform zu Umweltthemen beim Stromnetzausbau (PLUS) unter www.plus.netzausbau.de sind die möglichen Wirkungen von Höchstspannungsleitungen genauer beschrieben.

Um potenzielle Wirkungen auf die Umwelt bewerten zu können, werden außerdem die geltenden Umweltziele betrachtet. Aus ihnen lässt sich die Bedeutung der betroffenen Umwelt ableiten. Kapitel 8 des Umweltberichts listet die Umweltziele auf. Auch hierzu gibt es weitere Informationen in der SUP zum BBP 2019-2030 unter www.netzausbau.de/umweltbericht.

Abbildung 2: Methodischer Arbeitsschritt Nr. 2



Schritt 2: Auswahl der Flächenkategorien und Ermittlung ihrer potenziellen Konflikte (s. Kapitel 6.2 des Umweltberichts)

Voraussichtlich erhebliche Umweltauswirkungen bewertet die Bundesnetzagentur, indem sie versucht, Veränderungen der Umwelt durch den Netzausbau vorherzusehen. Die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen werden über die in Fläche vorliegenden Umwelteigenschaften bewertet. In der SUP zum Bundesbedarfsplan wird der gesamte Raum der Bundesrepublik Deutschland betrachtet. Um dieser abstrakten Planungsebene zu begegnen, dienen Flächenkategorien (z. B. Naturschutzgebiet) als Indikatoren für die Umwelteigenschaften.

Die Bundesnetzagentur wählt Flächenkategorien aus, mit denen voraussichtliche erhebliche Umweltauswirkungen sinnvoll abgebildet werden können. Diese Flächenkategorien basieren auf bundesweit einheitlichen und flächenbezogenen Daten. Bei der Auswahl berücksichtigt die Bundesnetzagentur die Wirkfaktoren des Netzausbaus und Umweltziele. (Arbeitsschritt 1 beschreibt, wie die Wirkfaktoren und Umweltziele ermittelt werden.) Für jede Flächenkategorie werden potenzielle Konflikte ermittelt, die zwischen Umweltzielen und Wirkfaktoren auftreten können. Dafür werden die Flächenkategorien jeweils einzeln betrachtet. Flächenkategorien bilden in der Regel mehrere

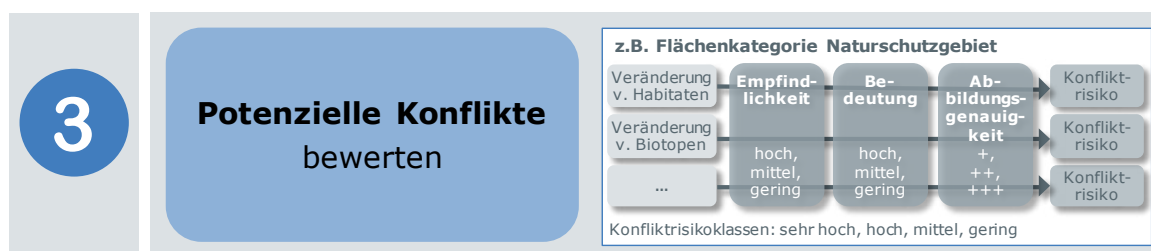
konfliktrelevante Raum- und Umwelteigenschaften ab. Deshalb können mit ihrer Hilfe auch mehrere potenzielle Konflikte abgebildet werden. Beispielsweise können bei der Flächenkategorie „Flussauen“ durch Freileitungsmaßnahmen u. a. potenzielle Konflikte durch

- die Störung und Vergrämung empfindlicher Tierarten oder
- die Veränderung von Habitaten auftreten.

Die SUP berücksichtigt außerdem Flächen mit eingeschränkter Verfügbarkeit. Zu diesen Flächen gehören z.B. Rohstoffabbaugebiete oder Flughäfen. Sie stehen für den Netzausbau voraussichtlich nur eingeschränkt zur Verfügung und müssen unter Umständen bei der späteren Planung der Trasse umgangen werden. Dann müssen benachbarte Räume genutzt werden, die möglicherweise ebenfalls empfindlich oder sogar empfindlicher gegenüber dem Bau einer Stromleitung sind. Flächen mit eingeschränkter Verfügbarkeit beeinflussen also u. U. die Planung des Leitungsbaus und die daraus resultierenden Umweltauswirkungen und werden daher frühzeitig berücksichtigt.

Kapitel 9 des Umweltberichts geht näher auf die Flächenkategorien in dieser Strategischen Umweltprüfung ein.

Abbildung 3: Methodischer Arbeitsschritt Nr. 3



Schritt 3: Bewertung der potenziellen Konflikte (siehe Kapitel 6.3 des Umweltberichts)

Im dritten Arbeitsschritt bestimmt die Bundesnetzagentur für jeden potenziellen Konflikt einer Flächenkategorie ein sogenanntes Konflikt-risiko. Dazu wird jeder potenzielle Konflikt mit den folgenden Parametern bewertet:

- Empfindlichkeit,
- Bedeutung und
- Abbildungsgenauigkeit.

Die Empfindlichkeit beschreibt, wie stark eine Umwelteigenschaft auf die Wirkungen der Ausführungsarten reagiert. Die Reaktionen der Umwelteigenschaften werden dabei in Bewertungsstufen eingeordnet:

- gering,
- mittel und
- hoch.

Die Bedeutung schätzt den rechtlichen und gesellschaftlichen Wert einer Flächenkategorie ein. Sie wird für eine Flächenkategorie insgesamt beurteilt. Die potenziellen Konflikte werden einzeln bewertet.

Die Bedeutung wird eingeteilt in die Bewertungsstufen

- gering,
- mittel und
- hoch.

Die Abbildungsgenauigkeit stellt dar, wie geeignet eine Flächenkategorie ist, um einen potenziellen Konflikt abzubilden. Sie bildet die Raum- und Umwelteigenschaften und die damit verbundenen Konflikte einer Flächenkategorie

- nur sehr ungenau ab (+),
- nicht ganz eindeutig und genau ab (++) oder
- sehr eindeutig und genau ab (+++)

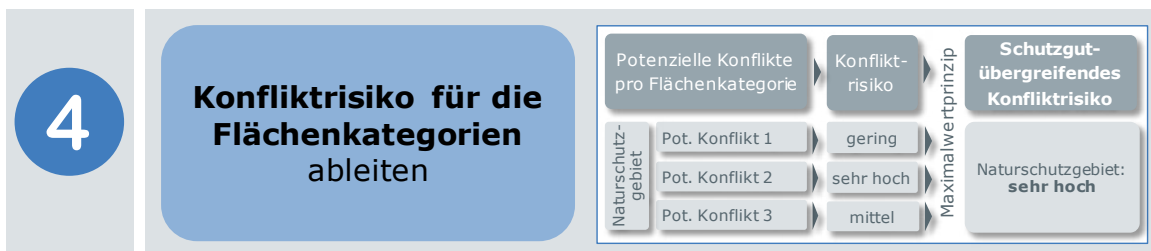
Die einzelnen Parameter werden erst unabhängig voneinander bewertet. Anschließend werden die Parameter Empfindlichkeit und Bedeutung mit Hilfe einer Matrix zu einem Konfliktrisiko pro potenziellem Konflikt zusammengeführt.

Der Wert des Konfliktrisikos pro potenziellem Konflikt wird entsprechend der bewerteten Abbildungsgenauigkeit um eine Stufe gesenkt (++) oder erhöht (+++). Ist die Abbildungsgenauigkeit gering (+), wird der betroffene Konflikt nicht weiter in die Bewertung einbezogen. Das ermittelte Konfliktrisiko wird abgebildet durch die vier Konfliktrisikoklassen

- gering,
- mittel,
- hoch und
- sehr hoch.

Die Konfliktrisiken der Flächenkategorien werden getrennt für jede Ausführungsart bewertet. Die Bewertungstabellen der Flächenkategorien sind in der Anlage des Umweltberichts „Beschreibung und Bewertung der Flächenkategorien“ enthalten.

