



Bundesnetzagentur

Bedarfsermittlung 2017-2030

Zusammenfassung zum Konsultationsstart



AUGUST 2017



Zusammenfassung zum Konsultationsstart

Stand: August 2017

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
E-Mail: nep-ub-2017-2030@netzausbau.de
www.netzausbau.de/2030-nep-ub
Folgen Sie uns auf twitter.com/netzausbau
Besuchen Sie uns auf youtube.com/netzausbau

August 2017

Einleitung

Mit Start der großen Gleichstromverbindungen Sued-Link und SuedOstLink in die Bundesfachplanungsverfahren werden die Vorhaben räumlich konkreter, was entsprechende Betroffenheiten vor Ort auslöst. Umso wichtiger ist es, dass alle Betroffenen bereits frühzeitig die Gelegenheit haben und auch nutzen, bei den grundsätzlichen Planungen mitzureden. Denn in der Bundesfachplanung geht es nicht mehr um die Frage nach dem Bedarf eines Netzausbau-Vorhabens. Das ist zu einem früheren Zeitpunkt im Verfahren der Fall: Bei der Bedarfsermittlung.

Aktuell ist es wieder soweit: Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben die Bedarfsermittlung für den Netzausbau mit dem Zieljahr 2030 erarbeitet. Sie haben also in ihren Netzentwicklungsplänen ermittelt, welche Ausbaumaßnahmen für das Übertragungsnetz und welche Anbindungsleitungen für Offshore-Windparks aus ihrer Sicht bis 2030 notwendig werden. Grundlage für die Pläne ist der Szenariorahmen, den die Bundesnetzagentur am 30. Juni 2016 genehmigt hat.

Die Bedarfsermittlung ist als behördliches Planungsinstrument darauf beschränkt, aus den geltenden Rahmenbedingungen eine mögliche Bandbreite dessen zu entwerfen, wie Deutschland sich in Zukunft mit Energie versorgt. Anschließend kann ein dieser Bandbreite angemessenes Übertragungsnetz entwickelt werden. Es ist allerdings nicht Aufgabe der Bedarfsermittlung, alle denkbaren Gestaltungsspielräume der Energiewende auszuloten.

Der Netzentwicklungsplan 2017-2030 greift erstmals die Kernpunkte der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf. Daraus ergaben sich Änderungen unter anderem bei den Vorgaben zum Ausbau und der räumlichen Verteilung der Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien.

Unverändert bleibt allerdings das Ziel, bis zum Jahr 2050 mindestens achtzig Prozent des deutschen Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien zu decken. Dafür müssen umfangreich Erzeugungsanlagen gebaut werden. Die von ihnen produzierte Energie muss in das Stromnetz eingespeist und zum Verbraucher übertragen werden. Auch der Ausstieg aus der Kernenergie und der gemeinsame europäische Energiebinnenmarkt verändern die Aufgaben des Übertragungsnetzes.

Realistische Entwicklungen zum Beispiel bei Speichern, bei der Sektorkopplung zwischen Strom, Wärme und Verkehr und bei der flexiblen Nutzung und Bereitstellung von Strom fließen in die Planung ein.

Nach derzeitigem Stand der Prüfung deutet alles darauf hin, dass die bisher bereits im Bundesbedarfsplangesetz ausgewiesenen Vorhaben auch unter dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017 unverändert wichtig sind.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben in ihren Netzentwicklungsplänen vorgeschlagen, bis zum Jahr 2030 keine zusätzlichen Höchstspannungs-Gleichstromleitungen (HGÜ) zu errichten und stattdessen herkömmliche Wechselstromverbindungen zu verstärken oder neu zu errichten. Ein Ausbau des Wechselstromnetzes ist unter Umständen abhängig davon, ob künftig weitere HGÜ hinzukommen. Daher spricht sich die Bundesnetzagentur dafür aus, zunächst nur zusätzliche Netzausbauvorhaben zu bestätigen, die unabhängig von künftigen Technologie-Entscheidungen in jedem Fall sinnvoll und nachhaltig sind.

Am 2. Mai 2017 haben die Übertragungsnetzbetreiber die überarbeiteten Entwürfe ihrer Netzentwicklungspläne der Bundesnetzagentur vorgelegt, die sie nun zusammen mit ihren ersten Prüfungsergebnissen zur Diskussion stellt. Gleichzeitig veröffentlicht die Bundesnetzagentur den Entwurf eines Umweltberichts, der die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen auf Grundlage der Netzentwicklungspläne ermittelt, beschreibt und bewertet.

Alle Beteiligten sind aufgerufen, ihre Einschätzungen, Ideen und Hinweise einzubringen. Dazu werden der Entwurf des Umweltberichts, der zweite Entwurf des Netzentwicklungsplans 2017-2030 (NEP), der zweite Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplans 2017-2030 (O-NEP) sowie die vorläufigen Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur zu beiden Netzentwicklungsplänen vom **4. August bis zum 14. September 2017** am Sitz der Bundesnetzagentur (Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) ausgelegt und im Internet unter www.netzausbau.de/2030-nep-ub veröffentlicht. Stellungnahmen können bis zum **16. Oktober 2017** 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 ihren Bestätigungen der Netzentwicklungspläne und bei der Überarbeitung ihres Umweltberichts.

Inhalt

Einleitung	5
Gesamtverfahren	8
1. Szenariorahmen	8
2. Netzentwicklungspläne	8
3. Bundesbedarfsplan	9
4. Bundesfachplanung	9
5. Planfeststellung	9
A Zum Netzentwicklungsplan Strom 2017-2030	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	14
3. Vorläufige Prüfungsergebnisse	15
B Zum Offshore-Netzentwicklungsplan 2017-2030	28
1. Methodik	28
2. Prüfung	28
2.1 Berücksichtigung des Szenariorahmens	29
2.2 Berücksichtigung der Bundesfachpläne Offshore	29
2.3 Ausbaubedarf	29
2.4 Kriterien für die zeitliche Abfolge	30
2.5 Angabe von Terminen	30
2.6 Zeitliche Staffelung der Anbindungsmaßnahmen	30
2.6.1 Zeitliche Staffelung der Anbindungsmaßnahmen in der Nordsee	30
2.6.2 Zeitliche Staffelung der Anbindungsmaßnahmen in der Ostsee	31
3. Vorläufige Prüfungsergebnisse	32

C	Zum Entwurf des Umweltberichts	
	Strategische Umweltprüfung auf Grundlage des 2. Entwurfs des NEP Strom 2017-2030 und O-NEP 2017-2030	34
	1. Verfahren	34
	1.1 Vorgehen bei der Umweltprüfung	34
	1.2 Gibt es Alternativen?	34
	1.3 Was ist der Umweltbericht?	34
	1.4 Worauf basiert der Entwurf des Umweltberichts?	34
	1.5 Was hat sich im Vergleich zum letzten Umweltbericht geändert?	34
	1.6 Was hat die Bundesnetzagentur für den Umweltbericht genau geprüft?	35
	2. Zur Methodik	36
	2.1 Untersuchungsraum abgrenzen	36
	2.2 Wirkfaktoren und Ist-Zustand ermitteln	36
	2.3 Relevante Umweltziele auswählen	37
	2.4 Bewertungskriterien definieren und Bewertungsmethode festlegen	37
	2.5 Steckbriefe auswerten (Maßnahmenbetrachtung)	38
	2.6 Gesamtplanbetrachtung	38
	2.7 Alternativenprüfung	38
	3. Vorläufige Ergebnisse	39
	3.1 Gesamtbewertung: Szenario B 2030	39
	3.2 Alternativer Gesamtplan: Szenario A 2030	43
	3.3 Alternativer Gesamtplan: Szenario C 2030	44
	3.4 Vergleich der Szenarien B 2030, A 2030 und C 2030	44
	3.5 Vorhabenbezogene Alternativen	45

Gesamtverfahren

Abbildung 1: Fünf Schritte zum Netzausbau



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 schnell für den Umstieg auf die erneuerbaren Energien zu rüsten und dabei die erforderlichen Entscheidungen gemeinsam mit der Gesellschaft zu treffen.

1. Szenariorahmen

Wie viel Strom werden wir in den kommenden Jahren verbrauchen? Welche Rolle spielen künftig Kohlekraftwerke und Windenergieanlagen? Mögliche Antworten liefert der Szenariorahmen, den die Übertragungsnetzbetreiber regelmäßig erstellen. Er beschreibt die wahrscheinlichen Entwicklungen der deutschen Energielandschaft. Der Szenariorahmen wird von den vier Übertragungsnetzbetreibern Amprion, Transnet-BW, 50Hertz und TenneT gemeinsam entwickelt. Die Bundesnetzagentur konsultiert die Öffentlichkeit zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, verändert den Szenariorahmen entsprechend den begründeten Anregungen aus der Konsultation oder aufgrund eigener Erkenntnisse und genehmigt den Szenariorahmen schließlich.

2. Netzentwicklungspläne

Auf dem Szenariorahmen aufbauend erstellen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) einen Netzentwicklungsplan (NEP), um den Ausbaubedarf im Übertragungsnetz zu ermitteln. Der NEP enthält die notwendigen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Stromnetzes und gilt für das gesamte Bundesgebiet. Die ÜNB erstellen neben dem NEP für den Landbereich auch für Nord- und Ostsee einen NEP, den sog. Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP). Dieser legt den Bedarf an Anbindungsleitungen für die Anbindung von Offshore-Windparks fest und ermittelt die zeitliche Reihenfolge, in der die Anbindungsleitungen errichtet werden sollen. Die Bundesnetzagentur prüft die vorgeschlagenen Maßnahmen hinsichtlich ihrer energiewirtschaftlichen Notwendigkeit. Bürgerinnen, Verbände und Behörden können in mehreren Beteiligungsrunden Stellungnahmen zum NEP und O-NEP abgeben.

Neben der Prüfung des NEP beziehungsweise O-NEP werden von der Bundesnetzagentur die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen in einer Strategischen Umweltprüfung (SUP) ermittelt, beschrieben und bewertet. Diese im Verfahrensablauf erste SUP ist eine Art Frühwarnsystem, um schon zu Beginn des Prozesses potenzielle Konflikte mit den berechtigten Schutzbelangen von Mensch und Natur zu identifizieren

und in der Folge möglichst wirksam zu verringern oder am besten ganz zu vermeiden. Die Ergebnisse werden in einem Umweltbericht festgehalten. Der Umweltbericht wird parallel zum überarbeiteten NEP und O-NEP zur Konsultation gestellt.

3. Bundesbedarfsplan

Die bestätigten Netzentwicklungspläne bilden zusammen mit dem Umweltbericht die Basis für den Bundesbedarfsplan. Dieser enthält eine Liste der benötigten Leitungsvorhaben. Die Bundesnetzagentur legt der Bundesregierung regelmäßig einen Entwurf des Bundesbedarfsplans vor. Die Regierung kann daraufhin den Gesetzgebungsprozess starten, an dessen Ende die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Vorhaben im Bundesbedarfsplangesetz festgestellt ist

4. Bundesfachplanung

Im nächsten Schritt schlagen die Übertragungsnetzbetreiber den sogenannten Trassenkorridor mit Alternativen vor, durch den eine neue Höchstspannungsleitung führen soll.

Für Vorhaben, die innerhalb nur eines Bundeslandes verlaufen, führt das betroffene Land ein Raumordnungsverfahren durch. Für die Leitungen, die im Bundesbedarfsplangesetz als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnet sind, führt die Bundesnetzagentur ein Bundesfachplanungsverfahren durch.

5. Planfeststellung

Die im vierten Schritt ermittelten Trassenkorridore bilden die Grundlage für das Planfeststellungsverfahren. In diesem Schritt wird der konkrete Leitungsverlauf festgelegt. Dabei müssen auch alternative Leitungsverläufe betrachtet werden. Die Vorschläge der Übertragungsnetzbetreiber werden unter anderem auf ihre Auswirkungen auf Mensch und Umwelt geprüft. Am Ende steht ein Planfeststellungsbeschluss mit einem Trassenverlauf, der möglichst geringe Belastungen verspricht.



A Zum Netzentwicklungsplan Strom 2017-2030

1. Methodik

Mit dem Netzentwicklungsplan wird ermittelt, welcher Netzausbaubedarf in den kommenden Jahren 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 in das und die Entnahmen aus dem Übertragungsnetz im Zieljahr 2030. 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.

Grundlage für den NEP 2017-2030 ist der Szenariorahmen 2017-2030, den die Bundesnetzagentur am 30. Juni 2016 genehmigt hat. Er enthält vier Szenarien. Drei davon beschreiben Entwicklungspfade bis zum Jahr 2030, der vierte ein Szenario für das Jahr 2035. Alle Szenarien berücksichtigen die Vorgaben des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), das 2016 reformiert wurde.

Will man die Szenarien in einfachen Worten beschreiben, ist Szenario A der „konservative“ Entwicklungspfad, während die Szenarien B und C stärker durch erneuerbare Energien geprägt sind. Szenario B stellt ein „Transformationsszenario“, Szenario C ein „Innovations-szenario“ dar. Im Szenario für das Jahr 2035 wird die längerfristige Entwicklung untersucht.

Die einzelnen Szenarien unterscheiden sich dabei in der Annahme, wie stark und wie schnell sich die Energielandschaft verändert (siehe Tabelle 1). Im Szenario A 2030 erzeugen konventionelle Kraftwerke weiterhin einen Großteil der Energie, die erneuerbaren Energien werden langsamer ausgebaut und die Sektoren weniger intensiv miteinander gekoppelt. Im Innovations-

szenario C 2030 hingegen gehen die Netzbetreiber von einem schnelleren Ausbau der erneuerbaren Energien sowie einer stärkeren Sektorenkopplung aus.

Demnach ist Szenario A 2030 das Szenario mit dem am konventionellsten geprägten Charakter. Gut 80 Gigawatt (GW) der angenommenen Erzeugungskapazitäten sind fossil befeuerte und andere konventionelle Anlagen, davon entfallen etwa 33 GW auf Kohlekraftwerke, die am Energiemarkt teilnehmen. Im Szenario B 2030 steigen dagegen die Anteile der erneuerbaren Energien sowie der Gaskraftwerke, auf Kohle entfallen noch gut 24 GW. Im Szenario C 2030 schließlich machen Kohlekraftwerke nur noch etwa 20 GW der installierten Erzeuger aus.

In den Szenarien B 2030, C 2030 und B 2035 dürfen konventionelle Kraftwerke nur so produzieren, dass die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung im Hinblick auf die Reduzierung der Treibhausgasemissionen erreicht werden.

Neue Entwicklungen

Der Netzentwicklungsplan 2017-2030 greift erstmals die Kernpunkte der Novelle des EEG auf. Daraus ergaben sich Änderungen unter anderem bei den Vorgaben zum Ausbau und der räumlichen Verteilung der Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien.

Verfügbare und wettbewerbsfähige Speichertechnologien werden in der Netzentwicklungsplanung in einem nach energiewirtschaftlichen und ordnungsrechtlichen Kriterien realistischen Umfang berücksichtigt (siehe Tabelle 2). In der Bedarfsermittlung 2017-2030 wird eine Steigerung der Pumpspeicherkapazität von heute 9,4 GW auf 11,9 GW angenommen. Batteriespeicher werden je nach Szenario mit einer Gesamtkapazität von 3 bis 6 GW einbezogen.

Zusätzlich zu großen KWK-Anlagen werden auch kleine KWK-Anlagen einbezogen, und zwar mit einer bundesweiten Gesamtkapazität von 8,4 GW, was mehreren Großkraftwerken entspricht. Auch damit ist eine dezentrale, lastnahe Erzeugung in einem realistischen Umfang berücksichtigt.

Durch eine netzdienliche Flexibilisierung von Lasten können Netze effizienter ausgelastet werden. In der Bedarfsermittlung 2017-2030 werden je nach Szenario steuerbare Lasten im Bereich von Industrie und

Gewerbe in einer Größenordnung von zwei bis sechs GW 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 Sektorenkopp-

lung dabei nur auf „netzentlastende“ Auswirkungen zu reduzieren. Denn unter dem Strich läuft ein vermehrter Einsatz elektrischer Energie im Verkehrs- und im Wärmebereich auf einen höheren Verbrauch an Strom hinaus. Die in diesen beiden Sektoren bisher eingesetzten fossilen Energieträger (Benzin, Diesel, Öl, Erdgas, Kohle) müssten durch Strom ersetzt werden.

Tabelle 1: Szenariorahmen 2017-2030

Installierte Erzeugungsleistung (in Gigawatt)					
Energieträger	Referenz 2015	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario C 2030	Szenario B 2035
Kernenergie	10,8	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,1	11,5	9,5	9,3	9,3
Steinkohle	28,6	21,7	14,8	10,8	10,8
Erdgas	30,3	30,5	37,8	37,8	41,5
Öl	4,2	1,2	1,2	0,9	0,9
Pumpspeicher	9,4	11,9	11,9	11,9	13,0
sonstige (konventionell)	2,3	1,8	1,8	1,8	1,8
Kapazitätsreserve	0,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Konventionelle	106,9	80,6	79,0	74,5	79,3
Wind Onshore	41,2	54,2	58,5	62,1	61,6
Wind Offshore	3,4	14,3	15,0	15,0	19,0
Photovoltaik	39,3	58,7	66,3	76,8	75,3
Biomasse	7,0	5,5	6,2	7,0	6,0
Wasserkraft	5,6	4,8	5,6	6,2	5,6
sonstige (erneuerbar)	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Erneuerbare	97,8	138,8	152,9	168,4	168,8
gesamt	204,7	219,4	231,9	242,9	248,1
Nettostromverbrauch (in Terrawattstunden)					
	532,0	517,0	547,0	577,0	547,0
Jahreshöchstlast (in Gigawatt)					
	83,7	84,0	84,0	84,0	84,0

Treiber Sektorenkopplung (in Mio.)					
Wärmepumpen	0,6	1,1	2,6	4,1	2,9
Elektroautos	0,0	1,0	3,0	6,0	4,5
Flexibilitätsoptionen und Speicher (in Gigawatt)					
Power to Gas		1,0	1,5	2,0	2,0
PV-Batterie-speicher		3,0	4,5	6,0	5,0
DSM (Industrie und GHD)		2,0	4,0	6,0	5,0
Vorgaben zur Marktmodellierung					
			maximal 165 Mio. t CO ₂	maximal 165 Mio. t CO ₂	maximal 137 Mio. t CO ₂

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 2030 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 Marktmodellierung

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 zehn Jahren benötigte Netz abschätzen zu können.

Bei der Marktmodellierung 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 2030 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 Marktmodellierung 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 befinden und bei denen der energiewirtschaftliche Bedarf festgestellt wurde – insbesondere durch das EnLAG oder durch einen Planfeststellungsbeschluss. Auf der Grundlage dieser Netzanalysen identifizieren die Übertragungsnetzbetreiber die Netzausbaumaß-

nahmen, die zur Wahrung der Netzsicherheit im Zieljahr 2030 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 2030 beziehungsweise 2035 dar, welcher von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan aufbereitet wird.