Abbildung 4: Methodischer Arbeitsschritt Nr. 4



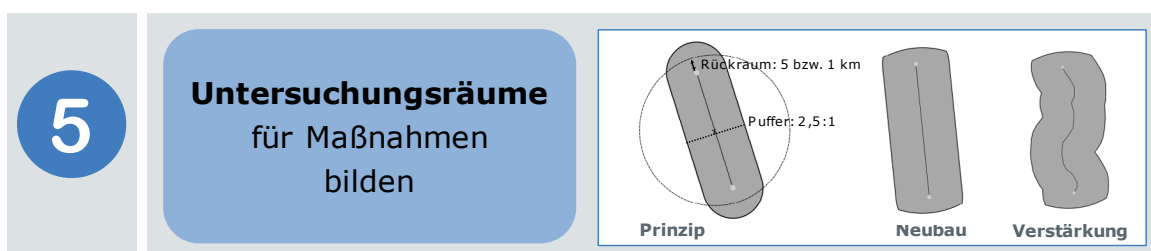
Schritt 4: Ableitung des Konfliktrisikos für die Flächenkategorien (siehe Kapitel 6.4 des Umweltberichts)

Den potenziellen Konfliktrisiken einer Flächenkategorie wird jeweils ein Schutzgut zugeordnet. Für Konfliktrisiken mit gleichen Schutzgütern wird ein schutzgutbezogenes Konfliktrisiko gebildet. Dafür wird das höchste Konfliktrisiko genutzt, das für diese potenziellen Konflikte vergeben wurde.

Das schutzgutübergreifende Konfliktrisiko wird zusammengeführt aus den Bewertungen aller potenziellen Konfliktrisiken einer Flächenkategorie.

Die Werte sind in der Anlage des Umweltberichts „Beschreibung und Bewertung der Flächenkategorien“ enthalten.

Abbildung 5: Methodischer Arbeitsschritt Nr. 5



Schritt 5: Bildung von Untersuchungsräumen für die Maßnahmen (siehe Kapitel 6.5 des Umweltberichts)

Auf der Ebene des Bundesbedarfsplans werden noch keine konkreten Leitungs- oder Trassenverläufe ausgewählt. Es werden nur die zu verbindenden Netzverknüpfungspunkte (NVP) festgelegt. Daher ist ein Hilfsmittel notwendig, um die Untersuchungsräume einzugrenzen: Bei Neubaumaßnahmen wird ein Puffer um die Luftlinie zwischen den NVP gelegt. Der Puffer wird in einem Verhältnis der Länge zur Breite von 2,5 zu 1 konstruiert. Bei Verstärkungsmaßnahmen wird die im NEP 2021-2035 benannte Leitung ebenfalls so gepuffert. Untersuchungsräume werden also einheitlich konstruiert. Das soll u. a. verhindern, dass sich die Gestalt des Untersuchungsraums bei einem Vergleich unterschiedlicher Ausführungsarten und Ausbauformen wertverändernd auswirkt. Die zu berücksichtigenden Rückräume jenseits der NVP werden mit Hilfe von Kreiskonstruktionen gebildet: entweder um den Mittelpunkt der Luftlinie oder um einen Hilfspunkt bei verschwenkten Verstärkungsleitungen zwischen den NVPs. Sie haben einen Radius von maximal 5 km.

In besonderen Konstellationen der NVP muss hingegen die Konstruktion des Untersuchungsraums angepasst werden. Dies betrifft:

- Maßnahmen mit Stützpunkten und/oder Suchräumen,
- Maßnahmen, deren Untersuchungsraum eine Staatsgrenze berührt und
- Offshore-Anbindungsleitungen.

Dabei wird stets das geschilderte Prinzip so weit wie möglich verfolgt.

Überschreiten Umweltauswirkungen die bundesdeutsche Grenze, werden sie auf dieser Ebene nicht beurteilt. Die Bundesnetzagentur hat jedoch die potenziell betroffenen Nachbarstaaten über die Prozesse der Bedarfsfeststellung sowie über die SUP unterrichtet. Dänemark hat daraufhin eine Beteiligung der Behörden durchgeführt. Die dänischen Behörden teilten am 20. Januar 2020 der Bundesnetzagentur mit, dass sie keine Anmerkungen dazu haben.

Abbildung 6: Methodischer Arbeitsschritt Nr. 6



Schritt 6: Maßnahmenbetrachtung (siehe Kapitel 6.6 des Umweltberichts)

Für die Maßnahmenbewertung werden als Erstes die Maßnahmen einzeln betrachtet. Dazu wird zunächst der aktuelle Umweltzustand durch die Flächenkategorien beschrieben. Man spricht vom sogenannten Ist-Zustand. Dann werden die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen ermittelt und bewertet. Die Ergebnisse werden in Steckbriefen dargestellt. Die Steckbriefe geben Informationen zu allgemeinen Eigenschaften der Maßnahme wie

- die Lage im Raum und
 - die Größe des Untersuchungsraums.
- zum Bewertungsergebnis der Maßnahmen und den vorgenommenen Teilbewertungen.

Die voraussichtlichen Umweltauswirkungen einer Maßnahme werden zuerst schutzgutbezogen und dann schutzgutübergreifend bewertet.

Für die schutzgutbezogene Bewertung wird die schutzgutbezogene Konfliktisikodichte (KRD) berechnet. Dazu werden zuerst die Flächenkategorien mit ihren Konfliktisikopunkten im Untersuchungsraum kartographisch überlagert. Als nächstes wird der Untersuchungsraum in 50 m x 50 m-Rasterzellen geteilt. Jede Rasterzelle bekommt den Wert der Konfliktisikopunkte der Flächenkategorie zugeordnet, die auf dieser Rasterzelle liegt. Wenn sich verschiedene Flächenkategorien eines Schutzguts auf einer Rasterzelle befinden, wird der höchste Wert übertragen. Die schutzgutbezogenen Konfliktisikopunkte aller Rasterzellen eines Untersuchungsraums werden addiert. Multipliziert mit der Größe des Untersuchungsraums, berechnet sich daraus die schutzgutbezogene KRD. Die schutzgutübergreifende Bewertung wird mit Hilfe folgender Auswertungsparameter durchgeführt:

- der schutzgutübergreifenden KRD,
- der erwarteten Maßnahmenlänge und
- von möglichen Riegeln

Die schutzgutübergreifende KRD wird so berechnet: Die schutzgutübergreifenden Konfliktrisikopunkte der Flächenkategorien werden im Untersuchungsraum kartographisch überlagert. Der Untersuchungsraum wird in 50 m x 50 m-Rasterzellen geteilt. Jede Rasterzelle bekommt den Wert der schutzgutübergreifenden Konfliktrisikopunkte der Flächenkategorie zugeordnet, die auf dieser Rasterzelle liegt. Überlagern sich verschiedene Flächenkategorien auf einer Rasterzelle, wird der höchste Wert aller Flächenkategorien angenommen. Durch Zu- und Abschläge bei den Konfliktrisikopunkten der Rasterzelle werden

- Wechselwirkungen,
- Vorbelastungen und
- Ausbauförmungen

berücksichtigt. Im Kapitel 9.2.2 des Umweltberichts wird ausführlich erklärt, wie die Wechselwirkungen berücksichtigt werden. Die schutzgutübergreifende KRD ergibt sich aus der Summe der Konfliktrisikopunkte pro Untersuchungsraum multipliziert mit seiner Größe.

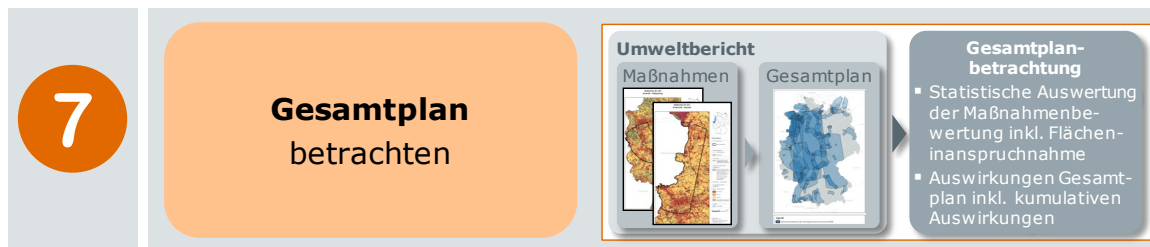
Die erwartete Länge einer Maßnahme ist bei Verstärkungsmaßnahmen die Länge der bestehenden Leitung. Bei Neubaumaßnahmen wird die Länge der Luftlinie zwischen Netzverknüpfungspunkten mit einem Umwegfaktor von 1,3 berücksichtigt. So ist ein Vergleich mit den Verstärkungsmaßnahmen möglich.

Dann wird der Untersuchungsraum auf Riegel untersucht. Riegel sind mögliche Querungshindernisse. Sie entstehen durch Bereiche höchsten Konfliktrisikos, ggf. zusammen mit Flächen eingeschränkter Verfügbarkeit.