2. Prüfung

Mit der Veröffentlichung des zweiten Entwurfs der Netzentwicklungspläne startet die Bundesnetzagentur die Prüfung der Netzausbaumaßnahmen, die die Übertragungsnetzbetreiber in den Plänen vorgeschlagen haben. Als bestätigungsfähig werden solche Projekte bewertet, die die Kriterien der Wirksamkeit und der Erforderlichkeit oder sonstigen Erwägungen erfüllen (vgl. Abschnitte 2.1 ff.). 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 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 relevante Konsultationsbeiträge mit einbeziehen. Das Gleiche gilt für die Ergebnisse des von ihr beauftragten externen Gutachters, der ef.Ruhr GmbH.

Prüfung der Maßnahmen

- a. Wirksamkeit
- b. Erforderlichkeit

2.1 Wirksamkeit

Das Kriterium der Wirksamkeit ermittelt, ob eine Maßnahme zur Wahrung des sicheren Netzbetriebs in der modellierten Situation im Netz des Jahres 2030 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. Dabei ist es entsprechend der Planungsgrundsätze ausreichend, wenn die Vermeidung der Überlastung nur in einer spezifischen Belastungs- oder Nutzungssituation auftritt, das heißt, nur in einer Stunde des Jahres.

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 grenzüberschreitender Nutzen analysiert. Dazu werden neben externen Gutachten auch Analysen der Übertragungsnetzbetreiber zum EU-weiten Netzentwicklungsplan (TYNDP) hinzugezogen. Diese Analysen beinhalten konkrete Nutzenanalysen und stellen die Maßnahmen und ihren Nutzen im europäischen Kontext dar.

2.2 Erforderlichkeit

Bei der Prüfung der Erforderlichkeit einer Maßnahme geht die Bundesnetzagentur über die Planungskriterien der Übertragungsnetzbetreiber hinaus. Angesichts der bestehenden Unwägbarkeiten reicht eine Prüfung der Wirksamkeit nicht aus, um die Verhältnismäßigkeit zu wahren und 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, also auch unter verschiedensten Bedingungen einen hinreichenden Nutzen generieren. Allerdings sollte die Auslastungsgrenze nicht zu hoch gewählt werden, um im späteren Netzbetrieb auch bei betriebsbedingten Abschaltungen oder anderen Vorkommnissen für den Fehlerfall gerüstet zu sein. Im Ergebnis erscheint als Robustheitsindikator eine Auslastung einer Leitung im Bereich von 20 Prozent als 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.

3. Vorläufige Prüfungsergebnisse

Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen 160 Maßnahmen zum Ausbau des Übertragungsnetzes vor. Die Bundesnetzagentur hält 90 davon derzeit für bestätigungsfähig. Bisher deutet alles daraufhin, dass die Vorhaben, die bereits im Bundesbedarfsplangesetz von 2013 enthalten sind, auch unter dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017 unverändert wichtig sind und daher erneut bestätigt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben in ihren Netzentwicklungsplänen vorgeschlagen, bis zum Jahr 2030 keine zusätzlichen Höchstspannungs-Gleichstromleitungen

(HGÜ) zu errichten und stattdessen herkömmliche Wechselstromverbindungen zu verstärken oder neu zu errichten. Mit sogenannten leistungssteuernden Betriebs-elementen wollen sie zudem das Übertragungsnetz besser auslasten.

Ein Ausbau des Wechselstromnetzes ist unter Umständen abhängig davon, ob künftig weitere HGÜ hinzukommen. Daher spricht sich die Bundesnetzagentur dafür aus, zunächst nur zusätzliche Netzausbauvorhaben zu bestätigen, die unabhängig von künftigen Technologie-Entscheidungen in jedem Fall sinnvoll und nachhaltig sind.

AC-Neubau	550	400	150	350
DC-Neubau	2.150	2.150	-	2.150
DC-Interkonnektoren	100	100	-	50
AC-Netzverstärkung	5.750	3.500	2.250	2.550
AC-/DC-Umstellung	300	300	0	300
				mittlerweile im Startnetz: 500
gesamt	8.850	6.450	2.400	5.900

Abweichungen zu den Längenangaben, die die Übertragungsnetzbetreiber in ihren Entwürfen gemacht haben, ergeben sich unter anderem dadurch, dass die Bundesnetzagentur die von den ÜNB so bezeichneten "nicht vorschlagswürdigen Maßnahmen" nicht berücksichtigt. Auch zählt sie Leitungen, die in gleicher Trasse geplant sind, nicht mehrfach. Das betrifft die Projekte P33, P47, P48, P113, P302, P332 und P333.

Einige Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz sind bereits so weit fortgeschritten – oder sogar realisiert –, dass sie nicht mehr Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan sind (Startnetz). Der Vollständigkeit halber werden sie hier aufgeführt.

Tabelle 4: Maßnahmenzahl (inkl. Punkt- und Ad-Hoc-Maßnahmen)

	gesamt	bestätigungsfähig	nicht bestätigungsfähig
NEP 2017-2030 Entwurf (ÜNB)	160	90	70
davon Bundesbedarfsplan	60	60	-

Tabelle 5: Liste der derzeit bestätigungsfähigen Maßnahmen

Projekt	Maßnahme	Netzverknüpfungspunkte	Art	Vorhaben nach BBPlG 2015*
DC1	DC1	Emden/Ost – Osterath	Leitung	1
DC2	DC2	Osterath – Philippsburg	Leitung	2
DC3	DC3	Brunsbüttel – Großgartach	Leitung	3
DC4	DC4	Wilster/West – Bergheinfeld/West	Leitung	4
DC5	DC5	Wolmirstedt – Isar	Leitung	5
P20	M69	Emden/Ost – Halbmond	Leitung	37
P21	M51a	Conneforde – Cloppenburg	Leitung	6
P21	M51b	Cloppenburg – Merzen	Leitung	6
P23	M20	Dollern – Elsfleth/West	Leitung	38
P24	M71a	Stade/West – Dollern	Leitung	7
P24	M71b	Dollern – Sottrum	Leitung	7
P24	M72	Sottrum – Grafschaft Hoya	Leitung	7
P24	M73	Grafschaft Hoya – Landesbergen	Leitung	7
P25	M44	Husum/Nord – Klixbüll/Süd	Leitung	8
P25	M45	Klixbüll/Süd – Bundesgrenze (DK)	Leitung	8
P33	M24a	Wolmirstedt – Helmstedt – Hattorf – Wahle	Leitung	10
P33	M24b	Wolmirstedt – Helmstedt – Hattorf – Wahle	Leitung	10
P34	M22a	Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt	Leitung	39
P34	M22b	Parchim/Süd – Perleberg	Leitung	39
P34	M22c	Güstrow – Parchim/Süd	Leitung	39
P36	M21	Bertikow – Pasewalk	Leitung	11
P37	M25a	Vieselbach – PSW Talsperre Schmalwasser	Leitung	12
P37	M25b	PSW Talsperre Schmalwasser – Ebenheim/ Eisenach – Mecklar	Leitung	12
P38	M27	Pulgar – Vieselbach	Leitung	13

*Die hier aufgelisteten Netzverknüpfungspunkte entsprechen nicht exakt dem Gesetzeswortlaut des BBPlG 2015. Die Zuordnung dient lediglich der Orientierung.

Tabelle 5: Liste der derzeit bestätigungsfähigen Maßnahmen

Projekt	Maßnahme	Netzverknüpfungspunkte	Art	Vorhaben nach BBPlG 2015*
P39	M29	Röhrsdorf – Weida – Remptendorf	Leitung	14
P43**	M74a	Mecklar – Dipperz	Leitung	17
P43**	M74b	Dipperz – Bergrheinfeld/West	Leitung	17
P43mod**	M74mod	Mecklar – Dipperz – Urberach	Leitung	-
P44**	M28a	Schalkau – Landesgrenze Thüringen/ Bayern	Leitung	-
P44**	M28b	Landesgrenze Thüringen/Bayern – Grafenheinfeld	Leitung	-
P44mod**	M28b mod	Landesgrenze Thüringen/Bayern – Würgau – Ludersheim	Leitung	-
P44mod**	Variante 2	Altenfeld – Remptendorf – Würgau – Ludersheim	Leitung	-
P44mod**	Variante 2+	Remptendorf – Würgau – Ludersheim	Leitung	-
P44mod**	Variante 3	Altenfeld – Remptendorf – Mechlenreuth	Leitung	-
P46	M56	Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf	Leitung	18
P47	M31	Weinheim – Daxlanden	Leitung	19
P47	M32	Weinheim – G380 (Mannheim)	Leitung	19
P47	M33	G380 (Mannheim) – Altlußheim	Leitung	19
P47	M34	Altlußheim – Daxlanden	Leitung	19
P47	M60	Urberach – Pfungstadt – Weinheim	Leitung	19
P48	M38a	Grafenheinfeld – Kupferzell	Leitung	20
P48	M39	Kupferzell – Großgartach	Leitung	20
P49	M41a	Daxlanden – Bühl/Kuppenheim – Weier – Eichstetten	Leitung	21
P50	M41	Oberjettingen – Engstlatt	Leitung	-
P50	M366	Pulverdingen – Oberjettingen	Leitung	-

** Im Projekt P43 ist jede Variante des Projektes für sich gesehen bestätigungsfähig. Bei Realisierung einer der Varianten entfallen die übrigen Varianten des Projektes. Gleiches gilt für das Projekt P44.

Tabelle 5: Liste der derzeit bestätigungsfähigen Maßnahmen

Projekt	Maßnahme	Netzverknüpfungspunkte	Art	Vorhaben nach BBPlG 2015*
P50	M556	Hoheneck – Pulverdingen	Leitung	-
P52	M93	Rommelsbach – Herbertingen	Leitung	24
P52	M94b	Neuravensburg – Bundesgrenze (AT)	Leitung	40
P52	M95	Wullenstetten – Niederwangen	Leitung	25
P53	M54	Raitersaich – Ludersheim	Leitung	41
P53	M350	Ludersheim – Sittling – Altheim	Leitung	41
P56	M503a	Zweites Dreibein Brunsbüttel	Anlage	-
P64	M107	Combined Grid Solution (CGS)	Leitung	29
P65	M98	Oberzier – Bundesgrenze (BE)	Leitung	30
P66	M101	Wilhelmshaven – Conneforde	Leitung	31
P67	M102	Simbach – Bundesgrenze (AT)	Leitung	32
P67	M103a	Altheim – Adlkofen	Leitung	32
P67	M103b	Adlkofen – Matzenhof	Leitung	32
P69	M105	Emden/Ost – Conneforde	Leitung	34
P70	M106	Birkenfeld – Mast 115A	Leitung	35
P72	M50	Kreis Segeberg – Lübeck	Leitung	42
P72	M351	Lübeck – Göhl	Leitung	42
P72	M49	Lübeck – Siems	Leitung	42
P112	M201	Pleinting – Bundesgrenze (AT)	Leitung	32
P112	M212	Abzweig Pirach	Leitung	32
P113	M519	Stadorf/Wahle	Anlagen	-
P115	M205	Bereich Mehrum	Anlage	-
P118	M207	Borken – Mecklar	Leitung	43
P133	M253 PST	Lastflusssteuernde Maßnahme in Borken	Anlage	-
P150	M352a	Querfurt/Nord – Wolframshausen	Leitung	44
P151	M353	Borken – Twistetal	Leitung	45

Tabelle 5: Liste der derzeit bestätigungsfähigen Maßnahmen

Projekt	Maßnahme	Netzverknüpfungspunkte	Art	Vorhaben nach BBPIG 2015*
P155	M357	Elsfleth/West	Anlage	-
P161	M91	Großkrotzenburg – Urberach	Leitung	-
P170	M380	Uchtelfangen – Ens Dorf – Bundesgrenze (FR)	Leitung	
P176	M387	Eichstetten – Bundesgrenze (FR)	Leitung	-
P180	M406	Marzahn – Friedrichshain – Mitte – Charlottenburg – Reuter – Teufelsbruch	Leitung	-
P185	M420	Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen	Leitung	46
P200	M425	Hambach	Leitung	-
P204	M430	Tiengen – Beznau	Leitung	-
P215	M454	Bentwisch – Güstrow	Leitung	-
P215	M521	Bentwisch – Suchraum Sanitz/Dettmannsdorf	Leitung	-
P216	M455	Güstrow – Siedenbrünzow – Alt Tellin – Iven	Leitung	-
P216	M523	Iven – Pasewalk/Nord – Pasewalk	Leitung	-
P221	M460	Hansa PowerBridge	Leitung	-
P222	M461	Oberbachern – Ottenhofen	Leitung	47
P224	M463	Wolkramshausen – Ebeleben – Vieselbach	Leitung	44
P309	M484	Bürstadt – Rheinau – Hoheneck	Leitung	-
P310	M485	Bürstadt – Kühmoos	Leitung	-
P313	M488	Dahlem – Bundesgrenze (BE)	Leitung	-
P314	M489	Lastflusssteuernde Maßnahme im Saarland	Anlage	-
P315	M491	Hanekenfähr – Gronau	Leitung	-
P323	M509	Lastflusssteuernde Maßnahme in Hessen	Anlage	-
P324	M512	Witten – Hattingen	Leitung	-
P333	M553	Eichstetten – Kühmoos	Leitung	-
P333	M554	Eichstetten – Schwörstadt	Leitung	-
P333	M555	Schwörstadt – Kühmoos	Leitung	-

Tabelle 6: Liste der derzeit nicht bestätigungsfähigen Maßnahmen

Projekt	Maßnahme	Art	Vorhaben nach BBPIG 2015	
P22	M80	Elsfleth/West – Ganderkesee	Leitung	-
P22	M82	Conneforde – Unterweser/West	Leitung	-
P22	M87	Unterweser/West – Elsfleth/West	Leitung	-
P26	M76	Büttel – Wilster/West	Leitung	-
P26	M79	Elbekreuzung	Leitung	-
P26	M89	Wilster/West – Dollern	Leitung	-
P26	M432	Brunsbüttel – Büttel	Leitung	-
P27	M52	Landesbergen – Ohlensehlen – Wehrendorf	Leitung	-
P27	M506b	Übergabepunkt TTG/AMP – Wehrendorf	Leitung	-
P40	M26	Graustein – Bärwalde	Leitung	-
P47a	M64	Kriftel – Farbwerke Höchst-Süd	Leitung	-
P48	M38b	Punkt Rittershausen – Stalldorf – Kupferzell	Leitung	-
P51	M37	Großgartach – Endersbach	Leitung	-
P53	M431	Irsching – Sittling	Leitung	-
P74	M96	Vöhringen – Punkt Bundesgrenze (AT)	Leitung	-
P74	M97	Woringen/Lachen	Leitung	-
P84	M367	Hamburg/Nord – Hamburg/Ost	Leitung	-
P84	M368	Hamburg/Ost – Krümmel	Leitung	-
P113	M202a	Krümmel – Lüneburg – Stadorf	Leitung	-
P113	M202b	Krümmel – Lüneburg – Stadorf	Leitung	-
P113	M203	Stadorf – Wahle	Leitung	-
P113	M204	Stadorf – Wahle	Leitung	-
P116	M206	Sottrum – Landesbergen	Leitung	-
P124	M209b	Klostermansfeld – Querfurt	Leitung	-
P127	M393	Lubmin	Anlage	-
P127	M397	Röhrsdorf	Anlage	-
P132	M252	Lippe – Mengede	Leitung	-

Tabelle 6: Liste der derzeit *nicht* bestätigungsfähigen Maßnahmen

Projekt	Maßnahme	Art	Vorhaben nach BBPlG 2015	
P133	M253	Borken – Gießen/Nord	Leitung	
P135	M255	Bechterdissen – Ovenstädt	Leitung	-
P152	M354	Wahle – Klein Ilsede	Leitung	-
P152	M370a	Klein Ilsede – Mehrum	Leitung	-
P153	M355	Alfstedt	Anlage	-
P154	M356 TR1	Siegburg	Anlage	-
P159	M62	Bürstadt – BASF	Leitung	-
P171	M381	Hanekenfähr – Merzen	Leitung	-
P202	M428	Hattingen – Wanne	Leitung	-
P203	M429	Amelsbüren/Waldstedde	Leitung	-
P205	M416	Eichstetten/Kühmoos	Leitung	-
P206	M417	Herbertingen – Kreis Konstanz – Beuren – Gurtweil/ Tiengen	Leitung	-
P225	M464a	Altheim – Isar	Leitung	-
P227	M468	Lübeck – Krümmel	Leitung	-
P228	M469	Landesbergen – Wahle	Leitung	-
P232	M477	Karben – Großkrotzenburg	Leitung	-
P235	M493	Lastflusssteuernde Maßnahme Cloppenburg	Anlage	-
P236	M472	Würgassen – Bergshausen	Leitung	-
P236	M473	Bergshausen – Borken	Leitung	-
P251	M501	Pulgar – Lauchstädt	Leitung	-
P252	M504	Thyrow – Berlin/Südost	Leitung	-
P300	M492	Grafenrheinfeld – Rittershausen	Leitung	-
P302	M511	Höpfingen – Hüffenhardt	Leitung	-
P302	M551	Höpfingen – Hüffenhardt	Leitung	-
P303	M513	Großgartach – Hüffenhardt	Leitung	-

Tabelle 6: Liste der derzeit nicht bestätigungsfähigen Maßnahmen

Projekt	Maßnahme	Art	Vorhaben nach BBPIG 2015	
P304	M514	Kupferzell – Goldshöfe	Leitung	-
P305	M515	Niederstotzingen – Dellmensingen	Leitung	-
P305	M517	Rotensohl – Niederstotzingen	Leitung	-
P306	M557	Großgartach – Hoheneck	Leitung	-
P307	M482	Bürstadt – Pfungstadt – Bischofsheim – Urberach	Leitung	-
P308	M483	Kriftel – Bürstadt	Leitung	-
P311	M486	Weißenthurm – Bürstadt	Leitung	-
P312	M487	Westerkappeln – Wettringen	Leitung	-
P316	M474	Karben – Kriftel	Leitung	-
P317	M494a	Eiberg – Bochum	Leitung	-
P317	M494b	Bochum – Hattingen	Leitung	-
P318	M495	Rommerskirchen – Paffendorf	Leitung	-
P320	M497	Oberzier – Dahlem	Leitung	-
P327	M522	Lastflusssteuernde Maßnahme im Ruhrgebiet	Anlage	-
P330	M550	Rittershausen – Höpfingen	Leitung	-
P331	M552	Großgartach – Kupferzell	Leitung	-
P332	M510	Rittershausen – Höpfingen	Leitung	-

Abbildung 1



Bundesnetzagentur

Netzentwicklungsplan Strom 2017 - 2030: bestätigungsfähige Maßnahmen

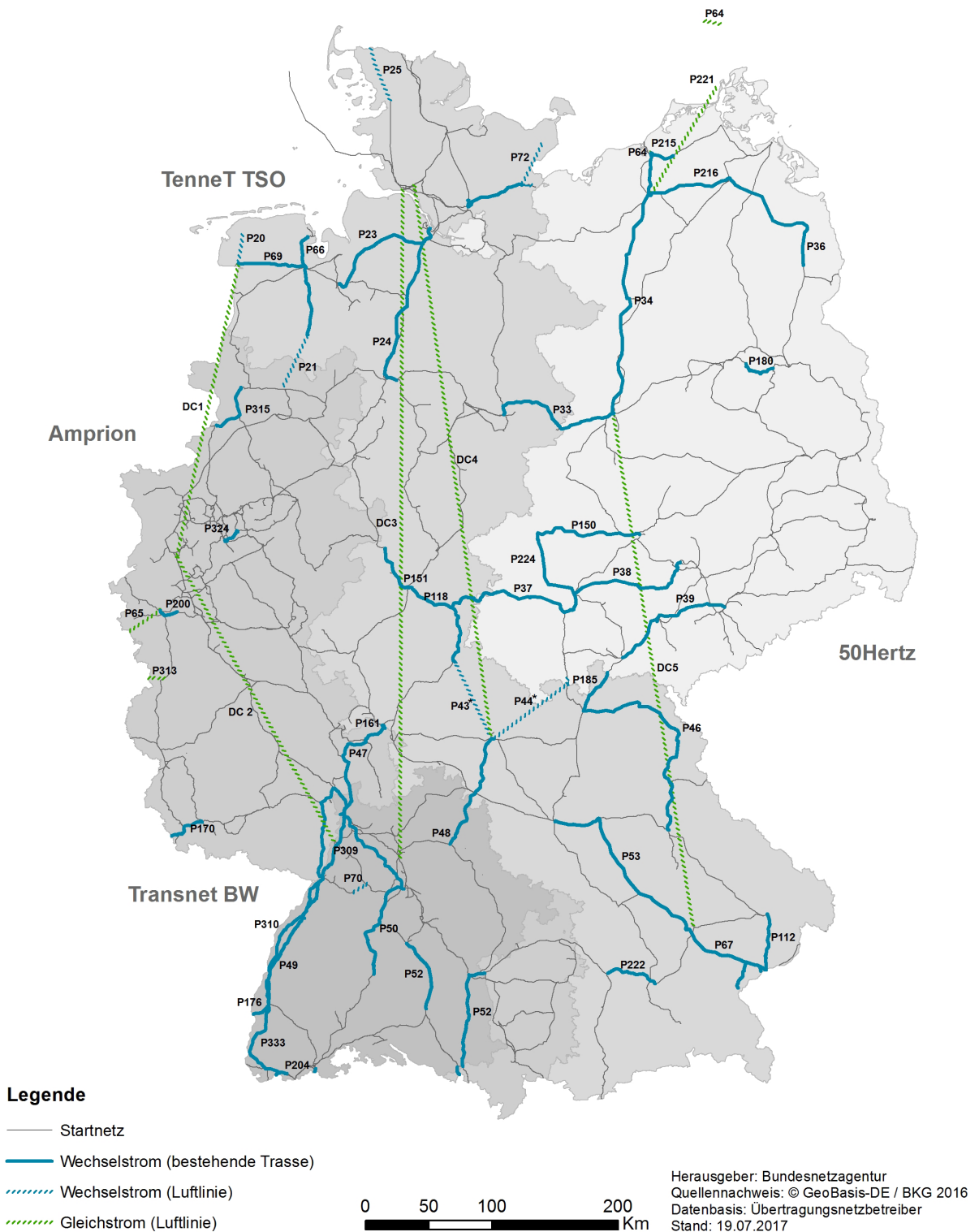


Abbildung 2



Bundesnetzagentur

Netzentwicklungsplan Strom 2017 - 2030: neu bestätigungsfähige Maßnahmen

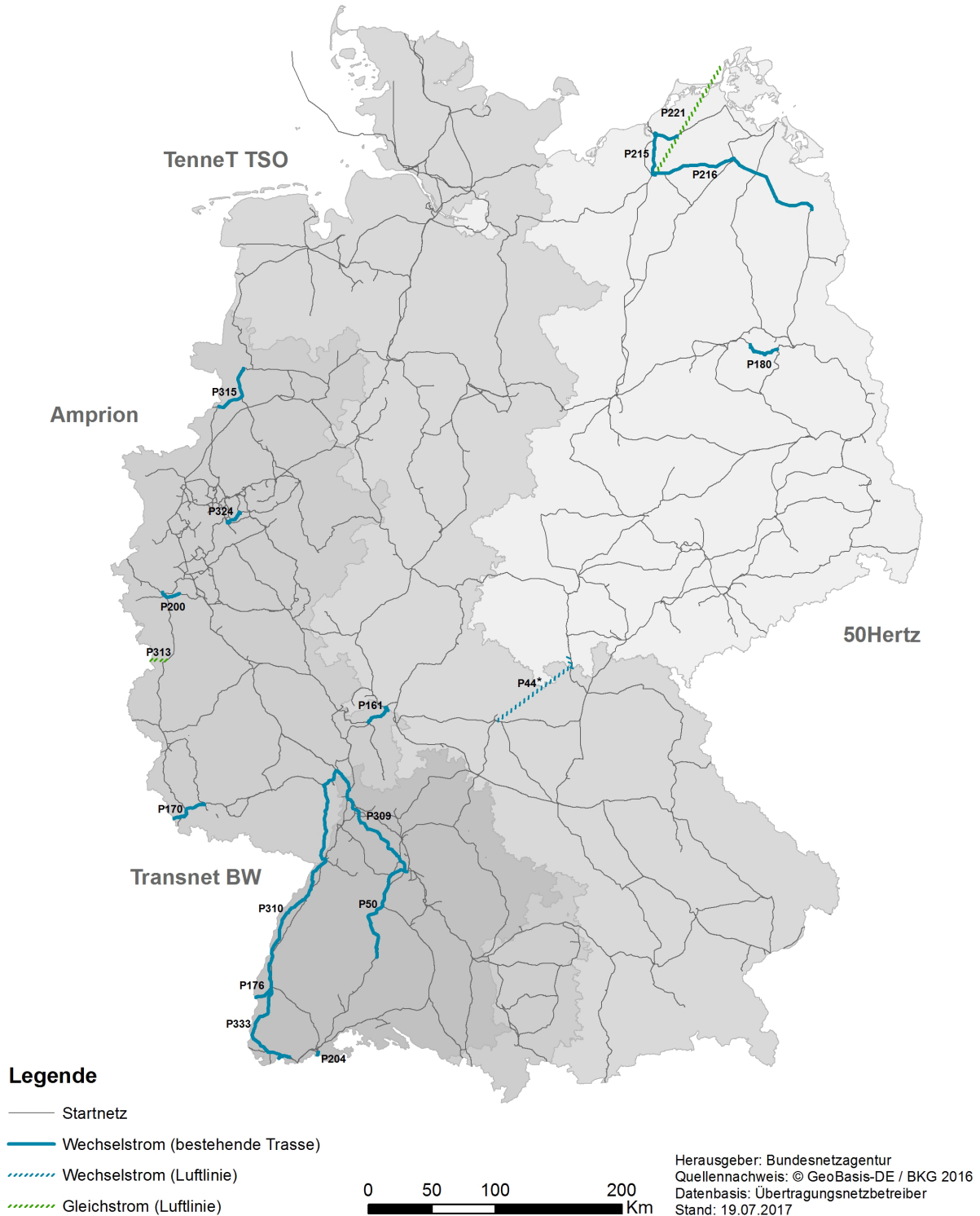
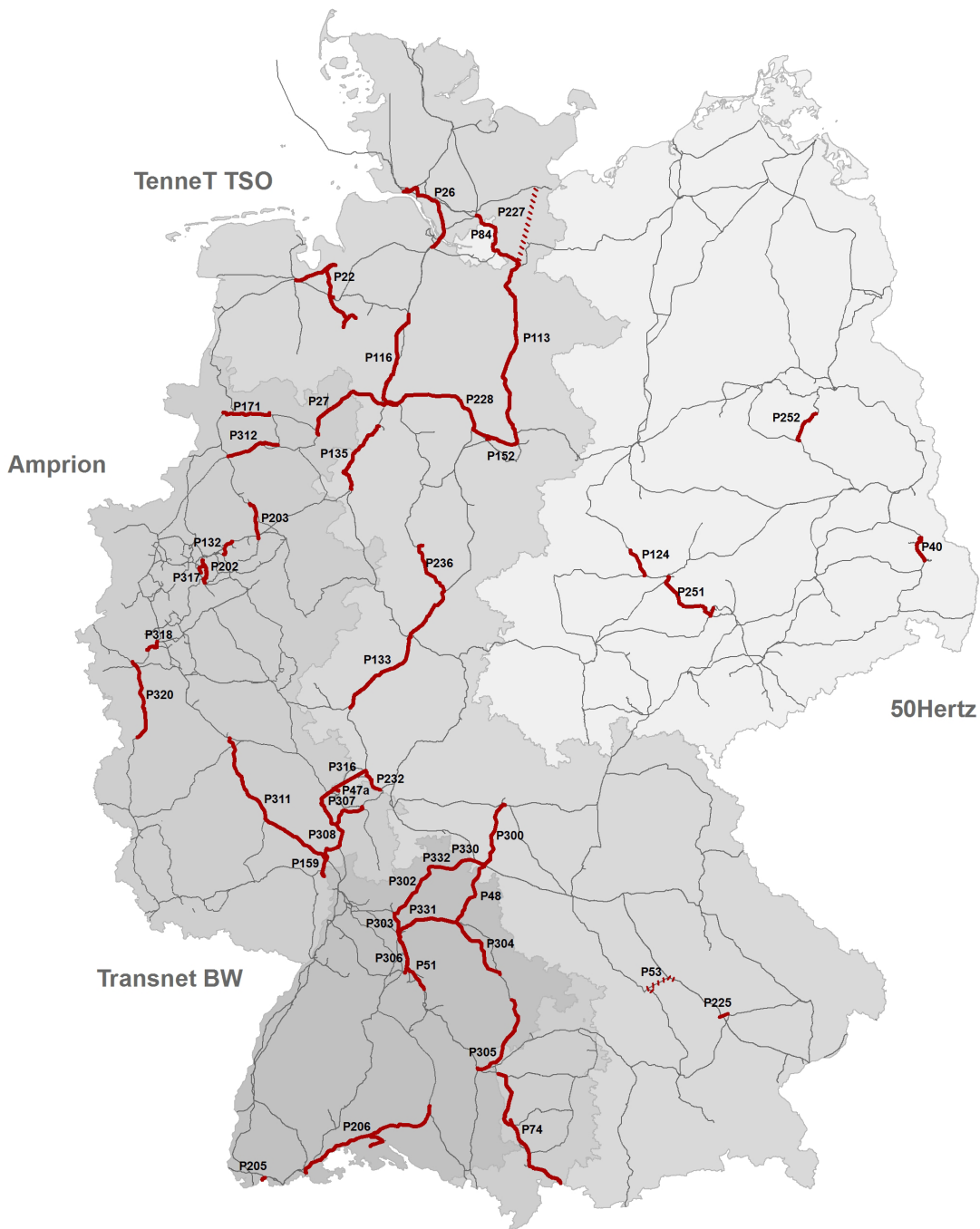


Abbildung 3



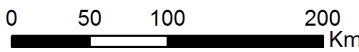
Bundesnetzagentur

Netzentwicklungsplan Strom 2017 - 2030: nicht bestätigungsfähige Maßnahmen



Legende

- Startnetz
- nicht bestätigungsfähig



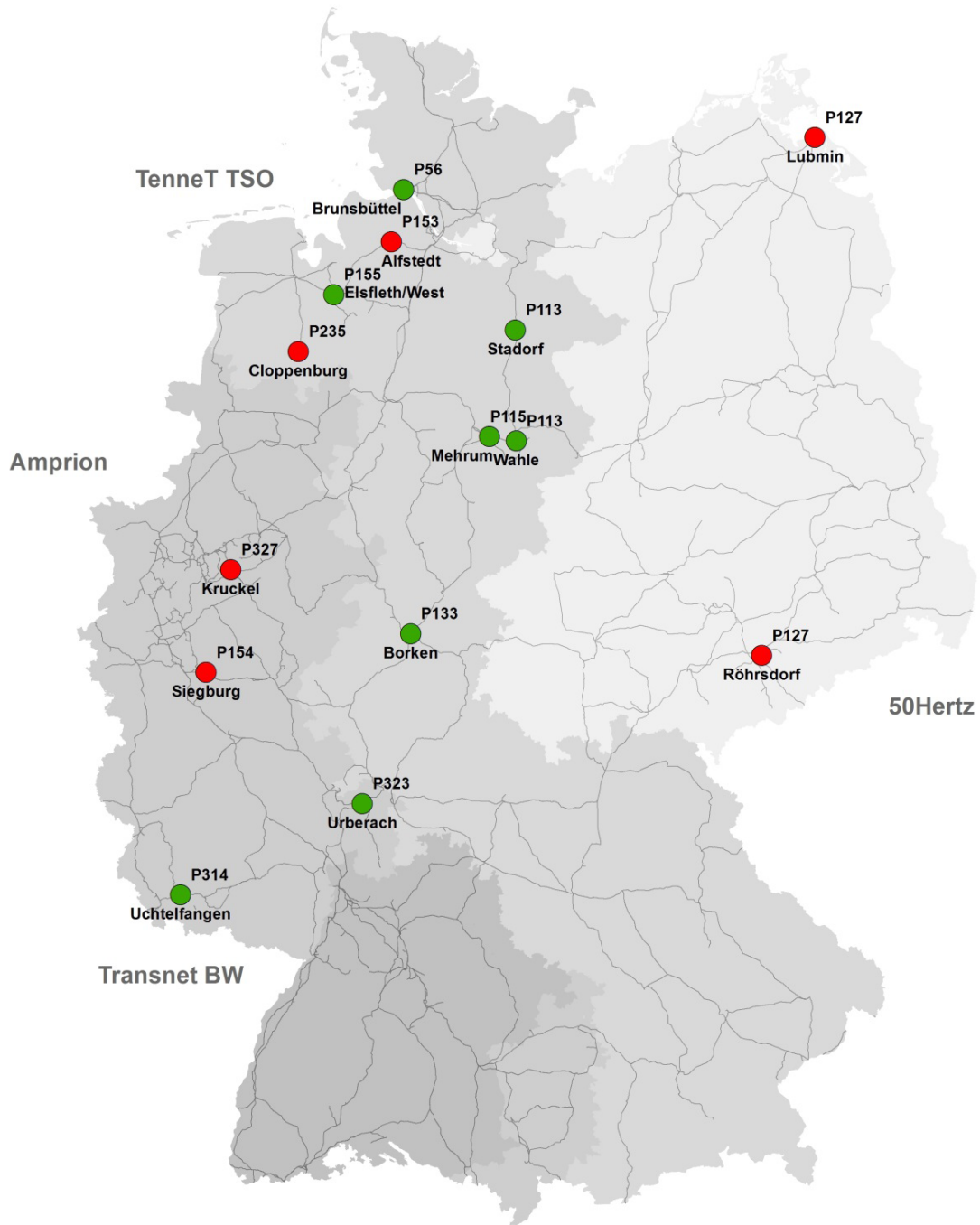
Herausgeber: Bundesnetzagentur
 Quellennachweis: © GeoBasis-DE / BKG 2016
 Datenbasis: Übertragungsnetzbetreiber
 Stand: 19.07.2017

Abbildung 4



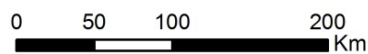
Bundesnetzagentur

Netzentwicklungsplan Strom 2017-2030: Punktmaßnahmen



Legende

- bestätigungsfähig
- nicht bestätigungsfähig
- Übertragungsnetz



Herausgeber: Bundesnetzagentur
 Quellennachweis: © GeoBasis-DE / BKG 2014
 Datenbasis: Übertragungsnetzbetreiber
 Stand: 18.07.2017

B Zum Offshore-Netzentwicklungsplan 2017-2030

1. Methodik

Der O-NEP ermittelt den Bedarf an neu zu errichtenden Anbindungssystemen zur Erschließung sogenannter „Cluster“. Ein Cluster besteht aus mehreren benachbarten Offshore-Windparks, die ein zusammenhängendes Gebiet bilden, so dass sie über eine Sammelanbindung angeschlossen werden können. Die Bundesnetzagentur hat die Übereinstimmung des O-NEP mit den Anforderungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) in Abstimmung mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) zu prüfen.

Allerdings erfolgt mit der Einführung eines Ausschreibungssystems für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien ein „Systemwechsel“ auch für die Windenergie auf See. Die maßgeblichen Regelungen für die Offshore-Windenergie soll das Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz, kurz WindSeeG) treffen. Danach werden für Offshore-Windparks, die ab dem Jahr 2026 in Betrieb gehen, Ausschreibungen auf Flächen in Nord- und Ostsee stattfinden, die staatlich voruntersucht wurden. Für Offshore-Windparks, die in den Jahren 2021 bis 2025 in Betrieb gehen, wurde ein Übergangssystem implementiert, in dem bestehende Projekte an zwei Ausschreibungen teilnehmen können. Der bestätigte O-NEP bildet hinsichtlich der Anbindungssysteme die Grundlage der beiden Ausschreibungen im Übergangssystem.

Mittlerweile wurde die erste der beiden Ausschreibungen auf der Basis des bestätigten O-NEP 2025 durchgeführt. Im sogenannten Zielmodell wird der Bedarf an Offshore-Anbindungsleitungen künftig durch den landseitigen NEP ermittelt, dem seinerseits die Festlegungen des Flächenentwicklungsplans (FEP) zugrunde zu legen sind. Damit handelt es sich bei dem O-NEP 2017-2030 um den letzten O-NEP.

Im Folgenden werden die einzelnen Schritte skizziert, die der Prüfung des O-NEP zugrunde gelegt wurden.

2. Prüfung

Der O-NEP stellt eine Planung von Anbindungssystemen zur Erschließung von Clustern für die gesamte Nord- und Ostsee Deutschlands dar. Im Gegensatz zum NEP, dessen Ziel der Ausbau des landseitigen Stromnetzes für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung ist, handelt es sich beim O-NEP um einen Plan für Sam-

melanbindungen zur Erschließung von Clustern. Daher unterscheidet sich auch die Prüfung des O-NEP von der Prüfung des NEP.

Ein zentraler Punkt bei der Prüfung des landseitigen NEP ist die Prüfung der Wirksamkeit einer Maßnahme. Dabei wird untersucht, ob das Netz auch ohne diese Maßnahme sicher wäre und weiterhin zuverlässig betrieben werden könnte. Das wird als n-1-Kriterium bezeichnet. Im Unterschied dazu führt der Ausfall eines Offshore-Anbindungssystems zunächst nur dazu, dass der entsprechende Offshore-Windpark nicht mehr ins Stromnetz einspeisen kann. Solange die fehlende Einspeisung durch andere Stromeinspeisungen kompensiert werden kann, hat dies jedoch keinerlei Einfluss auf die Stabilität des Stromnetzes.