Als nächstes werden die drei Auswertungsparameter zusammengeführt. Daraus ergibt sich die letztendliche Einstufung der voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen der bewerteten Maßnahme: Die Umweltauswirkungen einer Maßnahme können sehr gering, gering, moderat, hoch oder sehr hoch sein.

Weitere Ausführungen zu den Steckbriefen sind im vierten Teil des Umweltberichts enthalten.

Abbildung 7: Methodischer Arbeitsschritt Nr. 7



Schritt 7: Gesamtplanbetrachtung (siehe Kapitel 6.7 UB)

Der Gesamtplan wurde auf der Grundlage der Ergebnisse der beschriebenen und bewerteten Umweltauswirkungen der einzelnen Maßnahmen beurteilt. Dabei werden die erheblichen Auswirkungen auf die Umwelt in einer Zusammenschau bewertet. Zusätzlich werden sie in Zusammenhang zu Auswirkungen auf das Schutzgut Fläche und die Wechselwirkungen gesetzt. Diese werden nicht über Flächenkategorien abgebildet (siehe Kapitel 9.2 UB). Die Ergebnisse der Maßnahmenbetrachtungen werden summarisch analysiert. So werden auch positive Auswirkungen etwa zum Klimaschutz mitbetrachtet, die sich voraussichtlich ergeben, wenn der Plan umgesetzt wird.

Zunächst wird der Untersuchungsraum des Gesamtplans gebildet. Er setzt sich aus den einzelnen Untersuchungsräumen der Maßnahmen zusammen. Die Alternativen werden dabei nicht einbezogen. Anschließend

wird der Ist-Zustand der Umwelt beschrieben und die voraussichtlichen Umweltauswirkungen betrachtet. Dies erfolgt einerseits für jedes Schutzgut einzeln und andererseits schutzgutübergreifend.

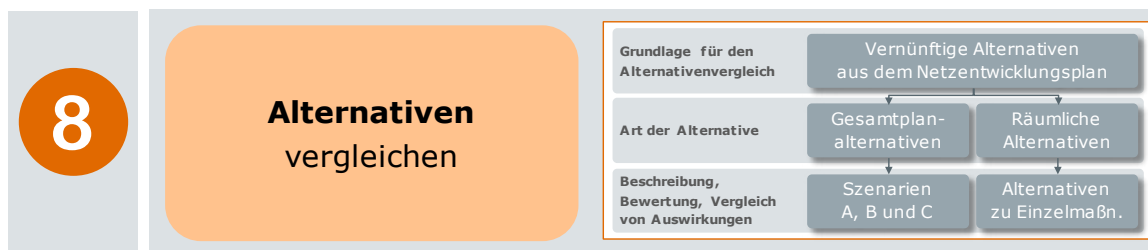
Dazu wird die KRD genutzt. Sie wird ins Verhältnis zu der deutschlandweiten KRD gesetzt. Dadurch lässt sich ableiten, ob die Konfliktrisikodichte in den potenziell betroffenen Räumen durchschnittlich, über- oder unterdurchschnittlich ist.

Zudem wird der Gesamtplan ausgewertet mit Blick auf

- die Summe der voraussichtlichen Maßnahmenlängen der Ausführungsarten,
- die Gesamtgröße der voraussichtlichen Flächeninanspruchnahme sowie
- die Verteilung riegelbildender Bereiche im Gesamtplan.

Schritt 8: Vergleich von Alternativen (s. Kapitel 6.8 UB)

Abbildung 8: Methodischer Arbeitsschritt Nr. 8



In Arbeitsschritt 8 werden die vernünftigen Alternativen miteinander verglichen. Im NEP 2021-2035 haben die ÜNB bei einigen Maßnahmen zusätzlich andere Planungsmöglichkeiten, die Alternativen, benannt. Die von den ÜNB bevorzugte Planung ist die Vorschlagsvariante. Beim Alternativenvergleich werden bei einer Maßnahme die ermittelten voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen

- der Vorschlagsvariante und
 - der anderen Planungsmöglichkeiten
- miteinander verglichen. Die Ergebnisse werden in Steckbriefen dokumentiert.

Beim Vergleich der Vorschlagsvariante und der anderen Planungsmöglichkeiten werden diese Kriterien genutzt:

- Konfliktrisikopunkte,
- KR D,
- erwartete Maßnahmenlänge und
- die Riegel.

Anhand der Gegenüberstellungen werden Ränge gebildet. Am Beispiel des Kriteriums KR D sieht das so aus: Die Alternative mit der niedrigeren KR D bekommt Rang Eins. Die Variante mit der höheren KR D bekommt Rang Zwei. Die Rangplätze einer Alternative werden miteinander verglichen. Die Alternative mit der niedrigsten Rangsumme ist aus Umweltsicht vorzugswürdig. Die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen sind hier wahrscheinlich am geringsten. In diesem Umweltbericht wird eine Vorzugswürdigkeit erst bei einer deutlichen Differenz von mindestens zwei Rangplätzen zu den Vergleichsvarianten angegeben. Das Ergebnis dient als Grundlage für die Gesamtabwägung zur Entscheidung über die Maßnahmen zum Bundesbedarfsplangesetz. Die Alternativenprüfung des Gesamtplans beruht auf dem Szenario C 2035 und dem daraus entstehenden Netzentwicklungsbedarf: Es werden die Maßnahmen berücksichtigt, die im Szenario C 2035 des NEP 2021-

2035 enthalten sind. Für sie werden die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen ermittelt, beschrieben und bewertet. Danach werden die einzelnen Bewertungen in einer Gesamtplanbetrachtung zusammengefasst. Für die Szenarien A 2035 und B 2035 werden ebenfalls Gesamtplanbetrachtungen erstellt. Hier wird von sogenannten Konzeptalternativen gesprochen. Da sich die Szenarien in diesem Durchgang kaum voneinander unterscheiden, wird auf eine detaillierte Darstellung des Vergleichs der Szenarien verzichtet.

Berücksichtigung der Schutzgüter Fläche und Wechselwirkung

Im Vergleich zu den anderen Schutzgütern weicht das methodische Vorgehen ab bei

- dem Schutzgut Fläche und
- dem Schutzgut Wechselwirkung

Schutzgut Fläche

Das Schutzgut Fläche ist seit Erlass der UVP-Änderungsrichtlinie¹ im UVPG enthalten. Damit ist es in der Umweltprüfung zu berücksichtigen. In Kapitel 9.2.1 des Umweltberichts gibt es weitere Informationen dazu.

Ursprünglich wurde das Schutzgut als Teilaspekt unter dem Schutzgut Boden miteingefasst. Nun werden für das Schutzgut Fläche die Auswirkungen der quantitativen Nutzung von Flächen

- maßnahmenbezogen und
 - auf der Ebene des Gesamtplans geprüft.
- Sie wird quantitativ über raumkonkrete Eigenschaften erfasst.

Zudem wird auch die qualitative Dimension des Schutzguts Fläche beachtet: Sie wird über die Bewertung der Auswirkungen auf die anderen Schutzgüter umfassend mit abgedeckt. Auch die verschiedenen Intensitäten (z. B. temporär) der Flächeninanspruchnahme werden einbezogen.

¹ RL 2014/52/EU

Schutzgut Wechselwirkung

Die SUP zum Bundesbedarfsplan ist sehr abstrakt. Daher werden für die Gesamtbewertung der Maßnahmen und ihrer Alternativen nur die erhöhten Konfliktrisiken ermittelt und bewertet, die sich aus Wechselwirkungen zwischen den Schutzgütern ergeben. Kapitel 9.2.2 des Umweltberichts führt dies weiter aus.

Es gibt Wechselwirkungen, die regelmäßig auftreten. Sie werden bereits über den methodischen Ansatz zur Bewertung der Konfliktrisiken bei den einzelnen Flächenkategorien betrachtet. Ein Beispiel für regelmäßig zu erwartende Wechselwirkungen sind solche zwischen den Schutzgütern Boden und Wasser.

Wie im vierten Arbeitsschritt beschrieben, werden bei den Flächenkategorien die schutzgutübergreifenden Konfliktrisiken abgeleitet. Dazu werden alle Schutzgüter mit ihren Beziehungen untereinander gemeinsam betrachtet und bewertet. Um erhöhte Konfliktrisiken als Folge von Wechselwirkungen zu ermitteln, werden die Schutzgüter in drei Schutzgutgruppen eingeteilt:

- abiotische Schutzgüter
- biotische Schutzgüter
- anthropogene Schutzgüter

Die Schutzgutgruppen fassen die Schutzgüter zusammen, zwischen denen die regelmäßig zu erwartenden Wechselwirkungen bestehen.