Da im sogenannten Zielmodell ab dem Jahr 2026 gemäß Energiewirtschaftsgesetz der Bedarf an Offshore-Anbindungsleitungen durch den landseitigen NEP ermittelt wird, dem seinerseits die Festlegungen des FEP zugrunde zu legen sind, steht die Bestätigung der voraussichtlich erforderlichen Anbindungssysteme mit einer Fertigstellung nach 2025 unter dem Vorbehalt der Bestätigung der Erforderlichkeit durch den bestätigten NEP 2019-2030 auf der Grundlage der Festlegungen des FEP.

Die Prüfung des O-NEP erfolgt anhand der nachfolgend genannten Kriterien:

Prüfung der Anbindungssysteme

1. Berücksichtigung des Szenariorahmens
2. Berücksichtigung der Bundesfachpläne Offshore
3. Ausbaubedarf
4. Kriterien für die zeitliche Abfolge der Umsetzung
 - a) Küstenentfernung Vorrang- und Eignungsgebiete
 - b) Erzeugungspotenzial
 - c) Geplante Inbetriebnahme der Netzanknüpfungspunkte
 - d) Realisierungsfortschritt der anzubindenden OWP
5. Angabe von Terminen
 - a) Verbindlicher Termin für den Beginn der Umsetzung
 - b) Geplanter Zeitpunkt der Fertigstellung
6. Zeitliche Staffelung der Anbindungsmaßnahmen

Im Folgenden werden die jeweiligen Bewertungsmaßstäbe dargestellt.

2.1 Berücksichtigung des Szenariorahmens

Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie gemäß dem genehmigten Szenariorahmen 2017-2030 übernommen. Für die der Prüfung zugrunde liegenden Szenarien haben die Übertragungsnetzbetreiber demnach die gesamte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie aufgeteilt: auf 11.700 Megawatt (MW) in der Nordsee und 3.300 Megawatt in der Ostsee.

2.2 Berücksichtigung der Bundesfachpläne Offshore

Nach der gegenwärtigen Bewertung der Bundesnetzagentur wurden bei der Erstellung des O-NEP 2017-2030 die Festlegungen der Bundesfachpläne Offshore (BFO) für die Nordsee (BFO-N) sowie für die Ostsee (BFO-O) zugrunde gelegt. Dies gilt insbesondere für die Clustereinteilung innerhalb der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ), die Ermittlung des Erzeugungspotenzials der Cluster sowie die Standardisierung der Übertragungstechnologie.

In der Ostsee sind im zweiten Entwurf des O-NEP zusätzlich zu den Flächen in der AWZ Flächen im Küstenmeer gemäß dem Landesentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern berücksichtigt. Die Verschmelzung dieser Flächen mit bestehenden Clustern in der AWZ der Ostsee ist aus Sicht der Bundesnetzagentur nicht sachgerecht, da sie nicht in direktem räumlichen Zusammenhang stehen und insoweit nicht für Sammelanbindungen geeignet sind. Die Bundesnetzagentur hat daher für die zu berücksichtigenden Flächen im Küstenmeer der Ostsee zwei zusätzliche Cluster definiert (Cluster 6 und 7).

Die Netzanbindung erfolgt in der Nordsee laut Vorgabe des BFO-N standardmäßig mittels DC-Technologie mit einer Übertragungskapazität in Höhe von 900 MW. Die Netzanbindung erfolgt in der Ostsee laut Vorgabe des BFO-O standardmäßig mittels AC-Technologie mit einer Übertragungskapazität in Höhe von 250 MW. Für die Erschließung eventuell nicht erschlossener Potenziale in der Ostsee nach dem Jahr 2025 kommt ausnahmsweise als Alternative zu mehreren AC-Systemen die DC-Technologie in Betracht.

2.3 Ausbaubedarf

Anhand der Differenz aus prognostizierter Offshore-Erzeugungsleistung für das Jahr 2030 und der bereits abgedeckten Übertragungskapazität durch das Startnetz sowie die im O-NEP 2025 bestätigten Anbindungen ergibt sich der Ausbaubedarf für den O-NEP 2017-2030. Die im O-NEP 2025 bestätigten Maßnah-

men werden nach derzeitiger Einschätzung der Bundesnetzagentur erst nach dem zweiten Gebotstermin im Übergangssystem am 1. April 2018 einer erneuten Prüfung unterzogen – dann jedoch mit dem erweiterten landseitigen NEP auf Basis des FEP – sofern nicht in einem der beiden Gebotstermine Windparks durch einen Zuschlag Kapazität auf der entsprechenden Anbindung erhalten. Sollte dies geschehen, wird die entsprechende Anbindung Teil des Startnetzes. Dies betrifft die Anbindungssysteme NOR-1-1 (DolWin 5), NOR-3-3 (DolWin 6) sowie NOR-7-1 (BorWin 5), auf den bereits im ersten Gebotstermin am 1. April 2017 Windparks im Wege eines Zuschlags Kapazität erhalten haben. Bis zum Abschluss des zweiten Gebotstermins sind die übrigen im O-NEP 2025 bestätigten Anbindungen daher nicht erneut zu prüfen. Eine erneute Prüfung im Rahmen des O-NEP 2017-2030 könnte nach derzeitiger Auffassung der Bundesnetzagentur nicht zu einem anderen Ergebnis kommen, was die bis 2025 zu bestätigenden Anbindungen betrifft, soweit diese Anbindungen eine Teilnahmevoraussetzung für den zweiten Gebotstermin am 1. April 2018 bilden. Dies betrifft derzeit die Anbindungssysteme NOR-5-2 (SylWin 2), OST-2-1, OST-2-2 sowie OST-2-3. Diese im O-NEP 2025 bestätigten Anbindungen des Zubaunetzes werden im Folgenden als „Zubaunetz 2025“ bezeichnet.

Aufgrund der Ermittlung und Regionalisierung der Offshore-Leistung anhand des Szenariorahmens 2017-2030 sind im Jahr 2030 Windparks mit einer Leistung von ca. 11.700 MW in der Nordsee und mit einer Leistung von ca. 3.300 MW in der Ostsee zu erschließen. Beim Zubaubedarf nicht zu berücksichtigen ist die Leistung der Windparks, die bereits durch das Startnetz oder durch im O-NEP 2025 bestätigte Anbindungen (Startnetz und Zubaunetz 2025) erschlossen werden. Orientiert man sich dabei an der Übertragungskapazität der Anbindungssysteme, umfasst die über das Startnetz und Zubaunetz 2025 derzeit zu berücksichtigende Leistung der Offshore-Windparks in der Nordsee rund 10.310 MW und in der Ostsee rund 1.840 MW. Es verbliebe somit eine Leistung von rund 1.390 MW für die Nordsee und von rund 1.460 MW für die Ostsee. Falls die Übertragungskapazität des Startnetzes größer als das Erzeugungspotenzial des jeweiligen Clusters ist, sollte jedoch – anstelle der Übertragungskapazität des Startnetzes – das Erzeugungspotenzial des jeweiligen Clusters von der prognostizierten Offshore-Erzeugungsleistung abgezogen werden. Hinsichtlich des Erzeugungspotenzials der Cluster werden die entsprechenden Angaben des BFO-N und BFO-O herangezogen. Infolgedessen wäre der Zubaubedarf in der Nordsee nicht um rund 10.310 MW (Übertragungskapazität Startnetz und Zubaunetz 2025), sondern um rund 10.000 MW zu kürzen (Startnetz ohne nicht nutzbare Übertragungskapazität).

Danach verbliebe noch ein Zubaubedarf von rund 1.700 MW. In der Ostsee wird derzeit in keinem Cluster das Erzeugungspotenzial durch die Übertragungskapazität der Startnetzleitungen überschritten, so dass es bei einem Zubaubedarf von rund 1.460 MW bleibt.

Auf wie viele Anbindungssysteme sich dieser Ausbaubedarf verteilt, hängt im Weiteren von der Übertragungskapazität der einzelnen Seekabel ab. Bei einer Übertragungskapazität von 900 MW pro Anbindung in der Nordsee und zwischen 750 und 1.000 MW pro Anbindung in der Ostsee (DC-System mit 900 MW oder AC-System mit 750 oder 1.000 MW Übertragungskapazität) werden demnach in Nord- und Ostsee jeweils zwei Anbindungssysteme benötigt.

2.4 Kriterien für die zeitliche Abfolge

Auf Basis der in § 17b Abs. 2 S. 3 EnWG vorgeschlagenen Kriterien haben die ÜNB bei ihrer Prüfung folgende Kriterien (in entsprechender Rangfolge) zu Grunde gelegt, um die zeitliche Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen zu ermitteln:

- 1) Küstenentfernung,
- 2) jeweiliges Erzeugungspotential eines Offshore-Windenergie-Clusters,
- 3) geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte (NVP) und
- 4) Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks.

Die Anwendung der Kriterien sowie deren Reihung im zweiten Entwurf des O-NEP erachtet die Bundesnetzagentur als sachgerecht.

Die Bundesnetzagentur hält das Kriterium „Küstenentfernung“ in der von den ÜNB vorgeschlagenen Ausgestaltung derzeit für sachgerecht. Die Nordsee haben die ÜNB in fünf Zonen aufgeteilt, während sie in der Ostsee nur eine einzige Zone vorgesehen haben. In der Ostsee werden demnach alle Cluster bezüglich ihrer Küstenentfernung gleichrangig behandelt.

Die Anwendung des Kriteriums „Erzeugungspotenzial eines Offshore-Windenergie-Clusters“ hält die Bundesnetzagentur ebenfalls für sachgerecht.

Der Bundesnetzagentur erscheint auch das Kriterium der „geplanten Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte“ als korrekatives Kriterium sachgerecht angewandt.

Die Bundesnetzagentur erachtet eine Berücksichtigung des Kriteriums „Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks“ als korrekatives Kriterium zur Vermeidung eines grob unangemessenen Ergebnisses für Offshore-Anbindungen mit einer geplanten Fertigstellung bis einschließlich 2025 als sachgerecht. Allerdings findet dieses Kriterium auf die staatliche Flächenplanung nach 2025 keine Anwendung mehr.

2.5 Angabe von Terminen

Die ÜNB haben im zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 als Beginn der Umsetzung das Jahr der Beauftragung beziehungsweise Vergabe der Anbindungsleitung zugrunde gelegt. Dies ist aus Sicht der Bundesnetzagentur sachgerecht. Der O-NEP muss ferner den geplanten Zeitpunkt der Fertigstellung der Anbindungsmaßnahmen enthalten. Der O-NEP entspricht aus jetziger Sicht der Bundesnetzagentur dieser Anforderung.

Der zweite Entwurf des O-NEP sieht als Zeiträume vom Beginn der Umsetzung bis zur Fertigstellung der Anbindungssysteme generell fünf Jahre für die Nordsee und Ostsee vor. Dabei gehen die ÜNB von einem Zeitraum von 60 Monaten für die Realisierung der Anbindungssysteme aus. Diese Zeitangaben erscheinen aus Sicht der Bundesnetzagentur nach derzeitiger Sachlage für den diesjährigen O-NEP zulässig.

Allerdings haben sich mit Einführung der Beschränkung des Ausschreibungsvolumens und der Ausrichtung des Ausbaubedarfs des O-NEP an dieser Begrenzung die Termine zur geplanten Fertigstellung an der frühestmöglichen Nutzung von zugewiesenen Kapazitäten auf dem jeweiligen Anbindungssystem zu orientieren, jedoch nicht an der schnellstmöglichen Realisierung eines Anbindungssystems. Infolgedessen führt eine kürzere Realisierungsdauer nicht zu einer früheren Fertigstellung, sondern zu einer späteren Beauftragung.

2.6 Zeitliche Staffelung der Anbindungsmaßnahmen

2.6.1 Zeitliche Staffelung der Anbindungsmaßnahmen in der Nordsee

Die zeitliche Staffelung der Anbindungsmaßnahmen in der Nordsee erscheint nach der derzeitigen Einschätzung der Bundesnetzagentur als sachgerecht.

Im ersten Schritt erfolgt zunächst eine Auswahl gemäß der Küstenentfernung in Form der Zonen. In Zone 1 befinden sich die Cluster 0 (Küstenmeer Nordsee), 1, 2, 3, 4 und teilweise Cluster 5. Cluster 0, 1, 2, 4 sowie der Teil des Cluster 5, der sich in Zone 1 befindet, werden bereits vollständig durch Anbindungssysteme des Startnetzes abgedeckt. Somit muss innerhalb von Zone 1 nur noch

Cluster 3 betrachtet werden. Daher erschließt die erste Anbindungsleitung Cluster 3 (NOR-3-2), welches damit vollständig erschlossen ist.

Gemäß dem Kriterium „Küstenentfernung“ würde als nächstes die Zone 2 erschlossen. In Zone 2 befinden sich Cluster, die noch nicht oder erst teilweise erschlossen sind. Dabei handelt es sich um die Cluster 6 und 7 sowie einen Teil von Cluster 5. Das im O-NEP 2025 bestätigte Anbindungssystem NOR-5-2 kann nach derzeitiger Einschätzung der Bundesnetzagentur erst nach der zweiten Ausschreibung einer erneuten Prüfung unterzogen werden, falls nicht in einer der beiden Ausschreibungen im Übergangssystem einem Windpark Kapazität auf der Anbindung zugewiesen wird. Sollte dies geschehen, ist die Anbindung NOR-5-2 einer erneuten Prüfung dauerhaft entzogen und wird mit der Zuweisung von Kapazität Teil des Startnetzes. Cluster 8 wird derzeit bereits durch Maßnahmen des Startnetzes weitestgehend erschlossen.

In Zone 2 bleiben Cluster 6 und 7 übrig. Da das nicht erschlossene Restpotenzial in Cluster 6 größer ist als in Cluster 7, wäre zunächst Cluster 6 über NOR-6-3 zu erschließen, während NOR-7-2 erst danach zu realisieren wäre. Insoweit bleibt jedoch das Ergebnis der derzeit noch laufenden Fortschreibung des BFO-N abzuwarten. Im Übrigen erscheint es gegenwärtig als sachgerecht, das Restpotenzial beider Cluster über eine Anbindung zu erschließen, über die auch der andere Cluster mittels eines clusterübergreifenden Anschlusses angebunden werden kann. Das gilt unabhängig davon, welche der beiden Anbindungen realisiert wird. Das heißt: NOR-6-3 wird mit einem clusterübergreifenden Anschluss nach Cluster 7 realisiert.

Für sämtliche Anbindungssysteme sind zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung grundsätzlich Netzverknüpfungspunkte laut der Planungslage im NEP 2017-2030 verfügbar. Eine Plausibilitätskontrolle der vorstehend geschilderten Staffelung der Anbindungssysteme anhand des „Realisierungsfortschritts der anzubindenden Offshore-Windparks“ findet für die zu prüfenden Anbindungssysteme nach 2025 nicht mehr statt.

Infolgedessen ergäbe sich für die beiden nach dem O-NEP 2017-2030 erforderlichen Anbindungssysteme folgende Reihung: (NOR-5-2), NOR-3-2, NOR-6-3.

Die Termine zur Beauftragung und Fertigstellung der im O-NEP 2025 bestätigten Anbindung NOR-5-2 können erst nach der zweiten Ausschreibung einer erneuten Prüfung unterzogen werden. Die übrigen jeweils zwei erforderlichen Anbindungssysteme in Nord- und Ostsee sind zeitlich ausgewogen auf die beiden Meeresgebiete zu

verteilen. Nach gegenwärtiger Sachlage ist kein weiteres Anbindungssystem in Nord- oder Ostsee im Jahr 2026 erforderlich. Zunächst sind etwaige Leerstände im Startnetz und Zubaunetz 2025 im Rahmen des Zielmodells vorrangig zu nutzen, indem die Flächen der entsprechenden Cluster prioritär vorentwickelt und durch die bereits bestätigten Anbindungen erschlossen werden.

Da unter dieser Annahme 2026 Flächen in der Nordsee vorentwickelt würden, wäre 2027 in der Ostsee das nächste Anbindungssystem zu realisieren, dann 2028 in der Nordsee (NOR-3-2), 2029 in der Ostsee und 2030 wieder in der Nordsee (NOR-6-3). Da als Realisierungsdauer von DC-Anbindungssystemen ab Beauftragung der Anbindung derzeit 60 Monate anzunehmen sind, wäre NOR-3-2 im Jahre 2023 und NOR-6-3 im Jahr 2025 zu beauftragen.

2.6.2 Zeitliche Staffelung der Anbindungsmaßnahmen in der Ostsee

Die zeitliche Staffelung der Anbindungsmaßnahmen erscheint nach derzeitiger Einschätzung der Bundesnetzagentur als teilweise sachgerecht.

Da sämtliche Cluster der Ostsee derselben Zone zugeordnet sind, wird anhand des Entfernungskriteriums keine Vorauswahl getroffen. Entscheidend für die Zuordnung ist demnach das noch zu erschließende Erzeugungspotenzial. Die im O-NEP 2025 bestätigten Maßnahmen OST-2-1, OST-2-2 und OST-2-3 können jedoch erst nach der zweiten Ausschreibung einer erneuten Prüfung unterzogen werden, falls nicht in einer der beiden Ausschreibungen einem Windpark Kapazität auf der entsprechenden Anbindung zugewiesen wird. Sollte dies geschehen, ist die entsprechende Anbindung einer erneuten Prüfung dauerhaft entzogen und wird mit der Zuweisung von Kapazität Teil des Startnetzes.

Die Cluster 1, 2 und 4 werden entsprechend dem bestätigtem O-NEP 2025 auch im Zielmodell sinnvollerweise über Sammelanbindungen erschlossen, auf denen Flächen aus allen drei Clustern angebunden werden können. Unterstellt man einerseits die Realisierung der drei Anbindungen 2021 und 2022 nach Cluster 1, 2 und 4 und betrachtet man andererseits Cluster 3 und 6 getrennt, ist das nicht erschlossene Potenzial der Cluster 1, 2 und 4 – anders als der zweite Entwurf des O-NEP 2017-2030 dies vorsieht – größer als das noch zu erschließende Potenzial der übrigen Cluster. Daher führt die erste Anbindung in der Ostsee nach Cluster 1, 2 und 4 (OST-2-4). Danach sind die Cluster 1, 2 und 4 erschlossen. Danach weist Cluster 6 im Küstenmeer das größte unerschlossene Erzeugungspotenzial auf, mithin führt die zweite Anbindung in der Ostsee nach Cluster 6 (OST-6-1). Das Anbindungssystem OST-6-1 entspricht dem im zweiten

Entwurf des O-NEP 2017-2030 als OST-3-3 bezeichneten Anbindungssystem. Danach ist das Cluster 6 erschlossen. Die übrigen Cluster weisen nach gegenwärtiger Sachlage ein wesentlich geringeres Erzeugungspotenzial auf und sind daher nach derzeitiger Auffassung der Bundesnetzagentur erst nach 2030 erforderlich.

Für sämtliche Anbindungssysteme sind zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung grundsätzlich Netzverknüpfungspunkte laut der Planungslage der Übertragungsnetzbetreiber im NEP 2017-2030 verfügbar. Eine Plausibilitätskontrolle der vorstehend geschilderten Staffelung der Anbindungssysteme anhand des „Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks“ findet für die zu prüfenden Anbindungssysteme nach 2025 nicht mehr statt.