Erhöhte Konfliktrisiken werden unter folgenden Bedingungen angenommen:

- Auf einer Fläche treten Schutzgüter mit bereits für sich erhöhtem Konfliktrisiko auf. Ein erhöhtes Konfliktrisiko hat mindestens 3 Konfliktrisikopunkte.
- Diese Schutzgüter werden zu mindestens zwei verschiedenen Schutzgutgruppen zugeordnet.

Sind beide Bedingungen erfüllt, wird die Konfliktpunktzahl der betroffenen Fläche um einen Konfliktrisikopunkt erhöht.

Die Steckbriefe geben die Größe der Flächen an, bei denen das Konfliktrisiko aufgrund von Wechselwirkungen zwischen den Schutzgütern erhöht ist.

Welche erheblichen Umweltauswirkungen sind voraussichtlich zu erwarten?

Gesamtplanauswirkungen

Die Bundesnetzagentur hat die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen der 101 im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans im Szenario C 2035 enthaltenen Maßnahmen geprüft. Diese setzen sich aus 76 Freileitungs-Maßnahmen, acht Erdkabel-Maßnahmen sowie 17 Seekabel-/Erdkabel-Maßnahmen zusammen. Die einzelnen Maßnahmen werden in jeweils eigenen Steckbriefen geprüft. Die Steckbriefe sind im Teil IV „Umweltbericht – detaillierte Bewertungsergebnisse“ enthalten.

Unter den untersuchten Maßnahmen sind sechs Interkonnektoren enthalten. Für sie wurde im NEP 2021-2035 eine Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt.

Abbildung 9 zeigt, wo sich die Untersuchungsräume der geprüften Maßnahmen in Deutschland befinden. Dadurch wird deutlich, dass potenziell alle Bundesländer von den Maßnahmen des NEP 2021-2035 betroffen sind. Der Untersuchungsraum für den Gesamtplan ergibt sich aus den einzelnen Untersuchungsräumen der geprüften Maßnahmen. Sie sind mit Längen von rund 2 bis 527 km unterschiedlich groß. Ihre Ausdehnungen reichen von wenigen Hektar bis zu großräumigen Flächen über mehrere Bundesländer hinweg.

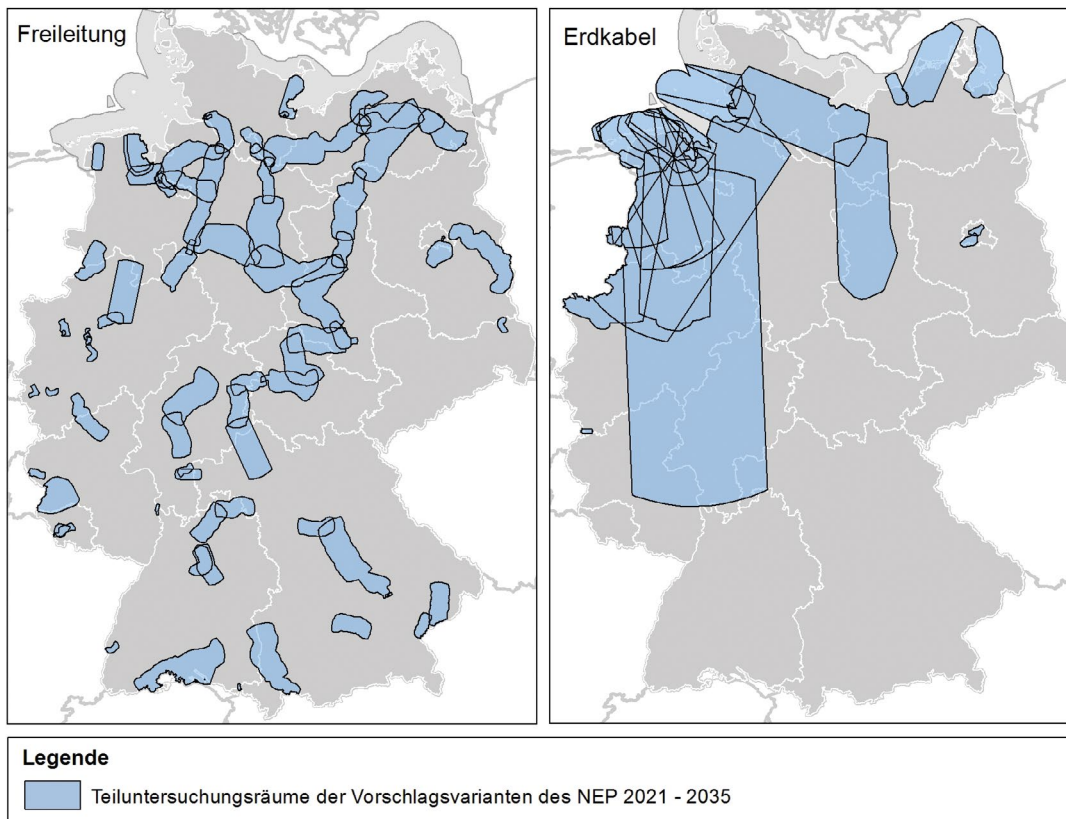
Im folgenden Diagramm (Abbildung 10) werden die Bewertungen der Umweltauswirkungen aller Maßnahmen zusammengefasst. Anschließend werden die Bewertungen erklärt.

Rund 26 Prozent der bestätigten Maßnahmen lassen mit Blick auf die ermittelten Konfliktrisiken, die erwartete Maßnahmenlänge sowie der Riegelsituation voraussichtliche erhebliche Umweltauswirkungen auf die Schutzgüter in sehr geringem Ausmaß erwarten. Das entspricht 26 der insgesamt 101 Maßnahmen.

Rund 30 Prozent der Maßnahmen lassen hinsichtlich der ermittelten Konfliktrisiken, der erwarteten Maßnahmenlänge sowie der Riegelsituation voraussichtliche erhebliche Umweltauswirkungen auf die Schutzgüter in geringem Ausmaß erwarten, was 31 der insgesamt 101 betrachteten Maßnahmen entspricht.

Bei 17 Maßnahmen und somit etwa 17 Prozent aller Maßnahmen sind voraussichtliche erhebliche Umweltauswirkungen auf die Schutzgüter in moderatem Ausmaß zu erwarten.

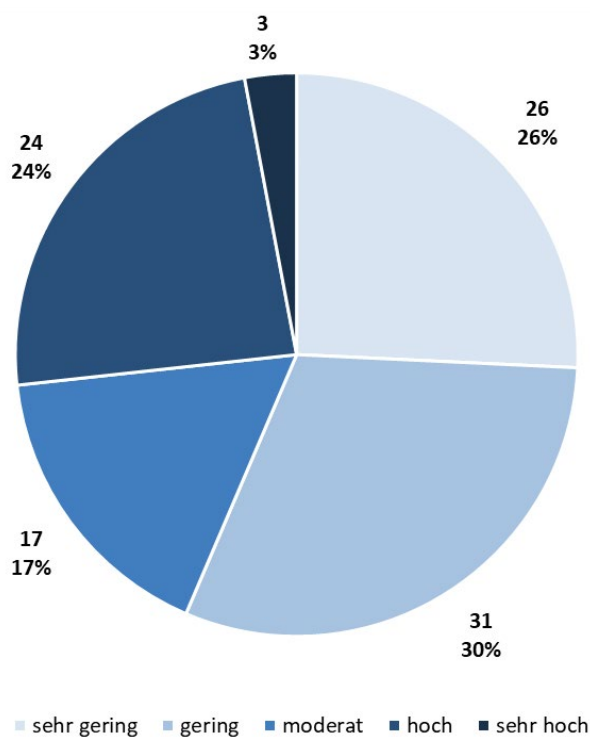
Abbildung 9: Untersuchungsräume von Freileitungsmaßnahmen sowie Erd- und Seekabel-Maßnahmen



Dahingegen sind bei 24 der 101 Maßnahmen und somit gut 24 Prozent aller Maßnahmen voraussichtliche erhebliche Umweltauswirkungen auf die Schutzgüter in hohem Ausmaß zu erwarten.

Bei 3 Maßnahmen werden voraussichtlich erhebliche Umweltauswirkungen auf die Schutzgüter in sehr hohem Ausmaß erwartet. Das entspricht rund 3 Prozent aller 101 Maßnahmen.

Abbildung 10: Verteilung der Bewertung der voraussichtlichen Umweltauswirkungen der Maßnahmen



Als nächstes werden die Wechselwirkungen zwischen den Schutzgütern bewertet. Durch sie erhöhte sich beim Gesamtplan das Konfliktrisiko auf einer Fläche von 1.339.008 ha.