Wie bereits unter Punkt 2.6.1 dargestellt, wären 2026 Flächen in der Nordsee vorentwickelt, danach wäre 2027 in der Ostsee das nächste Anbindungssystem (OST-2-4) zu realisieren, dann 2028 in der Nordsee, 2029 in der Ostsee (OST-6-1) und 2030 wieder in der Nordsee. Da als Realisierungsdauer ab Beauftragung der Anbindung derzeit 60 Monate anzunehmen sind, wäre OST-2-4 im Jahre 2022 und OST-6-1 im Jahr 2024 zu beauftragen.

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.

Abbildung 1: Derzeit als bestätigungsfähig anzusehende Anbindungssysteme in der Nordsee

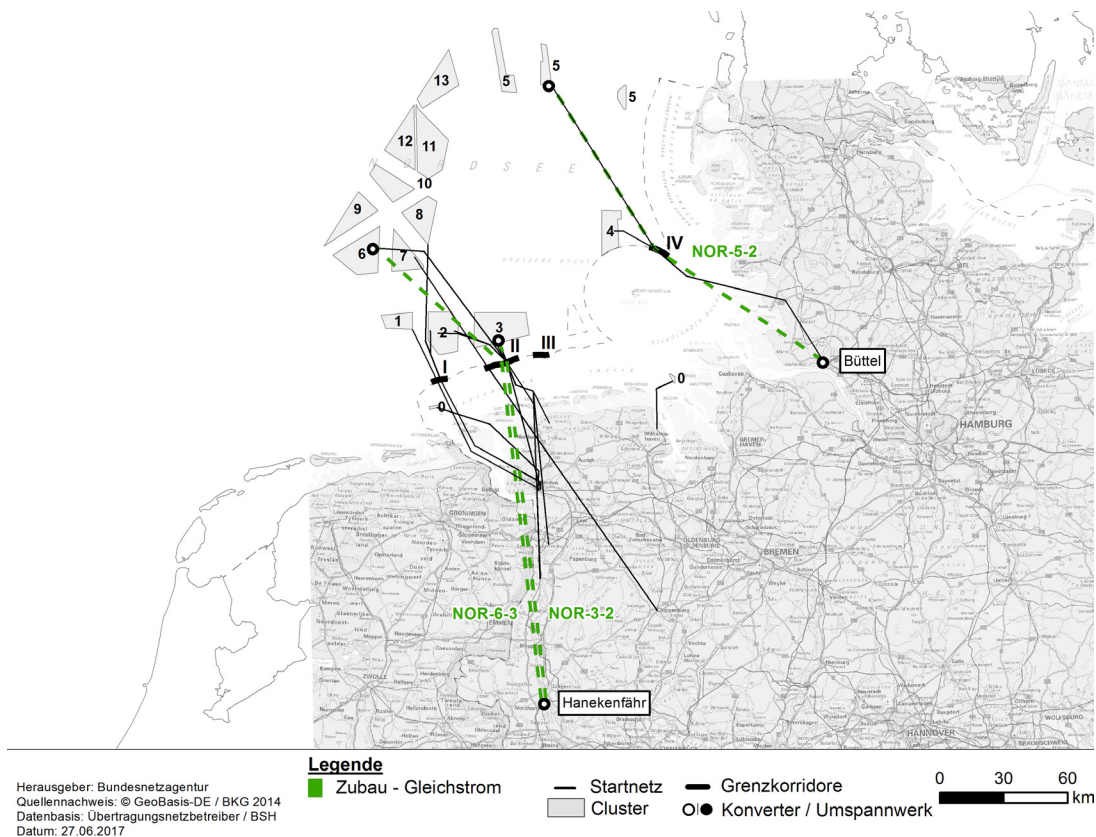


Abbildung 2: Derzeit als bestätigungsfähig anzusehende Anbindungssysteme in der Ostsee

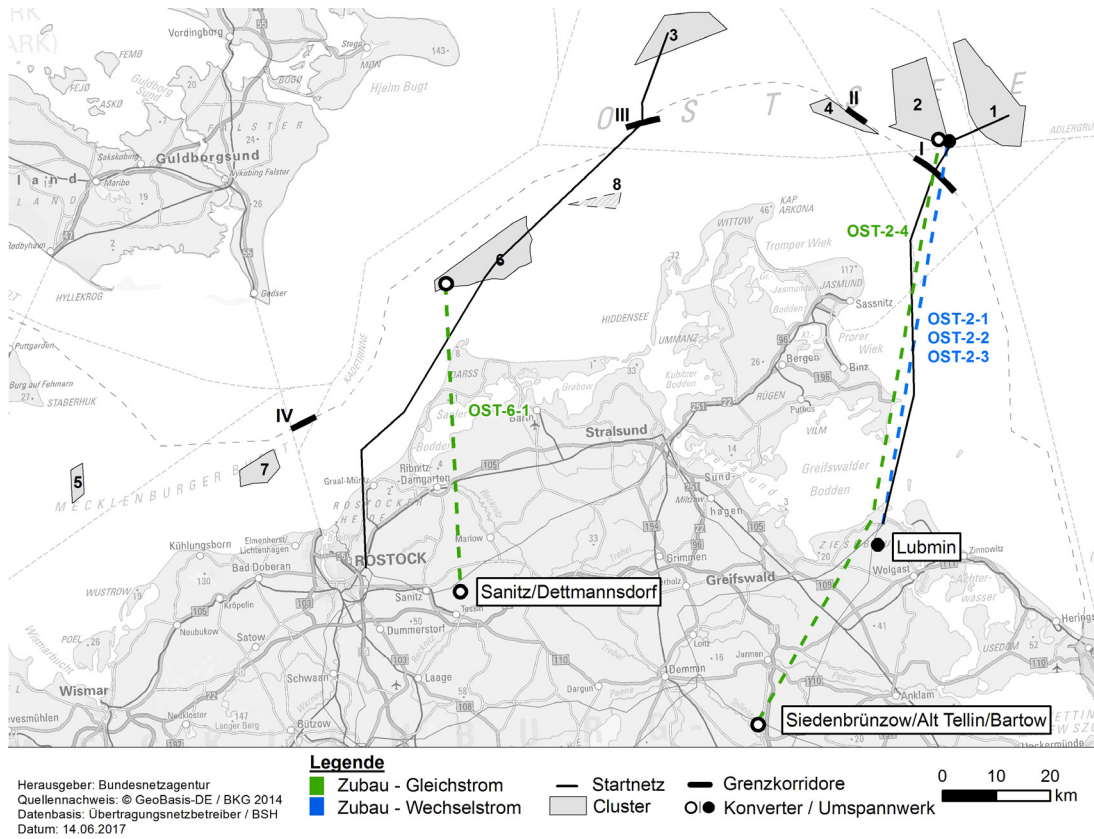


Tabelle 1: Derzeit bestätigungsfähige Anbindungsmaßnahmen

Anbindungssystem	Umsetzungsbeginn	geplante Fertigstellung	Netzanschluss für Cluster
NOR-5-2 (SylWin 2)	2020	2025	5 (Nordsee)
NOR-3-2 (DolWin 4)	2023	2028	3 (Nordsee)
NOR-6-3 (BorWin 4)	2025	2030	6 und 7 (Nordsee)
OST-2-1	2018	2021	1,2 und 4 (Ostsee)
OST-2-2	2018	2021	1,2 und 4 (Ostsee)
OST-2-3	2018	2022	1,2 und 4 (Ostsee)
OST-2-4	2022	2027	1,2 und 4 (Ostsee)
OST-6-1*	2024	2029	6 (Ostsee)

*im zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 als OST-3-3 bezeichnet

C Zum Entwurf des Umweltberichts Strategische Umweltprüfung auf Grundlage des 2. Entwurfs des NEP Strom 2017-2030 und O-NEP 2017-2030

1. Verfahren

1.1 Vorgehen bei der Umweltprüfung

Umweltprüfungen sollen sicherstellen, dass vor beziehungsweise bei der Umsetzung bestimmter Vorhaben, Pläne und Programme – so auch beim Netzausbau im Rahmen der Energiewende – die möglichen Auswirkungen auf die Umwelt einschließlich des Menschen berücksichtigt werden. Eine Strategische Umweltprüfung (SUP) setzt bereits auf der Ebene der Planung an und nicht erst bei der Umsetzung der einzelnen Vorhaben. Schon bei der Vorbereitung des Bundesbedarfsplans sollen also möglicherweise auftretende Wirkungen durch den Ausbau des Höchstspannungsübertragungsnetzes aufgezeigt werden. Die SUP erfüllt damit die Funktion eines Frühwarnsystems.

1.2 Gibt es Alternativen?

In einer SUP müssen möglichst früh Alternativen betrachtet werden, um eine effektive Umweltvorsorge zu betreiben. Es sind allerdings nur die Alternativen zu prüfen, die „vernünftig“ sind, das heißt, die realisierbar sind, die mit einem zumutbaren Aufwand ermittelt und mit denen die durch den Plan verfolgten Ziele im Wesentlichen erreicht werden können. Welche Alternative letztendlich Eingang in den Bundesbedarfsplan findet, hängt auch von anderen Aspekten – wie etwa technische Realisierbarkeit und wirtschaftliche Effizienz – ab. Diese Aspekte sind nicht Gegenstand der Umweltprüfung. Im Zuge der Verabschiedung des Bundesbedarfsplans obliegt es dem Gesetzgeber, alle relevanten Aspekte mit- und gegeneinander abzuwägen.

1.2 Was ist der Umweltbericht?

Der Umweltbericht ist die textliche und grafische Darstellung der in der SUP ermittelten und bewerteten möglichen Umweltauswirkungen durch den Netzausbau. Betrachtet wurden nur potenziell erhebliche, also schwerwiegende, Umweltauswirkungen auf die sogenannten Schutzgüter. Diese Schutzgüter werden im Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) benannt:

- Menschen, einschließlich der menschlichen Gesundheit¹

- Tiere, Pflanzen und die biologische Vielfalt,
- Boden, Wasser, Luft, Klima und Landschaft,
- Kulturgüter und sonstige Sachgüter,
- Wechselwirkungen zwischen den vorgenannten Schutzgütern.

1.4 Worauf basiert der Entwurf des Umweltberichts?

Zur Vorbereitung eines Bundesbedarfsplans führt die Bundesnetzagentur eine SUP auf Grundlage der Netzentwicklungspläne durch. Die SUP beginnt mit der Festlegung des Untersuchungsrahmens, der unter anderem die Methodik und die Detailschärfe der Prüfung festlegt. Nach Beteiligung insbesondere der Behörden, deren umwelt- und gesundheitsbezogener Aufgabenbereich durch die Netzentwicklungspläne berührt wird, wurde der Untersuchungsrahmen festgelegt und im April 2017 veröffentlicht. Auf dieser Basis wurde der Entwurf des Umweltberichts erstellt.

1.5 Was hat sich im Vergleich zum letzten Umweltbericht geändert?

Im Vergleich zu der SUP zum NEP Strom und O-NEP 2024 wurde der bereits veröffentlichte Untersuchungsrahmen leicht modifiziert. Durch eine Gesetzesnovelle im Dezember 2015 wurden neben Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) auch das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG), das Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) und das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) geändert. Das BBPlG enthält nunmehr hinsichtlich der mit „E“ gekennzeichneten Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen einen ausdrücklichen Erdkabelvorrang, so dass diese nur noch unter strengen Voraussetzungen auf Abschnitten als Freileitung errichtet werden können. In der Nähe von Wohngebieten ist der Freileitungsbau für diese Vorhaben sogar stets unzulässig.

Für Höchstspannungs-Wechselstrom-Übertragungsleitungen wurden die Kriterien für die Pilotvorhaben erweitert, die eine teilweise Erdverkabelung ermöglichen und gezielt weitere Vorhaben aufgenommen, die als Pilotvorhaben für eine teilweise Erdverkabelung vorgesehen sind. Ein Erdkabelabschnitt kann nunmehr nicht nur bei Siedlungsannäherung errichtet werden, sondern auch in Fällen, in denen eine Freileitung gegen bestimmte Belange des Naturschutzes nach dem Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) verstoßen würde, die dem Arten- und Gebietsschutz dienen – oder wenn die

¹ Im Weiteren wird auch die verkürzte Bezeichnung 'Schutzgut Mensch' verwendet.

Leitung eine große Bundeswasserstraße queren soll. Zugleich wurde klargestellt, dass eine Teilerdverkabelung auch dann möglich ist, wenn die aufgeführten Kriterien nicht auf der gesamten Länge des technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnittes vorliegen. Damit auch Erfahrungen hinsichtlich anderer technischer Lösungen zur unterirdischen Verlegung von Höchstspannungsleitungen gesammelt werden können, stellen das BBPlG und das EnLAG klar, dass als Erdkabel auch Erdleitungen wie Kabeltunnel, Kabelbauwerke wie Düker oder gasisolierte Rohrleitungen (GIL) gelten. Solche technischen Lösungen könnten sich als vorteilhaft oder sogar notwendig erweisen, falls sonstige Erdkabeltechnik aus technischen oder planerischen Gründen nicht in Betracht kommt.

Die Änderungen des NABEG beziehen sich auf die Genehmigungsverfahren, die sich der Bundesbedarfsplanung anschließen, also Bundesfachplanung und Planfeststellung. Danach hat die Bundesnetzagentur für die HGÜ-Vorhaben, die nach BBPlG vorrangig als Erdkabel zu errichten sind, insbesondere zu prüfen, inwieweit zwischen den Anfangs- und Endpunkten der Vorhaben ein möglichst geradliniger Verlauf des Trassenkorridors erreicht werden kann. In der Bundesfachplanung kommt dem Optimierungsgebot der Geradlinigkeit bei der Ermittlung geeigneter Trassenkorridore durch den Vorhabenträger eine erhebliche Bedeutung zu. Für die Prognose der Umweltauswirkungen zur Strategischen Umweltprüfung zum Bundesbedarfsplan werden demnach auch bereits schmalere Untersuchungsräume angenommen, ohne damit der Untersuchungsraumdefinition in der Bundesfachplanung vorzugreifen. Da für die Gleichstrom-Vorhaben mit Erdkabelvorrang eine Freileitung nur unter sehr strengen Voraussetzungen ausnahmsweise in Betracht kommt, werden die Vorhaben zudem umweltfachlich nur hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Umwelt durch Erdverlegung geprüft.

Aufgrund der Ausweisung der Ivenacker Eichen als erstes Nationales Naturmonument in Deutschland im August 2016 wurde diese Schutzgebietskategorie zudem erstmals in die Betrachtungen der SUP zu Freileitungen und Erdkabeln eingestellt. Die Betrachtung der Nationalen Naturmonumente gemäß BNatSchG erfolgte analog zu den Nationalparks bei den Schutzgütern Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt sowie Landschaft. Das Kriterium wurde jeweils mit hoher Empfindlichkeit bewertet.

Die bereits in den vergangenen Jahren bei der SUP angewandte Methodik wurde weitgehend beibehalten. Abgesehen von konkreten Festlegungen zur Alternativenprüfung wurden vor allem klarstellende Erläute-

rungen aufgenommen – als Ergebnis der Öffentlichkeitsbeteiligung zum Untersuchungsrahmen.

Im Vergleich zum letzten veröffentlichten Umweltbericht sind zusammenfassend die folgenden grundlegenden Änderungen und Weiterentwicklungen festzuhalten:

- veränderter Untersuchungsraum: schmalere Ellipse für HGÜ-Vorhaben, die im Bundesbedarfsplangesetz mit "E" gekennzeichnet sind, die für diese Kennzeichnung in Betracht kommen und die Alternativen dazu. Weitere Informationen zum veränderten Untersuchungsraum ab Seite 30. Zudem werden diese Vorhaben nur noch daraufhin geprüft, wie sich eine Erdverkabelung auf die Umwelt auswirkt.
- In der Alternativenprüfung werden Alternativen zu Einzelmaßnahmen und Gesamtplanalternativen untersucht. Als Gesamtplanalternativen konnten die Szenarien A 2030 und C 2030 als vernünftig identifiziert werden. Diese werden mit dem für den Umweltbericht als Trendszenario geprüften Szenario B 2030 verglichen. Zudem wurden 51 Alternativen zu Einzelmaßnahmen untersucht.
- Einstellung der Nationalen Naturmonumente gemäß BNatSchG in die SUP zu Freileitungen und Erdkabeln.

1.6 Was hat die Bundesnetzagentur für den Umweltbericht genau geprüft?

Der von der Bundesnetzagentur genehmigte Szenariorahmen zum NEP 2017-2030 und O-NEP 2017-2030 beinhaltet ein konservatives Szenario (A 2030), ein Transformationsszenario (B 2030) und ein Innovationszenario (C 2030).

Gegenstand der diesjährigen SUP ist:

- Szenario B 2030: In der SUP werden 144 Maßnahmen des NEP und 12 Maßnahmen des O-NEP geprüft.

Zudem wurden folgende Alternativen geprüft:

- Szenario A 2030 und C 2030 als alternative Gesamtpläne
- 51 vorhabenbezogene Alternativen.

Nicht geprüft werden sogenannte Startnetzmaßnahmen, da diese entweder bereits realisiert sind oder der Bedarf für diese Maßnahmen bereits gesetzlich festgestellt ist. Auch sogenannte Punktmaßnahmen wie Umspannwerke werden nicht geprüft. Sie sind nicht

Bestandteil eines Bundesbedarfsplans und daher auch nicht Gegenstand der SUP und des Umweltberichts. Offshore-Vorhaben, die in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) von Nord- und Ostsee liegen, werden bereits im Rahmen der Erstellung des Bundesfachplans Offshore durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) einer SUP unterzogen.

2. Zur Methodik: Wie ist die Bundesnetzagentur bei der Umweltprüfung vorgegangen?

Gegenstand der SUP ist es zu prüfen, wo und in welchem Ausmaß potenzielle Umweltauswirkungen zu erwarten sind und inwiefern sie als erheblich angesehen werden. Im Folgenden werden die einzelnen durchgeführten Schritte kurz vorgestellt.