Anschließend werden die Umweltauswirkungen des Gesamtplans schutzgutübergreifend bewertet. Dafür werden die Umweltauswirkungen der einzelnen Maßnahmen ermittelt. Sie ergeben sich aus

- deren voraussichtlicher Maßnahmenlänge,
- deren KRD sowie
- deren Riegelsituation.

Die Abbildung 11 und die Abbildung 12 zeigen die bewerteten Maßnahmen je Ausführungsart. Dazu zeigen die Abbildungen, wo sich die Maßnahmen in Deutschland befinden.

Abb. 11: Ergebnisse der Bewertung der Maßnahmen des NEP Strom 2021-2035 für alle Schutzgüter gem. UVPG (Freileitungen)

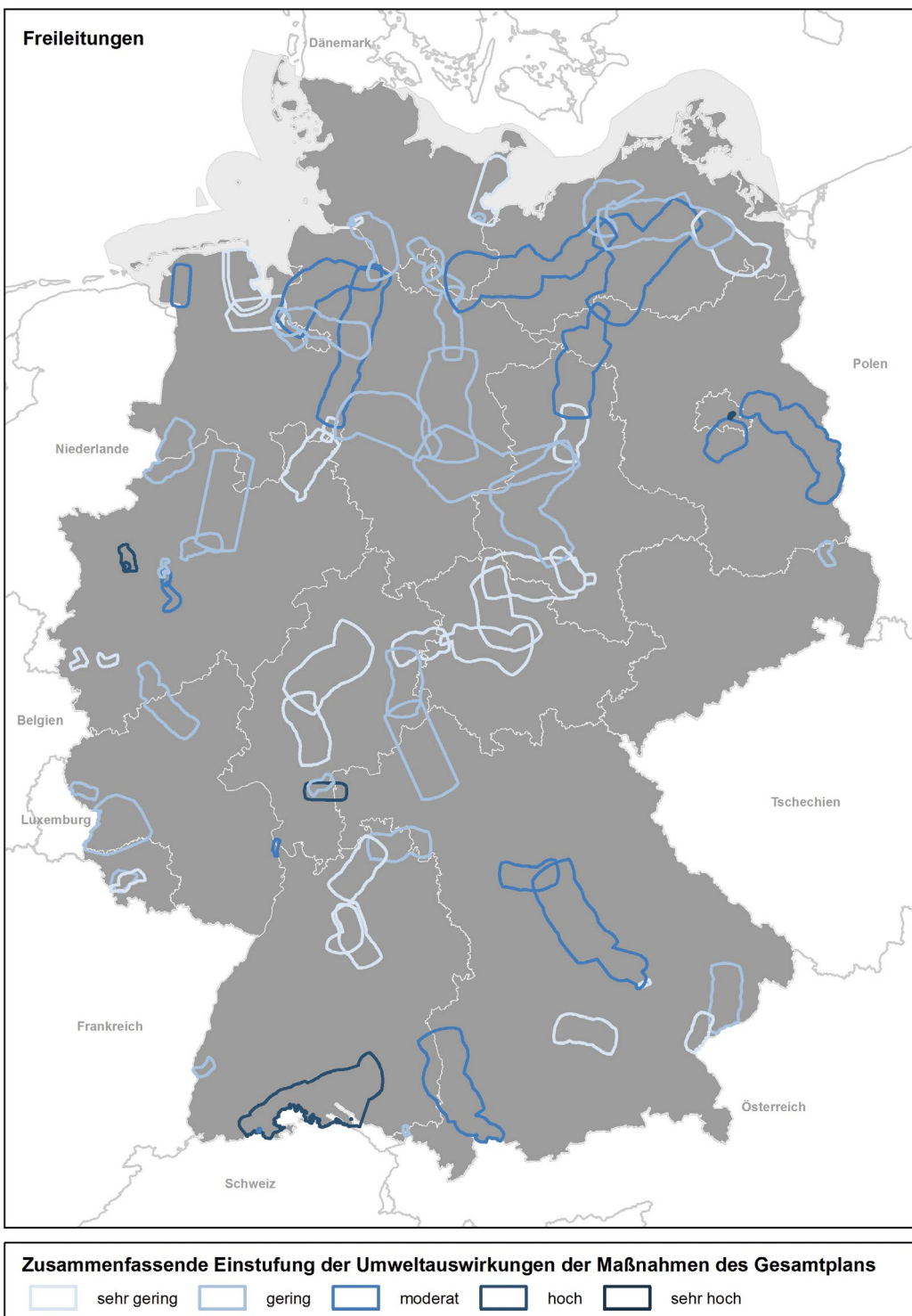
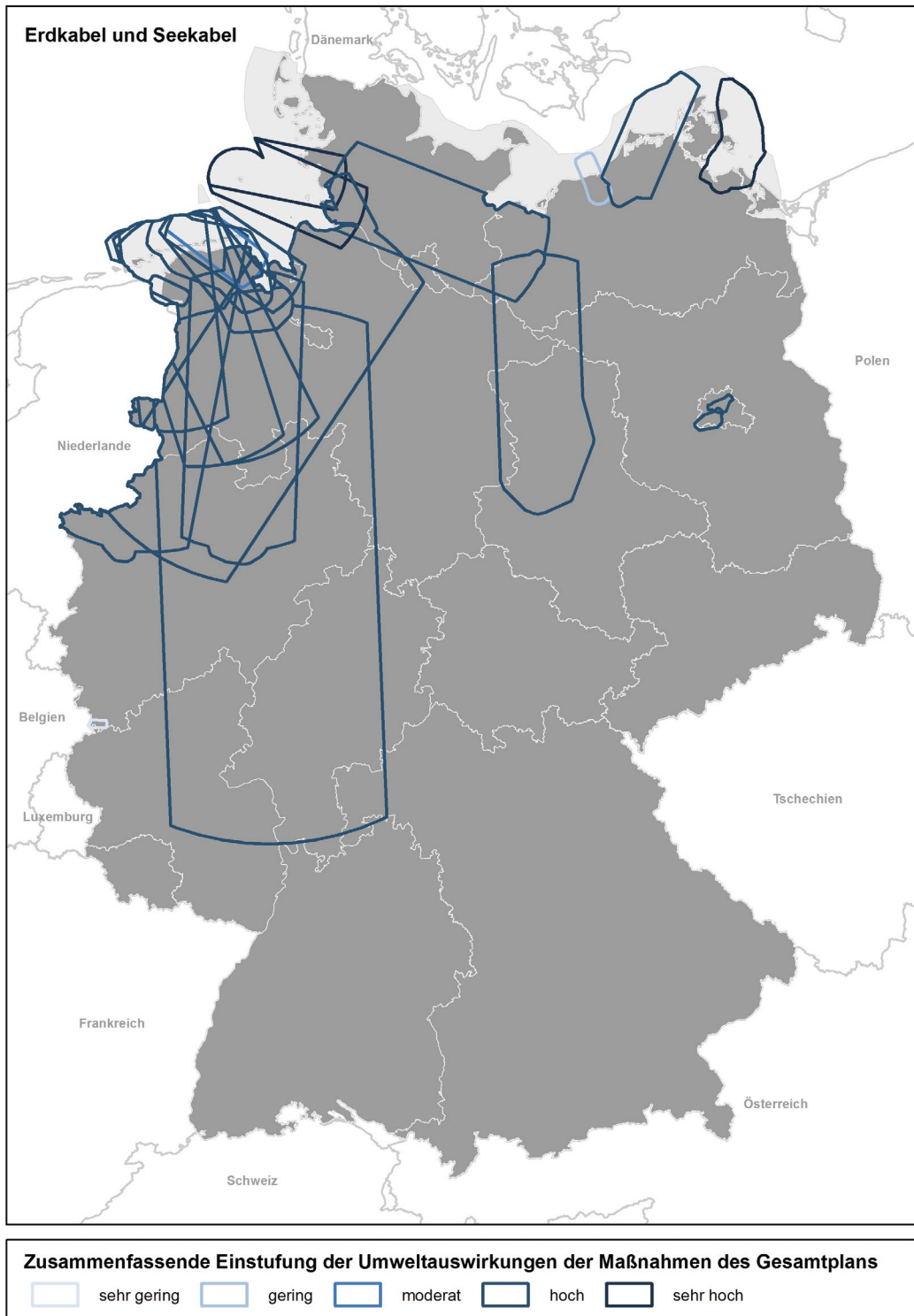


Abb. 12: Ergebnisse der Bewertung der Maßnahmen des NEP Strom 2021-2035 für alle Schutzgüter gem. UVPG (Erdkabel und Seekabel)



Im Vergleich zu den Vorhaben mit Erdkabelvorrang und Offshore-Anbindungsleitungen schneiden die Freileitungsmaßnahmen häufig besser ab. Das liegt an diesen Gründen:

- Erdkabel- und Seekabelmaßnahmen sind gemessen an der Distanz zwischen den NVP in der Regel länger als die Freileitungsmaßnahmen.