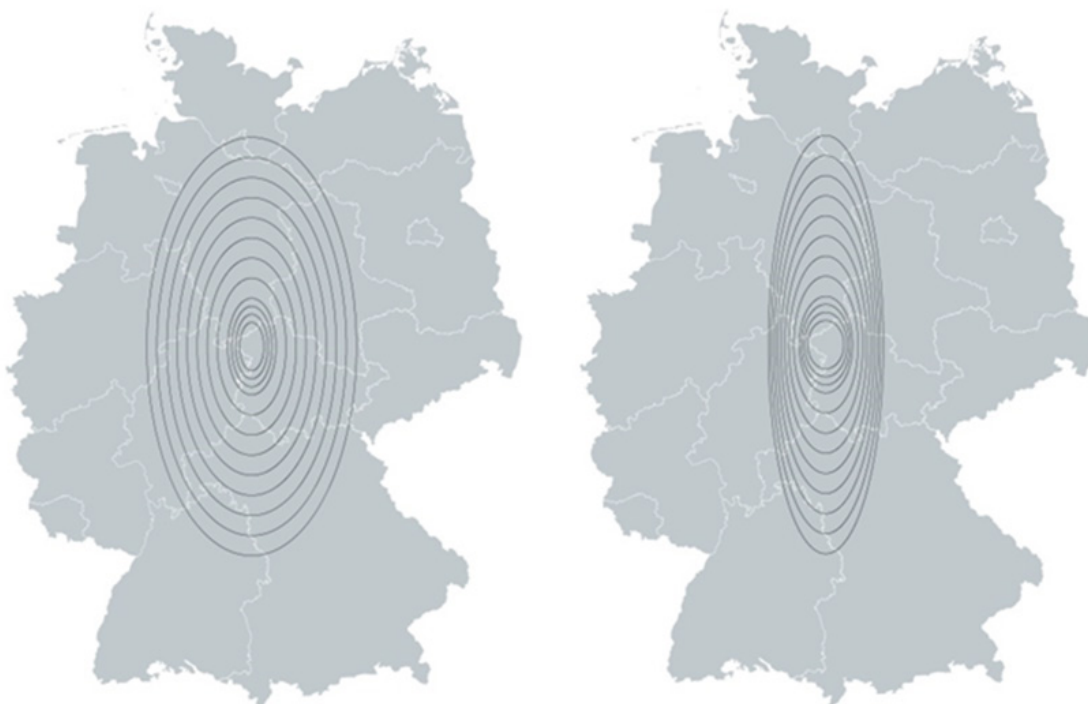
2.1 Untersuchungsraum abgrenzen

Auf der Ebene des Bundesbedarfsplans werden noch keine konkreten Leitungs- oder Trassenverläufe

bestimmt. Es werden lediglich die zu verbindenden Netzverknüpfungspunkte und die für den Leitungsverlauf notwendigen Stützpunkte festgelegt. Als Hilfsmittel zur Eingrenzung des Untersuchungsraums hat die Bundesnetzagentur Ellipsen um die Netzverknüpfungspunkte gebildet. Innerhalb dieser Ellipsen wäre die Realisierung der Stromtrassen nach Einschätzung der Bundesnetzagentur noch wirtschaftlich möglich. Diese Ellipsen – im Folgenden auch Teiluntersuchungsräume genannt – umschließen die Netzverknüpfungspunkte.

Bei der geometrischen Konstruktion der Ellipsen werden zwei Fälle unterschieden (siehe Abbildung 1). Im ersten Fall wird - wie bisher - eine Ellipse verwendet, deren Nebenachse (waagerechte Achse) die Hälfte der Hauptachse (senkrechte Achse) bemisst (2:1-Ellipse). Sie gilt für Wechselstrom-Vorhaben sowie für Gleichstrom-Vorhaben ohne gesetzlichen Erdkabelvorrang (derzeit BBPIG-Vorhaben 2, Ultranet).

Abbildung 1: Schematische Gegenüberstellung von 2:1-Ellipsen (bei Freileitungen angewendet) gegenüber den HGÜ-Ellipsen anhand unterschiedlich langer fiktiver Vorhaben



Im zweiten Fall wird eine Ellipse speziell für HGÜ-Vorhaben mit Erdkabelvorrang verwendet, deren Form sich verhältnismäßig verengt (HGÜ-Ellipse), je weiter zwei Netzverknüpfungspunkte voneinander entfernt liegen. Im Umkehrschluss weitet die Ellipse sich aus, je näher sich zwei Netzverknüpfungspunkte befinden.

Abbildung 2 zeigt den Untersuchungsraum (Summe der Teiluntersuchungsräume) für Szenario B 2030. Es zeigt

sich, dass durch den gewählten Ansatz große Teile des Bundesgebietes untersucht werden.

2.2 Wirkfaktoren und Ist-Zustand ermitteln

Welche Auswirkungen auf die einzelnen Schutzgüter durch den Netzausbau zu erwarten sind, hängt von verschiedenen Faktoren ab. Zum Beispiel haben Freileitungen andere Auswirkungen (Wirkfaktoren) als Erd- oder Seekabel.

Gleichermaßen variieren die Umweltauswirkungen je nach Wahl der Übertragungsart Gleich- oder Wechselstrom, daher die Unterscheidung zwischen HGÜ (Höchstspannungsgleichstromübertragung) und HDÜ (Höchstspannungswechselstrom- beziehungsweise Höchstspannungsdrehstromübertragung).

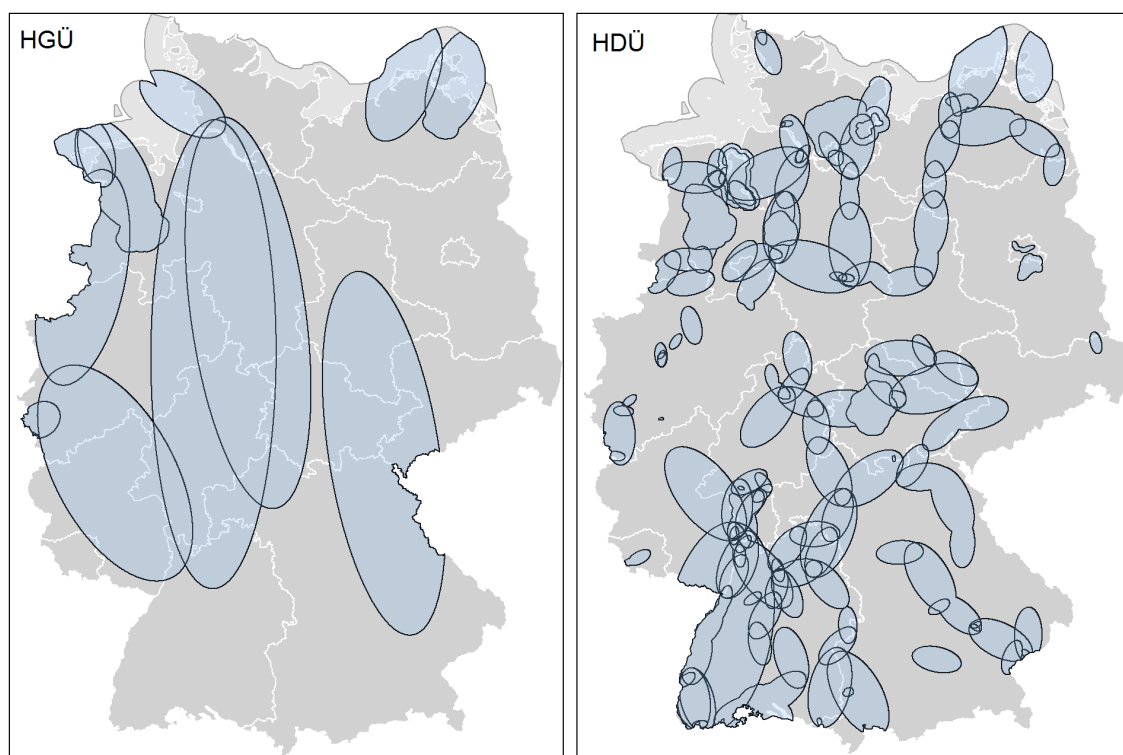
In einem ersten Schritt werden die ermittelten Wirkfaktoren ohne Raumbezug beschrieben. Dabei werden zum Beispiel die generellen Auswirkungen einer Freileitung auf das Schutzgut Landschaft dargestellt.

Darüber hinaus wird der Ist-Zustand der Umwelt in den einzelnen Teiluntersuchungsräumen ermittelt. Das ist wichtig, weil die Erheblichkeit der Auswirkungen je nach Region unterschiedlich sein kann. So unterscheiden sich Häufigkeit und Verteilung beispielsweise von Landschaftsschutzgebieten in den Regionen teilweise deutlich voneinander.

2.3 Relevante Umweltziele auswählen

Die in der Umweltprüfung vorgenommene Bewertung wird anhand zuvor definierter (Schutz-)Ziele vorgenommen. Auf der vorliegenden großräumigen

Abbildung 2: Teiluntersuchungsräume des Szenario B 2030 für HGÜ- und HDÜ-Technologie



Untersuchungsebene (Maßstab 1:250.000, das heißt 1 cm auf der Karte entspricht 2,5 km in Realität) spielen vor allem europäische und nationale Ziele eine Rolle, wie sie zum Beispiel im Bundesnaturschutzgesetz oder in der europäischen Meeresstrategierahmenrichtlinie festgelegt sind.

2.4 Bewertungskriterien definieren und Bewertungsmethode festlegen

Um die Schutzziele erreichen beziehungsweise ihre Beeinträchtigung durch die Wirkfaktoren bewerten zu können und zugleich der räumlichen Betrachtungsebene gerecht zu werden, werden schutzgutbezogene Kriterien entwickelt. Diese werden aus den Umweltzielen und den Wirkfaktoren abgeleitet und den Empfindlichkeitskategorien „hoch“, „mittel“ und „nicht betrachtet, nicht ermittelbar“ zugeordnet. Vor allem existierende Schutzgebiete, zum Beispiel Naturschutzgebiete oder

Natura-2000-Gebiete, werden als Kriterien herangezogen. Ebenfalls als Kriterien abgebildet werden zum Beispiel Siedlungen.

Die Bewertung basiert – auch zur Gewährleistung einer wirksamen Umweltvorsorge – auf einer Worst-Case-Betrachtung. Dabei werden erhebliche Auswirkungen durch den Leitungsbau angenommen, um einen größtmöglichen Schutz zu gewährleisten:

- Bei der Empfindlichkeit der Kriterien wird pauschal von der größten Beeinträchtigung (Worst Case) ausgegangen.
- Bedingt durch den Maßstab 1:250.000 können kleinere Abstände nicht erkannt werden. Dies führt dazu, dass partiell Betroffenheiten angenommen werden, die tatsächlich nicht vorliegen.

- Aufgrund des Maßstabs dieser SUP können keine Verhinderungs-, Verringerungs- und Ausgleichsmaßnahmen einbezogen werden.
- Möglichkeiten zur Bündelung mit anderen linienhaften Strukturen werden nachrichtlich aufgenommen. Betrachtet und bewertet werden alle Maßnahmen jedoch als Neubauprojekte.

Diese Einschätzung kann sich jedoch auf nachfolgenden Planungsebenen relativieren, wenn sich aufgrund detaillierterer Informationen herausstellen sollte, dass die Empfindlichkeit für das konkrete Vorhaben und den konkreten Raum anders zu beurteilen ist.

Die Bewertung selbst ist zweistufig: Zunächst wird für das jeweilige Schutzgut festgestellt, ob in dem Teiluntersuchungsraum ein „Riegel“ aus hochempfindlichen Flächen besteht. Solche Riegel sind ein oder mehrere nicht umgehbarer Bereiche, die sich durch die Leitung nur schwer oder gar nicht queren lassen, ohne die Umwelt potenziell erheblich zu beeinträchtigen. Diese Bewertung wird durch folgende Abkürzungen dargestellt (vgl. Tabelle 1):

Tabelle 1: Darstellung der Riegel

Symbolteil	Bedeutung
A	kein Riegel
B	ein Riegel: Es besteht ein nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist.
C	mehrere Riegel bzw. ein breiter Riegel: Es bestehen ein bzw. mehrere nicht umgehbarer Bereiche, in dem/ denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist.

Tabelle 2: Darstellung der Bewertung des Restraums

Rauten-Symbol	Bewertung
	Erhebliche Umweltauswirkungen sind potenziell in geringem Umfang möglich.
#	Erhebliche Umweltauswirkungen sind potenziell in moderatem Umfang möglich.
##	Erhebliche Umweltauswirkungen werden voraussichtlich umfangreich ausgelöst.

ne Kriterien beschreiben lassen (wie z.B. Auswirkungen für den Klimaschutz). Die auch für den Gesamtplan erfolgende Natura-2000-Abschätzung zeigt mögliche Beeinträchtigungen des Netzwerkes auf, denen auf folgenden Planungsebenen nachzugehen wäre.

In einem weiteren Schritt wird aufgezeigt, in welchem Umfang im restlichen Raum der Ellipse voraussichtlich mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist (vgl. Tabelle 2):

2.5 Steckbriefe auswerten (Maßnahmenbetrachtung)

Die im NEP und O-NEP enthaltenen Maßnahmen werden in Form von Steckbriefen anhand oben dargestellter Methodik geprüft. Betrachtet werden alle Schutzgüter; zunächst einzeln, dann insgesamt. Als Ergebnis erfolgt eine Bewertung mit A, A #, A ##, B, B #, B ## oder C, C #, C ##. Weiterhin erfolgt für jeden Teiluntersuchungsraum eine Natura-2000-Abschätzung, also eine Einschätzung, ob Natura-2000-Gebiete potenziell durch den Leitungsbau beeinträchtigt werden können.²

2.6 Gesamtplanbetrachtung

Nach den einzelnen Maßnahmen, Vorhaben und Anbindungsleitungen werden die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen betrachtet, die sich durch den Plan insgesamt ergeben (Gesamtplanbetrachtung, vgl. Abbildung 3). Hierbei werden auch Aspekte einbezogen, die sich nicht oder nur schwer über flächenbezogene

2.7 Alternativenprüfung

Abschließend werden vernünftige Alternativen betrachtet. Sie werden auf ihre voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen untersucht und miteinander verglichen (s. oben). Wegen der Abstraktionsebene („Überflughöhe“) und Prüftiefe auf Ebene des

² Natura-2000-Gebiete sind nach europäischem und nationalem Recht streng geschützt, da sie sehr wertvoll für bestimmte europäische Lebensräume und Arten sind.

Bundesbedarfsplans sind dem Vergleich der Alternativen allerdings Grenzen gesetzt.

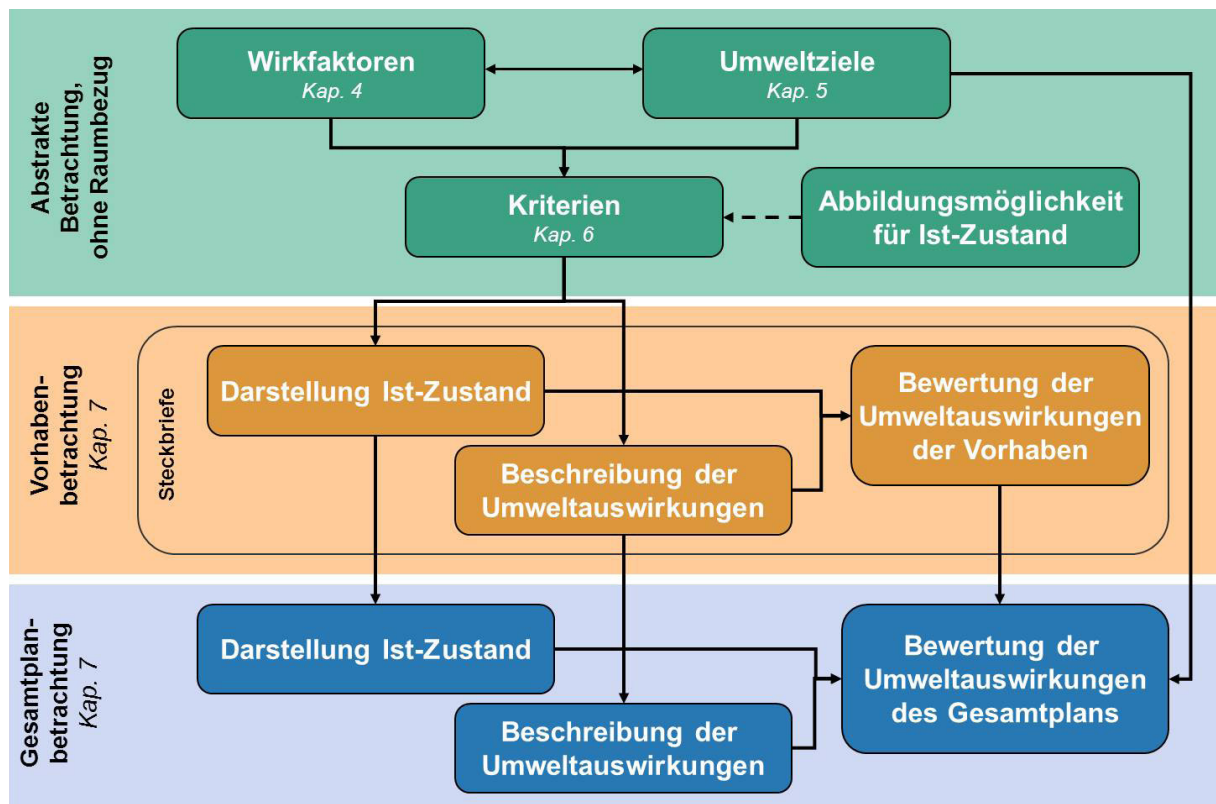
3. Vorläufige Ergebnisse: Welche erheblichen Umweltauswirkungen sind voraussichtlich zu erwarten?

3.1 Gesamtbewertung: Szenario B 2030

Die Bundesnetzagentur prüft für das Szenario B 2030 144 Maßnahmen des NEP und 12 Maßnahmen des O-NEP.³ Diese Einzelmaßnahmen werden jeweils in

einem Steckbrief überprüft (die einzelnen Steckbriefe sind unter www.netzausbau.de/2030-nep-ub zu finden). Zusätzlich werden die Auswirkungen der im Bundesbedarfsplan als Pilotprojekte für eine verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen gekennzeichneten Vorhaben sowie die landseitigen Offshore-Anbindungsleitungen als Erdkabel geprüft, auch hierfür werden Steckbriefe erstellt. Die im O-NEP beantragte Gesamtlänge beläuft sich auf rund 2.277 km, wovon 1.527 km auf HGÜ-Netzanbindungssysteme in der Nordsee und 540 km auf HDÜ-Netzanbindungssysteme in der Ostsee entfallen.

Abbildung 3: Aufbau der Strategischen Umweltprüfung



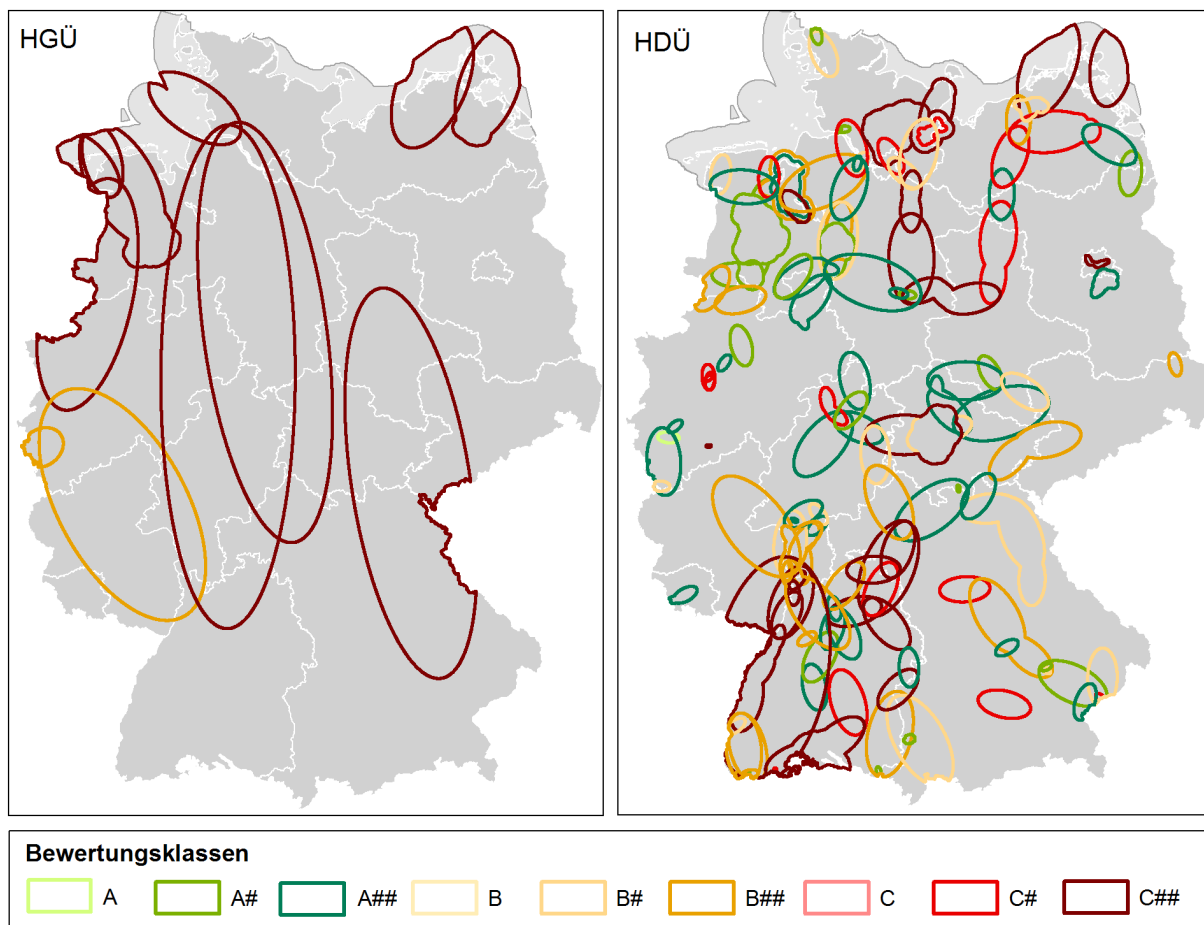
Die Abbildung 4 zeigt, wie die Teiluntersuchungsräume unter Einbeziehung aller Schutzgüter als Freileitungen beziehungsweise Erdkabel bewertet wurden: Bei fast allen HGÜ-Maßnahmen ist in der schutzgutübergreifenden Betrachtung mit voraussichtlichen, erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen. Entweder treten Riegel auf, also nicht umgehbare Bereiche, und/oder es sind voraussichtliche, erhebliche Umweltauswirkungen für den betrachteten Reistraum umfangreich zu erwarten. Bei den HDÜ-Maßnahmen ergibt sich ein stärker differenziertes Bild: Fast das gesamte Bewertungsspektrum wird abgebildet.

Abbildung 5 stellt die Zusammensetzung des Gesamtergebnisses für Freileitungen und Erdkabel dar: 65 Prozent der Teiluntersuchungsräume enthalten Riegel (Bewertung mit B und C). In 38 Prozent der Fälle handelt es sich dabei um einen breiten oder mehrere Riegel (Bewertung mit C).

35 Prozent der Untersuchungsräume enthalten keinen Riegel, also keinen nicht umgehbaren Bereich (Bewertung mit A). In einem Prozent der Fälle sind erhebliche Umweltauswirkungen bezogen auf alle Schutzgüter nur

³ In der Strategischen Umweltprüfung zum Bundesbedarfsplan betrachtet die Bundesnetzagentur nur Streckenmaßnahmen, soweit sie sich nicht auf den Bereich der Ausschließlichen Wirtschaftszone beziehen. Es kann daher zu Abweichungen zum NEP Strom 2017-2030 und O-NEP 2017-2030 bezüglich der Gesamtzahl der Maßnahmen kommen.

Abbildung 4: Ergebnisse der Bewertung der Maßnahmen des NEP und O-NEP



in geringem Umfang zu erwarten (kein Rauten-Symbol). In 35 Prozent der Maßnahmen sind erhebliche Umweltauswirkungen in moderatem Umfang möglich (Bewertung mit #) und in 64 Prozent der Fälle werden erhebliche Umweltauswirkungen voraussichtlich umfangreich ausgelöst (Bewertung mit ##).

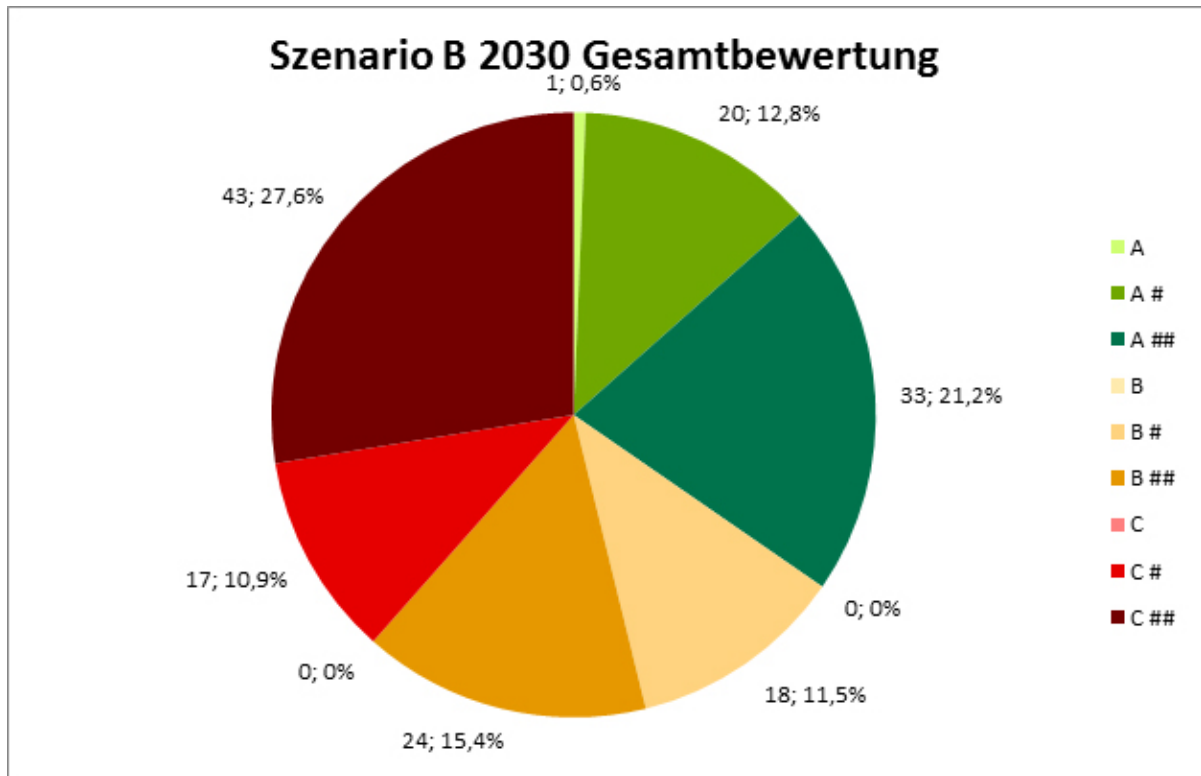
Bei der Betrachtung einer veränderten technischen Ausführung ergeben sich für die überprüften Maßnahmen Unterschiede bei der Bewertung einer Erdverkabelung im Vergleich zu einer Freileitung. Bei der Ausführung als Freileitung ergeben sich dabei meist weniger und schmalere Riegel (häufig Bewertungskategorie B statt C). Dies betrifft insbesondere die Schutzgüter Boden und Wasser. Hinsichtlich der Umweltauswirkungen der Anbindungsleitungen zeigt eine veränderte Technik keine bis wenige Auswirkungen auf das Gesamtergebnis der Maßnahmen.

Wesentlichen Einfluss auf die Bewertung haben dabei die der Küste bandartig vorgelagerten hoch empfindlichen Flächen. Zu Unterschieden führen zum einen im Teiluntersuchungsraum liegende Städte, zum anderen erosionsempfindliche Festlandböden sowie Gewässer. Bei einer schutzgutbezogenen Betrachtung fallen vor allem die stärkeren Betroffenheiten der Schutzgüter

Wasser und Boden bei einer Ausführung als Erdkabel auf: Während sich für beide bei einer Ausführung als Freileitung keine Riegel ergeben (Bewertungskategorie A) kommt es bei einer Ausführung als Erdkabel auch durch linienhafte Strukturen von Fließgewässern und bestimmten Böden zu Riegeln (Bewertungskategorien B und C), für das Schutzgut Wasser sogar in 72 Prozent der Maßnahmen. Bei diesen Maßnahmen, für die auch eine Ausführung als Erdkabel geprüft wird, wird allerdings nicht berücksichtigt, dass dies auch nur in Teilabschnitten erfolgen kann. Dies kann zu anderen Ergebnissen führen als eine Erdverkabelung auf der Gesamtstrecke.

Es ist stets zu beachten, dass sich aufgrund des groben Maßstabs auf dieser Betrachtungsebene nur sehr allgemeine Aussagen treffen lassen und zudem von einer Worst-Case-Betrachtung (s. oben) ausgegangen wird. Auf den nachfolgenden, sehr viel detaillierteren Ebenen der Bundesfachplanung oder Planfeststellung lässt sich möglicherweise feststellen, dass keine erheblichen Umweltauswirkungen zu erwarten sind oder dass erhebliche Umweltauswirkungen durch geeignete Maßnahmen vermieden oder zumindest verringert werden können, eventuell könnten Umweltauswirkungen aber auch höher ausfallen.

Abbildung 5: Szenario B 2030 Gesamtbewertung (Anzahl der Maßnahmen und Häufigkeitsverteilung der Bewertungen)



- Die räumliche Lage der Gebiete, in denen vor allem mit Umweltauswirkungen durch den Plan zu rechnen ist, konzentriert sich auf: Gebiete entlang von Flüssen, an denen sich häufig Siedlungsräume und Flächen mit hoher naturschutzfachlicher Wertung (z.B. Naturschutzgebiete) aneinanderreihen;
- Ballungsräume, in denen Siedlungen und wertvolle Naturschutzflächen aneinander grenzen;
- der Limes als 550 km lange UNESCO-Weltkulturerbestätte, der mit seiner linienförmigen Struktur einen langen Riegel bildet, der gequert werden muss;
- Anfangs-, Stütz- und Endpunkte der Netzausbaumaßnahmen sowie ggf. zugehörige Nebenanlagen, wenn diese in der Nähe von Siedlungen liegen;
- Küstengewässer (die Bewertung der Teiluntersuchungsräume im Küstenbereich enthält seeseitig wegen der bandartig der Küste vorgelagerten Schutzgebiete für die Schutzgüter Tiere, Pflanzen und die biologische Vielfalt immer einen Riegel oder einen breiten beziehungsweise mehrere Riegel (Bewertungskategorien B und C; vgl. Abbildung 6)).

In den Gebieten, in denen mehrere Vorhaben geplant sind, ist voraussichtlich auch in größerem Umfang mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen. Be-

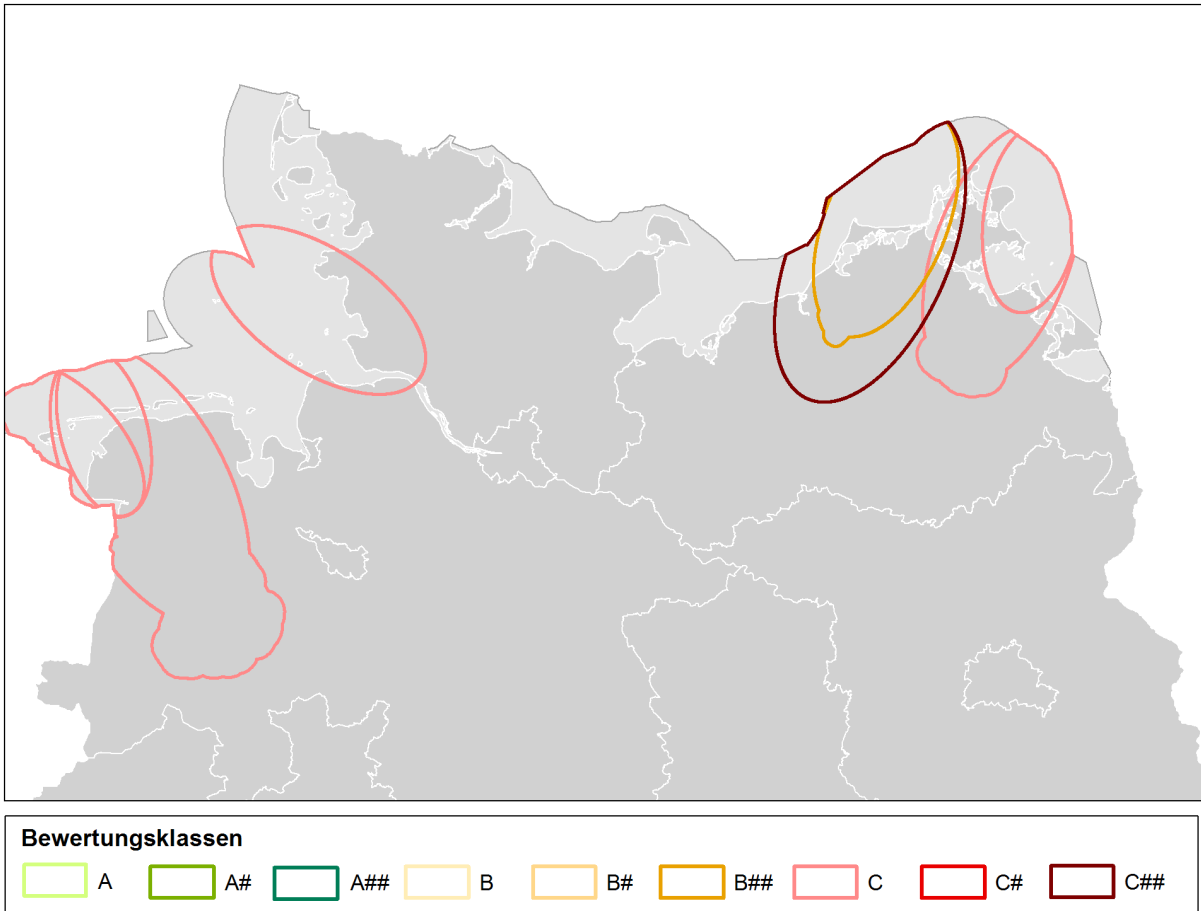
troffen sind insbesondere folgende Räume mit hoher Maßnahmen- beziehungsweise Vorhabendichte:

- Oberrheinebene mit Rhein-Main- und Rhein-Neckar-Region,
- Küstengewässer,
- In Schleswig-Holstein und Niedersachsen, insbesondere in Ost- und Nordfriesland, der Lüneburger Heide und dem Wendland, der Altmark, dem Schwarzwald und dem Thüringer Wald, der Rhön, Nordhessen, Raum Kassel – Ludwigsau - Fulda sowie im Großraum Stuttgart und der Schwäbischen Alb.

In diesen folgenden großräumigen Bereichen mit einer hohen Empfindlichkeit ist eine mittlere Maßnahmen- beziehungsweise Vorhabendichte gegeben:

- Tide- beziehungsweise Unterelbe,
- Ruhrgebiet und Rheinland mit den nordöstlich angrenzenden Bördelandschaften,
- Fichtelgebirge, Raum Regensburg und entlang des Bayerischen Waldes.

Abbildung 6: Ergebnisse der Bewertung der Maßnahmen des NEP und O-NEP für die Schutzgüter Tiere, Pflanzen und die biologische Vielfalt im Küstenmeer (seeseitige Auswirkungen)



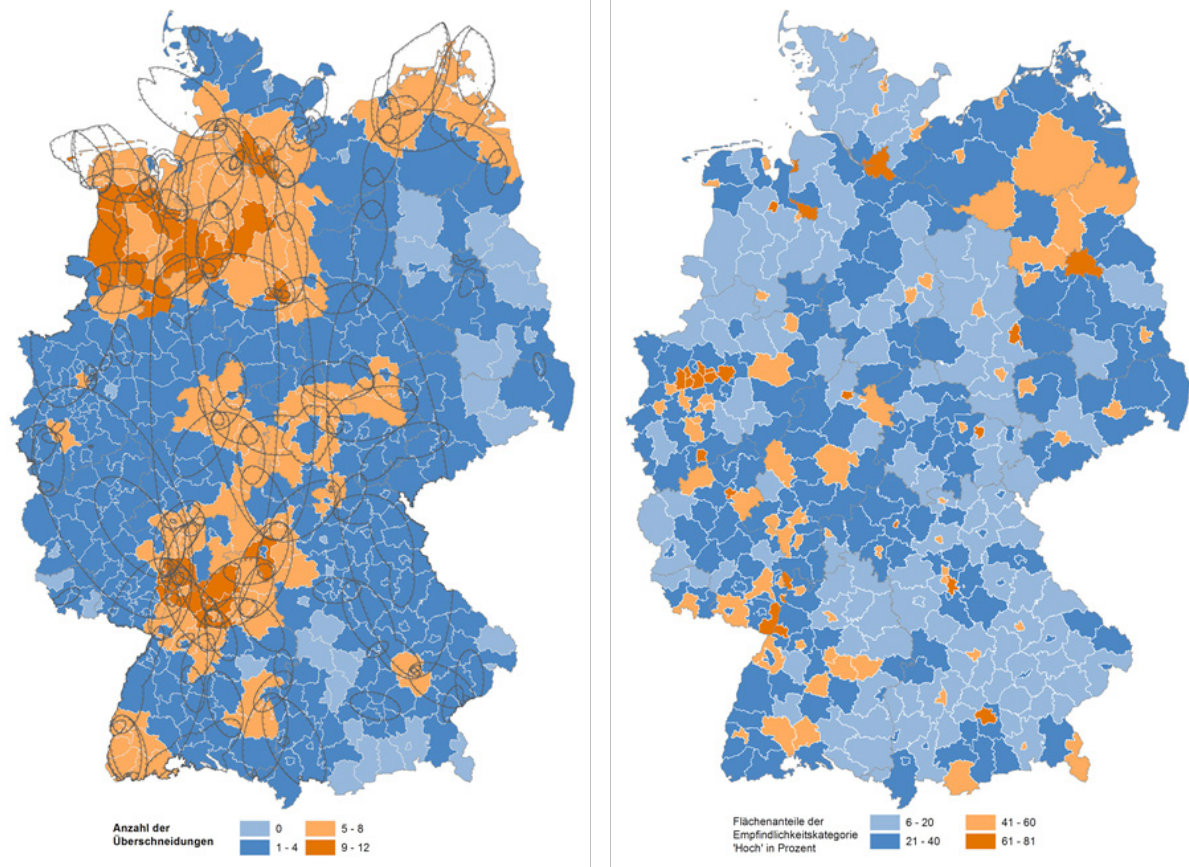
Den negativen Auswirkungen auf die Schutzgüter stehen jedoch auch indirekte positive Effekte des Netzausbaus im Zuge der Energiewende gegenüber. Diese sind jedoch nur schwer zu quantifizieren beziehungsweise durch die angewendeten Bewertungskriterien nicht abzubilden. Zu nennen sind hier zum Beispiel der Beitrag zur Erfüllung der Klimaschutzziele (Reduzierung von CO₂) oder der Beitrag zu Luftreinhaltezielen (Verringerung von Schadstoffen durch die verstärkte Nutzung regenerativer Energien).