- Bei Erdkabel- und Seekabelmaßnahmen wird in der Regel der gesamte Untersuchungsraum bei der Ermittlung der KRД berücksichtigt. Sind Freileitungen als Verstärkungsmaßnahme geplant, wird die KRД der Nahzone bei der Einstufung eingestellt. Sie ist tendenziell besser durch die Herabstufungen der Konfliktrisikopunkte.

Kumulative Auswirkungen

Der Gesamtplan weist Flächen auf, auf denen sich die Untersuchungsräume und damit die potenziellen Wirkbereiche der Maßnahmen überlagern. Für diese Flächen wird davon ausgegangen, dass sich die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von kumulativen Auswirkungen des Gesamtplans erhöht.

Im Ergebnis überlagern sich auf einer Fläche von insgesamt 6.343.839 ha die Untersuchungsräume von Freileitungen, Erdkabeln und Seekabeln. Das entspricht rund 38 Prozent des Gesamtuntersuchungsraums. Es überlagern sich maximal 12 Untersuchungsräume.

Abbildung 13 zeigt, wo es kumulative Auswirkungen auf die Naturräume Deutschlands geben kann. Und sie gibt an, wie das Risiko der gesamtplanbezogenen kumulativen Auswirkungen bewertet wird.

Das Risiko gesamtplanbezogener kumulativer Auswirkungen wird mit hoch eingestuft, wenn sich sieben bis neun Untersuchungsräume überlagern. Dies ist in Teilen der Naturräume der Fall:

- Ems-Weser-Marsch (D25),
- Ostfriesisch-Oldenburgische Geest (D26),
- Dümmer Geestniederung und Ems-Hunte-Geest (D30) und
- Deutsche Bucht (ohne Felssockel Helgoland; D70)

Ein sehr hohes Risiko gesamtplanbezogener kumulativer Auswirkungen besteht in Teilen in den Naturräumen

- Ems-Weser-Marsch (D25),
- Ostfriesisch-Oldenburgische Geest (D26) und
- Deutsche Bucht (ohne Felssockel Helgoland; D70).

Hier überlagern sich mehr als zehn Untersuchungsräume.

Verbindung mit anderen Prüfungen (Natura-2000-Abschätzung)

Die Vorhaben im Bundesbedarfsplan wirken sich potenziell auf Natura-2000-Gebiete aus. Die SUP prüft daher, ob der Bundesbedarfsplan mit Natura-2000-Gebieten verträglich ist. Dies geschieht mit einer Natura-2000-Abschätzung. Diese Abschätzung ist angemessen für den Planungsstand des Bundesbedarfsplans. Es wird untersucht, ob in den Untersuchungsräumen Natura-2000-Gebiete potenziell betroffen sind. Das ist in Kapitel 12 beschrieben. Als nächstes ermittelt der Umweltbericht, ob Natura-2000-Gebiete einen sogenannten Riegel bilden. Riegel werden bei der Umsetzung einer Maßnahme sicher gequert. Die Steckbriefe geben an, ob solche Riegel vorhanden sind.

Die Natura-2000-Abschätzung ergibt folgende potenzielle Beeinträchtigungen von Natura-2000-Gebieten:

- Insgesamt liegen 3.043.082 ha Natura-2000-Gebietsflächen im Gesamtuntersuchungsraum. Das entspricht einem prozentualen Anteil rund 18 Prozent des Gesamtuntersuchungsraums.
- Im Gesamtuntersuchungsraum weisen 39 der 101 Maßnahmen Riegel durch Natura-2000-Gebiete auf.

Die folgenden Planungsebenen untersuchen, ob es bei den Riegeln oder bei den wahrscheinlich betroffenen Gebieten tatsächlich zu erheblichen Beeinträchtigungen der Natura-2000-Gebiete kommt. Sie berücksichtigen Erhaltungsziele sowie Maßnahmen zur Vermeidung und Verminderung.

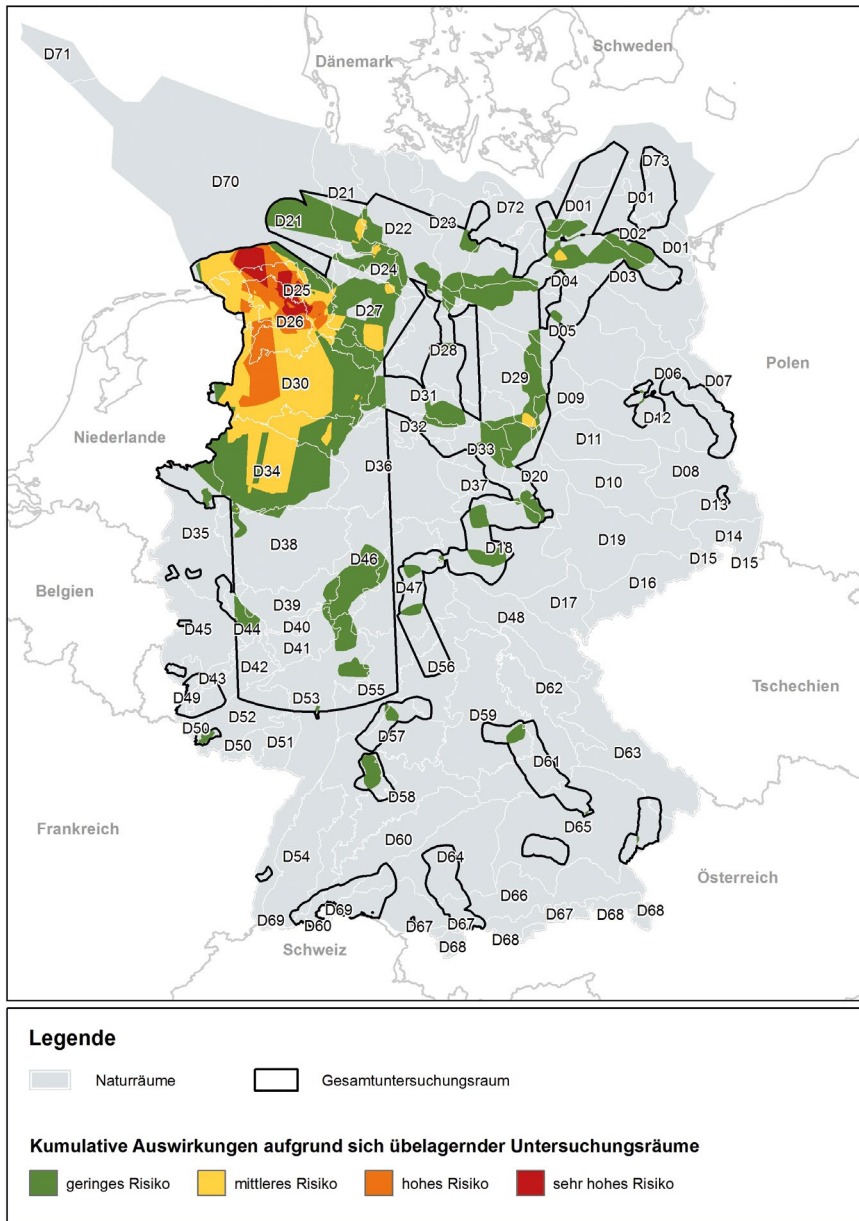
Vergleich alternativer Maßnahmen

Im Entwurf des Umweltberichts wurden für 21 Maßnahmen die Umweltauswirkungen räumlicher Alternativen verglichen. Als Grundlage für die Prüfung maßnahmenbezogener Alternativen wurden die im zweiten Entwurf des NEP 2021-2035 enthaltenen, von den ÜNB vorgeschlagenen anderweitigen Planungsmöglichkeiten für Maßnahmen, die die Bundesnetzagentur als „vernünftige Alternativen“ und als „nicht offensichtlich fernliegend“ identifiziert hat, herangezogen.