Darüber hinaus gehend hat die Bundesnetzagentur untersucht, welche Regionen in Deutschland durch die Maßnahmen des zweiten Entwurfes des NEP sowie des O-NEP stärker oder weniger stark betroffen wären. Hierfür ist eine räumlich-quantitative Ermittlung der Lage und der Menge der Maßnahmen erfolgt und nachfolgend dargestellt, ohne dabei auf Schutzgüter, beziehungsweise Umweltauswirkungen im Speziellen einzugehen. Ferner erfolgt eine Darstellung der gegenüber dem Leitungsbau hoch empfindlichen Flächen (s. Abbildung 7). Als Projektionsgröße werden hierfür die (Land-)Kreise und kreisfreien Städte genutzt.

Die Auswertungen geben ein Indiz dafür, welche Regionen in Deutschland durch die Maßnahmen des NEP

sowie des O-NEP stärker oder weniger stark betroffen wären. Das Ergebnis ist eine Worst-Case-Betrachtung, da nicht alle Kreise, die von einer Überschneidung von Ellipse und Kreis „betroffen“ sind, auch vom tatsächlichen Netzausbau betroffen sein werden. Soweit konkrete Betroffenheiten vorliegen, sind Umweltauswirkungen durch Anwendung des NOVA-Prinzips (womöglich) zu vermeiden beziehungsweise zu minimieren. Durch einen gebündelten Verlauf mit ähnlichen Vorhaben kann zumindest die weitere Zerschneidung von Natur und Landschaft vermieden werden.

Die Abbildung 7 zeigt, dass lediglich Teile Brandenburgs, Saarlands, Bayerns, und Baden-Württembergs voraussichtlich nicht durch den Netzausbau betroffen sein werden (hellblaue Färbung). Umweltauswirkungen sind hier somit durch die Auswirkungen des Plans generell nicht zu erwarten. Die zweite Auswertung zeigt die Flächenanteile der bezüglich des Leitungsbaus als „hoch“ empfindlich eingestuft Kriterien für die Kreise beziehungsweise kreisfreien Städte. Nur in wenigen Kreisen beziehungsweise kreisfreien Städten liegen zu etwa 50 Prozent Flächen, die gegenüber dem Netzausbau eine hohe Empfindlichkeit aufweisen, das heißt, etwa die Hälfte des Kreises ist mit hoch empfindlichen

Abbildung 7: Betroffenheit durch Maßnahmen von NEP und O-NEP (links) und Flächenanteile der Kriterien der Empfindlichkeit


Flächen bedeckt. Ein Anteil von über 61 Prozent solcher Flächen findet sich ausschließlich in kreisfreien Städten mit hohem Siedlungsflächenanteil. Insgesamt zeigt die Analyse aber auch, dass in vielen Kreisen/ kreisfreien Städten „hoch“ empfindliche Flächen nur bis etwa ein Viertel der Kreisfläche einnehmen. Die Analyse gibt ein Indiz dafür, welche Gebiete für die zukünftige Planung weiterer Maßnahmen auf Ebene des NEP beziehungsweise für die Konkretisierung der Planung bereits gesetzlich bedarfsfestgestellter Vorhaben besonders konfliktträchtig sein können. Im Zuge des Netzausbaus sollten Bereiche, die in dieser Analyse einen hohen Flächenanteil auswei-

sen und sich auch auf den folgenden Planungsebenen als sehr konfliktträchtig herausstellen, möglichst umgangen werden. Es sollte – wie ohnehin gesetzlich vorgeschrieben – geprüft werden, ob Umweltauswirkungen durch die Beachtung des NOVA-Prinzips minimiert werden können.

3.2 Alternativer Gesamtplan: Szenario A 2030

Die Bundesnetzagentur hat auch die Szenarien überprüft (s. Tabelle 3). Insgesamt umfasst Szenario A 2030 148 Maßnahmen, davon sind 136 Maßnahmen aus dem NEP und 12 Maßnahmen aus dem O-NEP. Gegenüber dem Szenario B 2030 werden in Szenario A 2030 in der Summe

Tabelle 3: Vergleich der prozentualen Bewertungen der Szenarien A, B und C

Bewertungskategorie	A 2030 (Angaben in %)	B 2030 (Angaben in %)	C 2030 (Angaben in %)
A, A#, A##	36	35	35
B, B#, B##	25	27	26
C, C#, C##	39	38	39
ohne Raute	1	1	1
#	36	35	34
##	63	64	65

acht Maßnahme weniger berücksichtigt, sich ergebend aus zehn wegfallenden Maßnahmen und zwei zusätzlichen Maßnahmen. Die Offshore-Maßnahmen weisen keine Änderungen auf.

Die Teiluntersuchungsräume enthalten zu 64 Prozent Riegel im Sinne der Definition (Buchstaben B und C). In 39 Prozent der Fälle handelt es sich dabei um einen breiten beziehungsweise um mehrere Riegel (Buchstabe C). 36 Prozent der Untersuchungsräume enthalten keinen Riegel (Buchstabe A). Für weniger als 1 Prozent der ausgewerteten Teiluntersuchungsräume sind erhebliche Umweltauswirkungen bezogen auf alle Schutzgüter voraussichtlich nur in geringem Umfang zu erwarten (kein Rauten-Symbol). In 36 Prozent der Maßnahmen sind erhebliche Umweltauswirkungen potenziell in moderatem Umfang möglich (Bewertung mit #), und in 63 Prozent der Fälle ist davon auszugehen, dass mit den Netzausbaumaßnahmen voraussichtlich erhebliche Umweltauswirkungen umfangreich ausgelöst werden (Rauten-Symbol ##).

3.3 Alternativer Gesamtplan: Szenario C 2030

Als weitere Gesamtplanalternative wurde zudem das Szenario C 2030 überprüft. Szenario C 2030 beinhaltet insgesamt 158 Maßnahmen, davon sind 146 Maßnahmen aus dem NEP und 12 Maßnahmen aus dem O-NEP. Ge-

genüber dem Szenario B 2030 werden in Szenario C 2030 zwei Maßnahmen mehr berücksichtigt, sich ergebend aus einer wegfallenden Maßnahme und drei zusätzlichen Maßnahmen. Die Offshore-Maßnahmen weisen keine Änderungen auf.

3.4 Vergleich der Szenarien B 2030, A 2030 und C 2030

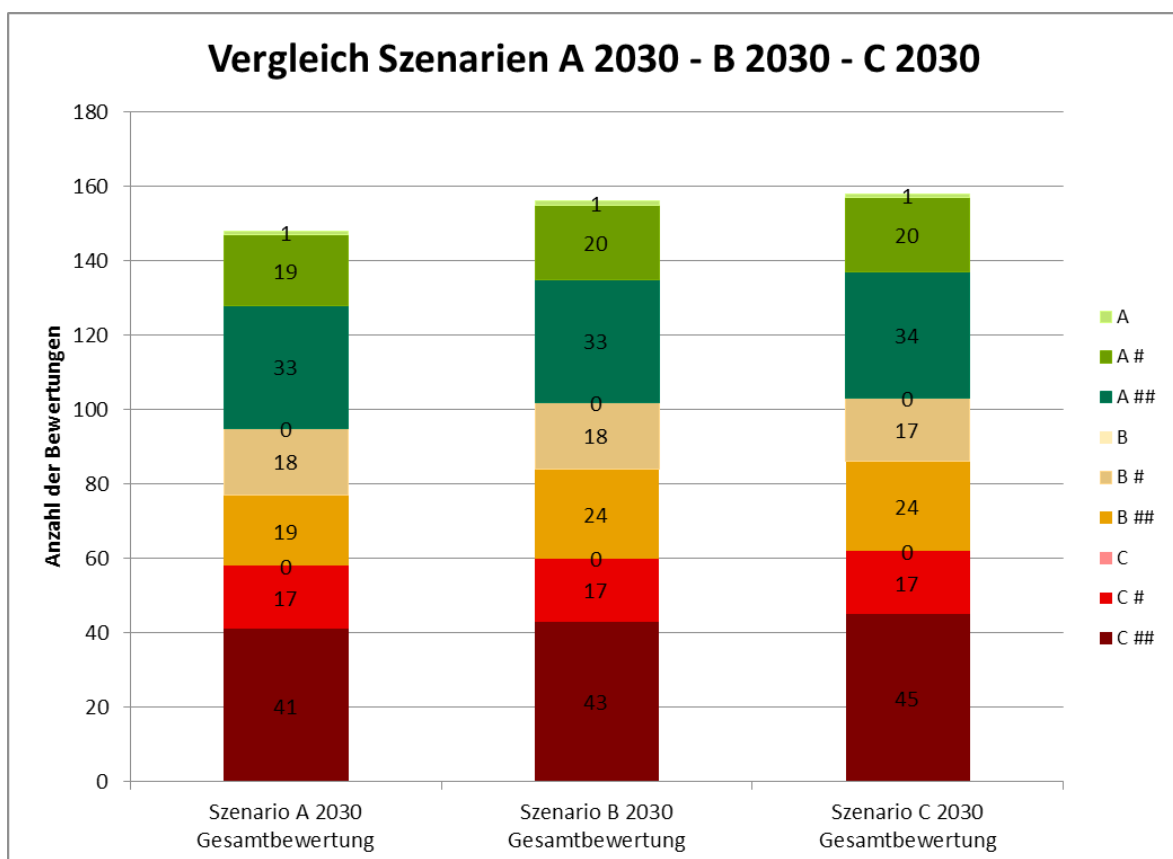
In Szenario B 2030 sind 156 Maßnahmen, in Szenario A 2030 148 Maßnahmen und in Szenario C 2030 158 Maßnahmen enthalten.

Die Abbildung 8 zeigt, wie viele Maßnahmen auf die einzelnen Bewertungen entfallen.

In Bezug auf die prozentuale Verteilung der Maßnahmen auf die Bewertungskategorien lassen sich nur geringe Unterschiede mit Verschiebungen um wenige Prozentpunkte feststellen (s. Tabelle 3).

Zusammenfassend ist festzuhalten: Die Szenarien A und C weisen im Vergleich zu Szenario B 2030 keine oder nur eine geringfügig veränderte Prozentzahl bei den Bewertungen mit ## (erhebliche Umweltauswirkungen werden voraussichtlich umfangreich ausgelöst) auf. Der Anteil der Bewertungskategorie C (breiter oder mehrere Riegel) ist um ein Prozent erhöht, der Anteil der Bewertungskategorie A um etwa ein Prozent erhöht beziehungsweise gleich.

Abbildung 8: Vergleich der Gesamtbewertungen für die Szenarien A, B und C



3.5 Vorhabenbezogene Alternativen

Zusätzlich wurden diejenigen Maßnahmen auf ihre voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen geprüft, die von der Bundesnetzagentur aus dem zweiten Entwurf des NEP als „vernünftige Alternativen“ identifiziert wurden. In erster Linie handelt es sich hierbei um solche Angaben der ÜNB, die in den einzelnen Steckbriefen der vorgeschlagenen Ausbauprojekte als „anderweitige Planungsmöglichkeiten“ formuliert sind. Die Bundesnetzagentur hat in ihrem Entwurf des Umweltberichts für insgesamt 51 Maßnahmen alternative Netzverknüpfungspunkte beziehungsweise Stützpunkte – unabhängig von der energiewirtschaftlichen Einschätzung – auf ihre voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen geprüft. Hierunter fallen auch die Alternativen zur Entflechtung des Netzverknüpfungspunktes Grafenrheinfeld mit den alternativen Endpunkten Urberach (P43mod), Ludersheim (P44mod, AL1-P44), Raitersaich (AL-P43) und Mechlenreuth (AL2-P44). Die umweltfachliche Prüfung der vernünftigen Alternativen zu den konkreten Einzelmaßnahmen des NEP erfolgt unter Kapitel 7.6.

Ergibt die umweltfachliche Prüfung, dass eine Maßnahme oder eine der vorliegenden Alternativen vorzugswürdig ist, ist dieses im Umweltbericht konkret benannt. Gründe für die umweltfachliche Vorzugswürdigkeit einer Alternative können sowohl die Bewertung einzelner Schutzgüter (Riegel, Restraum), als auch weitere Aspekte wie Länge oder Ausbauform sein.

Die vernünftigen Alternativen wurde also nicht nur umweltfachlich geprüft, sondern sowohl die Gesamtbewertungen als auch signifikante Unterschiede

bei den Bewertungen der einzelnen Schutzgüter der Vorzugsvariante und der geprüften Alternative(n) miteinander verglichen. Eine Gegenüberstellung erfolgt tabellarisch (s. Tabelle 4) wie auch kartografisch. Bei signifikanten Unterschieden in der Bewertung wurde dies durch einen entsprechenden Bewertungssatz hervorgehoben.

Die umweltfachliche Prüfung hat ergeben, dass bei der Alternative/ bei der Vorzugsvariante in deutlich größerem Umfang mit erheblichen Umweltauswirkungen auf die Schutzgüter zu rechnen ist als bei der Vorzugsvariante/ der Alternative. Nach umweltfachlichen Kriterien ist damit auf dieser Betrachtungsebene die Vorzugsvariante /die Alternative als vorteilhaft zu bewerten. Diese Bewertung kann sich in den genaueren Untersuchungen der nachfolgenden Planungsebenen ggf. anders darstellen.

Signifikante Unterschiede liegen vor, wenn

- zwei Bewertungsstufen (z.B. A# zu C#) zwischen Vorzugsvariante und Alternative liegen oder
- drei Schutzgüter in der Bewertung einen Unterschied von zwei Bewertungsstufen aufweisen (z.B. A# zu C) oder
- sich die Maßnahmen in der Gesamtbewertung um eine Bewertungsstufe (z.B. B zu C##, A# zu B##) unterscheiden und gleichzeitig ein deutlicher Längenunterschied vorliegt (z.B. Verdopplung der Länge).

Tabelle 4: Beispiel eines Alternativenvergleichs

Maßnahmenbezeichnung	FL/EK	Gesamt	Mensch	T/Pfl/bV	Boden	Wasser	Land-schaft	Kultur	T/Pfl/bV - Küste	Boden - Küste	Land-schaft - Küste
Ostsee-Cluster 1,2,4 – Grenzkorridor I – Gemeinden Siedenbrünzow / Alt Tellin / Bartow	EK	C##	A#	C##	C#	C#	A#	A	C	A	-
Ostsee-Cluster 1,2,4 – Grenzkorridor I – Lubmin	EK	C##	A#	A##	A#	A##	A#		C	A	-
Ostsee-Cluster 1,2,4 – Grenzkorridor I – Lüdershagen	EK	C##	A#	A#	A#	A#	A#	A	B#	A	-

Es zeigt sich bei den vorhabenbezogenen Alternativen folgendes Ergebnis: Nach der zuvor beschriebenen Methode können bei fünf Projekten des NEP und einer Offshore-Maßnahme die Vorzugsvariante bzw. die Alternative als vorteilhaft beschrieben werden.

- P 33/M24a Wolmirstedt – Helmstedt – Hattorf – Wahle
- P 37/ M 25b PSW Talsperre Schmalwasser/ Ebenheim – Mecklar
- P 43/M 74a und M74b Mecklar – Dipperz und Dipperz – Bergrheinfeld/West (hier wegen der längeren Strecke)
- P 53/M350 (tlw.) Ludersheim – Sittling – Altheim und M 431 Irsching – Sittling
- P 69/M 105 Emden/Ost – Conneforde
- M 73 Ostseecluster 1,2,4 – Grenzkorridor I – Gemeinden Siedenbrünzow/ Alt Tellin/ Bartow

Der Vergleich stellt lediglich die Bewertungen aus Umweltgesichtspunkten dar. Für eine Gesamtabwägung sind weitere Kriterien, insbesondere die netztechnischen Bewertungen der Maßnahmen heranzuziehen.

Ist kein oder nur ein geringer Unterschied zwischen der Vorzugsvariante und der Alternative gegeben, wird keine Bewertung der Vorzugswürdigkeit aus Umweltsicht vorgenommen. Die SUP etabliert kein eigenständiges Entscheidungsverfahren, sondern liefert eine Beurteilungsgrundlage für die Entscheidung über die Annahme des Plans durch den Gesetzgeber. Dem Gesetzgeber obliegt es, die im Umweltbericht dargestellten Gesamtplan- und vorhabenbezogenen Alternativen zu würdigen und in den Entscheidungsprozess bei der Annahme des Plans einzustellen.

Die reine Betrachtung der Umweltauswirkungen ist allerdings nach wie vor für eine Auswahlentscheidung nicht ausreichend. In einer gesamthaften Bewertung der Alternativen wäre ebenfalls zu berücksichtigen, ob

es sich entsprechend des NOVA-Prinzips um eine Netzverstärkung, eine Zu- beziehungsweise Umbeseilung oder einen Neubau handelt. Beispielsweise sind 125 der insgesamt 144 Maßnahmen, die im Szenario B 2030 des NEP Strom enthalten sind, zumindest teilweise als Netzverstärkung geplant. Zudem sind die Distanzen zwischen den Netzverknüpfungspunkten zwischen Vorzugsvariante und Alternative zu betrachten. Diese sind zum Teil sehr unterschiedlich. Zum Beispiel ist die Vorzugsvariante zu Projekt P 38/M 27 von Pulgar nach Vieselbach als Netzverstärkung geplant. Zwischen den Punkten liegt eine Luftliniendistanz von 88 Kilometern. Als anderweitige Planungsmöglichkeit ist im NEP Strom 2030 ein Neubau von Pulgar nach Lauchstädt aufgeführt. Hier beträgt die Luftliniendistanz allerdings lediglich 39 Kilometer. Zudem sind stets die Gegebenheiten des Einzelfalles zu würdigen.

Diese Neuerung im Alternativenvergleich von vorhabenbezogenen Alternativen stellt die Bundesnetzagentur im vorliegenden Entwurf des Umweltberichts erstmalig zur Konsultation. Die Bundesnetzagentur möchte die Öffentlichkeit ausdrücklich zu Stellungnahmen zu diesem Sachverhalt auffordern. Konkret werden in Kapitel 7.6 Maßnahmen aus Umweltsicht einer vergleichenden Alternativenprüfung unterzogen.

Der Bundesnetzagentur ist bewusst, dass auf späteren Planungsebenen entgegen des Worst-Case-Ansatzes im Rahmen des vorliegenden Umweltberichts hier prognostizierte Umweltauswirkungen evtl. nur in abgeschwächter Form eintreten.

Wie stehen Sie daher dazu, dass der Umweltbericht bei erkennbaren Unterschieden auf dieser Betrachtungsebene teilweise eine räumliche Alternative als „vorteilhaft“ bewertet?