Die Vergleiche hat die Bundesnetzagentur durch eine Gegenüberstellung von vier Vergleichsparametern der Umweltauswirkungen vorgenommen. Alle ermittelten Vergleichsgrößen sind in den dazugehörigen Steckbriefen zur „Maßnahmendarstellung und -bewertung“ festgehalten (siehe Teil IV) und in Steckbriefen zum „Alternativenvergleich“ gegenübergestellt (siehe Teil IV Nr. 4).

Zur besseren Übersicht fasst Tabelle 1 die Ergebnisse der Alternativenvergleiche zusammen. So können sie leichter bei der Entscheidung über die Annahme oder Änderung des Bundesbedarfsplans berücksichtigt werden. Das Symbol ▲ markiert die aus Umweltsicht vorzugswürdige Alternative. Im Vergleich eindeutig schlechter bewertete Alternativen kennzeichnet das Symbol ▼. Zu ihnen bestehen aus Umweltgesichtspunkten bessere Alternativen, selbst dann, wenn es im Vergleich nicht möglich war, eine vorzugswürdige Alternative zu identifizieren. Für die übrigen Alternativen ist keine Vorzugswürdigkeit erkennbar.

Abbildung 13: Bewertung des Risikos gesamtplanbezogener kumulativer Auswirkungen in den Naturräumen



Naturräume

- | | | |
|---|--|---|
| D01 - Mecklenburgisch-Vorpommersches Küstengebiet | D24 - Unterelbeniederung (Elbmarsch) | D50 - Pfälzisch-Saarländisches Muschelkalkgebiet |
| D02 - Nordostmecklenburgisches Tiefland mit Oderhaffgebiet | D25 - Ems-Weser-Marsch | D51 - Pfälzer Wald (Haardtgebirge) |
| D03 - Rückland der Mecklenburg-Brandenburgischen Seenplatte | D26 - Ostfriesisch-Oldenburgische Geest | D52 - Saar-Nahe-Berg- und Hügelland |
| D04 - Mecklenburgische Seenplatte | D27 - Stader Geest | D53 - Oberrheinisches Tiefland und Rhein-Main-Tiefland |
| D05 - Mecklenburg-Brandenburgisches Platten- und Hügelland sowie Luchland | D28 - Lüneburger Heide | D54 - Schwarzwald |
| D06 - Ostbrandenburgische Platte | D29 - Wendland und Altmark | D55 - Odenwald / Spessart und Südrhön |
| D07 - Odertal | D30 - Dümmer Geestniederung und Ems-Hunte-Geest | D56 - Mainfränkische Platten |
| D08 - Spreewald und Lausitzer Becken- und Heideland | D31 - Weser-Aller-Tiefland | D57 - Neckar- und Tauberland / Gäuplatten |
| D09 - Elbtalniederung | D32 - Niedersächsische Börden | D58 - Schwäbisches Keuper-Liasland |
| D10 - Elbe-Mulde-Tiefland | D33 - Nördliches Harzvorland | D59 - Fränkisches Keuper-Liasland |
| D11 - Fläming | D34 - Westfälische Tieflandsbucht | D60 - Schwäbische Alb |
| D12 - Mittelbrandenburgische Platten und Niederungen sowie Ostbrandenburgisches Heide- und Seengebiet | D35 - Kölner Bucht und Niederrheinisches Tiefland | D61 - Fränkische Alb |
| D13 - Oberlausitzer Heideland | D36 - Unteres Weserbergland und Oberes Weser-Leinebergland | D62 - Oberpfälzisch-Obermainisches Hügelland |
| D14 - Oberlausitz | D37 - Harz | D63 - Oberpfälzer und Bayerischer Wald |
| D15 - Sächsisch-Böhmisches Kreidesandsteingebiet | D38 - Bergisches Land / Sauerland (Süderbergland) | D64 - Donau-Iller-Lech-Platten |
| D16 - Erzgebirge | D39 - Westerwald | D65 - Unterbayerisches Hügelland und Isar-Inn-Schotterplatten |
| D17 - Vogtland | D40 - Lahntal und Limburger Becken | D66 - Voralpines Hügel- und Moorland |
| D18 - Thüringer Becken und Randplatten | D41 - Taunus | D67 - Schwäbisch-Oberbayerische Voralpen |
| D19 - Erzgebirgsvorland und Sächsisches Hügelland | D42 - Hunsrück | D68 - Nördliche Kalkalpen |
| D20 - Mitteldeutsches Schwarzerdegebiet | D43 - Moseltal | D69 - Hocharheingebiet und Dinkelberg |
| D21 - Schleswig-Holsteinische Marschen und Nordseeinseln | D44 - Mittelrheingebiet (mit Siebengebirge) | D70 - Deutsche Bucht (ohne Felssockel Helgoland) |
| D22 - Schleswig-Holsteinische Geest | D45 - Eifel und Vennvorland | D71 - Doggerbank und angrenzende zentrale Nordsee |
| D23 - Schleswig-Holsteinisches Hügelland | D46 - Westhessisches Berg- und Beckenland | D72 - Westliche Ostsee |
| | D47 - Osthessisches Bergland (Vogelsberg und Rhön) | D73 - Östliche Ostsee |
| | D48 - Thüringisch-Fränkisches Mittelgebirge | |
| | D49 - Gutland (Bitburger Land) | |

Tabelle 1: Übersicht über die maßnahmenbezogenen Alternativenvergleiche

Projekt-Bezeichnung	Vorschlagsvariante	Anderweitige Planungsmöglichkeiten lt. NEP		
Vorhaben 48 BBPlG: Höchstspannungsleitung Heide West - Polsum	DC25: Heide/West – Elbequerung – Polsum	DC25 mod: Kreis Segeberg – Polsum		
DC34: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Hessen	DC34: Ovelgönne/Rastede/ Wiefelstede/Westerstede – Birstadt	DC34 mod: Ovelgönne/Rastede/ Wiefelstede/Westerstede – Rommerskirchen		
Vorhaben 38 BBPlG: Höchstspannungsleitung Dollern – Elsflth West	M20: Dollern – Alfstedt – Farge – Elsflth/West	M20 mod: Dollern – Samtgemeinde Sottrum – Elsflth/West		
Vorhaben 57 BBPlG: Dollern – Grafschaft Hoya – Ovenstädt – Eickum – Bechterdissen	M206: Dollern – Samtgemeinde Sottrum – Mehringen – Punkt Landesbergen (Steyerberg) ▲	M206 mod: Dollern – Elsflth/West – Ganderkesee – St. Hülfe – Ohlensehlen – Landesbergen		
P221: 2. Ausbaustufe Hansa PowerBridge (HPB II)	M461a: Sanitz/Dettmendorf – Schweden (HansaPowerBridge II)	M461a mod1: Güstrow – Schweden (HansaPowerBridge II) ▼	M461a mod2 Bentwisch – Schweden (HansaPowerBridge II)	M461a mod3 Lüdershagen – Schweden (HansaPowerBridge II)
P355: Netzverstärkung Neuenhagen – Heinersdorf – Eisenhüttenstadt – Preilack	M599: Neuenhagen – Heinersdorf – Eisenhüttenstadt – Preilack	M599 mod: Neuenhagen – Ragow		
P367: Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und den Niederlanden	M714: Emden/Ost – Bundesgrenze (NL)	M714 mod: Emden/Ost – Diele – Bundesgrenze (NL)		
P402: Netzausbau Westerkappeln – Gersteinwerk	M602: Westerkappeln – Gersteinwerk	M602 mod: Westerkappeln – Neuenkirchen/Steinfurt/Wettringen		
Vorhaben 64 BBPlG: Höchstspannungsleitung Hattingen – Linde	M603: Hattingen – Schwelm – Bezirk Ronsdorf (Wuppertal)	M603 mod: Hattingen – Eiberg – Opladen		
Vorhaben 71 BBPlG: Höchstspannungsleitung Landkreis Trier-Saarburg – Bundesgrenze (LU)	M606: Landkreis Trier-Saarburg – Bundesgrenze (LU)	M606 mod: Niederstedem – Bundesgrenze (LU)		
P408: Netzverstärkung zentrales Ruhrgebiet	M621/622/744: Emscherbruch – Hüllen – Eiberg – Bochum – Hattingen	M621/622/744 mod Kusenhorst – Emscherbruch – Pöppinghausen – Witten – Hattingen		
P500: Netzverstärkung und –ausbau Somborn – Aschaffenburg – Urberach	M737: (Somborn –) Aschaffenburg – Urberach	M737 mod: Freigericht/ Stadt Alzenau (–Großkrotzenburg) – Urberach ▲		
P501: Netzverstärkung Gersteinwerk – Lippe – Mengede	M740: Gersteinwerk – Lippe – Mengede ▲	M740 mod: Uentrop – Kruckel		

Tabelle 1: Übersicht über die maßnahmenbezogenen Alternativenvergleiche

P503: Netzverstärkung Niederrhein – Walsum	M742: Niederrhein – Bezirke Walsum/ Hamborn (Duisburg) – Walsum	M742 mod: Niederrhein – Zensenbusch – Walsum ▲	
OST-1-4: AC-Netzanbindungssystem OST-1-4	M73: Ostsee-Cluster 1 – Grenzkorridor O-I – Brünzow/Kemnitz	M73 mod: Ostsee-Cluster 1 – Grenzkorridor O-I – Lüdershagen ▲	
OST-T-1: AC- Netzanbindungssystem OST-T-1 (Testfeld)	M85: Ostsee-Testfeld (Zone 1) – Gemeinde Papendorf	M85 mod: Ostsee-Testfeld (Zone 1) – Bentwisch	
NOR-9-1: DC-Netzanbindungssystem NOR-9-1 (BalWin1)	M234: Nordsee-Cluster 9 – Grenzkorridor III – Unter- weser	M234 mod: Nordsee-Cluster 9 – Grenz- korridor III – Landkreis Friesland/ Stadt Wilhelmshaven ▲	
NOR-10-1: DC-Netzanbindungssystem NOR-10-1 (BalWin2)	M231: Nordsee-Cluster 10 – Grenzkorridor III – Unter- weser	M231 mod: Nordsee-Cluster 10 – Grenz- korridor III – Landkreis Friesland/ Stadt Wilhelmshaven ▲	
NOR-12-2: DC-Netzanbindungssystem NOR-12-2 (LanWin2)	M233: Nordsee-Cluster 12 – Grenz- korridor III – Ovelgönne/ Raste-de/ Wiefelstede/Wes- terstede	M233 mod: Nordsee-Cluster 12 – Grenz- korridor III – Landkreis Friesland/ Stadt Wilhelmshaven ▲	
NOR-13-1: DC-Netzanbindungssystem NOR-13-1 (LanWin 5)	M43: Nordsee-Cluster 13 – Grenzkorridor V – Heide/ West	M43 mod1: Nordsee-Cluster 13 – Grenzkorridor V – Brunsbüttel	M43 mod2: Nordsee-Cluster 13 – Grenzkorrivor V – Kreis Segeberg ▼
NOR-X-1: DC-Netzanbindungssystem NOR-X-1 (Zone 4)	M248: Nordsee-Zone 4 – Grenz- korridor III – Ovelgönne/ Rastede/ Wiefelstede/ Westerstede	M248 mod: Nordsee-Zone 4 – Grenz- korridor III – Landkreis Friesland/ Stadt Wilhelmshaven ▲	

Die maßnahmenbezogenen Alternativenvergleiche kommen zu folgendem Ergebnis:

Bei 9 von 21 Alternativenvergleichen ist der Abstand zwischen den verglichenen Alternativen ausreichend groß, um eine aus Umweltsicht vorzugswürdige Alternative (▲) herauszustellen.

- Davon ist in vier Vergleichen die von den ÜNB im NEP 2021-2035 vorgeschlagene Variante aus Umweltgesichtspunkten vorzugswürdig und mit geringeren Umweltauswirkungen verbunden als die mit ihr verglichenen Alternativen.

- In sieben der vorgenannten neun Vergleiche ist eine der anderweitigen Planungsmöglichkeiten des NEP vorzugswürdig und damit aus Umweltgesichtspunkten gegenüber der Vorschlagsvariante der ÜNB vorteilhaft.

Bei 12 von 21 Alternativenvergleichen ist es aufgrund der zu geringen Differenz der Rangplatzsummen nicht möglich, eine einzige Alternative als vorzugswürdig herauszustellen.

Trotzdem ergeben auch diese Vergleiche Ergebnisse, die bei der Entscheidung über die Annahme bzw. Änderung des Bundesbedarfsplans Berücksichtigung finden können.

- Denn in zwei dieser Vergleiche ist eine der anderweitigen Planungsmöglichkeiten des NEP 2021-2035 eindeutig nachteilig (▼). Hier ist die Vorschlagsvariante der ÜNB (bei NOR-13-1: DC-Netzanbindungssystem NOR-13-1, LanWin 5) bzw. eine der übrigen Alternativen des Vergleichs (P221: Ausbaustufe Hansa-PowerBridge, HPB II) aus Umweltsicht zu bevorzugen.

Alternative Gesamtpläne

Die Szenarien A2035, B2035 und C2035 weisen insgesamt nur sehr geringe Unterschiede auf.

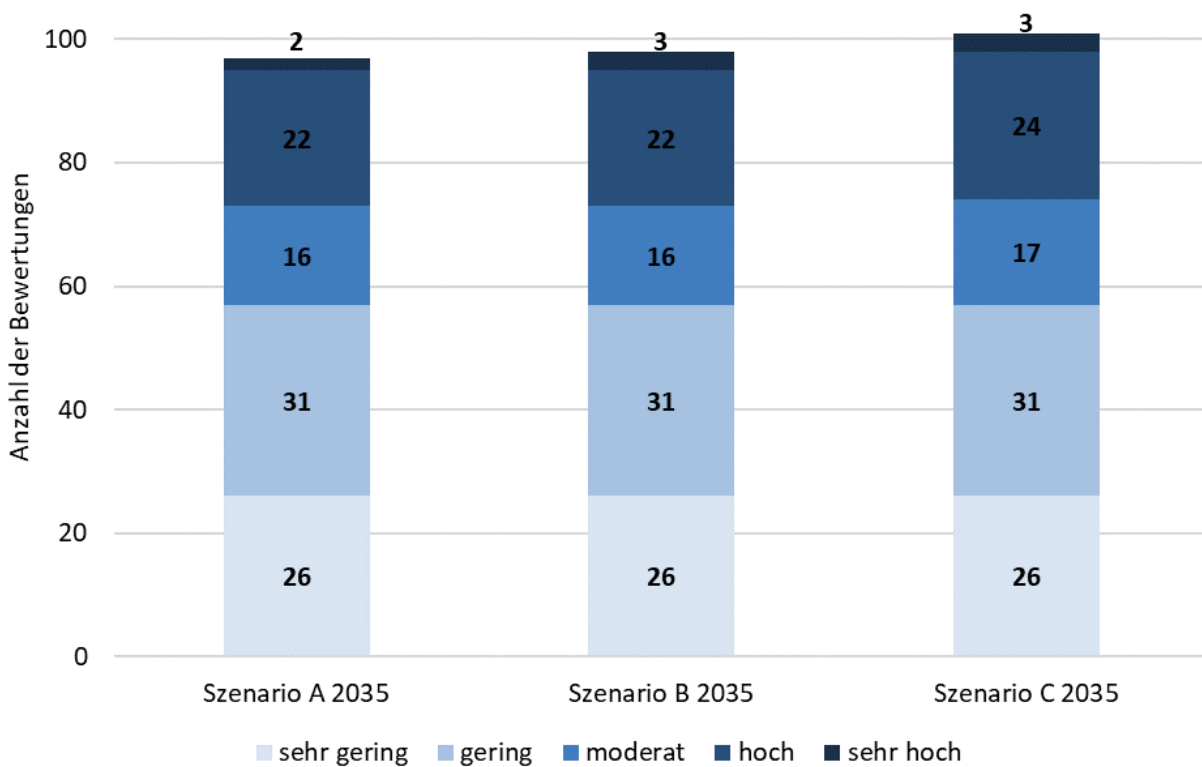
Entsprechend des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans sind

- in Szenario A 2035 97 Maßnahmen,
- in Szenario B 2035 98 Maßnahmen und
- in Szenario C 2035 101 Maßnahmen enthalten.

Innerhalb der jeweiligen Szenarien verteilen sich die einzelnen Bewertungen wie in Abbildung 14 dargestellt. Auch hier zeigt sich, dass sich die Szenarien kaum voneinander unterscheiden, daher wird auf einen detaillierten Vergleich der Szenarien verzichtet.

Abbildung 14: Vergleich der Gesamtbewertungen für die Szenarien A 2035, B 2035 und C 2035

Vergleich der Szenarien A 2035 - B 2035 - C 2035



**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Telefon: 0800 638 9 638

www.netzausbau.de

Folgen Sie uns auf twitter.com/netzausbau

Besuchen Sie uns auf youtube.com/netzausbau

Abonnieren Sie den netzausbau.de/newsletter

August 2021